



УДК 621.3.019.3

Г. В. Комарова, Ю. М. Моисеева

Санкт-Петербургский государственный электротехнический университет «ЛЭТИ» им. В. И. Ульянова (Ленина)

Оценка надежности и безопасности оборудования на основе параметров мониторинга

Рассмотрена методика оценки эксплуатационной надежности и безопасности различных видов оборудования. Оценка проводится на основе параметров мониторинга. Даны структурные схемы надежности и формулы результирующей надежности. Рассмотрен расчет показателей уровня полноты безопасности контура защит турбины по превышению частоты вращения.

Надежность, безопасность, мониторинг, неисправности оборудования, контролируемые параметры оборудования, интенсивность отказов, вероятность безотказной работы, структурные схемы надежности

Стимулом развития теории надежности и выделением ее как отдельного научного направления послужило развитие и усложнение технических устройств. Чем сложнее техническое устройство, тем больше вероятность того, что отказ в процессе эксплуатации принесет значительный материальный ущерб. Не менее важной составляющей надежности является безопасность. Безопасность – отсутствие недопустимого отказа [1].

Вопросы надежности и безопасности являются неотъемлемой частью проектирования и разработки нового оборудования, устройств и механизмов современной техники. Повышение надежности обеспечивает меньшие материальные затраты на эксплуатацию оборудования, что ведет к увеличению рентабельности и более эффективному использованию ресурсов. Следовательно, показатели надежности и безопасности относятся к важнейшим технико-экономическим показателям качества технических устройств и систем.

Надежность закладывается в процессе проектирования, обеспечивается при изготовлении и контролируется при эксплуатации. Системой мониторинга параметров и характеристик оборудования [2]. Переход от нормативно установленных сроков ремонта оборудования к проведению ремонта в зависимости от его фактического состояния за счет мониторинга должно существенно сократить материальные затраты на обслуживание.

Безопасность, в свою очередь, обеспечивается на стадии проектирования разработкой аппаратных систем безопасности в соответствии с европейскими стандартами [1] и контролируется тестированием систем защит при эксплуатации.

В статье рассматриваются вопросы оценки надежности и безопасности объекта, который входит в энергокомплексы. Объект включает в себя следующее оборудование: турбину, гидрогенератор и трансформатор. Рассматриваемое оборудование дорогостоящее, повторяется во многих энергетических комплексах, состоит из большого числа узлов и элементов, имеет длительный срок службы и относится к разряду восстанавливаемых. При эксплуатации в оборудовании могут возникнуть различные неисправности, но среди них встречаются такие, от которых зависит срок службы, надежность и безопасность объекта.

Для рассматриваемого оборудования проводится мониторинг параметров, используемых при расчете эксплуатационной надежности. Основными показателями надежности являются: интенсивность отказов, вероятность безотказной работы, среднее время восстановления, наработка на отказ и коэффициент готовности.

Прежде чем сформировать требования к системе мониторинга, необходимо провести предварительные исследования, связанные с выявлением потенциальных неисправностей оборудования.

Своевременное устранение неисправностей повышает надежность устройств, так как уменьшает вероятность аварийных отказов и, следовательно, повышает безопасность.

Основные этапы оценки эксплуатационной надежности оборудования на основе параметров мониторинга:

- анализ исследуемого оборудования:
 - 1) обработка информации об отказах,
 - 2) выявление неисправностей и их причин,
 - 3) выбор контролируемых параметров;
- построение схем причинно-следственных связей неисправностей оборудования;
- определение уровня значимости неисправности;
- определение ранга контролируемого параметра;
- оценка количественных показателей надежности узлов оборудования;
- сбор и обработка данных мониторинга;
- разработка структурных схем надежности;
- расчет результирующей надежности.

Каждый вид оборудования включает в себя ряд узлов, отказ которых приведет к прекращению его функционирования. Поэтому структурная схема надежности оборудования включает последовательное соединение элементов, соответствующих узлам.

Каждый из рассматриваемых узлов имеет вероятность безотказной работы

$$P_y = e^{-\lambda_y t},$$

где λ_y – интенсивность отказов узла; t – время работы оборудования.

Существуют различные виды оборудования: механическое, электромеханическое и электромагнитное. Турбина относится к механическому оборудованию и имеет следующие основные уз-

лы: рабочее колесо, направляющий аппарат и подшипник. Повреждение сегментов подшипника приведет к его повышенному трению, что в свою очередь приведет к нагреву подшипника и изменению химического состава смазки. Направляющий аппарат, является одним из наиболее важных узлов конструкции. Неисправности направляющего аппарата влияют на расход воды через турбину, а также на выходную мощность гидроагрегата [3].

Для турбины основным контролируемым параметром является частота вращения, превышение которой приведет к механическому разрушению.

На основе информации о неисправностях оборудования [3], [4] и контролируемых параметрах, которые эти неисправности позволяют обнаружить, была разработана табл. 1; значок * указывает диагностический признак или контролируемый параметр; F_i (fault) вид неисправности; D_i (condition monitoring descriptor) – параметр [5].

Параметр, соответствующий нескольким неисправностям, можно отнести к основному.

Для получения наиболее точного результата оценки надежности исследуемого объекта у каждой неисправности необходимо определить уровень значимости r , который, в свою очередь, должен учитывать стоимостной коэффициент C , определяемый затратами на требуемое техническое обслуживание, коэффициенты опасности k_0 и вторичных повреждений k_B :

$$r = Ck_0k_B.$$

При проведении расчетов необходимо учитывать уровень значимости введением коэффициента называемого рангом параметра, соответствующего неисправности:

$$R = 1 - e^{-Ck_0k_B}.$$

На основе статистических данных об отказах турбины и данных мониторинга была построена структурная схема надежности (см. рис. 1).

Таблица 1

Местоположение неисправности турбины	Контролируемый параметр (диагностический признак)					
	Расход воды через турбину	Выходная мощность гидроагрегата	Частота вращения	Вибрация	Температура подшипника	Химический состав смазки подшипника
	$D_{1.1}$	$D_{1.2}$	$D_{1.3}$	$D_{1.4}$	$D_{1.5}$	$D_{1.6}$
Направляющий аппарат, $F_{1.1}$	*	*	*	–	–	–
Рабочее колесо, $F_{1.2}$	*	*	*	*	–	–
Подшипник, $F_{1.3}$	–	–	*	*	*	*

Схема представляет собой последовательно-параллельное соединение элементов, соответствующих вероятностям безотказной работы узлов оборудования P_{y_i} и вероятностям надежного мониторинга контролируемых параметров $P_i = 1 - e^{-\lambda_i t}$, где $\lambda_i = 1/T_i$ – интенсивность контроля i -го параметра; T_i – период обновления контролируемого параметра (сигнала).

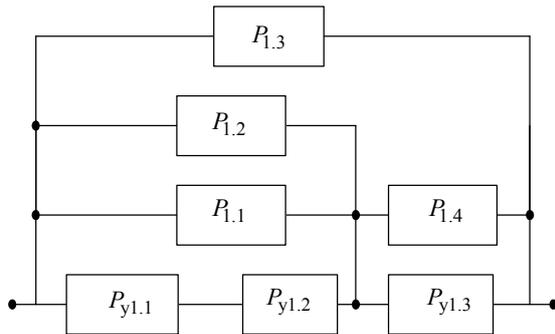


Рис. 1

Расчет P_i может проводиться с учетом ранга параметра, соответствующего значимости неисправности при эксплуатации оборудования, и надежности работы оператора. Для элементов мониторинга время t при расчете надежности принимается равным максимальному периоду обновления контролируемых параметров данного оборудования.

Обозначения элементов, входящих в структурную схему надежности турбины, даны в табл. 2.

Таблица 2

Элемент схемы		Обозначение
Узел	Направляющий аппарат	y1.1
	Рабочее колесо	y1.2
	Подшипник	y1.3
Контролируемый параметр	Расход воды через турбину	1.1
	Выходная мощность гидроагрегата	1.2
	Частота вращения	1.3
	Температура подшипника	1.4

Расчет показателей надежности выполняется на основе анализа событий. Степень доверия к таким расчетам зависит от объема выборки данных.

Для схемы на рис. 1 представлена результирующая надежность турбины P_T :

$$P_T = 1 - \left\{ \left(1 - \left[1 - (1 - P_{y1.1} P_{y1.2}) (1 - P_{1.1}) (1 - P_{1.2}) \right] \right) \times \left[1 - (1 - P_{y1.3}) (1 - P_{1.4}) \right] \right\} (1 - P_{1.3}).$$

Аналогично составляются структурные схемы надежности для гидрогенератора (рис. 2) и силового трехфазного трансформатора (рис. 3). Обозначения элементов, входящих эти в структурные схемы, даны в табл. 3 (гидрогенератор) и в табл. 4 (трансформатор).

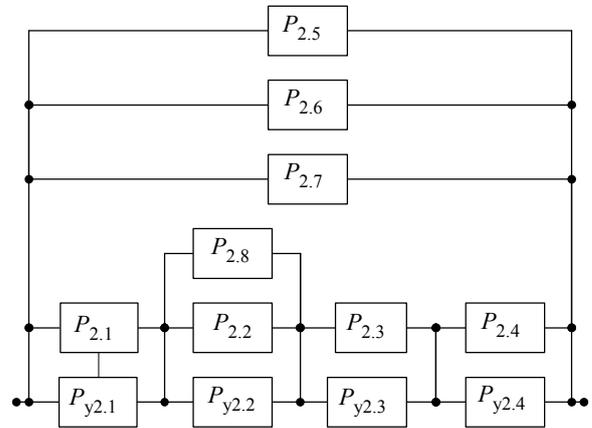


Рис. 2

Таблица 3

Элемент схемы		Обозначение
Узел	Обмотка статора	y2.1
	Обмотка ротора	y2.2
	Сердечники статора и ротора	y2.3
	Подшипник	y2.4
Контролируемый параметр	Температура ОС	2.1
	Температура ОР	2.2
	Температура сердечника	2.3
	Температура подшипника	2.4
	Токи ОС	2.5
	Воздушный зазор	2.6
	Уровень вибрации	2.7
	Ток возбуждения	2.8

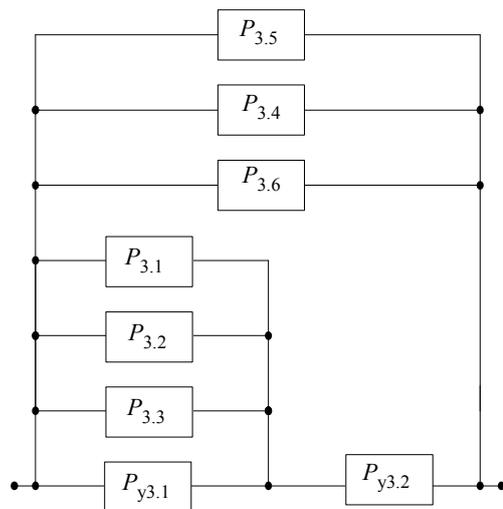


Рис. 3

Таблица 4

	Элемент схемы	Обозначение
Узел	Обмотки	y3.1
	Магнитопровод	y3.2
Контролируемый параметр	Температура обмоток	3.1
	Частичные разряды	3.2
	Ток обмоток	3.3
	Температура масла в баке	3.4
	Температура окружающей среды	3.5
	Температура верхних слоев масла	3.6

Результирующая надежность гидрогенератора $P_{ГГ}$ и трансформатора $P_{Тр}$:

$$P_{ГГ} = 1 - \left\{ 1 - \left[1 - (1 - P_{y2.1})(1 - P_{2.1}) \right] \times \right. \\ \times \left[1 - (1 - P_{y2.2})(1 - P_{2.2})(1 - P_{2.8}) \right] \times \\ \times \left[1 - (1 - P_{y2.3})(1 - P_{2.3}) \right] \times \\ \times \left. \left[1 - (1 - P_{y2.4})(1 - P_{2.4}) \right] \right\} \times \\ \times (1 - P_{2.5})(1 - P_{2.6})(1 - P_{2.7}); \\ P_{Тр} = 1 - \left\{ 1 - \left[1 - (1 - P_{y3.1})(1 - P_{3.3}) \right] \times \right. \\ \times (1 - P_{3.2})(1 - P_{3.1}) \left. \right\} P_{y3.2} \times \\ \times (1 - P_{3.4})(1 - P_{3.5})(1 - P_{3.6}).$$

К наиболее важным показателям безопасности относятся частота опасного отказа при запросе и степень снижения риска.

Основными этапами расчета показателей безопасности являются:

- анализ подсистемы безопасности исследуемого объекта: выбор элементной базы и схем включения компонентов;
- разработка архитектуры рассматриваемого контура защит на основе анализа;
- сбор и обработка данных по показателям надежности (интенсивность отказов) элементной базы подсистемы безопасности;
- расчет показателей уровня полноты безопасности (Safety Integrity Levels – SIL) в соответствии с разработанной архитектурой;
- анализ результатов расчета: оценка избыточности и экономичности архитектуры;
- рекомендации по улучшению архитектуры контура защит.

В качестве примера оценки безопасности оборудования рассматривается подход к расчету показателей уровня полноты безопасности на примере контура защит турбины по превышению частоты вращения.

Абсолютной безопасности достигнуть невозможно, но можно только снизить риск опасного отказа. Риск, в свою очередь, рассматривается как неблагоприятное событие и рассчитывается как произведение вероятности этого события и ущерба от его последствий [6]:

$$Риск = Вероятность \cdot Последствия.$$

Стандарт МЭК 61508 [1] в последнее десятилетие оказал существенное влияние на идеологию промышленной безопасности. Он устанавливает основные определения и подходы к расчету функциональной безопасности для всех областей применения, а также целевые показатели для функции безопасности.

Функциональная безопасность – часть общей безопасности, которая относится к объекту управления и управляющим системам объекта управления и зависит от правильности функционирования электрических / электронных / программируемых электронных систем, связанных с безопасностью, и других средств по снижению риска [1].

Аппаратная система безопасности (Safety Instrumented System – SIS) – это комбинация целого ряда устройств: логического контроллера, сенсоров (датчиков) и исполнительных устройств. Она разрабатывается, чтобы предотвратить или снизить последствия опасных событий путем приведения процессов в безопасное состояние, когда нарушаются регламентированные условия работы объекта.

К подобным системам обычно относятся система аварийного останова, система защитной блокировки и система безопасного останова. Каждая система SIS включает в себя одну или несколько аппаратных функций безопасности SIF. Такой функцией может быть защита турбины от превышения частоты вращения.

Каждая из аппаратных функций SIF, образующая систему безопасности, обладает некоторым уровнем полноты безопасности (см. табл. 5).

Полнота безопасности – вероятность того, что система, связанная с безопасностью, будет удовлетворительно выполнять требуемые функции безопасности при всех оговоренных условиях в течение заданного интервала времени [1].

Уровень полноты безопасности – это дискретный уровень (принимаящий одно из 4 значений), соответствующий диапазону значений полноты безопасности, при котором SIL, равный 4, является наивысшим, а SIL, равный 1, соответствует наименьшей полноте безопасности.

Таблица 5

Уровень полноты безопасности	Частота опасного отказа PFH при запросе в час, ч ⁻¹	Степень снижения риска RRF
SIL 4	$10^{-9} \leq \text{PFH} < 10^{-8}$	От 10 до 100 тыс. лет
SIL 3	$10^{-8} \leq \text{PFH} < 10^{-7}$	От 1 до 10 тыс. лет
SIL 2	$10^{-7} \leq \text{PFH} < 10^{-6}$	От 100 до 1000 лет
SIL 1	$10^{-6} \leq \text{PFH} < 10^{-5}$	От 10 до 100 лет

Для установки уровня SIL функции безопасности необходимо пройти ряд процедур по его определению, таких как исследование работоспособности объекта, а также исследование на потенциальные опасности, которые могут нанести вред окружающей среде, жизни персонала или населению.

Для определения уровня полноты безопасности для функции SIF на основании разработанной архитектуры необходимо разработать модель расчета, где конечным результатом является соответствие SIL определенному заданному значения, представленному в табл. 5.

На рис. 4 представлена совокупность подсистем, которые обеспечивают функцию безопасности: S – подсистема датчиков; L – логическая подсистема; FE – подсистема исполнительных элементов. На входе подсистема S включает в себя 6 датчиков частоты с архитектурой 1oo1 [1]. Логическая подсистема представляет собой систему с избыточностью с архитектурой 1oo2, которая управляет тремя соленоидными клапанами в подсистеме исполнительных элементов. Подсистема FE построена в соответствии с архитектурой 2oo3, так как для обеспечения функции безопасности необходима работа не менее двух клапанов. Обозначения архитектур соответствует стандарту МЭК 61508 [1].

Средняя частота отказа функции безопасности для рассматриваемой системы определяется вычислением и суммированием средней частоты отказа в обслуживании для всех подсистем, совокупность которых обеспечивает эту функцию.

Частота отказа PFH при запросе может быть вычислена по формуле

$$\text{PFH}_{\text{SYS}} = \text{PFH}_S + \text{PFH}_L + \text{PFH}_{\text{FE}},$$

где PFH_{SYS} – средняя частота отказа по запросу функции безопасности для системы; PFH_S – средняя частота отказа по запросу для подсистемы датчиков; PFH_L – средняя частота отказа по

запросу для логической подсистемы; PFH_{FE} – средняя частота отказа по запросу для подсистемы исполнительных элементов.

Для достижения результата необходимо собрать данные по отказам компонентов, используемых в архитектуре. В основе расчета лежит показатель надежности, интенсивность отказа λ , ч⁻¹. Значения интенсивностей отказов элементов архитектуры сведены в табл. 6.

Таблица 6

Элемент	Интенсивность отказа (λ), ч ⁻¹
Датчик частоты	$3.5 \cdot 10^{-8}$
Измеритель частоты	$5.7 \cdot 10^{-8}$
Соленоидный клапан	$4.2 \cdot 10^{-7}$

В расчете принято следующее соотношение интенсивностей отказа:

$$\lambda_D = \frac{1}{2} \lambda = \lambda_{DD} + \lambda_{DU},$$

где λ_D – интенсивность опасных отказов для канала подсистемы (50 % необнаруженных опасных отказов DU и 50 % интенсивность обнаруженных опасных отказов DD для канала; λ_{DD} , λ_{DU} – интенсивности обнаруженных и необнаруженных опасных отказов для канала связи).

Предполагается, что система при обнаружении любого отказа переводит управляемое оборудование в безопасное состояние. Поэтому частота отказа при запросе в подсистеме S:

$$\text{PFH}_S = \lambda_{DU}.$$

Для подсистемы L:

$$\text{PFH}_L = 2 \left[(1 - \beta_D) \lambda_{DD} + (1 - \beta) \lambda_{DU} \right] \times (1 - \beta) \lambda_{DU} t_{CE} + \beta \lambda_{DU},$$

где

$$t_{CE} = \frac{\lambda_{DU}}{\lambda_{DD}} \left(\frac{T_1}{2} + \text{MRT} \right) + \frac{\lambda_{DU}}{\lambda_D} \text{MRT}$$

– эквивалентное среднее время простоя канала, равное β , – доля отказов (выражается в процентах и зависит от выбранного диагностического охвата DC, который является частью опасных отказов; эта часть выявляется автоматическими диагностическими тестами. DC вычисляется как отношение интенсивности выявленных диагно-

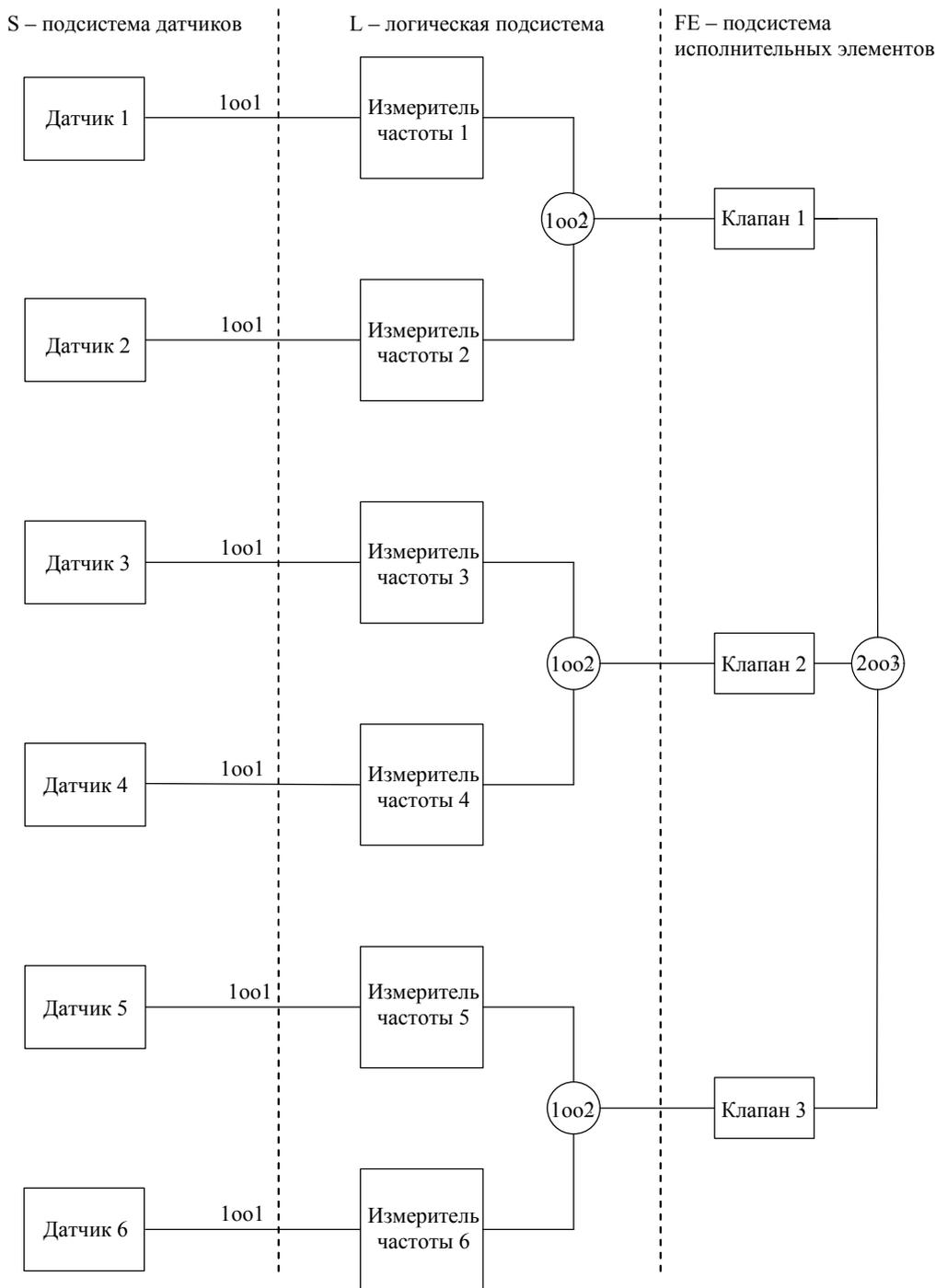


Рис. 4

стическими тестами опасных отказов DD к общей интенсивности опасных отказов); β_D – доля отказов, обнаруженных диагностическими тестами и имеющих общую причину.

Интервал времени T_1 между контрольными проверками принят равным 24 ч. Среднее время восстановления канала MTTR и среднее время ремонта MRT приняты равными 8 ч в соответствии со стандартом [1].

Для подсистемы FE:

$$PFH_{FE} = 6 \left[(1 - \beta_D) \lambda_{DD} + (1 - \beta) \lambda_{DU} \right]^2 \times (1 - \beta) \lambda_{DU} t_{CE} + \beta \lambda_{DU}.$$

В соответствии с представленной выше методикой был выполнен расчет для функции безопасности турбины по превышению частоты вращения. Результаты расчета представлены в табл. 7.

Таблица 7

Подсистемы и функции	РФН, ч ⁻¹
Подсистема S	$4.6 \cdot 10^{-10}$
Подсистема L	$2.75 \cdot 10^{-11}$
Подсистема FE	$7.1 \cdot 10^{-10}$
Функция безопасности турбины (SYS)	$1.2 \cdot 10^{-9}$

Сравнивая результирующее значение частоты отказа для рассматриваемой функции безопасности со значениями, представленными в табл. 5, можно сделать вывод, что данная подсистема имеет уровень 4, что является наивысшим уровнем полноты безопасности.

Если полученный результат не соответствует заданному уровню SIL, необходимо перестроить архитектуру или выбрать более надежные компоненты, входящие в систему.

Предложенная методика оценки надежности и безопасности базируется на построении схем причинно-следственных связей неисправностей оборудования, выборе контролируемых параметров с последующей обработкой данных мониторинга. Расчет результирующей надежности проводится на основе структурных схем. Представленные структурные схемы объединяют элементы, соответствующие показателям надежности основных узлов оборудования и параметрам мониторинга.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- ГОСТ Р МЭК 61508. Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью. М.: Изд-во стандартов, 2013.
- Калявин В. П., Рыбаков Л. М. Надежность и диагностика электроустановок: учеб. для вузов. Йошкар-Ола: Изд-во МарГУ, 2000. 348 с.
- Котеленец Н. Ф. Испытания, эксплуатация и ремонт электрических машин: учеб. для вузов. М.: Издательский центр «Академия», 2003. 384 с.
- Гольдберг О., Хелемская С. П. Надежность электрических машин: учеб. для вузов. М.: Издательский центр «Академия», 2010. 288 с.
- ГОСТ Р ИСО 13379-2009. Контроль состояния и диагностика машин. Руководство по интерпретации данных и методам диагностирования. М.: Изд-во стандартов, 2009.
- Ландрини Г. Критерий выбора компонентов с уровнем SIL3 для РСУ и систем ПАЗ в соответствии со стандартами МЭК // Стандартизация и сертификация. 2009. № 3. С. 110-114.

G. V. Komarova, Yu. M. Moiseeva
Saint-Petersburg state electrotechnical university «LETI»

ASSESSMENT OF RELIABILITY AND SAFETY EQUIPMENT ON THE BASIS OF MONITORING PARAMETERS

The evaluation methodology of operational reliability and safety of the different types of equipment are con. The evaluation based on the monitoring parameters is performed. The structural reliability scheme and the resulting reliability formulas are given. The calculation of safety integrity level circuit protection parameters of the turbine over speed are considered.

Reliability, safety, monitoring, equipment failure, control equipment parameters, mean time to repair, failure rate, probability, structural reliability scheme