

DOI: 10.7667/PSPC170674

基于状态监测的继电保护系统检修策略研究

肖繁^{1,2}, 王紫薇³, 张哲², 尹项根², 张侃君¹, 黎恒炫¹

(1. 国网湖北省电力公司电力科学研究院, 湖北 武汉 430074; 2. 强电磁工程与新技术国家重点实验室(华中科技大学), 湖北 武汉 430074; 3. 三峡大学电气与新能源学院, 湖北 宜昌 443002)

摘要: 随着智能变电站的不断建设和监测技术手段的不断发展, 继电保护系统进行状态检修已成为可能。但现有继电保护状态检修研究大多基于定性分析, 缺少科学、合理的定量理论研究。基于此, 结合智能变电站继电保护系统各组件的故障机理和类型、演变特点, 将影响设备运行工况的因素分成长期演变型和短期骤变型两类。并建立了 DTDS(Degradation-Threshold and Degradation-Shock)模型描述各组件在不同运行状况下的故障率分布模型, 考虑设备老化、检修回归等因素的影响。其中, 通过最小二乘法求解 DT(Degradation-Threshold)模型, 通过 Gamma 分布描述 DS(Degradation-Shock)模型。在此基础上, 结合继电保护系统的误动和拒动特性, 分别建立了单套继电保护系统和双重化继电保护系统的风险评估模型, 以实现智能变电站继电保护系统的检修策略优化。

关键词: 智能变电站; 继电保护系统; 状态检修; DTDS 模型; 风险评估

Study on maintenance strategy of relay protection system based on condition monitoring

XIAO Fan^{1,2}, WANG Ziwei³, ZHANG Zhe², YIN Xianggen², ZHANG Kanjun¹, LI Hengxuan¹

(1. State Grid Hubei Electric Power Research Institute, Wuhan 430074, China; 2. State Key Laboratory of Advanced Electromagnetic Engineering and Technology (Huazhong University of Science and Technology), Wuhan 430074, China; 3. School of Electrical and New Energy, Three Gorges University, Yichang 443002, China)

Abstract: With the construction of smart substation and the development of monitoring technology, the Condition-Based Maintenance (CBM) of relay protection system can be implemented. However, most of the maintenance strategies of relay protection system considering the condition monitoring are studied qualitatively, without quantitative theoretical research of science and reasonableness. On this basis, according to the failure mechanism, failure types and evolution features of the components in smart substation relay protection system, the factors affecting operation condition of equipment are classified to long-term degradation failure and short-term shock failure. The failure rate distribution model of the components are described by the Degradation-Threshold and Degradation-Shock (DTDS) model under different conditions considering the influence of the aging of equipment and maintenance regression. Thereinto, Degradation Threshold (DT) model is solved by using least square method and Degradation-Shock (DS) model is described through Gamma distribution. Moreover, the risk assessment models of single and dual configuration of relay protection systems are established respectively combining the characteristics of the refuse-to-operate failure and the mal-operation failure to optimize CBM of relay protection system in smart substation.

This work is supported by National Key Research and Development Program of China (No. 2016YFB0900600).

Key words: smart substation; relay protection system; condition-based maintenance; DTDS model; risk assessment

0 引言

继电保护作为智能变电站的重要组成部分, 其正常运行与否对电力系统的运行有着十分重要的影

响。因此, 提高继电保护的可靠性是建设智能变电站的重要目标之一。目前, 随着保护装置和通信系统等状态监测手段的不断发展, 对智能变电站继电保护系统实施状态检修已成为一种提高继电保护系统可靠性、减小设备失效概率的重要手段, 是智能变电站继电保护系统建设的重要方向^[1-2]。因此, 利用先进的监测技术和设备, 对继电保护系统实施状

基金项目: 国家重点研发计划资助(2016YFB0900600); 湖北省电力公司科技项目(521532160016)

态监测, 并根据监测结果制定合理的检修策略以提高继电保护系统的可靠性能, 已成为建设智能变电站继电保护系统亟待解决的重要问题之一。

目前, 对智能变电站继电保护系统的状态检修研究大多为定性分析, 根据设备实时运行工况制定状态检修策略的定量分析的研究尚较少见。国家电网颁布的《继电保护系统状态检修导则》试运行版采用对二次设备评分的方式给出了微机继电保护装置的状态检修方案, 但该方案的评分方式没有结合设备故障或异常运行的实际规律, 同时其给出的检修时间也较粗略, 容易造成“过检”或“欠检”的现象。文献[3-4]提出一种基于马尔科夫链的状态空间方程求解设备的故障率, 但实际上不同时刻的设备状态转移概率很难获取。文献[5]提出了一种基于可靠性经济的继电保护最佳检修间隔方案, 建立了单套保护与两套保护的状态空间模型, 但该文献没有考虑智能变电站继电保护系统多元件特性与状态检修策略, 当设备状态较多时, 将会出现状态组合空间爆炸问题, 对复杂系统模型的建立和求解极其困难与繁琐; 文献[6]提出了考虑检修影响的设备故障率分布模型; 文献[7]提出了用状态监测信息求解设备的剩余寿命和检修决策; 文献[8]从最基本的角度, 在电网状态检修概率的基础上, 建立了电网状态检修的基本模型, 并进行了详细分析。但该文献没有结合状态监测对设备进行评估, 所提检修方案也不适用于继电保护系统; 文献[9]提出根据状态检修结果, 通过遗传算法求解变电站最小经济损失确定状态检修策略, 但该方法并未考虑继电保护与电网实际经济性之间的关联, 对继电保护系统不具普遍适用性。文献[10-11]提出用马尔科夫模型求解设备的失效率, 但该类方法只能预测设备的短期失效率, 不能描述设备的长期变化规律, 难以对电网的停运、检修等长期计划方案提供帮助。

基于此, 本文结合智能变电站继电保护系统各组件的故障机理、类型以及演变特点, 提出 DTDS (Degradation-Threshold and Degradation-Shock)模型描述各组件的故障率分布模型。其中, 用最小二乘法拟合继电保护系统各组件由于设备老化、材料疲劳影响等长期演变因素影响的基础故障率分布模型; 并基于环境信息、监测信息和巡检信息的二次设备状态评价指标体系^[1], 利用 DS(Degradation-Shock)模型描述各组件的短期骤变规律, 其中, 用 Gamma分布描述设备恶劣运行状况下的变化规律, 在此基础上, 结合继电保护系统的误动和拒动特性, 建立

了继电保护系统的风险评估模型, 以实现智能变电站继电保护系统检修策略的优化处理。本文为智能变电站继电保护系统的状态检修在电力系统的应用与推广奠定了基础。

1 继电保护系统组件信息分类

综合设备各类信息获得数据, 提取具有共性特征的信息, 并通过某一模型对设备的未来变化趋势进行描述, 是设备进行状态检修的重要环节之一。设备数据信息的分类是继电保护系统进行检修的基础和重要凭据, 不合理的设备数据信息分类将难以正确提取信息的共性特征, 进而影响设备的预测规律和继电保护系统的检修策略。继电保护系统的数据信息包括原始资料、运行资料、检修信息、监测信息、试验信息和巡检信息等。不同故障特性的数据信息是组件在不同运行状态下的特征体现^[1-2]。本文以组件的故障率模型描述组件的变化趋势, 当设备运行在正常的运行工况下, 组件的故障率较多地受材料疲劳、设备老化、历次检修等因素的影响; 当组件运行在恶劣情况下, 其运行工况可通过状态监测信息、试验信息和巡检信息等数据识别出来。因此, 本文将影响继电保护系统各组件故障率的设备老化、家族性缺陷、检修等因素归类为长期演变影响因素; 将能表征组件实时特征的监测数据、试验数据、巡检数据等信息归类为影响组件故障率的短期骤变信息。

2 组件失效率预测模型

组件的故障率受长期演变和短期骤变两类因素的共同作用。不同的影响因素使组件具有不同的状态特性, 本文提出用 DTDS 模型^[12-13]描述组件随时间的变化规律。其中, DTDS 模型由 DT 模型和 DS 模型两部分构成。因老化、材料疲劳等因素造成组件性能劣化的故障率分布规律用 DT (Degradation-Threshold)模型描述; 因短期骤变因素导致组件运行状况发生急骤变化的特性用 DS(Degradation-Shock)模型描述。目前, DTDS 理论已在机械和电子设备等^[14]众多研究领域中得到应用。本文根据继电保护系统各组件的故障机理和演变特点, 提出适用于继电保护各组件的 DTDS 模型, 以描述各组件运行工况的变化趋势。

2.1 基于最小二乘法拟合的 DT 模型

组件性能的劣化是由自身原因和外因两类因素的共同作用造成的。对继电保护设备来说, 在忽

略人工和外因的影响下,设备长期演变规律与时间的关系通常可用浴盆曲线来描述^[15]。在此,用 Weibull 分布描述设备的长期演变规律。其中, Weibull 分布是近年来在设备寿命可靠性分析中应用较为广泛的一种模型,可整体反映元件在不同运行时期的整个变化趋势^[16]。此外,生产厂家已在组件出厂前进行了相应的测试,所以在实际分析中,组件的早期故障期可略去不计。因此,通过 Weibull 分布模型描述继电保护系统二次设备故障率分布曲线,可得到浴盆曲线中的偶然失效期与老化失效期的曲线,如式(1)所示。

$$\lambda(t) = \frac{m}{\eta} \left(\frac{t}{\eta}\right)^{m-1} \quad (1)$$

式中: t 为失效时间; m 和 η 分别为 Weibull 分布函数的形状参数和尺度参数, $m=1$ 时,故障率为常数,表示组件处于偶然故障期, $m>1$ 时,故障率呈上升趋势,表示组件处于损耗故障期。在实际应用中,关键是如何合理确定模型参数 m 和 η 值。目前,常用做法是利用统计数据通过最小二乘法对参数值进行优化计算。其中,采用最小二乘法对组件故障率分布模型参数进行计算时,原则上可使用近似中位秩次法、Marquardt 法等。近似中位秩次法针对有终止项的样本展开,对于继电保护设备这种可修复再使用的情况难以适用。Marquardt 法是高斯-牛顿法的一种改进形式,在电力设备的失效率模型参数估计中,具有拟合效果好、精度高等优点。因此,本文采用 Marquardt 法^[15]对继电保护系统各组件的失效模型进行拟合,并将多次迭代后求得的 m_n 、 η_n 作为威布尔分布函数的最终参数估计值。

2.2 基于状态监测信息的 DS 模型

组件失效率的变化不仅与元件老化等长期演变因素有关,而且与短期骤变因素有关。当组件的运行工况恶化时,短期骤变影响因素相较于长期演变因素对组件故障率的影响更为明显,将在短时间内导致组件功能失效。因此,组件故障率分布模型还需要考虑组件在恶劣运行条件下的运行状况变化规律。在恶劣运行条件下,组件故障率的短期变化情况极其复杂,在此以《继电保护系统状态检修导则》为基础,提取监测信息、巡检信息等数据,把这些数据反映的状态量作为短期骤变因素的状态量,并按照相应的评分机制描述短期骤变因素对组件运行状况的影响。基于此,本文取 X 作为组件运行状况的分值,取 X_M 作为区别组件正常状况与恶劣状况的阈值。其中, X_M 值可根据现场运行经验获取。

1) 状态分值 $X > X_M$

当 $X > X_M$ 时,表明组件运行状况良好,其受到老化、材料疲劳等因素的影响较少,可通过式(2)描述组件在故障率分布模型中的等值运行年限 t_d ,即可求得组件在当前时刻的故障率。

$$t_d = \frac{100 - \bar{X}}{100 - X_M} t + t_d^k \quad (2)$$

式中: 100 表示组件运行在最佳状态,实际运行中很难达到; $\bar{X} = \sum \frac{X^{(n)}}{n}$ 表示组件自上次检修以来的平均值,如果组件没有经过检修,则表示组件自投运以来的平均评价分值; t_d^k 表示组件在第 k 次检修后在故障率分布模型上的等值运行年限,如果组件未经历检修, $t_d^k = 0$ 年。

2) 状态分值 $X < X_M$

当 $X < X_M$ 时,表明组件较多地受到短期骤变因素的影响,运行状况变差。以 M_1 表示组件正常状态, M_2 表示组件恶化状态,则组件进入恶化阶段 M_2 后,将严重影响组件功能的实现。从检修角度来说,如果组件受到不是致命损害时,其变化过程仍然是一个渐变过程,只是性能劣化的速度加快。因此, M_2 阶段仍然可用通过监测组件状态量的变化情况,获取组件的实时运行状况^[17]。目前,国内外对组件在非正常状况下的变化规律进行了一定的研究,其中, Gamma 分布由于其具有符合各种失效曲线且参数精度高等优势被广泛应用于股票走势预测、机械设备恶化阶段等方面^[18-20]。在此,本文假设组件在 M_2 阶段的状态发展趋势服从 Gamma 分布,其概率密度函数如式(3)所示。

$$f_{a(t-s),\beta}(x) = \frac{1}{\Gamma(a(t-s))} \frac{x^{a(t-s)-1}}{\beta^{a(t-s)}} e^{-x/\beta}, x \geq 0 \quad (3)$$

式中: a 为形状参数; β 为尺度参数; $\Gamma(a(t-s)) = \int_0^\infty e^{-u} u^{a(t-s)-1} du$ 。

假设继电保护的监测系统可以在任何时刻监测到组件的运行状况,即任一时刻均可获取组件运行工况的评价分值。因此,取 $X_N < X_M$, X_N 表示组件从异常告警运行了一段时间后的分值,但该值取值接近 X_M 。因此,在 $X_M \sim X_N$ 之间可以取 n 组数据 $(X_M, t_1), (X_2, t_2), \dots, (X_{n-1}, t_{n-1}), (X_N, t_n)$ 。由于组件在恶劣条件下的运行状况可以通过 Gamma 分布描述,因此以 n 组数据作为 Gamma 分布的小样本,对 Gamma 分布的参数进行求解。

Gamma 分布的参数求解有最大似然估计法、矩

估计法、自协方差估计和期望极大化等方法。由于矩估计法精度较差, 小样本时难以使用; 最大似然估计虽具有最优性质, 但也存在存在性不能保证和无偏性不能保证等问题, 且直接用最大似然估计计算形状参数和尺度参数涉及到对数似然函数的二阶偏导, 难以实现。期望极大化算法是在不完全样本条件下求解极大似然估计的有力工具^[21]。因此, 本文对获取的 n 组数据采用期望极大化算法实现 Gamma 分布的形状参数与尺度参数值 α, β 的求解, 求解过程可见文献^[19]。

2.3 组件的综合故障率模型

综合上述分析, 组件的长期演变规律和短期骤变规律的综合作用可通过的 DTDS 模型描述。其中, 组件的失效率由式(4)可得

$$r(t, X_t) = r_1(t) \cdot 1_{\{X_t \leq X_M\}} + r_2(t) \cdot 1_{\{X_t > X_M\}} \quad (4)$$

式中: X_t 表示设备在 t 时刻的状态评价分值; $r_1(t)$ 表示 $X_t \leq X_M$ 时设备的失效率; $r_2(t)$ 表示 $X_t > X_M$ 时, 设备的失效率。式(4)表示设备在 t 时刻受到非正常因素影响, 导致设备运行性能恶化。

2.4 考虑检修回归的组件故障率模型

检修是影响组件故障率分布的重要因素, 经过检修的组件不能按照原来的故障率分布模型进行分析, 需要建立计及检修效应的故障率分布模型。组件在运行一段时间后, 其故障率增加, 继电保护系统应进行预防性的检修, 否则组件故障率增大到一定程度将使继电保护系统失效。预防性检修能降低设备故障率, 具体体现为检修对组件在故障率分布曲线上的有效役龄具有回退功效^[5]。但是, 检修不能使设备状态恢复如新, 这是因为设备本体受材料老化的影响, 故检修只能对设备的劣化程度进行一定程度的修复, 特别是对短期骤变因素导致的故障率增高情况。组件经检修恢复后的有效役龄不能恢复到上次检修后的等效役龄之前, 而且组件的故障率在检修的影响下仍然有一个增长的趋势, 直至达到一定的技术门槛, 组件发生故障或组件的寿命结束。因此, 检修只是延长了组件的使用寿命。其中, 经过 k 次检修的组件故障率分布模型如图 1 所示。组件当前时刻在故障率分布模型上的等效役龄 t_{act} 为

$$t_{act} = t_{act}^{k-1} + (1-\theta) \cdot t^{k-1} + t \quad (5)$$

式中: 假设设备在第 $k-1$ 次检修后运行了 t^{k-1} 的时间进行第 k 次检修; 第 $k-1$ 次检修后设备在寿命分布模型上对应的有效役龄为 t_{act}^{k-1} ; 设备在第 k 次检

修后已运行了 t 时间; θ 为检修回退因子。并且假设检修能预防所有故障, 即检修前继电保护系统没有发生故障, 式中数据可由历史数据获得。

由于检修时间相对于设备的寿命来说, 可以忽略不计, 所以图 1 中组件经检修后的等效役龄直接按照检修回退因子进行等效处理, 并不考虑组件故障率在检修时间内的变化情况。

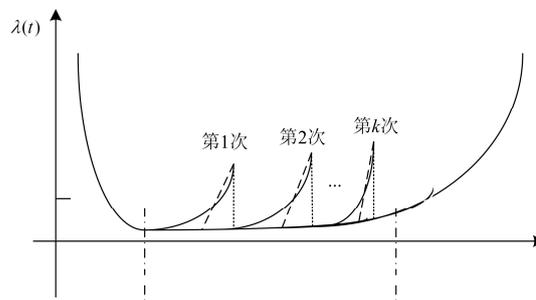


图 1 考虑检修情况的设备故障率分布曲线

Fig. 1 Failure rate curve of device considering the maintenance conditions

3 继电保护系统风险评估模型

合理的检修策略能有效减小保护系统的误动与拒动失效, 提高继电保护系统可靠性, 减小电网因故障导致的经济损失。然而继电保护系统检修次数过多, 将导致电网计划停电次数的增加, 同样也将导致电网经济损失的增加。因此, 根据继电保护系统各设备状态监测结果制定合理的检修计划, 实现对继电保护系统检修风险与故障风险的优化处理, 使电网综合风险损失为最小值。

3.1 检修风险

变电站继电保护系统状态检修作为一种预防性检修, 是在继电保护组件发生故障前实施检修, 在降低组件失效率的同时, 也带来因检修停电导致的电网损失。继电保护系统状态检修为计划停电, 损失费用包括检修费用和检修范围内电网计划停电的费用。其中, 检修损失如式(6)所示。

$$S^M = S_m + S_T \quad (6)$$

式中: S^M 表示检修期间变电站因继电保护系统检修的风险损失; S_m 表示检修费用; S_T 表示电网因保护系统检修而停电一次的经济损失。

3.2 误动和拒动风险

继电保护系统故障风险包括误动风险和拒动风险。其中, 误动风险为该保护范围内保护误动造成的非计划负荷转移等后果导致的损失, 包括非计划停电损失费用和维修费等两部分。误动风险表达式

如(7)所示。

$$S^W = S_w + S^{w1} \quad (7)$$

式中： S^W 表示误动造成的风险损失； S_w 表示保护系统误动失效后的维修费用； S^{w1} 表示由于保护系统误动导致一次系统负荷非计划转移等后果造成的风险损失。

继电保护拒动将造成上级保护动作，其风险损失包括上级保护动作造成的电网故障损失和保护系统的故障维修费用。继电保护系统拒动风险如式(8)所示。

$$S^J = \bar{P}_1 \cdot (S_w + S^{J1}) \quad (8)$$

式中： S^J 表示继电保护系统拒动风险损失； S_w 表示拒动失效后保护系统维修费用； \bar{P}_1 表示保护范围内一次系统发生故障的概率(由于保护系统启动元件的存在，只有在电网故障情况下，保护系统才会动作，因此，保护拒动的风险损失计算必须考虑一次电网故障情况)； S^{J1} 表示继电保护系统拒动导致电网的风险损失。

3.3 综合风险

继电保护系统状态检修能有效减小保护系统失效发生的次数，但并不能完全消除突发故障。因此，继电保护系统风险损失计算必须考虑检修费用、误动风险损失以及拒动风险损失。考虑状态检修的继电保护系统在单位时间内的风险损失如(9)所示。

$$S = S^M / (Q + t_{act}) + \bar{P}^W \cdot S^W + \bar{P}^J \cdot S^J \quad (9)$$

式中： t_{act} 表示保护系统从上次检修至当前时刻的时间； Q 表示继电保护系统从当前时刻至下一次检修前的时间间隔； S 表示继电保护系统从上次检修至下次检修期间的综合风险； P^W 表示在上次检修至下次检修期间保护系统的累计误动失效概率； \bar{P}^J 表示当前状态至检修时刻保护系统的累计拒动失效概率。

4 检修周期内保护系统累计失效概率

由上节可知，继电保护系统的风险评估与系统的累计失效概率相关，需要获取继电保护系统在两次检修期间的拒动累计失效概率和误动累计概率。假设继电保护系统从当前状态开始经过 Q 时刻进行检修，即可求解各组件在上次检修后至下一次检修前的累计失效概率。由于继电保护系统包括单套保护系统和双重化保护系统等两种构建方式，不同配置模式的继电保护系统检修间隔时间不同，下面分别对继电保护系统两种组网方式在检修间隔时间内

的累计失效概率进行求解。

4.1 单套继电保护系统的累计失效概率

针对单套继电保护系统，由合并单元(MU)、光纤(FI)、保护装置(PR)、智能终端(ST)等元件串联而成^[22]。继电保护系统从上次检修至下次检修期间的累计失效概率 \bar{P}_S 如式(10)所示。

$$\bar{P}_S = 1 - P_{MU} \cdot P_{FI} \cdot P_{PR} \cdot P_{FI_2} \cdot P_{ST} \quad (10)$$

式中， $P_i = 1 - \bar{P}_i$ ， \bar{P}_i 表示第 i 个设备从上次检修至下次检修期间的累计失效概率， i 可表达为MU、FI、PR、ST等组件。由于组件运行状况包括正常状况和恶劣状况，需要根据各组件的运行工况对其累计失效概率进行求解。

当组件 i 运行在正常状态时，首先通过式(5)获得组件在第 k 次检修后在故障率分布模型上的等效役龄 t_{act}^k ；在此基础上，根据组件 i 的运行状况评价分值通过式(2)求解组件 i 当前时刻在故障率分布模型上的等效运行时间 t_{act} ，结合式(1)可计算出组件 i 在上次检修至 Q 时刻内的累计失效概率如式(11)所示。

$$\bar{P}_i = \int_{t_{act}^k}^{t_{act}^k + Q} \frac{m}{\eta} \cdot \left(\frac{t}{\eta}\right)^{m-1} dt \quad (11)$$

当组件 i 运行工况变恶劣时，组件在两次检修期间的累计失效概率包括正常运行状况下的(即上次检修至当前等效运行年限内)组件 i 的累计失效率和组件 i 在恶劣状态下(即 Q 时间内)的累计失效概率。其表达式如式(12)所示。

$$\bar{P}_i = \int_{t_{act}^k}^{t_{act}^k} \lambda(u) du + \int_{t_{act}^k}^{t_{act}^k + Q} f(u) du \quad (12)$$

式中： $\lambda(u)$ 为上次检修至当前等效时刻前的失效率函数，由式(1)求得； $f(u)$ 为Gamma分布的概率密度函数，可由式(3)求得。

4.2 双重化继电保护系统的累计失效概率

双重化继电保护系统由两套单重化继电保护系统并联而成，其逻辑出口为“或”门^[22]。当双重化继电保护系统其中一套保护系统停运检修时，在满足电网可靠性需求的条件下，另一套继电保护系统可以继续运行。因此，令 Q_1 表示继电保护系统1的从当前状态至下次检修的间隔时间， Q_2 表示继电保护系统2从当前状态至下次检修的间隔时间，且 $Q_1 < Q_2$ ，即保护系统1的运作状况相较于保护系统2较差，需先进行检修。双重化继电保护系统1在从上次检修后至下次检修期间的累计误动失效概率和累计拒动失效概率分别为

$$\begin{cases} \overline{P^W} = \overline{P_{1Q_1}^W} + \overline{P_{2Q_1}^W} \\ \overline{P^J} = \overline{P_{1Q_1}^J} \cdot \overline{P_{2Q_1}^J} \end{cases} \quad (13)$$

式中; $\overline{P_{1Q_1}^W}$ 、 $\overline{P_{1Q_1}^J}$ 分别表示保护系统 1 在上次检修后至下次检修期间的累计误动失效概率和累计拒动失效概率; $\overline{P_{2Q_1}^W}$ 、 $\overline{P_{2Q_1}^J}$ 分别表示保护系统 2 在上次检修后至保护系统 1 下次检修期间的累计误动失效概率和累计拒动失效概率, 由式(10)求得。其中, 各组件从上次检修至 Q_1 时间后进行检修的累计失效概率可分别按照正常状况下的式(11)求取, 或恶化状况下的式(12)求取。

除了保护系统 1 需要进行检修外, 还要考虑保护系统 2 的检修时间 Q_2 , 假设保护系统 1 经检修后至保护系统 2 检修前未再次检修。则双重化继电保护系统在上次检修后经 Q_2 时间进行检修的累计误动失效概率和累计拒动失效概率可由式(14)获得。

$$\begin{cases} \overline{P^W} = \overline{P_{1Q_2}^W} + \overline{P_{2Q_2}^W} \\ \overline{P^J} = \overline{P_{1Q_2}^J} \cdot \overline{P_{2Q_2}^J} \end{cases} \quad (14)$$

其中, 继电保护系统 1 的组件在上次检修后至保护系统 2 检修期间的累计失效概率可由式(12)求得, 间隔 Q 用 Q_2 代替, t_k 用 t_{k+1} 代替。

继电保护系统 2 在上次检修后至下次检修期间内, 各组件正常运行时的累计失效概率如式(15)所示。

$$\overline{P}_i = \int_{t_{\text{act}}^k}^{t_{\text{act}}^k + Q_2} \frac{m}{\eta} \cdot \left(\frac{t}{\eta}\right)^{m-1} dt \quad (15)$$

当保护系统 2 中组件运行于恶劣条件下时, 各组件在上次检修后至保护系统 2 检修期间的累计失效概率由式(16)所示。

$$\overline{P}_i = \int_{t_{\text{act}}^k}^{t_{\text{act}}^k} \lambda(u) du + \int_{t_{\text{act}}^k}^{t_{\text{act}}^k + Q_2} f(u) du \quad (16)$$

在本文计算中, 取组件的误动失效效率等于组件的拒动失效效率, 即 $\lambda^W = \lambda^J = \lambda/2$ 。

5 算例及分析

智能变电站继电保护系统的配置方式包括单套继电保护系统和双重化继电保护系统。本文以中低压等级智能变电站继电保护系统为例, 对不同配置方案下基于状态监测的继电保护系统检修策略进行分析。继电保护系统各组件的运行状况, 不仅与检修历史和运行年限等长期演变因素有关, 同时受到组件的短期骤变因素的影响。其中, 表 1 为单套继电保护系统各组件在不同服役阶段的相关参数, 以

及组件的检修、投运年限等长期演变因素的相关参数, 各参数的取值按照现场运行经验与文献[16-22]可得。

表 1 继电保护系统各组件的相关参数

Table 1 Relevant parameters of each component in relay protection system

| 组件 | MU | FI | SW | PR | ST |
|--------------------|---------|--------|----------|----------|---------|
| λ_0 /(次/年) | 0.017 2 | 0.001 | 0.043 8 | 0.025 2 | 0.017 2 |
| m | 16.932 | 35.889 | 11.900 1 | 19.745 6 | 16.932 |
| η | 11.735 | 8.634 | 7.82 | 9.608 6 | 11.735 |
| t_0 /年 | 12 | 17.5 | 8 | 14 | 12 |
| 检修次数 | 1 | 2 | 0 | 1 | 0 |
| 检修时间 | 5 | 4,6 | — | 5,10 | — |
| 运行时间 | 2 | 3 | 2 | 3 | 1 |

在正常运行条件下, 组件的运行工况主要通过长期演变等因素表现出来; 当组件的运行工况恶劣时, 短期骤变因素将对组件的运行状况起主导作用。由于继电保护系统由众多组件构成, 为方便说明与分析, 以保护装置为例, 描述组件在不同评价分值下的变化规律。

表中, t_0 表示偶然失效期与损耗失效期的拐点时间; 运行时间表示组件自上次检修后已运行时间。

限于篇幅, 在此直接给出不同分值下保护装置的形状参数与尺度参数, 如表 2 所示, 拟合方法可按照文献[21]中进行。

表 2 不同状态分值下保护装置的状态参数

Table 2 Condition parameter of component under different health scores

| 参数 | 状态分值 | 形状参数 α | 尺度参数 β |
|-------|------|---------------|--------------|
| Case1 | 90 | — | — |
| Case2 | 80 | — | — |
| Case3 | 75 | 2 | 2 |
| Case4 | 65 | 2 | 3 |
| Case5 | 55 | 2 | 4 |

根据现场运行经验, 各组件以 80 分作为区分组件正常状态与劣化状态的门槛值。因此, 表中 case1 和 case2 的保护装置的状态评价分值均高于门槛值, 表明这两种案例下的保护装置处于正常运行状态, 不需要进行 Gamma 分布描述。

继电保护系统的检修时机制定不仅与组件的运行状态相关, 还与电网的风险损失有关。本文以线路保护为例进行分析。其中, 继电保护系统故障风险与检修风险的相关参数如表 3 所示^[5,23]。此外, 继电保护系统的拒动风险还与一次电网的故障率 P_1

有关, 因此令该线路的失效率为 $\bar{P}_1=0.04(\text{年} \cdot \text{km})^{-1}$ ^[5], 在变电站中, 取线路长度为 1 km 进行计算。同时, 检修的故障风险即为电网计划停电检修时的风险损失。下面分别对单套继电保护系统与双重化继电保护系统的最优检修时间进行分析。

表 3 继电保护系统风险参数

Table 3 Risk parameters of relay protection system

| 风险损失 | 故障风险/万元 | 维修风险/万元 |
|------|---------|---------|
| 误动 | 60 | 4 |
| 拒动 | 360 | 4 |
| 检修 | 16 | 4 |

5.1 单套继电保护系统最优检修时间

将表 1 数据分别代入式(1)和式(4)中, 获得单套继电保护系统各组件在故障率分布模型上的等效运行时间与瞬时故障率; 并将表 2 中数据代入式(3)中, 获得保护装置在不同运行状况下的故障率分布函数, 联合式(9)与式(12), 求解单套继电保护系统的综合风险与检修时间 Q 关系如图 2 所示。

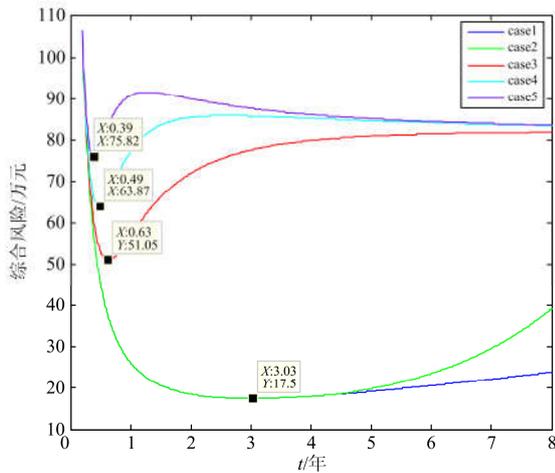


图 2 各案例下继电保护系统的综合风险与检修时间
Fig. 2 Comprehensive risk and maintenance time of relay protection system of each case

由图 2 可知, 案例 1 和案例 2 表示在保护装置正常运行条件下, 继电保护系统的最优综合风险相等, 且最佳检修间隔时间相同, 但从第 4.5 年开始, case2 中继电保护系统的综合风险增加速率变大。这是因为 case1 和 case2 中的保护装置在偶然故障期具有相同的故障率。经过 4.5 年后, case2 中的保护装置进入损耗故障期时, 保护装置的故障率相较于偶然失效率加速增加, 进而导致继电保护系统的综合风险增加。因此, 仿真结果表明: 在偶然故障期不同运行年限的保护设备正常运行时, 并不因保护设

备运行年限的不同而影响继电保护系统的最优综合风险, 且继电保护系统的最佳检修间隔时间并不随设备投运年限的变化而变化。

此外, case3、case4 和 case5 分别表示保护装置在异常运行条件下, 继电保护系统的综合风险与检修时间的关系。从图 2 中可知, 保护装置运行状况的恶劣程度不同, 相应的继电保护系统的最优综合风险和最佳检修间隔时间也不相同, 且其最优综合风险远大于保护设备正常运行条件下的继电保护系统。从 case5 可以看出, 继电保护系统的综合风险在最优检修间隔时间后, 随着检修间隔时间的增加到一定程度而减小。这是因为保护装置的累计故障概率基本趋近于 1, 而检修风险随着检修间隔时间的增加而减小, 所以导致保护系统的综合风险增加至一定程度时减小。因此, 仿真结果表明: 运行条件越恶劣的保护设备, 其保护系统的最优综合风险越大, 且其最佳间隔检修时间越短。

5.2 双重化继电保护系统最优检修时间

对于中低压等级智能变电站, 将表 1 中各组件的长期演变类型的参数作为双重化继电保护系统中同类组件的参数, 并将表 2 中保护装置在不同运行状态下的短期骤变状态参数作为双重化保护系统中保护装置 1 的状态参数; 同时, 按照 4.2 节中保护系统 2 与保护系统 1 的运行状况优于保护系统 1 的原则, 将保护装置 2 在不同案例下的状态参数如表 4 所示。

表 4 不同分值下保护装置的状态参数

Table 4 Condition parameters of protection device under different health scores

| 参数 | 状态分值 | 形状参数 α | 尺度参数 β |
|-------|------|---------------|--------------|
| Case1 | 95 | — | — |
| Case2 | 85 | — | — |
| Case3 | 75 | 2 | 2 |
| Case4 | 70 | 2 | 2.5 |
| Case5 | 60 | 2 | 3.5 |

表 4 中, 案例 1 和案例 2 的状态评价分值高于门槛值, 保护装置运行于正常状态, 所以不存在形状参数和尺度参数。

根据表 1、表 2 与表 4 中的组件参数, 联合式(1)、式(3)和式(5), 求得当前时刻双重化继电保护系统各组件在故障率分布模型上的等效运行年限与瞬时故障率。在此基础上, 根据表 3 中继电保护系统故障费用与检修费用, 联合式(13)与式(14), 求解双

重化继电保护中保护系统1的检修间隔时间 Q_1 与综合风险的关系,以及保护系统2的检修间隔时间 Q_2 与保护系统综合风险的关系分别如图3和图4所示。其中,图4中继电保护系统的综合风险与检修时间的关系从保护系统1检修后开始计算。

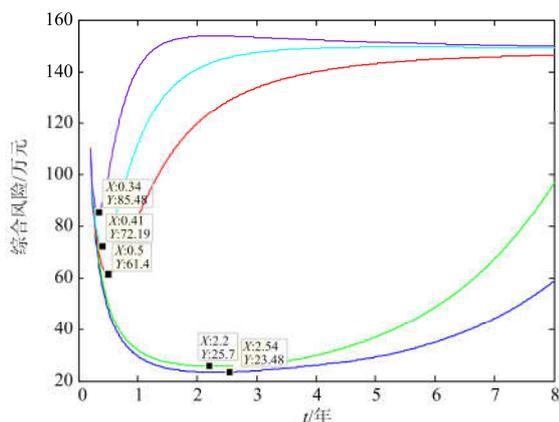


图3 各案例下继电保护系统的综合风险与检修时间 Q_1

Fig. 3 Comprehensive risk and maintenance time (Q_1) of relay protection system of each case

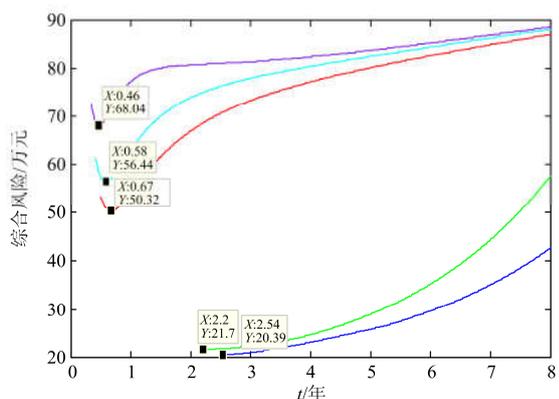


图4 各案例下继电保护系统的综合风险与检修时间 Q_2

Fig. 4 Comprehensive risk and maintenance time (Q_2) of relay protection system of each case

从图2和图3的比较可知,双重化继电保护系统与单套保护系统在各组件运行状况相同的情况下,双重化保护系统的最佳综合风险大于单套继电保护系统的最佳综合风险,且双重化保护系统的最佳检修间隔时间 Q_1 小于单套保护系统的最佳检修时间。这是因为继电保护系统双重化配置,导致保护系统的误动失效概率增加,虽同时减小了保护系统的拒动失效概率,但由于保护系统拒动失效需在一次电网发生故障的条件下,而这种概率极小,即双重化配置使继电保护系统的误动风险增加值大于

继电保护系统的拒动风险减小值。因此,双重化配置使继电保护系统的综合风险增加。同时,随着运行时间的变化,双重化保护系统累计失效概率的增长速率大于单套保护系统累计失效概率的增长速率,所以双重化保护系统的最佳检修间隔时间小于单套保护系统。

从图3与图4比较可知,案例1和案例2中的保护系统2的最佳检修间隔时间 Q_2 等于保护系统1的 Q_1 ,但两案例中保护系统在 Q_1 时刻的最优综合风险大于保护系统在 Q_2 时刻的最优综合风险。这是因为,保护系统1经过 Q_1 时刻检修后,保护系统1的累计失效概率从零开始增加,即双重化继电保护系统的综合风险是从 Q_1 时刻呈递增的趋势,所以保护系统2的最佳检修间隔时间也为 Q_1 。同时,继电保护系统在 Q_1 时刻的综合风险是两套保护系统的综合风险之和,而继电保护系统在 Q_2 时刻的综合风险只含保护系统2的综合风险。因此,继电保护系统在 Q_1 时刻最优综合风险大于继电保护系统在 Q_2 时刻最优综合风险。

从图4可知,保护设备运行状况越恶劣,则继电保护系统的最佳检修时间越短,且该时刻继电保护系统的综合风险越大。从图3和图4比较可知,case3、case4、case5中保护系统2的最佳综合风险小于保护系统1的最佳综合风险,且保护系统2的最佳检修间隔时间大于保护系统1的最佳检修间隔时间。由于保护系统1在 Q_1 时刻进行检修,使得保护系统1的在 Q_1 至 Q_2 期间的累计失效概率小于保护系统1在当前时刻至 Q_1 时刻的累计失效概率,即保护系统2的综合风险小于保护系统1的综合风险。同时,还由于保护系统2中设备相较于保护系统1而言,其运行状况较好。因此,保护系统2在单位时间内综合风险的增加量等于检修风险在单位时间内的减小量所需要的时间越长,即最佳检修间隔时间越长。

6 结论

本文结合智能变电站继电保护系统各组件的故障机理和演变特点,综合考虑保护动作特性和检修回归等影响因素,建立了中低压等级智能变电站继电保护系统的检修决策模型,对继电保护系统状态检修的开展与推广具有重要的指导作用。与现有状态检修方案相比,本文方法具有如下优势。

1) 提出建立 DTDS 模型描述设备的运行工况,能较好地描述不同影响因素对设备运行规律的作

用；其中，用最小二乘法拟合受长期演变因素影响的 DS 模型，并提出用 Gamma 分布描述短期骤变因素影响的 DT 模型。

2) 根据继电保护系统的配置方式、误动和拒动特性以及设备检修回归等影响，并结合风险评估理论建立了继电保护系统的状态检修决策模型。

3) 本文计算所得的继电保护系统最佳检修周期，不仅能避免继电保护系统因“过检”而导致电网检修风险增加，同时还能避免因“欠检”而造成的电网故障风险增加。

4) 本文所提方法不仅对单套保护系统和双重化保护系统适用，对其他串并联等混联系统同样有效。

参考文献

- [1] 国家电网公司. 继电保护状态检修导则[S]. 2010.
- [2] 徐长宝, 庄晨, 蒋宏图. 智能变电站二次设备状态监测技术研究[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(7): 127-131.
XU Changbao, ZHUANG Chen, JIANG Hongtu. Technical research of secondary equipments' state monitoring in smart substation[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(7): 127-131.
- [3] 汲国强, 吴文传, 张伯明, 等. 一种适用于状态检修的电力设备时变停运模型[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(25): 139-146.
JI Guoqiang, WU Wenchuan, ZHANG Boming, et al. A time-varying component outage model used in power system condition-based maintenance[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(25): 139-146.
- [4] GHASEMI A, YACOUT S, OUALI M S. Parameter estimation methods for condition-based maintenance with indirect observations[J]. IEEE Transactions on Reliability, 2010, 59(2): 426-439.
- [5] 丁茂生, 王钢, 贺文. 基于可靠性经济分析的继电保护最优检修间隔时间[J]. 中国电机工程学报, 2007, 27(25): 44-48.
DING Maosheng, WANG Gang, HE Wen. The optimum routine maintenance interval of protection based on reliability economic analysis[J]. Proceedings of the CSEE, 2007, 27(25): 44-48.
- [6] DEDOPOULOS IT, SMEERS Y. An age reduction approach for finite horizon optimization of preventive maintenance for single units subject to random failure[J]. Computers & Industrial Engineering, 1998, 34(3): 643-654.
- [7] GHASEMI A, YACOUT S, OUALI M S. Evaluating the reliability function and the mean residual life for equipment with unobservable states[J]. IEEE Transactions on Reliability, 2010, 59(1): 45-54.
- [8] 李明, 韩学山, 杨明, 等. 电网状态检修概念与理论基础研究[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(34): 43-52.
LI Ming, HAN Xueshan, YANG Ming, et al. Basic concept and study theory of condition-based maintenance for power transmission system[J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(34): 43-52.
- [9] 李明, 韩学山, 王勇, 等. 变电站状态检修决策模型与求解[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(25): 196-202.
LI Ming, HAN Xueshan, WANG Yong, et al. Decision-making model and solution of condition-based maintenance for substation[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(25): 196-202.
- [10] WU S J, GEBRAEEL N, LAWLEY M A, et al. A neural network integrated decision support system for condition-based optimal predictive maintenance policy[J]. IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics, Part A: Systems and Humans, 2007, 37(2): 226-236.
- [11] 张桦, 魏本刚, 李可军, 等. 基于变压器马尔可夫状态评估模型和熵权模糊评价方法的风险评估技术研究[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(5): 134-140.
ZHANG Hua, WEI Bengang, LI Kejun, et al. Research on risk assessment technology based on Markov state evaluation model for power transformer and entropy-weighted fuzzy comprehensive evaluation[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(5): 134-140.
- [12] HUYNH K T, CASTRO I T, BARROS A, et al. On the use of mean residual life as a condition index for condition-based maintenance decision-making[J]. IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics: Systems, 2014, 44(7): 877-893.
- [13] HUYNH K T, BARROS A, ERENGUER C B, et al. A periodic inspection and replacement policy for systems subject to competing failure modes due to degradation and traumatic events[J]. Reliability Engineering and System Safety, 2011, 96: 497-508.
- [14] HUYNH K T, CASTRO I T, BARROS A, et al. Modeling age based maintenance strategies with minimal repairs for systems subject to competing failure modes due to degradation and shocks[J]. European Journal of Operational Research, 2012, 218(1): 140-151.
- [15] 孙鹏, 陈绍辉, 张彩庆. 基于 Marquardt 法参数估计的

- 变电设备寿命周期故障率评估[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(1): 85-90.
- SUN Peng, CHEN Shaohui, ZHANG Caiqing. Assessment of failure rate for substation equipment life cycle based on Marquardt parameter estimation method[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(1): 85-90.
- [16] SAASSOUH B, DIEULLE L, GRALL A. Online maintenance policy for a deteriorating system with random change of mode[J]. Reliability Engineering and System Safety, 2007, 92: 1677-1685.
- [17] FOULADIRAD M, GRALL A, DIEULLE L. On the use of on-line detection for maintenance of gradually deteriorating systems[J]. Reliability Engineering and System Safety, 2008, 93: 1814-1820.
- [18] GRALL A, DIEULL L, BERENGUER C, et al. Continuous-time predictive-maintenance scheduling for a deteriorating system[J]. IEEE Transactions on Reliability, 2002, 51(2): 141-150.
- [19] DEMPSTER A, LAIRD N, RUBIN A. Maximum likelihood estimation from incomplete data via the EM algorithm (with discussion)[J]. Journal of Royal Statistical Society: Series B, 1977, 39(1): 1-38.
- [20] 国家电力监管委员会电力可靠性管理中心. 电力可靠性技术与管理培训教材[M]. 北京: 中国电力出版社, 2007: 53-54.
- [21] 张沛超, 高翔. 全数字化保护系统的可靠性及元件重要度分析[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(1): 77-82.
- ZHANG Peichao, GAO Xiang. Analysis of reliability and component importance for all-digital protective systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(1): 77-82.
- [22] 国家电网公司. 智能变电站继电保护技术规范: Q/GDW_441—2010[S]. 北京: 中国电力出版社, 2011. State Grid Corporation of China. Technical Specifications of protection for smart substation: Q/GDW_441—2010 [S]. Beijing: China Electric Power Press, 2002.
- [23] 张煦, 张向伍. 计及运行工况影响的电力设备检修策略分析[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(1): 74-80. ZHANG Xu, ZHANG Xiangwu. Comparative analysis on power equipment maintenance strategies considering the effect of operating conditions[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(1): 74-80.

收稿日期: 2017-05-07; 修回日期: 2017-08-09

作者简介:

肖 繁(1989—), 男, 博士, 研究方向为电力系统继电保护; E-mail: xiao103fan@163.com

张 哲(1962—), 男, 博士, 教授, 研究方向为电力系统继电保护、电力设备监录技术、新能源以及超导电力新技术等; E-mail: zz_mail2002@163.com

尹项根(1954—), 男, 博士, 教授, 研究方向为电力系统继电保护及安全自动控制, 光电及电力电子应用技术。E-mail: xgyin@mail.hust.edu.cn

(编辑 姜新丽)