УДК 621.316:681.3

Автор:
к.т.н. Успенский М.И.,
ИСЭиЭПС Коми
НЦ УрО РАН,
г. Сыктывкар, Россия.

Ph.D. Uspensky M.I.,
ISE&EPN KSC UD RAS,
Syktyvkar, Russia.

ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ЦИФРОВОЙ СИСТЕМЫ ЗАЩИТЫ

RELIABILITY ASSESSMENT OF DIGITAL RELAY PROTECTION SYSTEM

Аннотация: в этой работе приведена попытка оценить количественно показатели надежности конкретной структуры системы цифровой защиты по аналогии с оценкой подобных цифровых систем в других отраслях промышленности. Представлены модели надежности компонент системы. Показана последовательность расчетов. Результаты расчетов дают оптимистическую оценку такого построения защиты и указывают на влияние количества блоков автономной защиты, резервируемых центральной защитой, и времени восстановления на готовность системы.

Ключевые слова: релейная защита, цифровая система, надежность, готовность.

Abstract: quantification assessment attempt of reliability indicators for specific digital relay protection system structure by analogy with an assessment of similar digital systems in other industries is given in this work. System component reliability models are provided. The calculation sequence is shown. Calculation results give an optimistic evaluation of such protection creation and indicate influence of the number of autonomous protection blocks reserved by the central protection and recovery time on the system availability.

Keywords: relay protection, digital system, reliability, availability.

Принятые сокращения

Ниже приведен список принятых в статье сокращений на русском языке, причем им сопоставлены сокращения, принятые в англоязычных работах в знак уважения к их разработкам в данной области.

ИЭУ (IED)	Интеллектуальное электронное устройство (Intellectual Electronic Device), выполняет функции управления и защиты силовых устройств подстанции в соответствии с заданными алгоритмами
КМ (SW)	Коммутатор Ethernet (Switch), коммутирует сеть Ethernet, создавая каналы передачи цифровой информации
ОУ (MU)	Объединяющее устройство (Merging Unit), принимает входные аналоговые сигналы от ТТ/ТН, формирует синхронизированные по времени выборки измеренных величин и передает их многочисленным ИЭУ по локальной сети подстанции
ТН (PT)	Трансформатор напряжения (Potential Transformer), измеряет аналоговые значения напряжений в узлах подстанции
ТТ (CT)	Трансформатор тока (Current Transformer), измеряет аналоговые значения токов в ветвях подстанции
ШП (PB)	Шина процесса (Process Bus), обеспечивает обмен информацией между подключенными к ней ИЭУ
КВ (BC)	Контроллер выключателя (Breaker controller), управляет силовым выключателем
ЭС (PS)	Электроснабжение (Power Supply), обеспечивает электронику электроэнергией
ВК (BR)	Выключатель (Breaker), предназначен для коммутации электрической сети

Введение

Одной из важнейших характеристик релейной защиты является ее надежность. В этой области проведено множество исследований. Однако на современном этапе разрабатываются и внедряются полностью цифровые релейные защиты, заметно отличающиеся от традиционных защит. Тем не менее требования к надежности их функционирования остаются прежними.

Типичная полностью цифровая система защиты составлена, главным образом, из объединяющих устройств, источников синхронизации времени, цифровых защитных реле и коммуникационных носителей. В такой системе цифровыми являются не только реле, но также и выходные сигналы измерительных трансформаторов. Эти цифровые сигналы передаются цифровым реле через шину процесса, объединяющую взаи-

Успенский Михаил Игоревич
Дата рождения: 09.04.1943.
В 1971 г. окончил электромеханический факультет Ленинградского политехнического института с квалификацией инженер-электрик.
В 1984 г. там же защитил кандидатскую диссертацию на тему «Защита генератора от внутренних коротких замыканий на базе микроЭВМ».
Работал в Пермском наладочном участке Свердловского ПНУ, на Согринской ТЭЦ «Алтайэнерго», доцентом кафедры «Электрификация и автоматизация с/х» СЛИ – филиала ГОУ ВПО «СПбГЛТА им. С.М. Кирова».
В настоящее время – ведущий научный сотрудник ИСЭиЭПС КНЦ УрО РАН.

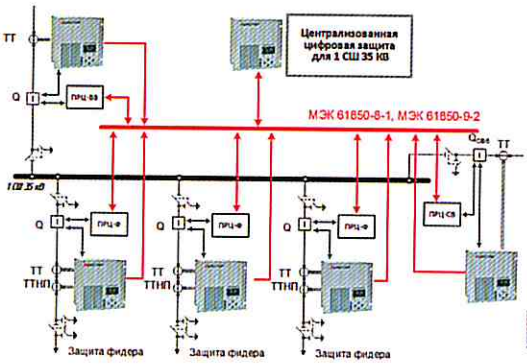

Рис. 1, а. Структурная схема модуля защиты и управления секцией шин 35 кВ

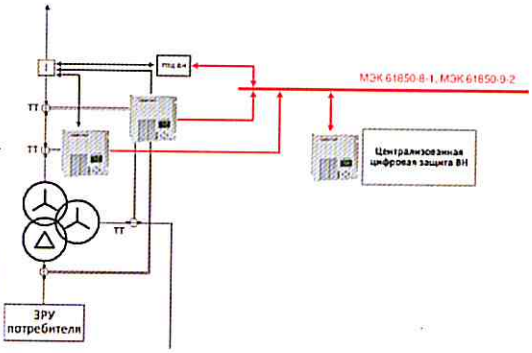

Рис. 1, б. Структурная схема модуля защиты и управления секцией трансформатора

модействие цифровых блоков. Полностью цифровая защита имеет больше компонентов, чем традиционная, что должно иметь определенное влияние на ее надежность.

Примером подобной защиты является система защиты распределительной сети 110/35/10 кВ в условиях цифровой трансформации электроэнергетической системы [1]. В этой работе подробно рассмотрена структура и функционирование системы защиты на подстанции. Особенность предложенной авторами структуры – резервирование автономных цифровых защит сегмента подстанции (трансформатора, секции системы шин) централизованным цифровым устройством защиты и управления. Таким образом осуществляется важная функция замещающего резервирования защит присоединений, что должно существенно повысить надежность защиты в целом. Другая особенность – резервирование отказа цепи измерения тока определением его величины на сегменте по первому закону Кирхгофа.

Необходимо оценить надежность такой структуры защиты. Поскольку ее аппаратную основу составляют электронные цифровые устройства, то в отличие от традиционной защиты с оценками излишних, ложных срабатываний и отказа в срабатывании здесь можно оценить готовность системы защиты к работе, как и у подобных электронных цифровых систем в других отраслях промышленности.

Модели надежности функционирования защиты

Рассмотрим показатели надежности на примере структурной схемы модуля защиты и управления секцией шин 35 кВ (рис. 1, а) и схемы секции трансформатора (рис. 1, б). Как отмечалось выше, отказ автономной защиты ($ИЭУ_А$) имеет два следствия для централизованной защиты ($ИЭУ_Ц$):

1) результаты измерений отказавшей защиты могут быть использованы;

2) результаты измерений отказавшей защиты не могут быть использованы.

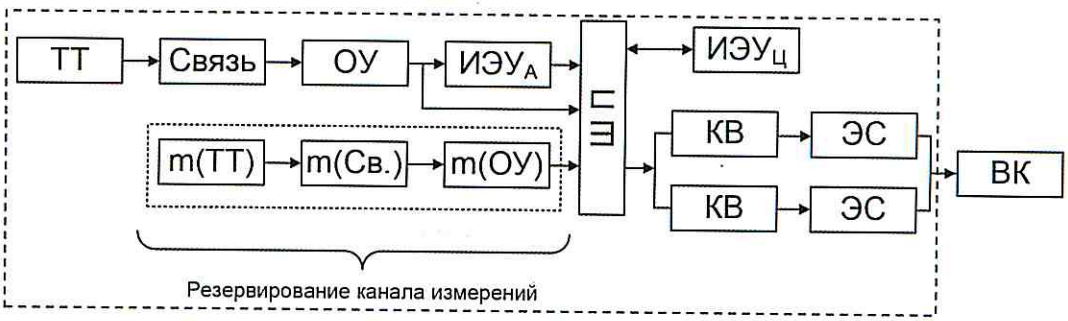

Рис. 2. Модель надежности защиты

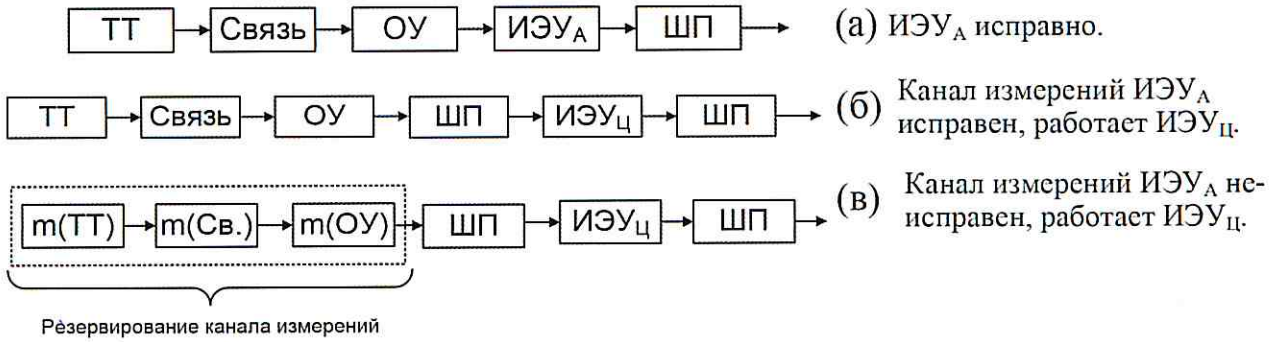

Рис. 3. Модели связи отдельных компонент в различных состояниях

Во втором случае ток защищаемого элемента определяется по первому закону Кирхгофа. Надежность такого определения связана со всеми m измерительными каналами без отказавшего. Контроллер выключателя введен за шиной процесса и там же введен блок электроснабжения, поскольку он с точки зрения надежности включен последовательно со всей схемой. Общая схема связей компонент отдельного автономного ИЭУ с централизованным ИЭУ, а также измерительных и исполнительных каналов дана на рис. 2.

Выделим структуры связей между компонентами при функционировании защиты в различных ситуациях. При исправной автономной защите модель ее надежности приведена на рис. 3, а. Она состоит из компонент автономной защиты, включенных последовательно, причем λ переключателей шины процесса объединяются с ее λ по числу присоединений. Поскольку в последовательном соединении элементов эквивалентная интенсивность отказов равна сумме интенсивностей отказа элементов

$$\lambda_e = \sum_{i=1}^{n} \lambda_i, \qquad (1)$$

а эквивалентная интенсивность ремонтов – среднему значению отдельных показателей [2]

$$\mu_e = \lambda_e / \sum_{i=1}^{n} \frac{\lambda_i}{\mu_i}, \qquad (2)$$

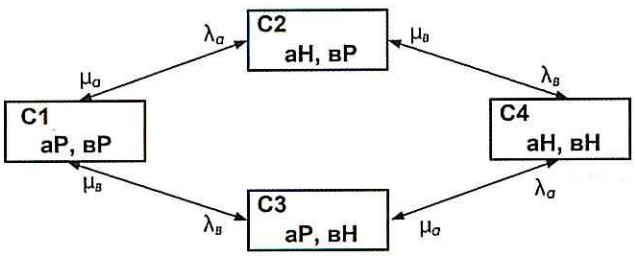

Рис. 4. Диаграмма пространства состояний моделей а и в

где n – количество компонент в цепи модели, то показатели надежности защиты для этого случая определяются (рис. 3, а) как

Модель (а)

$$\lambda_{Бл.А} = \lambda_{ТТ} + \lambda_{Св.} + \lambda_{ОУ} + \lambda_{ИЭУ} + \lambda_{ШП},$$
$$\mu_{Бл.А} = \lambda_{Бл.А}/(\lambda_{ТТ}/\mu_{ТТ} + \lambda_{Св.}/\mu_{Св.} + \lambda_{ОУ}/\mu_{ОУ} + \lambda_{ИЭУ}/\mu_{ИЭУ} + \lambda_{ШП}/\mu_{ШП}).$$

При отказе ИЭУ$_А$, но при его исправном канале измерений (случай 1) модель работы ИЭУ$_Ц$ отражена рис. 3, б. Ее показатели определяются выражениями

Модель (б)

$$\lambda_{Бл.Б} = \lambda_{ТТ} + \lambda_{Св.} + \lambda_{ОУ} + \lambda_{ШП} + \lambda_{ИЭУ} + \lambda_{ШП},$$
$$\mu_{Бл.Б} = \lambda_{Бл.Б}/(\lambda_{ТТ}/\mu_{ТТ} + \lambda_{Св.}/\mu_{Св.} + \lambda_{ОУ}/\mu_{ОУ} + \lambda_{ШП}/\mu_{ШП} + \lambda_{ИЭУ}/\mu_{ИЭУ} + \lambda_{ШП}/\mu_{ШП}).$$

Во втором случае при неисправном канале измерений отказавшей защиты модели работы ИЭУЦ соответствует рис. 3, в, и ее показатели надежности

Модель (в)

$$\lambda_{Бл.В} = (\lambda_{ТТ} + \lambda_{Св.} + \lambda_{ОУ}) \cdot (m - 1) + \lambda_{ШП} + \lambda_{ИЭУ} + \lambda_{ШП},$$
$$\mu_{Бл.В} = \lambda_{Бл.В}/[(\lambda_{ТТ}/\mu_{ТТ} + \lambda_{Св.}/\mu_{Св.} + \lambda_{ОУ}/\mu_{ОУ}) \cdot (m - 1) + \lambda_{ШП}/\mu_{ШП} + \lambda_{ИЭУ}/\mu_{ИЭУ} + \lambda_{ШП}/\mu_{ШП})],$$

где m – число блоков автономной защиты сегмента подстанции. Для модели секции шин (в) $m = 5$ (рис. 1, а), для модели трансформатора (в) $m = 2$ (рис. 1, б).

При определении коэффициента готовности в соответствии с рис. 2 рассмотрим взаимную работу первой и третьей моделей как наихудший в смысле надежности вариант.

Модель цепи отключения выключателя и работы блока электроснабжения представляет последовательную цепь с резервированием, а показатели надежности последовательной цепи

$$\lambda_{\text{Откл.ВК}} = \lambda_{\text{КВ}} + \lambda_{\text{ЭС}},\ \ \mu_{\text{Откл.ВК}} = \\ = \lambda_{\text{Откл.ВК}} / (\lambda_{\text{КВ}} / \mu_{\text{КВ}} + \lambda_{\text{ЭС}} / \mu_{\text{ЭС}}). \quad (6)$$

На следующем этапе определяем марковские уравнения переходов моделей работы комплекса защиты **а** и **в** в пространстве состояний С1-С4 (рис. 4) [3]. Здесь возможные состояния определены цифрой при **С**, т.е. возможны 4 состояния. **Р** при букве указывает на работоспособное состояние соответствующей модели, а **Н** – неработоспособное. Соответствующая матрица переходов состояний сведена в (7).

$$П = \begin{bmatrix} 1-(\lambda_a+\lambda_b) & \lambda_a & \lambda_b & 0 \\ \mu_a & 1-(\mu_a+\lambda_b) & 0 & \lambda_b \\ \mu_b & 0 & 1-(\mu_b+\lambda_a) & \lambda_a \\ 0 & \mu_b & \mu_a & 1-(\mu_a+\mu_b) \end{bmatrix}. \quad (7)$$

Из принципа Маркова о том, что вероятности граничных состояний не изменяются в дальнейшем процессе перехода, т.е. $РП = Р$, где P_i – вероятность состояния $_i$, $П$ – матрица переходов, уравнение (7) переписывается как

$$\begin{bmatrix} -(\lambda_a+\lambda_b) & \mu_a & \mu_b & 0 \\ \lambda_a & -(\mu_a+\lambda_b) & 0 & \mu_b \\ \lambda_b & 0 & -(\mu_b+\lambda_a) & \mu_a \\ 0 & \lambda_b & \lambda_a & -(\mu_a+\mu_b) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \\ P_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}. \quad (8)$$

Заменяем первое уравнение на $\sum_{i=1}^{8} P_i = 1$, т.е. сумма всех состояний равна единице, и система марковских уравнений принимает вид (9), где предпоследний столбец отражает вероятности соответствующих состояний.

$$\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 \\ \lambda_a & -(\mu_a+\lambda_b) & 0 & \mu_b \\ \lambda_b & 0 & -(\mu_b+\lambda_a) & \mu_a \\ 0 & \lambda_b & \lambda_a & -(\mu_a+\mu_b) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \\ P_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}, \quad (9)$$

откуда [10]

$$P_1 = \frac{\mu_a \mu_b}{(\mu_a+\lambda_a)(\mu_b+\lambda_b)}, \quad (10)$$

$$P_2 = \frac{\lambda_a \mu_b}{(\mu_a+\lambda_a)(\mu_b+\lambda_b)}, \quad (11)$$

$$P_3 = \frac{\mu_a \lambda_b}{(\mu_a+\lambda_a)(\mu_b+\lambda_b)}, \quad (12)$$

$$P_4 = \frac{\lambda_a \lambda_b}{(\mu_a+\lambda_a)(\mu_b+\lambda_b)}. \quad (13)$$

Для модели цепи отключения выключателя система марковских уравнений строится аналогично.

$$\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 \\ \lambda_{КВ} & -(\mu_{КВ}+\lambda_{ЭС}) & 0 & \mu_{ЭС} \\ \lambda_{ЭС} & 0 & -(\mu_{ЭС}+\lambda_{КВ}) & \mu_{КВ} \\ 0 & \lambda_{ЭС} & \lambda_{КВ} & -(\mu_{КВ}+\mu_{ЭС}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \\ P_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}, \quad (14)$$

откуда

$$P_1 = \frac{\mu_{КВ}\mu_{ЭС}}{(\mu_{КВ}+\lambda_{КВ})(\mu_{ЭС}+\lambda_{ЭС})}, \quad (15)$$

$$P_2 = \frac{\lambda_{КВ}\mu_{ЭС}}{(\mu_{КВ}+\lambda_{КВ})(\mu_{ЭС}+\lambda_{ЭС})}, \quad (16)$$

$$P_3 = \frac{\mu_{КВ}\lambda_{ЭС}}{(\mu_{КВ}+\lambda_{КВ})(\mu_{ЭС}+\lambda_{ЭС})}, \quad (17)$$

$$P_4 = \frac{\lambda_{КВ}\lambda_{ЭС}}{(\mu_{КВ}+\lambda_{КВ})(\mu_{ЭС}+\lambda_{ЭС})}. \quad (18)$$

Здесь, как и в предыдущем случае, вероятность P_i является вероятностью соответствующего i-го состояния. Для определения готовности комплекта защиты нам необходима вероятность последнего ($P_4^{(1)}$ в первом и $P_4^{(2)}$ во втором случае) состояния при отказе всех составляющих исследуемой модели. Тогда готовность всего комплекта защиты от измерительного трансформатора до выдачи сигнала на отключение определится как

$$K_{\text{г}} = \left(1 - P_4^{(1)}\right)\left(1 - P_4^{(2)}\right). \quad (19)$$

Поскольку централизованная защита резервирует m комплектов, то коэффициент готовности всего модуля защиты $K_{\text{гм}}$ равен

$$K_{\text{гм}} = (K_{\text{г}})^m. \quad (20)$$

Расчет коэффициента готовности аппаратной части цифровой защиты

Значения интенсивностей отказа компонент приняты в качестве средней величины по нескольким источникам, поскольку статистика собственно цифровой защиты еще недостаточна для определения таких зна-

чений и их принимают по статистике электронной аппаратуры, участвующей в процессах управления в промышленности [4-9]. Показатели надежности отдельных компонент моделей на этой основе сведены в табл. 1, где в последнем столбце приведены эти средние значения. Для шины процесса в скобках указано значение λ с учетом переключателей.

Значения эквивалентных интенсивностей отказов моделей (**а** и **в**) сведены в табл. 2, причем μ2ч = 8760/2 = 4380 лет$^{-1}$; μ48ч = 8760/48 =182.5 лет$^{-1}$. Значение интенсивности отказов контроллера выключателя $\lambda_{КВ}$ = 0.008714 лет$^{-1}$.

Таблица 1. Компоненты и их интенсивности

Компонент	λ_1, лет$^{-1}$	λ_2, лет$^{-1}$	λ_3, лет$^{-1}$	λ_4, лет$^{-1}$	λ_5, лет$^{-1}$	λ_6, лет$^{-1}$	λ_c, лет$^{-1}$
ИЕУ	0.00833	0.00100	0.00966	0.00667	0.00150	0.00330	0.005077
ПО	0.00444						0.00444
Сети	0.00333	0.00300					0.003165
Традиционные ТТ, ТН	0.00200						0.002
Оптические ТТ, ТН	0.00333			0.003			0.003165
Провода измерительных цепей	0.00020					0.01000	0.0051
КВ		0.01000	0.00333	0.00667	0.00077	0.02280	0.008714
Ш П		0.01000		0.01000			0.01(0.07)
ЭС			0.00912		0.03924		0.02418
Оптоволокно			0.00333			0.01000	0.006665
КМ		0.01000	0.00869	0.02000		0.01000	0.01217
Сервер			0.06993				0.06993
Разветвитель			0.00947				0.00947
ВК	0.01000			0.01000			0.01
ОУ	0.00200	0.01000			0.02545	0.00330	0.010188
Лит. источник	[4]	[5]	[6]	[7]	[8]	[9]	

Таблица 2. Показатели надежности моделей

Модель	$\lambda_{-35кВ}$, лет$^{-1}$	$\lambda_{тр.}$, лет$^{-1}$	Модель	$\lambda_{-35кВ}$, лет$^{-1}$	$\lambda_{тр.}$, лет$^{-1}$
По данным таблицы 1, измерения традиционными трансформаторами, связь по проводам			По данным таблицы 1, измерения оптотрансформаторами, связь по оптоволокну		
а	0.092364167	0.092364167	а	0.095094167	0.095094167
в	0.231514167	0.179651667	в	0.245164167	0.185111667
По данным из [11], измерения традиционными трансформаторами, связь по проводам			По данным из [11], измерения оптотрансформаторами, связь по оптоволокну		
а	0.3504	0.3504	а	0.3504	0.3504
в	1.2616	0.6307	в	1.2616	0.6307

Что касается интенсивности восстановления (ремонта или замены отказавшего компонента), то в известной литературе используется один из следующих подходов, либо принимается время ремонта в 2 часа [11], либо время замены – 48 часов [4-9]. В последнем случае подразумевается доставка при необходимости замены отказавшего модуля. Во втором случае все значения компонент λ_i приняты равными 0.0701 лет$^{-1}$, исходя из времени наработки на отказ в 125 тыс. часов [11].

Как видно из первой половины табл. 2, переход от традиционных устройств и цепей измерения к оптоэлектронным незначительно повышает интенсивности отказов. Понятно, что рост интенсивностей отказа компонент до 0.0701 лет$^{-1}$ повышает эквивалентные интенсивности отказов в 3-4 раза.

В табл. 3 приведены вероятности отказа комплекта защиты $P_4^{(1)}$, вероятности отказа комплекта контроллера выключателя $P_4^{(2)}$ и готовность модуля защиты $K_{гм}$ для секции шин 35 кВ и для трансформатора.

Из табл. 3 видно, что, в целом, предложенный в [1] подход обеспечивает достаточную надежность функционирования цифровой защиты. Определенное снижение готовности ее работы вызывает увеличение числа резервируемых устройств (6 устройств защиты на секции шин 35 кВ) и времени восстановления (2 часа и 48 часов). Но даже в худших условиях готовность защиты с резервированием находится в приемлемых границах. При известных, принятых выше, интенсивностях ремонта и формулы 1-$K_{гм}$=λ/(λ+μ) интенсивность отказов модуля защиты λ_M определяется как

$$\lambda_M = \frac{\mu_З (1 - K_{гм})}{K_{гм}}, \qquad (21)$$

где $\mu_З$ – заданная интенсивность ремонтов. Тогда в худшем случае при λ_i = 0.0701 и $\mu_{48ч}$ = 182.5 λ_M= 0.012137 для шин 35 кВ и λ_M= 0.0024638 для трансформатора. Здесь более явно отражается число блоков автономной защиты сегмента подстанции – *m*.

Выводы

Выполнена оценка показателей надежности оригинальной структуры резервирования конкретной системы цифровой защиты, причем оценена ее аппаратная часть без учета надежности программного обеспечения. Последнее в отличие от технической части со временем не изнашивается, а только улучшается. В исследовании учитываются традиционные измерительные трансформаторы с передачей информации в аналоговом виде по проводам и оптоэлектронные измерительные трансформаторы с передачей информации в цифровом виде по оптоволокну в зал релейной защиты. В оценку не вошла надежность собственно выключателя,

Таблица 3. Готовности модулей при различных условиях

Измерения традиционными трансформаторами, связь по проводам								
Параметр	По данным таблицы 1				По данным из [11]			
	Шины 35 кВ		Трансформатор		Шины 35 кВ		Трансформатор	
	при μ^{-1} = 2 ч	при μ^{-1} = 48 ч	при μ^{-1} = 2 ч	при μ^{-1} = 48 ч	при μ^{-1} = 2 ч	при μ^{-1} = 48 ч	при μ^{-1} = 2 ч	при μ^{-1} = 48 ч
$P_4^{(1)}$	1.11455T-09	6.40892T-07	8.64887E-10	4.97464E-07	2.30344E-08	1.31563E-05	1.15171E-08	6.59979E-06
$P_4^{(2)}$	1.0983E-11	6.32514E-09	1.0983E-11	6.32514E-09	2.56138E-10	1.47427E-07	2.56138E-10	1.47427E-07
$K_{гм}$	0.9(8)437	0.9(5)676	0.9(8)825	0.9(5)899	0.9(6)884	0.9(4)335	0.9(7)764	0.9(4)865
Измерения оптотрансформаторами, связь по оптоволокну								
Параметр	По данным таблицы 1				По данным из [11]			
	Шины 35 кВ		Трансформатор		Шины 35 кВ		Трансформатор	
	при μ^{-1} = 2 ч	при μ^{-1} = 48 ч	при μ^{-1} = 2 ч	при μ^{-1} = 48 ч	при μ^{-1} = 2 ч	при μ^{-1} = 48 ч	при μ^{-1} = 2 ч	при μ^{-1} = 48 ч
$P_4^{(1)}$	1.21515E-09	6.98676E-07	9.17512E-10	5.2771E-07	2.30344E-08	1.31563E-05	1.15171E-08	6.59979E-06
$P_4^{(2)}$	1.0983E-11	6.32514E-09	1.0983E-11	6.32514E-09	2.56138E-10	1.47427E-07	2.56138E-10	1.47427E-07
$K_{гм}$	0.9(8)387	0.9(5)647	0.9(8)814	0.9(5)893	0.9(6)884	0.9(4)335	0.9(7)764	0.9(4)865

Запись вида 0.9(8)437 указывает, что после нуля стоят 8 девяток, за которыми следуют другие цифры, в примере 437, т.е. при широкой графе таблицы запись выглядела бы как 0.99999999437.

как внешнего по отношению к защите компонента. Не учтена также надежность программного обеспечения. Показатели надежности отдельных компонент защиты приняты, в основном, по подобным электронным цифровым устройствам со встроенной диагностикой, используемым в других отраслях промышленности, поскольку статистики по цифровым компонентам защиты пока недостаточно.

Расчеты готовности рассмотренной системы защиты показали, что предложенная схема с оговоренными условиями обеспечивает вполне приемлемый уровень готовности своего функционирования. Следует отметить, что готовность в некоторой степени зависит от количества резервируемых центральной защитой комплектов m и времени восстановления $t_{рем.}$. Небольшое влияние оказывает схема резервирования цепей измерения, ухудшая этот показатель с ростом значения m. Можно предположить, что от этого параметра в большей степени зависит точность измерения тока, определяемая погрешностями всех замещающих комплектов. Переход на оптоволоконную технику, с точки зрения надежности, какого либо заметного влияния не оказывает. В целом, расчеты показали значение готовности подобного комплекса защиты для худшего случая в четыре девятки, что соответствует требованиям к релейной защите.

Литература:

1. Булычев А.В. и др. Релейная защита в распределительных сетях 110/35/10 кВ в условиях цифровой трансформации электроэнергетических систем/ Булычев А.В., Васильев Д.С., Козлов В.Н., Силанов Д.Н.// Релейная защита и автоматизация, 2019, № 1.– С. 70-76.
2. Ушаков И.А. Курс теории надежности систем/ М.: Дрофа, 2008. – 240 с.
3. Ли В. Вероятностное планирование системы передачи электроэнергии. Перевод с английского М.И. Успенского, Н.И. Манова / М., 2016. – 308 с.
4. König J., Nordström L. and Österlind M. Reliability Analysis of Substation Automation System Functions Using PRMs // IEEE Transactions on smart grid, vol. 4, no. 1, March 2013.– P. 206-213.
5. Jiang K. and Singh Ch. Reliability Modeling of All-Digital Protection Systems Including Impact of Repair // IEEE Transactions on power delivery, vol. 25, no. 2, April 2010.– P.579-587.
6. Hajian-Hoseinabadi H. Availability Comparison of Various Power Substation Automation Architectures // IEEE Transactions on power delivery, vol. 28, no. 2, April 2013. – P. 566- 574.
7. Lei H., Singhand Ch., Sprintson A. Reliability Modeling and Analysis of IEC 61850 Based Substation Protection Systems // IEEE Transactions on smart grid, vol. 5, no. 5, September 2014.– P. 2194- 2202.
8. Wang Y., Li W., Zhang P., Wang Bi., Lu J. Reliability Analysis of Phasor Measurement Unit Considering Data Uncertainty // IEEE Transactions on power systems, vol. 27, no. 3, August 2012. – P. 1503-1510.
9. Dutra C., Oliveira L., Zimath S. Framework for process bus reliability analysis// International Conference on Electricity Distribution Lyon, 15-18 June 2015. Paper 1431. – 5 p.
10. Успенский М.И. Оценка надежности функционирования устройства синхронизированных векторных измерений // Релейная защита и автоматизация. 2017, № 03. – С. 33-38
11. Терминал централизованной цифровой защиты БРЕСЛЕР-0107.890. Руководство по эксплуатации / Чебоксары, ООО «НПП Бреслер», 2018. – 84 с.