



**Автоматизированная система мониторинга и технического
диагностирования трансформаторного оборудования и КРУЭ
АСМД TOPAZ**

РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

ПЛСТ.421451.001 РЭ



Москва



ОГЛАВЛЕНИЕ

1	ОПИСАНИЕ И РАБОТА.....	4
1.1	Назначение системы	4
1.2	Состав системы	4
1.3	Состав программного обеспечения системы.....	8
1.4	Размещение оборудования АСМД.....	8
1.5	Надежность	9
1.6	Устройство и работа	10
1.6.1	Первый уровень АСМД	10
1.6.2	Второй уровень АСМД	10
1.6.3	Третий уровень АСМД.....	11
1.6.4	Функциональные возможности специализированного ПО АСМД TOPAZ при мониторинге контролируемого оборудования.....	12
1.6.5	Общесистемный функционал специализированного ПО АСМД TOPAZ	13
1.7	Математическое обеспечение АСМД TOPAZ	14
1.8	Математические модели, используемые АСМД TOPAZ	15
1.8.1	Математические модели, используемые при диагностировании состояния КРУЭ ...	15
1.8.2	Математические модели, используемые для диагностирования состояния трансформаторного оборудования	15
1.9	Комплектность АСМД TOPAZ	16
2	ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ	17
2.1	Подготовка изделия к использованию	17
2.1.1	Меры безопасности при подготовке изделия.....	17
2.1.2	Объем и последовательность внешнего осмотра изделия	17
2.1.3	Монтаж изделия.....	17
2.1.4	Монтаж датчиков первого уровня АСМД	17
2.1.5	Конфигурирование системы	17
3	ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ.....	18
3.1	Общие указания	18
3.2	Меры безопасности.....	18
3.3	Объем технического обслуживания	18
3.4	Указания по ремонту системы.....	18



3.5	Гарантийные обязательства	18
4	ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ	19
5	УТИЛИЗАЦИЯ	20
	ПРИЛОЖЕНИЕ А (СПРАВОЧНО – ОПИСАНИЕ ДАТЧИКОВ, ПОСТАВЛЯЕМЫХ ООО «ПИЭЛСИ ТЕХНОЛОДЖИ»)	21
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б (СПРАВОЧНО – ОПИСАНИЕ ИНТЕРФЕЙСА ПАНЕЛИ ОПЕРАТОРА АСМД ТОРАЗ).25	
	ПРИЛОЖЕНИЕ В (СПРАВОЧНО – КОНФИГУРИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ АСМД ТОРАЗ)	35
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г (СПРАВОЧНО – ТРЕБОВАНИЯ К БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ АСМД ТОРАЗ)40	
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д (СПРАВОЧНО – ПЕРЕЧЕНЬ ССЫЛОК НА РУКОВОДСТВА ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕХНИЧЕСКИХ И ПРОГРАММНЫХ СРЕДСТВ, ВХОДЯЩИХ В СОСТАВ АСМД ТОРАЗ).....	41
	ПРИЛОЖЕНИЕ Е. ПОЯСНЕНИЯ К КОНТРОЛЮ ИСПРАВНОСТИ ЭЛЕКТРОМАГНИТОВ СИЛОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ.	42

Настоящее руководство по эксплуатации (далее – РЭ) предназначено для ознакомления с принципами работы и эксплуатации изделия «Автоматизированная система мониторинга и технического диагностирования трансформаторного оборудования и КРУЭ АСМД ТОРАЗ» (далее – изделие/АСМД/система). Настоящее РЭ содержит сведения о конструкции, принципах работы изделия и указания, необходимые для правильной и безопасной эксплуатации изделия, технического обслуживания (далее – ТО), текущего ремонта, хранения и оценки его технического состояния.

К обслуживанию изделия допускаются лица, изучившие требования настоящего руководства. Все работы по монтажу, пуску, регулированию и обкатке должны проводиться с соблюдением требований действующей на месте эксплуатации нормативной документации.



В СВЯЗИ С ПОСТОЯННОЙ РАБОТОЙ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ИЗДЕЛИЯ, В КОНСТРУКЦИЮ И ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ МОГУТ БЫТЬ ВНЕСЕНЫ ИЗМЕНЕНИЯ, НЕ УХУДШАЮЩИЕ ЕГО ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И НЕ ОТРАЖЕННЫЕ В НАСТОЯЩЕМ ДОКУМЕНТЕ.

1 ОПИСАНИЕ И РАБОТА

1.1 Назначение системы

Система предназначена для:

- непрерывного или с устанавливаемой периодичностью измерения, регистрации, преобразования и отображения основных диагностических параметров Т, АТ, ШР, отсеков и ячеек КРУЭ в нормальных, предаварийных и аварийных режимах;
- систематизации в определенном порядке измеренных диагностических параметров Т, АТ, ШР, отсеков и ячеек КРУЭ по расчётно-аналитическим моделям с получением промежуточных значений параметров состояния контролируемого оборудования;
- устанавливаться связь технического состояния с измеряемыми параметрами для определения технического состояния в текущие моменты измерения диагностических параметров, опасного уровня дефектов и прогнозирования возможного остаточного ресурса;
- оптимизации регламентных диагностических работ;
- обеспечения перехода на планирование технического обслуживания и ремонтов по техническому состоянию.

1.2 Состав системы

Система состоит из серийно выпускаемых современных измерительных датчиков, программируемых контроллеров, промышленных компьютеров и разделена на три уровня и формируется в соответствии с техническим заданием заказчика с учетом условий объекта внедрения.

В зависимости от важности и технического состояния объекта, а также решаемых целевых или процессных задач, состав технических средств АСМД и реализуемых расчётно-аналитических моделей может значительно отличаться. Для достижения максимального технико-экономического эффекта, состав и структура АСМД должны комплектоваться оптимальным набором компонентов и функций, обеспечивающих необходимый уровень диагностирование контролируемого оборудования. При проектировании АСМД должна строиться на принципах минимизации количества установленных элементов, в максимальном объеме учитывать и задействовать ранее установленные технические и программные элементы средств автоматизированного диагностирования

Возможный состав АСМД TOPAZ в максимальной комплектации приведен в Таблице 1, а структурная схема отображена на Рисунке 1.

Таблица 1 – Состав АСМД TOPAZ

п.п.	Наименование компонента АСМД	Совместимые устройства	Совместимость с АСМД TOPAZ, требования к обеспечению совместимости
1	2	3	4
1.	Устройства, входящие в первый уровень АСМД TOPAZ		
1.1.	Датчик частичных разрядов для трансформатора	TOPAZ DB-2	+
		совместимый	СТО 56947007-29.200.10.011-2008 ПАО «Россети» Цифровые интерфейсы: RS-485, Ethenet Сигналы: 4..20 мА или другие сигналы ГСП ¹⁾
1.2.	Датчик частичных разрядов для КРУЭ	TOPAZ DUHF	+
		совместимый	СТО 56947007-29.240.35.270-2019 ПАО «Россети» Цифровые интерфейсы: RS-485, Ethenet Сигналы: 4..20 мА или другие сигналы ГСП
1.3.	Датчик шума частичных разрядов	TOPAZ DLF	+
		совместимый	СТО 56947007-29.240.35.270-2019 ПАО «Россети» Цифровые интерфейсы: RS-485, Ethenet Сигналы: 4..20 мА или другие сигналы ГСП
1.4.	Датчик фазового угла	TOPAZ ВЧ-4РА-HV	+
1.5.	Датчик температуры, давления (плотности) и влажности элегаза	TOPAZ DSF6-TPH	+
		совместимый	СТО 56947007-29.240.35.270-2019 ПАО «Россети» Цифровые интерфейсы: RS-485, Ethenet Сигналы: 4..20 мА или другие сигналы ГСП
1.6.	Датчик температуры окружающей среды	TOPAZ DT RS485	+
1.7.	Датчик давления окружающей среды	совместимый	Цифровые интерфейсы: RS-485, Ethenet Сигналы: 4..20 мА или другие сигналы ГСП
1.8.	Датчик утечки элегаза	TOPAZ DSF6-L	+
		совместимый	СТО 56947007-29.240.35.270-2019 ПАО «Россети» Цифровые интерфейсы: RS-485, Ethenet Сигналы: 4..20 мА или другие сигналы ГСП
1.9.	Датчик тока утечки ввода	TOPAZ DB-2	+
		совместимый	СТО 56947007-29.200.10.011-2008 ПАО «Россети» Цифровые интерфейсы: RS-485, Ethenet Сигналы: 4..20 мА или другие сигналы ГСП
1.10.	Датчик вибрации трансформатора	TOPAZ DVN	+
		совместимый	СТО 56947007-29.200.10.011-2008 ПАО «Россети» Цифровые интерфейсы: RS-485, Ethenet Сигналы: 4..20 мА или другие сигналы ГСП
1.11.	Датчик температуры обмотки трансформатора	совместимый	СТО 56947007-29.200.10.011-2008 ПАО «Россети» Цифровые интерфейсы: RS-485, Ethenet Сигналы: 4..20 мА или другие сигналы ГСП
1.12.	Датчик температуры масла	совместимый	СТО 56947007-29.200.10.011-2008 ПАО «Россети» Цифровые интерфейсы: RS-485, Ethenet Сигналы: 4..20 мА или другие сигналы ГСП
1.13.	Датчик влажности масла	TOPAZ DH	+
		совместимый	СТО 56947007-29.200.10.011-2008 ПАО «Россети» Цифровые интерфейсы: RS-485, Ethenet Сигналы: 4..20 мА или другие сигналы ГСП
1.14.	Датчик расхода масла	совместимый	СТО 56947007-29.200.10.011-2008 ПАО «Россети» Цифровые интерфейсы: RS-485, Ethenet Сигналы: 4..20 мА или другие сигналы ГСП



п.п.	Наименование компонента АСМД	Совместимые устройства	Совместимость с АСМД TOPAZ, требования к обеспечению совместимости
1	2	3	4
1.15.	Датчик положения РПН	совместимый	СТО 56947007-29.200.10.011-2008 ПАО «Россети» Цифровые интерфейсы: RS-485, Ethenet Сигналы: 4..20 мА или другие сигналы ГСП
1.16.	Хроматограф масла в трансформаторе	TOPAZ CHR или совместимый	СТО 56947007-29.200.10.011-2008 ПАО «Россети» Цифровые интерфейсы: RS-485, Ethenet Сигналы: 4..20 мА или другие сигналы ГСП
2.	2-ой уровень		
2.1.	Измеритель ВЧ	TOPAZ ВЧ	+
		совместимый	Интерфейсы: RS-485, Ethenet Протоколы: МЭК 60870-5-101, Modbus, МЭК 61850-8-1, МЭК 60870-5-104
2.2.	Измеритель температуры обмотки оптический	совместимый	Интерфейсы: RS-485, Ethenet Протоколы: МЭК 60870-5-101, Modbus, МЭК 61850-8-1, МЭК 60870-5-104
2.3.	Измерительный преобразователь	TOPAZ PM7	+
		совместимый	Интерфейсы: RS-485, Ethenet Протоколы: МЭК 60870-5-101, Modbus, МЭК 61850-8-1, МЭК 60870-5-104
2.4.	Модуль аналогового ввода	TOPAZ TM (ITDS) AIN8-Pr	+
2.5.	Модуль телесигнализации	TOPAZ TM DIN	+
2.6.	Модуль телеуправления	TOPAZ TM DOUT	+
2.7.	Устройство сбора и передачи данных	УСПД TOPAZ IEC DAS	+
2.8.	Коммутатор	TOPAZ SW	+
3.	3-й уровень АСМД		
3.1.	Коммутатор	TOPAZ SW	+
3.2.	Сервер доступа к данным (контроллер)	TOPAZ IEC DAS	+
3.3.	Панель оператора	TOPAZ HMI	+

1) ГСП – Государственная система промышленных приборов и средств автоматизации (ГОСТ 26.207-83)

В части метрологического обеспечения измерения, выполняемые АСМД TOPAZ соответствуют требованиям СТО 59347007-29.240.01.195-2014, СТО 56947007- 29.200.10.011-2008 и СТО 56947007- 29.240.35.270-2019.

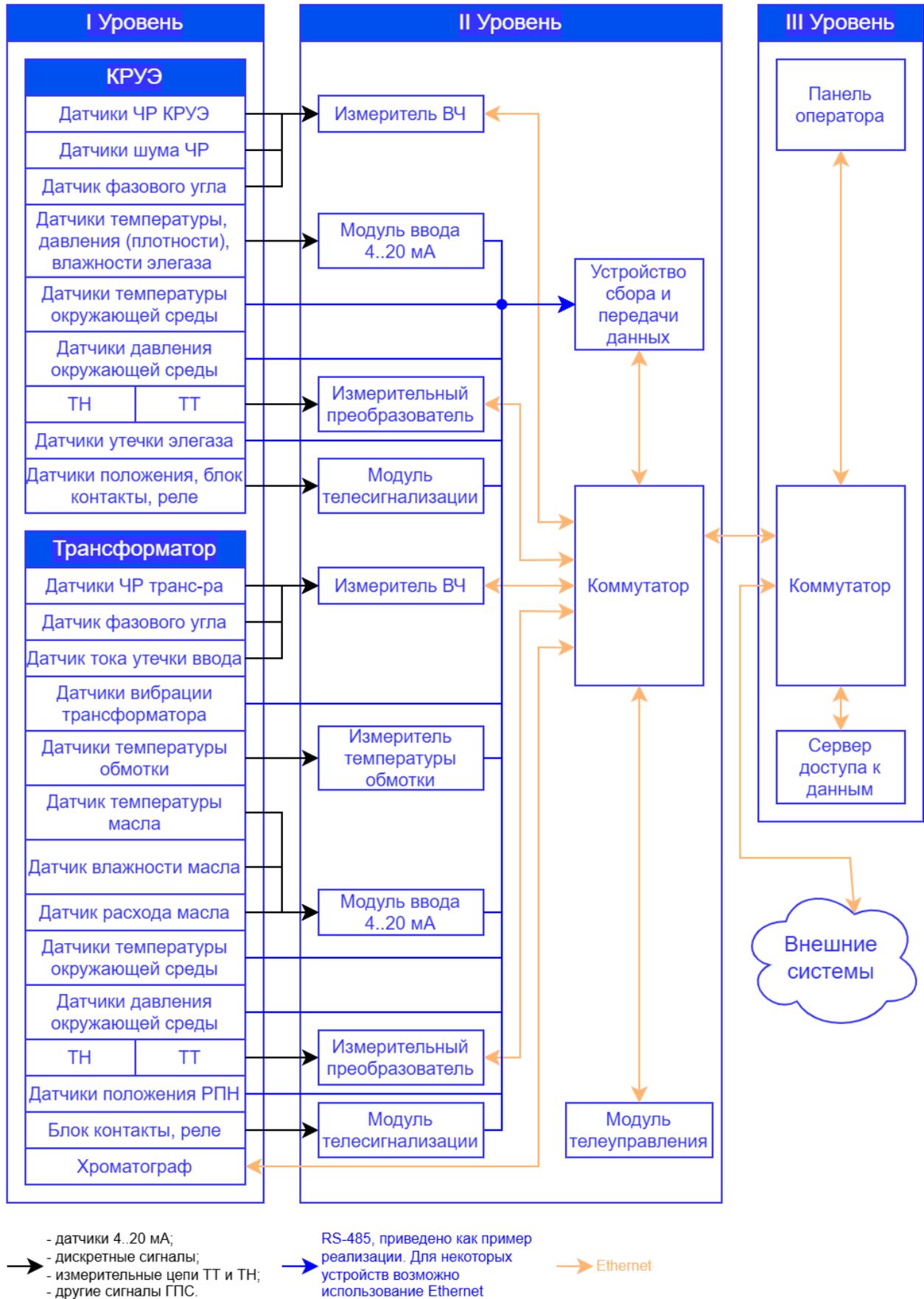


Рисунок 1 – Структурная схема АСМД (справочно, структура конкретного проектного решения может отличаться от представленного на схеме исходя из местных условий)

Дополнительно АСМД может комплектоваться удаленным АРМ оператора, межсетевыми экранами, дополнительными контроллерами.

Для 1-го уровня АСМД TOPAZ может применяться оборудование сторонних производителей, совместимое с АСМД TOPAZ (согласуется с ООО «ПиЭлСи Технолоджи») отвечающее требованиям, указанным в Таблице 1 и стандартам ПАО «Россети»:

- СТО 56947007-29.200.10.011-2008 «Трансформаторы силовые, автотрансформаторы и реакторы. Автоматизированная система мониторинга и технического диагностирования. Общие технические требования»;
- СТО 56947007-29.240.35.270-2019 «Автоматизированная система мониторинга и технического диагностирования КРУЭ. Общие технические требования».

Для 2-го и 3-го уровней АСМД TOPAZ применяется оборудование производства ООО «ПиЭлСи Технолоджи», совместимое с программным обеспечением АСМД TOPAZ.

Помимо данного руководства по эксплуатации TOPAZ АСМД при проектировании, монтаже, конфигурировании и эксплуатации технических средств, входящих в состав TOPAZ АСМД необходимо учитывать требования и рекомендации руководств по эксплуатации и руководств пользователя заводов-изготовителей и разработчиков на отдельные виды и типы технических и программных средств.

При наличии возможности состав 1-го и 2-го уровней АСМД может быть сокращен за счет информационного обмена с автоматизированными системами подстанции: РЗА, АСУТП и т.д.

Для достижения максимального технико-экономического эффекта, состав и структура АСМД должны комплектоваться оптимальным набором компонентов и функций, обеспечивающих необходимый уровень диагностирование контролируемого оборудования.

В состав оборудования АСМД TOPAZ могут входить дополнительные устройства и подсистемы, обеспечивающие надежную и непрерывную работоспособность системы:

- подсистемы электропитания (внешние блоки питания, ввод резерва, источники бесперебойного питания, устройства контроля питания);
- подсистемы управления климатом в шкафах 2-го уровня АСМД (обогреватели, термореле, кондиционеры).

1.3 Состав программного обеспечения системы

АСМД TOPAZ построена на основе программного обеспечения, поставляемого ООО «ПиЭлСи Технолоджи»:

- TOPAZ SCADA V6;
- TOPAZ LINUX 1.0.

TOPAZ SCADA V6 обеспечивает реализацию функций сбора, накопления, хранения, обработки (включая математические модели) и отображения параметров состояния контролируемого оборудования.

TOPAZ LINUX 1.0 обеспечивает среды исполнения для TOPAZ SCADA V6.

1.4 Размещение оборудования АСМД

Оборудование АСМД 1-го уровня размещается непосредственно на контролируемом оборудовании:

- на модулях КРУЭ;
- в помещении КРУЭ;
- на трансформаторном оборудовании.

Оборудование АСМД 2-го уровня размещается в электротехнических шкафах непосредственно возле контролируемого оборудования:

- в помещении КРУЭ;
- на ОРУ возле трансформаторного оборудования.

Исходя из местных условий и проектному решению оборудование 2-го уровня АСМД может размещаться в зданиях ПС, если позволяет допустимая длина кабелей до оборудования 1-го уровня АСМД (датчиков).

Оборудование 3-го уровня размещается в телекоммуникационных шкафах в зданиях подстанции, в отапливаемом и вентилируемом помещении. Требования к условиям эксплуатации оборудования АСМД приведены в таблице:

Таблица 1 – Условия размещения оборудования АСМД

п.п.	Требование	2-ой уровень АСМД трансформаторов	2-ой уровень АСМД КРУЭ	3-ий уровень АСМД
1	2	3	4	5
1.	Рабочая температура окружающей среды, °С	минус 60 ... 40	минус 20 ... 40	5...35
2.	Относительная влажность при эксплуатации, % при t °С	95 при 25 °С	95 при 25 °С	90 при 25 °С
3.	Атмосферное давление, кПа	84...106,7	84 ...106,7	84...106,7
4.	Степень защиты по ГОСТ 14254	IP54	IP65	IP54
5.	Группа механических факторов по ГОСТ 17516.1	M6	M39	M39

Организация контуров защитного заземления, прокладка силовых и сигнальных кабелей технических средств - в соответствии с РД 153-34.1-35.137 «Технические требования к подсистеме технологических защит, выполненных на базе микропроцессорной техники».

1.5 Надежность

Устройства, входящие в состав системы, обладают следующими показателями надежности:

- срок службы для модулей не менее 150 000 ч;
- наработка на отказ для модулей не менее 50 000 ч;
- среднее время восстановления при отказе не более 1 часа (без учета времени ожидания обслуживания);

- все однотипные модули обеспечивают полную взаимозаменяемость без подстройки и регулировки в процессе эксплуатации.

Отключение или выход из строя панели или АРМ оператора не приводит к потере, накопленной и оперативно получаемой после отключения информации.

Устройства, входящие в состав изделия, оснащены средствами самодиагностики. Состояние устройств отображается на мнемокадре на панели и/или АРМ оператора и может передаваться по каналам информационного обмена.

Оборудование системы может подключаться к одному или двум вводам переменного напряжения 220 В, одному или двум вводам постоянного напряжения 220 В, а также одновременно к двум вводам переменного напряжения 220 В и двум вводам постоянного напряжения 220 В. Кроме того система оснащается контроллерами питания, и АКБ для сохранения работоспособности системы при полном отключении электропитания. Устройства 2-го (опционально) и 3-го уровней сохраняют свою работоспособность при несанкционированных отключениях питания в течение 3 ч. Реализация подсистемы резервирования питания определяется проектными решениями исходя из требований заказчика и местных условий.

Технические средства АСМД ТОРАZ автоматически восстанавливают свою работоспособность после несанкционированного отключения и последующего включения питания, а также при обрыве и восстановления связи между техническими средствами и сторонними системами.

1.6 Устройство и работа

1.6.1 Первый уровень АСМД

Датчики первого уровня преобразуют измеряемые параметры состояния оборудования в электрические и/или оптические сигналы и передают их на измеряющие устройства и контроллеры 2-го уровня АСМД.

Описание датчиков приведены в Приложении А.

Датчики поставляются:

- совместно с контролируемым оборудованием (трансформаторами, КРУЭ);
- разработчиком АСМД ТОРАZ – ООО «ПиЭлСи Технолоджи»;
- сторонними поставщиками при условии совместимости с АСМД ТОРАZ, совместимость должна быть подтверждена ООО «ПиЭлСи Технолоджи».

Датчики устанавливаются в соответствии с рекомендациями:

- изготовителей трансформаторов и КРУЭ;
- разработчиком АСМД ТОРАZ - ООО «ПиЭлСи Технолоджи»;
- изготовителями датчиков.

К отдельным особенностям датчиков, которые необходимо учитывать при проектировании и комплектации АСМД:

- допускается исполнение технических средств первого и второго уровней в виде единых аппаратных блоков;
- для прямого измерения температуры обмотки трансформатора датчик температуры обмотки трансформатора должен быть встроен в трансформатор на этапе его изготовления. В противном случае будет доступен только расчетный метод определения температуры наиболее нагретой точки обмотки по МЭК 60076-7;
- для измерения тока утечки изолятора ввода трансформатора должна быть обеспечена совместимость посадочных размеров фланцев изолятора с учетом подключения датчика тока утечки. Значения тока утечки изолятора ввода трансформатора можно получать от технологических защит трансформатора, но без высокочастотной составляющей сигнала и фазового угла. Измерение указанных параметров должен в таком случае обеспечить терминал технологических защит трансформатора;
- посадочные размеры датчика влажности, температуры и давления (плотности) элегаза в КРУЭ должны быть совместимы с фланцами указателей давления в КРУЭ;
- хроматограф должен иметь встроенный контроллер и передавать результаты измерения параметров масла в протоколах информационного обмена (МЭК 60870-5-104 или МЭК 61850);
- в качестве средств измерения действующих значений фазных токов предпочтительнее использовать релейные обмотки измерительных трансформаторов тока.

1.6.2 Второй уровень АСМД

Второй уровень представляет собой совокупность устройств, обеспечивающих сбор и обработку сигналов, полученных от датчиков первого уровня, включая методики косвенных измерений и решение части расчетно-аналитических задач (диагностика трансформаторного оборудования).

Измерение осуществляется при помощи:

- специализированных измерителей (измерителей ВЧ для частичных разрядов и измерителей температуры по оптическому волокну);
- модулей аналогового ввода 4..20 мА;
- модулей дискретного ввода;
- измерительных преобразователей;
- устройства сбора и передачи данных.

С устройств, не поддерживающих протоколы обмена (МЭК 60870-5-104 или МЭК 61850) сбор данных осуществляется через устройство сбора и передачи данных.

Устройство сбора и передачи данных кроме сбора данных предназначено для ведения времени системы обеспечивает точность синхронизации не менее ± 100 мкс при внешней синхронизации и $\pm 0,1$ мкс от встроенного приемника ГЛОНАСС/GPS или внешнего источника единого времени.

Математическая обработка и решение расчётно-аналитических задач может выполняться как на контроллере 2-го уровня, который устанавливается по требованию заказчика.

Второй уровень осуществляет информационный обмен с третьим уровнем АСМД и/или сторонними системами по сети Ethernet с использованием протоколов информационного обмена МЭК 60870-5-104 или МЭК 61850. Построение системы передачи данных АСМД на уровне управления должно строиться на принципах минимизации количества установленных элементов, в максимальном объеме учитывать и задействовать существующие элементы сети. Протоколы связи и среда передачи определяется согласно техническому заданию заказчика.

Перечень входных и выходных сигналов для конкретного объекта уточняется по согласованию с заказчиком и с заводом-изготовителем в зависимости от конструктивных и схемных особенностей и требований по выполняемым функциям.

Суммарная погрешность измерений с учетом погрешности преобразования результатов измерений на 2-ом уровне не должна превышать величин, указанных в таблицах 2 и 3 СТО 56947007-29.200.10.011-2008. Для параметров, точность измерения которых не нормирована, рабочий диапазон измерений определяется в соответствии с Таблицей 4 СТО 56947007-29.200.10.011-2008.

1.6.3 Третий уровень АСМД

Третий уровень АСМД может быть реализован как централизованно для всех видов и типов контролируемого оборудования на объекте, так и индивидуально для контролируемого объекта в соответствии с техническим заданием заказчика.

Третий уровень предназначен для:

- обработки и отображения параметров технического состояния контролируемого оборудования и его компонентов в различных состояниях (например, удовлетворительное, предельное – ухудшенное, неисправное и аварийное) в интуитивно понятном интерфейсе в виде мнемосхем, таблиц, графиков;

- математической обработки собранных результатов измерений;
- решения расчетно-аналитических задач;
- функций самодиагностики и дистанционного конфигурирования компонентов и проверки исправности аппаратуры нижних уровней АСМД;

- шлюзовых функций;
- связи с ресурсами АСУ ТП;
- формирования электронной базы результатов измерений и отчетных документов по результатам измерений;

- передачи неоперативной (технологической) информации результатов диагностирования на уровне управления по существующим каналам передачи неоперативной информации.

Связь между устройствами второго и третьего уровней должна выполняться с помощью цифровых каналов с использованием проводных (витая пара в экране), волоконно-оптических линий связи. Схема передачи диагностической информации на верхние уровни управления приведена на рисунке 2.

АРМ или панель оператора обеспечивает визуализацию состояния измеряемых и рассчитываемых параметров оборудования, отображение сигналов срабатывания аварийной и

предупредительной сигнализации, накопление баз данных параметров, обеспечение работы с накопленными архивами и журналами и передачу информации на удаленные верхние уровни управления.

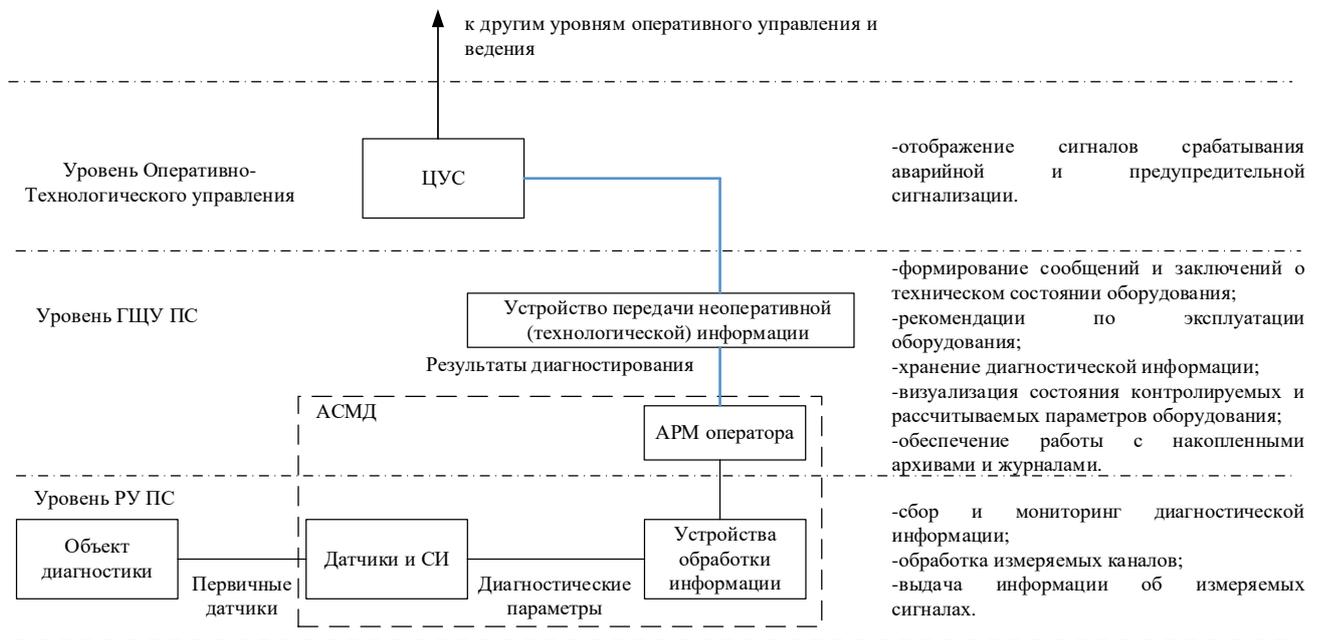


Рисунок 2 – Схема передачи диагностической информации по уровням управления

1.6.4 Функциональные возможности специализированного ПО АСМД ТОРАZ при мониторинге контролируемого оборудования

В максимальной комплектации АСМД ТОРАZ обеспечивает контроль:

- 1) диэлектрических свойств изоляции высоковольтных вводов, значений тангенса угла диэлектрических потерь ($\operatorname{tg}\delta_1$), емкости изоляции (C_1) и их изменений ($\Delta \operatorname{tg}\delta_1$, $\Delta C_1/C_1$);
- 2) содержания газов, растворенных в трансформаторном масле, включая погрешность измерений (в соответствии с нормативными требованиями РД 153-34.0-46.302 или заменяющим его методическим указаниям по техническому диагностированию развивающихся дефектов маслонаполненного оборудования;
- 3) содержания влаги, растворенной в трансформаторном масле, с оценкой тенденции изменения состояния;
- 4) теплового состояния контролируемого объекта, в том числе:
 - температуры верхних слоев масла;
 - температуры нижних слоев масла;
 - температуры на входе и выходе охладителя(ей) (для системы охлаждения типа ДЦ (с дутьем и принудительной циркуляцией масла);
 - температуры обмотки (прямое измерение);
 - температуру наиболее нагретой точки обмотки (по максимально загруженной стороне ВН, СН, НН);
 - состояния системы охлаждения и определение ее эксплуатационного ресурса.
- 5) Состояния устройства РПН (при наличии устройства РПН). Расчет перепада температур масла в основном баке и баке контактора РПН, определения механического и электрического износа контактов;
- 6) Текущий номер отпайки РПН;

- 7) Характеристики ЧР в высоковольтных вводах;
- 8) Характеристики ЧР в баке;
- 9) Расчета математических моделей, приведенных в Приложении Д СТО 56947007-29.200.10.011-2008;
- 10) Режимные характеристики, в том числе:
 - значение и форму напряжения рабочего режима, длительность и амплитуду перенапряжений;
 - значение и форму тока рабочего режима и к. з.;
- 11) Параметры элегаза в отсеках ячеек, в том числе плотность элегаза, степень увлажнения;
- 12) Контролировать состояние изоляции главных цепей, регистрировать характеристики ЧР;
- 13) Состояния вторичных цепей измерительного оборудования и цепей управления, включая контроль оперативных цепей и системы обогрева;
- 14) Состояние блокировок коммутационных аппаратов;
- 15) Коммутационный ресурс выключателей, в том числе:
 - значение тока отключения выключателя во всех режимах;
 - время горения дуги;
 - электрический износ контактов и остаточный ресурс работы;
- 16) Механический ресурс выключателей и разъединителей, в том числе:
 - количество операций;
 - неполнофазные режимы работы выключателя;
 - скоростные и временные характеристики выключателя;
 - конечные положения подвижных частей;
 - параметры приводов;
- 17) Состояние ОПН, в том числе:
 - количество срабатываний;
 - ток утечки;
- 18) контролировать значение температуры в отсеках КРУЭ и окружающей среды

1.6.5 Общесистемный функционал специализированного ПО АСМД ТОРАZ

Программное обеспечение системы обеспечивает решение технологических и общесистемных задач:

- отображение в реальном времени данных от АСМД на базе интуитивного и простого интерфейса;
- вывод информации на монитор в удобной для пользователя форме в виде таблиц, графиков, диаграмм и подготовка к выводу информации на печать;
- автоматизированная обработка первичных данных, и оценка состояния оборудования;
- «Пользовательский график» - отображение на одном графике не менее 4-х различных параметров (аналоговых, дискретных, математических и т.п.), выбираемых пользователем;
- масштабирование графиков (по времени/значению);
- выбор формата отображения графиков: «одна ось», «вторичные оси», «панели» и т.п.;
- выбор цвета графиков.
- отображение основных параметров всех контролируемых единиц оборудования подстанции в едином окне;
- отображение констант, используемых при расчетах математических параметров по каждой контролируемой единице оборудования;
- предоставление справочных данных по каждой единице контролируемого оборудования;

- возможность тестирования и самодиагностики компонентов ПТК;
- создание пользователей с различными правами доступа: «Оператор», «Администратор»;
- создание права доступа «Оператор» (просмотр оперативных, архивных и справочных данных, уставок, констант без возможности вносить какие-либо изменения в конфигурацию АСМДТ). Права для пользователей «Оператор» и «Администратор» определяются на этапе разработки рабочей документации на систему;
- возможность создания отчетов в формате doc, xls и pdf, с функциями отражения не менее 30-ти различных параметров на одном бланке, с выбором требуемого диапазона времени различной дискретности по каждой единице контролируемого оборудования, с функцией сохранения шаблонов;
- возможность отображения архивных данных в виде графиков за любой промежуток времени и с любой дискретностью;
- возможность выгрузки архивной информации форматах «*.xls» или «*.csv», или с выбором требуемого диапазона времени различной дискретности по каждой единице контролируемого оборудования;
- возможность отображения (и изменения, для прав доступа «Администратор») уставок срабатывания предупредительной и аварийной сигнализации по каждой единице контролируемого оборудования;
- учет с возможностью отображения действий оператора (вход/выход в/из системы/ы, квитирование сигналов, изменение уставок, справочных данных, учетных записей пользователей и т.п.) за указанный пользователем промежуток времени;
- наличие окон журнала событий с возможностью выбора сигналов и сортировки по группам, времени возникновения, квитированию конкретным оператором, принадлежности к каждой единице контролируемого оборудования;
- возможность печати текущих, архивных данных с любого окна оболочки АСМД, включая графики;
- возможность максимального уменьшения размера архивных данных, а также возможность последующего просмотра и обработки архивных данных, включая построение графиков, без подключения к АСМД;
- защиту информации на всех уровнях иерархии построения АСМД.

1.7 Математическое обеспечение АСМД ТОРАZ

Математическое обеспечение должно поддерживать выполнение функций АСМД, реализуемых программным путем, в том числе:

- алгоритмов приема и обработки входной информации о состоянии контролируемого оборудования, в том числе, программную фильтрацию с настраиваемыми параметрами фильтров, проверки достоверности и статистическую обработку входной информации;
- алгоритмов математических моделей, диагностирующих текущее состояние оборудования и формирующих прогноз по остающемуся ресурсу;
- алгоритмов формирования предупредительных, аварийных и диагностических сообщений;
- алгоритмов расчета и прогнозирования индекса технического состояния;
- алгоритмов защиты информации от несанкционированного доступа;
- алгоритмов формирования и работы с долгосрочными архивами (при реализации АСМД в виде самостоятельной подсистемы с собственным АРМ);
- алгоритмов диагностики состояния и выявления неисправностей и отказов составных частей АСМД;

- алгоритмов расчета результатов косвенных измерений по данным измерений датчиков первого уровня с нормированной точностью;
- алгоритмов реализации связи СМ подсистемами верхнего уровня.

1.8 Математические модели, используемые АСМД ТОРАZ

1.8.1 Математические модели, используемые при диагностировании состояния КРУЭ

При диагностировании состояния КРУЭ используются следующие математические модели:

- временные превышения напряжения на стороне ВН. Анализ и регистрация в соответствии с требованиями ГОСТ 1516.3;
- оценка состояния основной изоляции высоковольтных вводов. Расчет параметров основной изоляции высоковольтных вводов (тангенс угла диэлектрических потерь, емкость и их изменения, ЧР);
- состояние элегаза. Расчет параметров элегаза (плотность, наличие примесей) (МЭК 60480)
- характеристики ЧР. Расчет характеристик ЧР на основе построения амплитудно-фазных, амплитудно-временных диаграмм с определением вероятного типа дефектов и источников ЧР (ГОСТ Р 55191 – 2012 Методы испытаний высоким напряжением. Измерения частичных разрядов; IEC 60270 - High-voltage test techniques. Partial discharge measurements);
- комплексная оценка состояния оборудования в «текущий» момент эксплуатации. Комплексная оценка технического состояния силового оборудования на «текущий» момент эксплуатации. Рекомендации по стратегии эксплуатации контролируемого оборудования с учетом требований СТО 34.01-23.1-001-2017

1.8.2 Математические модели, используемые для диагностирования состояния трансформаторного оборудования

При диагностировании состояния трансформаторного оборудования используются следующие математические модели:

- временные превышения напряжения на стороне ВН. Анализ и регистрация в соответствии с требованиями ГОСТ 1516.3 при длительности превышений 20 с;
- мощность контролируемого оборудования. Постоянный расчет активной и реактивной мощности, $\cos \varphi$ по сторонам контролируемого объекта;
- температура наиболее нагретой точки обмотки. Постоянный расчет температуры наиболее нагретой точки обмотки по данным температуры верхних слоев масла (измеренной датчиком) и нагрузки в соответствии МЭК 60076-7;
- содержание влаги в изоляции. Температура образования пузырьков пара. Преобразование данных относительного влагосодержания масла в абсолютное. Расчет влагосодержания твердой изоляции в местах перегрева. Определение температуры закипания, запас по температуре закипания;
- старение изоляции. Расчет старения изоляции по температуре наиболее нагретой точки обмотки и расчетному влагосодержанию твердой изоляции. Прогноз старения и общего износа (МЭК 60076-7);
- состояние и эффективность системы охлаждения. Расчет температуры верхних слоев масла по МЭК 60076-7 и сравнение ее с фактической. Непрерывный контроль режима работы системы охлаждения (уровней охлаждения), электродвигателей маслососов и вентиляторов;
- состояние устройства РПН (при наличии). Расчет перепада температур масла в основном баке и баке контактора РПН. Определение механического и электрического износа контактов;
- оценка состояния основной изоляции высоковольтных вводов. Расчет параметров основной изоляции высоковольтных вводов (тангенс угла диэлектрических потерь, емкость и их изменения);

- внутренние потери в трансформаторе. Расчет внутренних потерь активной части трансформатора;
- характеристики разрядной активности ЧР. Расчет кажущегося заряда и энергии единичного ЧР. Построение амплитудно-фазных, амплитудно-временных диаграмм с определением степени опасности типа дефекта источников ЧР;
- нагрузочная способность трансформатора. Расчет нагрузочной способности трансформатора по МЭК 60076-7, МЭК 60076-2 в том числе выдача времени возможной работы до достижения предельных параметров при текущей нагрузке и режима работы системы охлаждения. Допустимые величины и время перегрузки без ущерба для общего срока службы;
- Комплексная оценка состояния оборудования в «текущий» момент эксплуатации. Комплексная оценка технического состояния силового оборудования на «текущий» момент эксплуатации. Расчет индекса технического состояния контролируемого оборудования с учетом критериев оценки, определенных Приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676 «Об утверждении оценки технического состояния технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей». Рекомендации по стратегии эксплуатации контролируемого оборудования с учетом требований СТО 34.01-23.1-001-2017

1.9 Комплектность АСМД ТОРАЗ

Комплект поставки указывается в индивидуальном паспорте изделия.

В типовой комплект поставки входят:

- датчики, поставляемые с АСМД ТОРАЗ согласно технического задания;
- шкафы и отдельные технические средства АСМД ТОРАЗ, монтируемые непосредственно на объекте внедрения согласно технического задания;
- специализированное программное обеспечение на твердотельном накопителе данных необходимыми лицензиями и сертификатами согласно технического задания;
- паспорта на АСМД ТОРАЗ и отдельные технические средства;
- руководства по эксплуатации на АСМД ТОРАЗ и отдельные технические средства (поставляется по требованию заказчика);
- комплект документов по метрологическому обеспечению согласно условиям поставки.

В комплект поставки не входит кабельная продукция за исключением случаев, когда поставка кабельной продукции осуществляется совместно с АСМД по отдельным соглашениям с Заказчиком, в соответствии с проектной документацией.

Эксплуатационная документация доступна на сайте: <http://www.tpz.ru>

2 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ

2.1 Подготовка изделия к использованию

2.1.1 Меры безопасности при подготовке изделия

Монтаж и техническое обслуживание изделия должны производиться лицами, имеющими квалификационную группу по технике безопасности не ниже второй.



ВНИМАНИЕ! МОНТАЖ, УСТАНОВКУ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ИЗДЕЛИЯ ПРОВОДИТЬ ПРИ ОТКЛЮЧЕННОМ НАПРЯЖЕНИИ ПИТАНИЯ.

2.1.2 Объем и последовательность внешнего осмотра изделия

Перед использованием изделия рекомендуется выполнить внешний осмотр в следующем порядке:

- открыть индивидуальную упаковку изделия, вынуть содержимое;
- проверить комплектность согласно паспорту изделия;
- проверить отсутствие на корпусе изделия механических повреждений, вмятин, трещин, отслоений покрытия, ржавчины, которые могут повлиять на работоспособность.

Часть оборудования, такое как АКБ, сервера, панели оператора, АРМ оператора поставляются в отдельной упаковке.

2.1.3 Монтаж изделия

Изделия могут быть выполнены в шкафах навесного, либо напольного исполнения, в зависимости от объемов необходимого оборудования и условий эксплуатации. Внутри шкафа функциональные модули устанавливаются на монтажные DIN-рейки, монтажную панель и/или крепятся в стойку 19". Двери шкафов оснащены запирающим устройством.

Шкаф устанавливается по месту использования в соответствии с проектной документацией, соблюдая следующие требования:

- крепления навесных шкафов производить в соответствии с проектной документацией;
- расположение шкафа должно обеспечить свободный доступ и открывание дверцы шкафа при эксплуатации;

Порядок подключения:

- подключить защитное заземление в соответствии с маркировкой;
- подключение к внешнему контуру защитного заземления производится медным проводом сечением не менее 4 мм²;
- подключить питание в соответствии с проектной документацией.

2.1.4 Монтаж датчиков первого уровня АСМД

Монтаж и/или подключение датчиков к АСМД ТОРАZ выполняется согласно:

- проектным решениям;
- рекомендациям завода изготовителя основного оборудования;
- рекомендациям завода изготовителя датчиков.

2.1.5 Конфигурирование системы

Конфигурирование системы выполняется согласно:

- руководствам пользователя на программное обеспечение согласно п. 1.3;
- руководствам по эксплуатации отдельных компонентов системы (Приложение).

3 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

3.1 Общие указания

ТО проводится с целью поддержания изделия, а также его СЧ в исправном состоянии и должно обеспечивать его работоспособность в течение всего срока службы.

Для поддержания нормального технического состояния изделия необходимо проведение ТО по единой планово-предупредительной системе, которая предусматривает обязательное проведение работ по ТО через определенные календарные сроки независимо от наработки изделия.



ВНИМАНИЕ! ИЗВЛЕЧЕНИЕ ПЛАТЫ ПРИБОРОВ ИЗ КОРПУСА АВТОМАТИЧЕСКИ АННУЛИРУЕТ ГАРАНТИЙНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ИЗГОТОВИТЕЛЯ.

3.2 Меры безопасности

К работам по ТО допускаются лица, изучившие настоящее РЭ.

При проведении ТО должны выполняться все правила техники безопасности, предусмотренные инструкциями и наставлениями, относящимися к эксплуатации электронной техники.

3.3 Объем технического обслуживания

Техническое обслуживание технических средств 1-го и 2-го уровней (если оно установлено непосредственно на контролируемом оборудовании) выполняется в соответствии с рекомендациями заводов изготовителей технических средств и с периодичностью ТОиР контролируемого оборудования.

Техническое обслуживание технических средств 2-го (если оно не установлено непосредственно на контролируемом оборудовании) и 3-го уровней АСМД ТОРАЗ выполняется в соответствии:

- с требованиями Заказчика к объемам технического обслуживания АСУТП;
- с рекомендациями согласно руководствам по эксплуатации отдельных компонентов системы.

Объем и порядок выполнения ТО АСМД ТОРАЗ должен определяться на этапе разработки рабочей документации на систему.

Юстировка средств измерений при эксплуатации входящих в состав АСМД ТОРАЗ технических средств не требуется.

3.4 Указания по ремонту системы

Ремонт системы допускается выполнять исключительно способом замены отдельных блоков без вскрытия корпусов блоков.

Ремонт непосредственно блоков системы может производиться исключительно силами завода изготовителя.

3.5 Гарантийные обязательства

Срок гарантийного обслуживания системы в целом или отдельных ее частей составляет 36 месяцев с даты ввода в эксплуатацию или 42 месяца с даты изготовления согласно паспорту на систему.

4 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ

Транспортирование системы должно производиться в упаковке предприятия-изготовителя любым видом закрытого транспорта, защищающим от влияний окружающей среды.

Если транспортирование системы производится авиационным транспортом, то система должна размещаться в отапливаемых, герметизированных отсеках самолетов.

Размещение и крепление в транспортных средствах упакованных систем должны обеспечивать:

- жесткое крепление системы к конструкциям транспортного средства;
- устойчивое вертикальное положение системы;
- отсутствие возможности ударов системы о другой груз или о конструкции транспортного средства.

При погрузке и выгрузке запрещается бросать и кантовать систему.

После продолжительного транспортирования при отрицательных температурах система должна быть выдержана не менее трех суток в условиях, соответствующих п. 5.1.1.

Систему следует хранить в невскрытых упаковках предприятия-изготовителя в закрытых помещениях с естественной вентиляцией в соответствии с ГОСТ 15150-69 группа ОЖ4.

При размещении системы в отапливаемом хранилище расстояние между отопительными устройствами хранилища и системой в упаковке должно быть не менее 0,5 м.

Условия хранения:

- | | |
|-------------------------|-----------------|
| - категория: | 2 |
| - диапазон t, °C | минус 50 ... 40 |
| - влажность, % при t °C | 100 при 25 °C |
| - пыль | Н |



5 УТИЛИЗАЦИЯ

Составные части изделия не представляют опасности для жизни, здоровья людей и окружающей среды.

Составные части изделия не содержат драгоценных и редкоземельных металлов.

После окончания срока службы, специальных мер по подготовке и отправке модулей на утилизацию не предусматривается.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(справочно – описание датчиков, поставляемых ООО «ПиЭлСи Технолоджи»)

Таблица А.1 – Описание датчиков, поставляемых ООО «ПиЭлСи Технолоджи»

п.п.	Наименование датчика	Краткое описание датчика	Характеристики датчика	
			Характеристика	Значение
1	2	3	4	5
1.	ТОРАZ DB-2 - датчик ЧР трансформатора - датчик тока утечки ввода	Датчик DB-2 предназначен для контроля состояния вводов высоковольтного оборудования и регистрации токов утечки, а также разрядов ЧР в изоляции. Устройство присоединения монтируется на измерительный вывод высоковольтного ввода.	Диапазон измерения ЧР, МГц	0,5 – 30
			Частота измеряемого тока утечки, Гц	50
			Электропитание	12 В DC
			Разъем	N-235 N
			Кабель радиочастотный, полоса пропускания, ГГц	6
			Материал корпуса	металл
			Габариты (д х ш х в), мм не более	240 x 90 x 90
			Масса, кг не более	2
2.	ТОРАZ DUNF - датчик ЧР КРУЭ	Широкополосная антенна УВЧ диапазона, предназначена для приема электромагнитных волн УВЧ, создаваемых импульсами частичного разряда – ЧР. Датчик УВЧ устанавливается в ремонтном люке или в специальном отверстии для датчиков обнаружения сигнала частичного разряда. Не требует питания. Для подключения используется ВЧ разъем типа N-235 N и радиочастотный кабель с полосой пропускания не менее 6 ГГц.	Измеряемый диапазон, МГц	0,01 – 1 500
			Электропитание	не требуется
			Разъем	N-235 N
			Кабель радиочастотный, полоса пропускания, ГГц	6
			Материал корпуса	пластик
			Габариты (д х ш х в), мм не более	185 x 90 x 65
			Масса, кг не более	2
			3.	ТОРАZ DLF - датчик шума ЧР
Электропитание	не требуется			
Разъем	N-235 N			
Кабель радиочастотный, полоса пропускания, ГГц	6			
Материал корпуса	металл			
Габариты (д х ш х в), мм не более	200 x 130 x 85			
Масса, кг не более	2			
4.	ТОРАZ DSF6-TPH - датчик температуры,	Датчик предназначен для контроля давления, температуры и влажности элегаза в устройствах, использующих элегаз в качестве		

п.п.	Наименование датчика	Краткое описание датчика	Характеристики датчика	
			Характеристика	Значение
1	2	3	4	5
	давления (плотности) и влажности элегаза	изоляционной или дугогасящей среды. Подключается через штуцер высокого давления указателя давления, поставляемого с КРУЭ	Точность измерения давления, бар	± 0,5
			Диапазон измерения влажности, %	0 – 100
			Точность измерения влажности, % RH	± 3
			Диапазон измерения температуры, °C	минус 40 ... 100
			Точность измерения температуры, °C	± 1 °C
			Электропитание	24 В DC
			Интерфейс	RS-485
			Разъем	M12
			Материал корпуса	металл
			Габариты (д х ш х в), мм не более	150 x 120 x 60
			Масса, кг не более	1
5.	TOPAZ DSF6-L - датчик утечки элегаза	<p>Датчик утечки элегаза SF6 и уровня кислорода в помещении. Позволяет определить утечку элегаза из устройств, использующих элегаз в качестве изоляционной или дугогасительной среды.</p> <p>Так как элегаз тяжелее воздуха, то при утечке он скапливается в нижней части помещения. Поэтому датчики утечки элегаза необходимо устанавливать в разных точках помещения с оборудованием ближе к полу и вблизи оборудования, использующего элегаз в качестве рабочей среды.</p>	Диапазон определения концентрации элегаза при утечке, ppm	0 – 3000
			Точность определения концентрации элегаза, %	5
			Диапазон измерения доли содержания кислорода в атмосфере, %	0 – 30
			Точность определения доли содержания кислорода в атмосфере, %	±1
			Электропитание	24 В DC
			Интерфейс	RS-485
			Разъем	клеммная колодка
			Материал корпуса	пластик
			Габариты (д х ш х в), мм не более	200 x 95 x 70

п.п.	Наименование датчика	Краткое описание датчика	Характеристики датчика	
			Характеристика	Значение
1	2	3	4	5
			Масса, кг не более	1
6.	TOPAZ DVN - датчик вибрации трансформатора	Датчик предназначен для измерения механических вибраций трансформаторного оборудования. Крепится на корпусе трансформатора на специальный кронштейн приваренный к корпусу трансформатора.	Направление измеряемой вибрации	По 3-ем плоскостям
			Диапазон измеряемых ускорений, g	2, 4, 8, 16
			Электропитание	24 В DC
			Интерфейс	RS-485
			Разъем	M12
			Материал корпуса	металл
			Габариты (д х ш х в), мм не более	240 x 90 x 90
			Масса, кг не более	1
7.	TOPAZ DH - датчик влажности масла	Предназначен для измерения влажности масла в высоковольтных устройствах, использующих масло в качестве изоляционной среды. Подключается через штуцер в корпусе трансформатора.	Диапазон измерения влагосодержания в масле, ppm	0 – 500
			Диапазон измерения температуры масла, °C	минус 60 ... 150
			Электропитание	24 В DC
			Интерфейс	RS-485
			Разъем	M12
			Материал корпуса	металл
			Габариты (д х ш х в), мм не более	150 x 120 x 60
			Масса, кг не более	1
8.	TOPAZ CHR - хроматограф	Представляет собой комплекс приборов, расположенный в отдельном шкафу уличного исполнения с собственной климатической установкой. Подключается к отводному и возвратному патрубку в корпусе трансформатора для непрерывного отбора масла и проведения измерений газосодержания в масле.	Определяемый состав газов в масле	H2 CH4 C2H2 C2H4 C2H6 CO CO2
			Электропитание	2 ввода 220 В AC
			Интерфейс	Ethernet
			Разъем	TX, FX
			Протокол обмена	МЭК 61850-8-1, МЭК 60870-5-104
			Материал корпуса	металл
			Габариты без цоколя (д х ш х в), мм не более	500 x 800 x 1400



п.п.	Наименование датчика	Краткое описание датчика	Характеристики датчика	
			Характеристика	Значение
1	2	3	4	5
			Масса, гк не более	250

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(справочно – описание интерфейса панели оператора АСМД TOPAZ)

Интерфейс панели и АРМ оператора строится на базе TOPAZ SCADA. При этом формируются мнемокадры и экранные формы, отображающие:

- состояние контролируемого оборудования;
- состояние АСМД TOPAZ и сигналы самодиагностики.

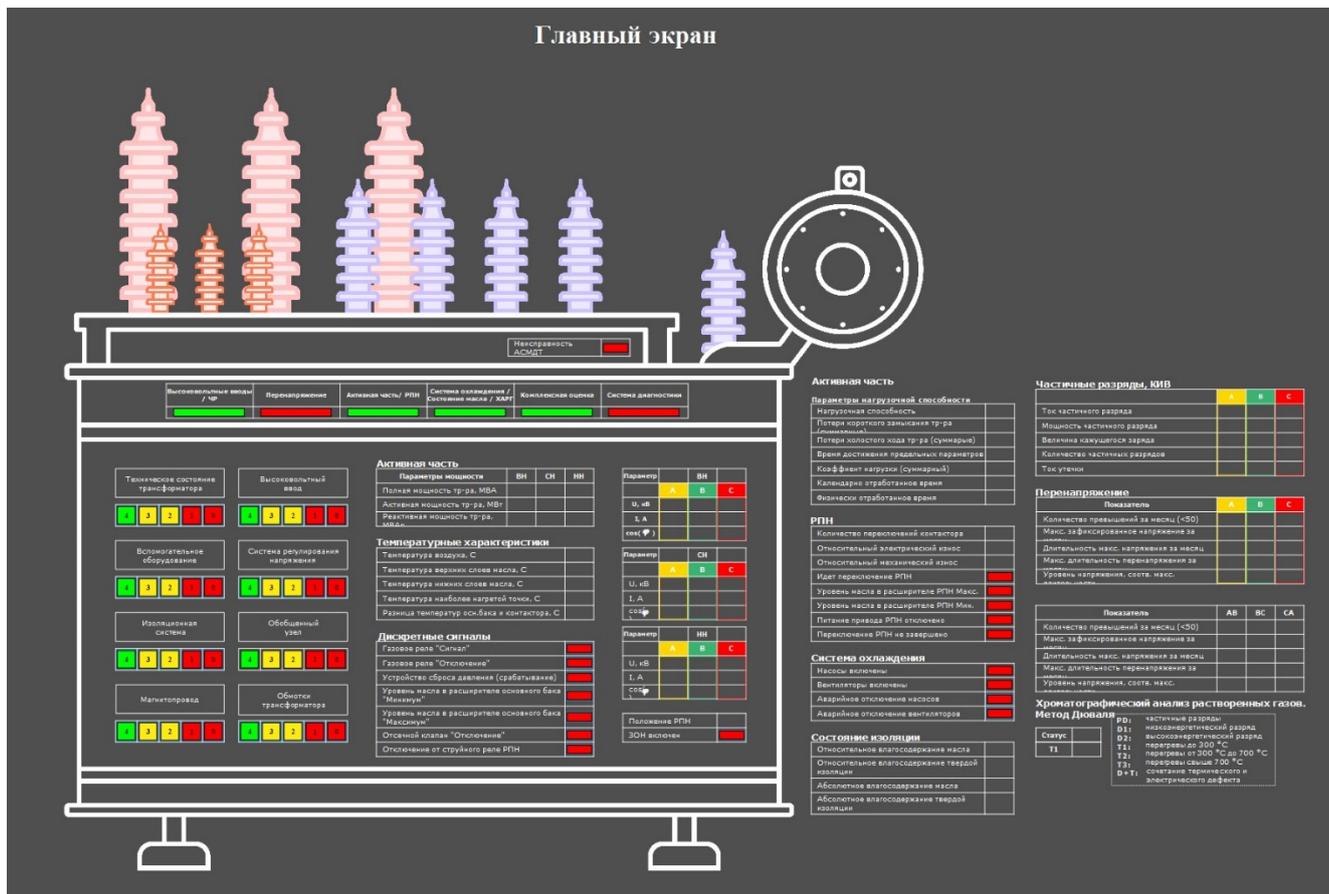


Рисунок Б.1 – Главный экран состояния трансформаторного оборудования

На главном экране отображаются ключевая информация о состоянии трансформатора: значения измеряемых параметров, результатов расчетов и состояние дискретных сигналов.

Состояние дискретных сигналов отображается в виде цветных прямоугольников:

- красный цвет – срабатывание сигнала;
- зеленый цвет или серый фон – нормальное состояние или отсутствие сигнала.

Отображение комплексной оценки состояния:

- текущее значение оценки от «0» до «4» отображается на цветном прямоугольнике;
- цвет соответствует значению оценки: зеленый – «4», желтый – «3» и «2», красный «1» и «0».

Перенапряжение

 Положение ЗОН ■

№	Фаза	Уровень превышения	1.1	1.25	1.9	2
1.1	A	Зарегистрировано превышение				
1.2		Длительность превышения				
1.3		Количество превышений за год				
1.4		Интервал между соседними превышениями				

№	Фаза	Уровень превышения	1.1	1.25	1.5	1.58
1.1	AB	Зарегистрировано превышение				
1.2		Длительность превышения				
1.3		Количество превышений за год				
1.4		Интервал между соседними превышениями				

№	Фаза	Уровень превышения	1.1	1.25	1.9	2
2.1	B	Зарегистрировано превышение				
2.2		Длительность превышения				
2.3		Количество превышений за год				
2.4		Интервал между соседними превышениями				

№	Фаза	Уровень превышения	1.1	1.25	1.5	1.58
2.1	BC	Зарегистрировано превышение				
2.2		Длительность превышения				
2.3		Количество превышений за год				
2.4		Интервал между соседними превышениями				

№	Фаза	Уровень превышения	1.1	1.25	1.9	2
3.1	C	Зарегистрировано превышение				
3.2		Длительность превышений за год				
3.3		Количество превышений за год				
3.4		Интервал между соседними превышениями				

№	Фаза	Уровень превышения	1.1	1.25	1.5	1.58
3.1	CA	Зарегистрировано превышение				
3.2		Длительность превышений за год				
3.3		Количество превышений за год				
3.4		Интервал между соседними превышениями				

№	Показатель	A	B	C
1	Количество превышений за срок службы (<500)			
2	Макс. зафиксированное напряжение за срок службы			
3	Длительность макс. напряжения за срок службы			
4	Макс. длительность перенапряжения за срок службы			
5	Уровень напряжения, соотв. макс. длительности			
6	Количество превышений за год (<50)			
7	Макс. зафиксированное напряжение за год			
8	Длительность макс. напряжения за год			
9	Макс. длительность перенапряжения за год			
10	Уровень напряжения, соотв. макс. длительности			
11	Количество превышений за месяц (<50)			
12	Макс. зафиксированное напряжение за месяц			
13	Длительность макс. напряжения за месяц			
14	Макс. длительность перенапряжения за месяц			
15	Уровень напряжения, соотв. макс. длительности			

№	Показатель	AB	BC	CA
1	Количество превышений за срок службы (<500)			
2	Макс. зафиксированное напряжение за срок службы			
3	Длительность макс. напряжения за срок службы			
4	Макс. длительность перенапряжения за срок службы			
5	Уровень напряжения, соотв. макс. длительности			
6	Количество превышений за год (<50)			
7	Макс. зафиксированное напряжение за год			
8	Длительность макс. напряжения за год			
9	Макс. длительность перенапряжения за год			
10	Уровень напряжения, соотв. макс. длительности			
11	Количество превышений за месяц (<50)			
12	Макс. зафиксированное напряжение за месяц			
13	Длительность макс. напряжения за месяц			
14	Макс. длительность перенапряжения за месяц			
15	Уровень напряжения, соотв. макс. длительности			

Рисунок Б.2 – Перенапряжение обмотки ВН трансформатора

Последнее зафиксированное перенапряжение отображаются красным прямоугольником в столбце с соответствующим коэффициентом: 1,1; 1,25; 1,9; 2 для фазных напряжений и 1,1; 1,25; 1,5; 1,58 для межфазных напряжений. Промежуточные уровни перенапряжения отображаются только в случае, если длительность перенапряжения на данном уровне превысило 20 с.

Перенапряжения фиксируются на каждой фазе ВН и для каждой фазы и уровня перенапряжения отображается длительность последнего зафиксированного перенапряжения, количество перенапряжений за год и интервал между последним зафиксированными и предыдущим.

Активная часть и РПН

Напряжение и ток

ВН	A	B	C
U, кВ	0.0	0.0	0.0
I, А	0.0	0.0	0.0
S, МВА	0.0	0.0	0.0
P, МВт	0.0	0.0	0.0
Q, МВАр	0.0	0.0	0.0
cosφ	0.0	0.0	0.0
K	0.0	0.0	0.0

СН	A	B	C
U, кВ	0.0	0.0	0.0
I, А	0.0	0.0	0.0
S, МВА	0.0	0.0	0.0
P, МВт	0.0	0.0	0.0
Q, МВАр	0.0	0.0	0.0
cosφ	0.0	0.0	0.0
K	0.0	0.0	0.0

НН	A	B	C
U, кВ	0.0	0.0	0.0
I, А	0.0	0.0	0.0
S, МВА	0.0	0.0	0.0
P, МВт	0.0	0.0	0.0
Q, МВАр	0.0	0.0	0.0
cosφ	0.0	0.0	0.0
K	0.0	0.0	0.0

Потери трансформатора

Потери холостого хода	0.0
Потери короткого замыкания	0.0

Параметры нагрузочной способности

Нагрузочная способность	0.0
Время достижения предельных параметров	0.0

Параметры РПН

Положение РПН	0.0
Количество переключений контактора	0.0
Относительный электрический износ	0.0
Относительный механический износ	0.0

Параметры температуры

Температура наиболее нагретой точки	0.0
Разница температур основного бака и отсека РПН	0.0
Температура верхних слоев основного бака трансформатора	0.0
Температура обмотки прямое измерение	0.0

Дискретные сигналы

Газовое реле "Сигнал"	<input type="checkbox"/>
Газовое реле "Отключение"	<input type="checkbox"/>
Устройство сброса давления (срабатывание)	<input type="checkbox"/>
Уровень масла в расширителе основного бака "Минимум"	<input type="checkbox"/>
Уровень масла в расширителе основного бака "Максимум"	<input type="checkbox"/>
Отсечной клапан "Отключение"	<input type="checkbox"/>
Уровень масла в расширителе РПН Макс.	<input type="checkbox"/>
Уровень масла в расширителе РПН Мин.	<input type="checkbox"/>
Питание привода РПН отключено	<input type="checkbox"/>
Переключение РПН не завершено	<input type="checkbox"/>
Отключение от струйного реле РПН	<input type="checkbox"/>

Рисунок Б.3 – Состояние активной части и РПН трансформатора

Правила отображения измеряемых параметров, результатов расчета и состояния дискретных сигналов соответствует правилам отображения на «Главном экране» (Рисунок Б.1).

Система охлаждения, Состояние масла

Вентиляторы системы охлаждения

Моточасы маслонасосов	0.0
Количество пусков вентиляторов	0.0
Аварийное отключение вентиляторов	■
Вентиляторы включены	■
Ручное управление вентиляторов	■
Автоматическое управление вентиляторами	■

Насосы системы охлаждения

Моточасы маслонасосов	0.0
Количество пусков маслонасосов	0.0
Аварийное отключение насосов	■
Насосы включены	■
Ручное управление насосов	■
Автоматическое управление насосов	■

Расход масла в системе охлаждения

Расход масла в охладителе 1	0.0
Расход масла в охладителе 2	0.0
Температура масла на входе в систему охлаждения, С	0.0
Температура масла на выходе из системы охлаждения, С	0.0
Тепловой поток системы охлаждения	0.0
Указатель потока масла в охладителе	■

Трансформатор

Температура верхних слоев масла тр-ра, С	0.0
Температура нижних слоев масла тр-ра, С	0.0
Температура масла тр-ра (расчетное), С	0.0
Температура наиболее нагретой точки, С	0.0
Температура образования пузырьков, С	0.0

Отсек РПН

Температура масла, С	0.0
Температура верхних слоев масла, С	0.0
Температура нижних слоев масла, С	0.0

Показатели влажности

Атмосферное давление, Па	0.0
Температура воздуха, С	0.0
Относительная влажность масла бака тр-ра, %	0.0
Относительное влагосодержание масла, %	0.0
Относительное влагосодержание твердой изоляции, %	0.0
Абсолютное влагосодержание твердой изоляции	0.0
Абсолютное влагосодержание изоляции	0.0

Параметры износа изоляции

Календарно отработанное время	0.0
Физически отработанное время	0.0
Относительная скорость термического износа изоляции	0.0
Отн. износ изоляции за календарно отработанное время по критерию влагосодержания изоляции	0.0
Отн. износ изоляции за календарно отработанное время по критерию перегрева изоляции тр-ра	0.0

Рисунок Б.4 – Состояние системы охлаждения и масла трансформатора

Правила отображения измеряемых параметров, результатов расчета и состояния дискретных сигналов соответствует правилам отображения на «Главном экране» (Рисунок Б.1).

Высоковольтные вводы, Частичные разряды

Значение напряжения

Фаза	ВН	СН	НН
А	0.0	0.0	0.0
В	0.0	0.0	0.0
С	0.0	0.0	0.0
АВ	0.0	0.0	0.0
ВС	0.0	0.0	0.0
СА	0.0	0.0	0.0

Положение РПН	0.0
Положение ЗОН	

Фаза	I_y	tg	delta tg	C	delta C
А	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
В	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
С	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

	А	В	С
Ток частичного разряда	0.0	0.0	0.0
Мощность частичного разряда	0.0	0.0	0.0
Величина кажущегося заряда	0.0	0.0	0.0
Количество частичных разрядов	0.0	0.0	0.0

Рисунок Б.5 – Состояние высоковольтных вводов

Правила отображения измеряемых параметров, результатов расчета и состояния дискретных сигналов соответствует правилам отображения на «Главном экране» (Рисунок Б.1).

Комплексная оценка

Техническое состояние трансформатора

4

3

2

1

0

Высоковольтный ввод

Изоляционная система

4

3

2

1

0

4

3

2

1

0

Обмотки трансформатора

Обобщенный узел

Система регулирования напряжения

Вспомогательное оборудование

Магнитопровод

Название дефекта

1	Течь масла в высоковольтном вводе	
2	Дефекты покрышки	
3	Течь масла через уплотнение разъема бака	
4	Нагрев крышки измерительного конденсатора	
5	Нагрев контактных соединений	
6	Механическое повреждение бака	
7	Наклон крышки бака трансформатора	
8	Разрушение мембраны выхлопной трубы	

Рисунок Б.6 – Комплексная оценка состояния трансформатора

Правила отображения измеряемых параметров, результатов расчета и состояния дискретных сигналов соответствует правилам отображения на «Главном экране» (Рисунок Б.1).

В графе «Название дефекта» перечислены 8 распространенных дефектов, визуально выявляемых при осмотре трансформатора. Для каждого из 8 дефектов есть поле ручного ввода, которое должен заполнить оперативный персонал при обнаружении такого дефекта по результатам обхода объекта. При ручном вводе АСМД зафиксирует факт ввода и время ввода дефекта для применения при расчете комплексной оценки состояния.

ХАРГ

Содержание растворенных газов в масле

	Общее газоисодержание	
	Содержание водорода (H ₂) в масле, % об.	
	Содержание метана (CH ₄) в масле, % об.	
	Содержание ацетилена (C ₂ H ₂) в масле, % об.	
	Содержание этилена (C ₂ H ₄) в масле, % об.	
	Содержание этана (C ₂ H ₆) в масле, % об.	
	Содержание угарного газа (CO) в масле, % об.	
	Содержание углекислого газа (CO ₂) в масле, % об.	

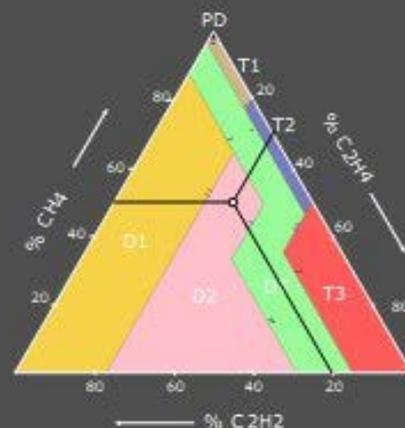
Хроматографический анализ растворенных газов. Метод Дюваля

PD: частичные разряды
D1: низкая энергетический разряд
D2: высокая энергетический разряд
T1: перегревы до 300 °C
T2: перегревы от 300 °C до 700 °C
T3: перегревы свыше 700 °C
D+T: сочетание термического и электрического дефекта

Статус

D2

Газ	%
C ₂ H ₂	20
CH ₄	50
C ₂ H ₄	30



Хроматографический анализ растворенных газов. Метод РД 153-34.0-46.302-00



1: Нормально
2: Частичные разряды с низкой плотностью энергии
3: Частичные разряды с высокой плотностью энергии
4: Разряды малой мощности
5: Разряды большой мощности
6: Термический дефект низкой температуры (< 150 °C)
7: Термический дефект в диапазоне низких температур (150-300 °C)
8: Термический дефект в диапазоне средних температур (300-700 °C)
9: Термический дефект высокой температуры (> 700 °C)

Рисунок Б.6 – Хроматографический анализ растворенных в трансформаторном масле газов

В таблице растворенных газов в масле отображаются текущие концентрации газов в масле. Комплексная оценка состояния масла трансформатора проводится двумя методами:

- Метод Дюваля;
- Метод РД 153-34.0-46.302-00.

При оценке по методу Дюваля в графе «Статус» отображается цвет, соответствующий области на треугольной диаграмме в текущий момент времени (на диаграмме выделяется точкой на пересечении трех прямых). На мнемокадре приведена расшифровка буквенно-цифрового кода в графе «Статус» по которой определяют наиболее вероятный дефект, определенный по состоянию масла.

По оценке согласно РД 153-34.0-46.302-00 отображается текущий статус от «1» до «9», рассчитанный по состоянию масла. Ниже приведена расшифровка, по которой можно определить наиболее вероятный дефект.



Рисунок Б.7 – Состояние элегаза в отсеке КРУЭ

«Статус элегаза» отображает общее состояние элегаза в отсеке КРУЭ:

- «0» - неисправность датчика;
- «1» - нормальное состояние;
- «2» - предаварийное состояние;
- «3» - аварийное состояние.

В остальных графах отображаются текущие измерения и дискретные сигналы, отображающие состояние элегаза.

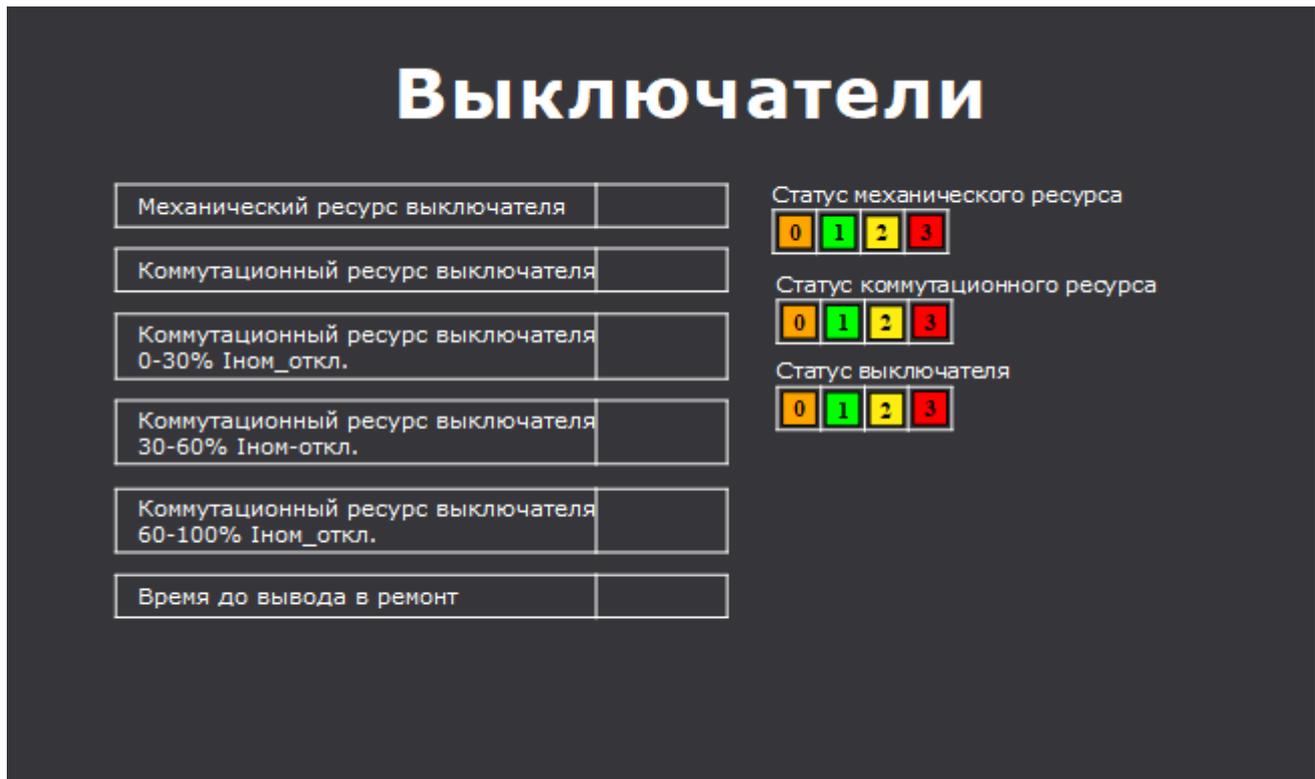


Рисунок Б.8 – Состояние выключателя КРУЭ

Статусы по ресурсам и общее состояние выключателя КРУЭ отображается следующими индикаторами:

- «0» - неисправность датчика;
- «1» - нормальное состояние;
- «2» - предаварийное состояние;
- «3» - аварийное состояние.

Ресурсные параметры выключателя отображаются в % износа:

- механический ресурс выключателя (по количеству операций включения и отключения);
- коммутационный ресурс выключателя (обобщенный параметр с учетом отключений при токе короткого замыкания);
- коммутационный ресурс выключателя при 0-30% Inор_откл (остаток коммутаций при величине Iоткл до 30% от Inом.);
- коммутационный ресурс выключателя при 0-60% Inор_откл (остаток коммутаций при величине Iоткл от 30 до 60% от Inом.);
- коммутационный ресурс выключателя при 0-30% Inор_откл (остаток коммутаций при величине Iоткл от 60 до 100% от Inом.).

Расчетное «Время до вывода в ремонт» отображается в оставшихся днях до прогнозируемого ремонта. Такой день прогнозируется на основании расчета одного из ресурсных параметров и прогноза по его исчерпанию.



Рисунок Б.8 – Состояние выключателя КРУЭ

Правила отображения измеряемых параметров, результатов расчета и состояния дискретных сигналов, включая комплексную оценку состояния КРУЭ соответствует правилам отображения на «Главном экране» (Рисунок Б.1).

Приложение В

(справочно – конфигурирование параметров работы математических моделей АСМД ТОРАЗ)

В системе реализована возможность конфигурирования математических моделей, используемых при диагностировании состояния КРУЭ и трансформаторного оборудования. Возможные настраиваемые параметры согласно таблице В.1.

Таблица В.1

Математическая модель	Параметры настройки
МО для диагностирования состояния трансформаторного оборудования	
Временные превышения напряжения на стороне ВН	Время фиксации превышения напряжения, с
	Уровень фиксации фазного напряжения
	Уровень фиксации междуфазного напряжения
Мощность контролируемого оборудования	Длительность шага усреднения нагрузки
Внутренние потери в трансформаторе	Минимальный шаг дискретизации расчета по времени, мс
	Длительность интервала контроля переходного процесса, мс
	Порог отклонений действующего значения для определения переходного режима, о.е.
	Порог отклонений угла для определения переходного режима, град.
Температура наиболее нагретой точки обмотки	Отношение нагрузочных потерь при номинальном токе к потерям х.х.
	Экспонента масла
	Постоянная тепловой модели. Масло
	Разница температур верхнего слоя масла и окр.среды при номинальных потерях
	Экспонента обмотки. Фаза А.
	Постоянная тепловой модели. Фаза А. Обмотка
	Разница температур наиболее нагретой точки и верхних слоев масла. Фаза А.
	Экспонента обмотки. Фаза В.
	Постоянная тепловой модели. Фаза В. Обмотка
	Разница температур наиболее нагретой точки и верхних слоев масла. Фаза В
	Экспонента обмотки. Фаза С.
	Постоянная тепловой модели. Фаза С. Обмотка
Разница температур наиболее нагретой точки и верхних слоев масла. Фаза С.	
Содержание влаги в изоляции. Температура образования пузырьков пара	Параметр целлюлозного материала. А
	Параметр целлюлозного материала. В
	Параметр целлюлозного материала. k
	Параметр материала. m
	Параметр материала. n
	Параметр целлюлозного материала. a

Старение изоляции	Термически обработанная бумага
	Масса масла, т
	Масса твердой изоляции, т
	Срок службы трансформатора, лет
	Абс. влагосодержание масла в конце срока службы, т
	Абсолютное влагосодержание твердой изоляции в конце срока службы, т
	Абсолютное влагосодержание масла на момент вкл, т
	Абсолютное влагосодержание твердой изоляции на момент вкл, т
	Дата ввода Т в эксплуатацию
Состояние и эффективность системы охлаждения	Плотность масла
	Удельная теплоемкость масла
Состояние устройства РПН	Максимально возможная разница температур масла, С
	Максимальная скорость изменения разницы температур, С/сек
	Настройка алгоритма усреднения
	Максимальное число переключений для одной ступени
	Максимальное число переключений для РПН
	Зависимость допустимого числа переключений от тока для РПН
Оценка состояния основной изоляции высоковольтных вводов	Тангенс угла диэлектрических потерь ($\text{tg } \delta$) базовый
	Емкость базовая
	Базовое значение тока утечки
	Сглаживающая константа
Характеристики разрядной активности ЧР	Аварийный уровень скорости изменения тока ЧР, нА/с
	Аварийный уровень скорости изменения мощности ЧР, мВт/с
	Аварийный уровень скорости изменения кажущегося заряда ЧР, пКл/с
	Сглаживающаяся константа параметров ЧР
	Сглаживающаяся константа скорости изменения параметров ЧР
	Отношение предупредительного уровня к аварийному
Прогноз нагрузочной способности трансформатора	Глубина прогноза, часы
	Предельно допустимая скорость старения изоляции за сутки, часы
	Предельно допустимая температура наиболее нагретой точки, с

	Предельно допустимая температура масла, С
	Прогноз погоды
	График нагрузки
Комплексная оценка состояния оборудования в текущий момент эксплуатации	Весовой коэффициент контроля изоляции вводов (ВВ ввод)
	Весовой коэффициент для изоляционной системы
	Весовой коэффициент для магнитопровода
	Весовой коэффициент для обмоток трансформатора
	Весовой коэффициент для вспомогательного оборудования
	Весовой коэффициент РПН трансформатора
МО для диагностирования состояния КРУЭ	
Временные превышения напряжения на стороне ВН	Время фиксации превышения напряжений
	Уровень фиксации фазного напряжения
	Уровень фиксации междуфазного напряжения
Оценка состояния основной изоляции высоковольтных вводов. КИВ	Тангенс угла диэлектрических потерь ($\text{tg } \delta$) базовый
	Емкость базовая
	Базовое значение тока утечки
	Сглаживающая константа
Оценка состояния основной изоляции высоковольтных вводов. Характеристики разрядной активности ЧР	Аварийный уровень скорости изменения тока ЧР, нА/с
	Аварийный уровень скорости изменения мощности ЧР, мВт/с
	Аварийный уровень скорости изменения кажущегося заряда ЧР, пКл/с
	Сглаживающаяся константа параметров ЧР
	Сглаживающаяся константа скорости изменения параметров ЧР
	Отношение предупредительного уровня к аварийному
Характеристики ЧР	Аварийный уровень скорости изменения тока ЧР, нА/с
	Аварийный уровень скорости изменения мощности ЧР, мВт/с

	Аварийный уровень скорости изменения кажущегося заряда ЧР, пКл/с
	Сглаживающаяся константа параметров ЧР
	Сглаживающаяся константа скорости изменения параметров ЧР
	Отношение предупредительного уровня к аварийному
Состояние элегаза	Номинальное давление элегаза при 20С
	Номинальное атмосферное давление
	Аварийный уровень давления
	Предупредительный уровень давления
	Аварийный уровень плотности элегаза
	Предупредительный уровень плотности элегаза
	Аварийный уровень температуры точки росы
	Предупредительный уровень температуры точки росы
	Аварийный уровень влагосодержания
	Предупредительный уровень влагосодержания
	Температура точки росы по условию влагосодержания при 20С
	Допустимый уровень утечки элегаза в год
	Кривые постоянной плотности элегаза
Кривая предельного влагосодержания	
Комплексная оценка состояния оборудования в текущий момент эксплуатации	Весовой коэффициент для электрической изоляции
	Весовой коэффициент для состояния элегаза
	Весовой коэффициент для механической работоспособности
	Весовой коэффициент для герметичности
	весовой коэффициент для ЧР

	Весовой коэффициент для ЭМБ
Оценка остаточного ресурса коммутационного оборудования	Номинальный ток выключателя
	Номинальный ток отключения
	Предельно допустимое число коммутаций
	Предупредительный уровень механического ресурса
	Аварийный уровень механического ресурса
	Предупредительный уровень коммутационного ресурса
	Аварийный уровень коммутационного ресурса
	Дата ввода в эксплуатацию
	Механический ресурс выключателя на момент ввода
	Коммутационный ресурс выключателя на момент ввода
	Зависимость допустимого числа операций от тока коммутации

Приложение Г

(справочно – требования к безопасности эксплуатации АСМД ТОРАЗ)

По требованиям к электромагнитной совместимости АСМД ТОРАЗ соответствует ГОСТ Р 51317.6.5 в части:

- устойчивости к колебательным затухающим помехам - по степени жесткости 3 в соответствии с требованиями ГОСТ IEC 61000-4-12;

- устойчивости к воздействию электростатических разрядов – по степени жесткости 3 по ГОСТ 30804.4.2;

- устойчивости к воздействию микросекундных импульсных помех большой энергии по цепям питания и измерительным цепям - по степени жесткости 4 по ГОСТ Р 51317.4.5;

- устойчивости к воздействию наносекундных импульсных помех по цепям питания и измерительным цепям - по степени жесткости 4 по ГОСТ 30804.4.4;

- устойчивости к динамическим изменениям напряжения питания - по степени жесткости 3 по ГОСТ Р 30804.4.11;

- по устойчивости к перечисленным выше воздействиям должен отвечать критерию качества функционирования В (допускаются кратковременные нарушения функционирования или ухудшение параметров с последующим восстановлением нормального функционирования без вмешательства оператора);

- по излучаемым помехам изделие должно удовлетворять нормам помехоэмиссии (индустриальным радиопомехам - ИРП) для оборудования класса А по ГОСТ 30805.22, в том числе, по излучаемым ИРП и кондуктивным ИРП на сетевых зажимах и портах связи.

По условиям пожаробезопасности АСМД ТОРАЗ соответствует нормам:

- ГОСТ 12.1.004;

- ГОСТ 12.2.007.0.



Приложение Д

(справочно – перечень ссылок на руководства по эксплуатации технических и программных средств, входящих в состав АСМД TOPAZ)

Перечень руководств по эксплуатации и руководств пользователя на технические и программные средства, изготавливаемые и разработанные ООО «ПиЭлСи Технолоджи»:

Панель оператора TOPAZ HMI. Руководство по эксплуатации ПЛСТ.467846.602.2 РЭ;

Сервер доступа к данным TOPAZ IEC DAS. Руководство по эксплуатации ПЛСТ.421457.106 РЭ;

Коммутатор TOPAZ SW 5XX. Руководство по эксплуатации ПЛСТ.465277.304 РЭ;

Устройство сбора и передачи данных УСПД TOPAZ IEC DAS. Руководство по эксплуатации ПЛСТ.421457.220 РЭ;

Модуль телеуправления TOPAZ TM DOUT. Руководство по эксплуатации ПЛСТ.424219.003 РЭ;

Модуль телесигнализации TOPAZ TM DIN. Руководство по эксплуатации ПЛСТ.424219.002 РЭ;

Модуль аналогового ввода TOPAZ TM (ITDS) AIN8-Pr. Руководство по эксплуатации ПЛСТ.424129.007 РЭ;

Модуль измерительный многофункциональный TOPAZ TM PM7-Pr. Руководство по эксплуатации ПЛСТ.424129.006 РЭ;

Датчик температуры окружающей среды TOPAZ DT RS485. Руководство по эксплуатации ПЛСТ.405213.904 РЭ;

Программный комплекс TOPAZ SCADA. TOPAZ SCADA CLIENT. Руководство пользователя;

Технологическая операционная система TOPAZ Linux. Руководство пользователя.

Приложение Е.

Пояснения к контролю исправности электромагнитов силовых выключателей.

Контроль исправности электромагнитов силовых выключателей осуществляется с помощью постоянного измерения тока в цепи ЭМВ/ЭМО-1/ЭМО-2 (рисунок Е1). Для этой цели может быть использовано устройство сопряжения TOPAZ MU в модификации IPC1A или IPC5A. Исполнение устройства сопряжения должно быть подобрано в соответствии с номинальным током цепи ЭМВ/ЭМО силового выключателя.

Резистор R должен быть подобран таким образом, чтобы обеспечить протекание тока в цепи ЭМВ/ЭМО достаточного для режима измерения, однако не приводящего к срабатыванию ЭМВ/ЭМО и исключающего срабатывание реле блокировки (KBS) от многократных включений выключателя.

Алгоритмы диагностики выключателей на основе контроля тока в цепи ЭМВ/ЭМО-1/ЭМО-2, а также положение выключателя, осуществляют расчет диагностических показателей.

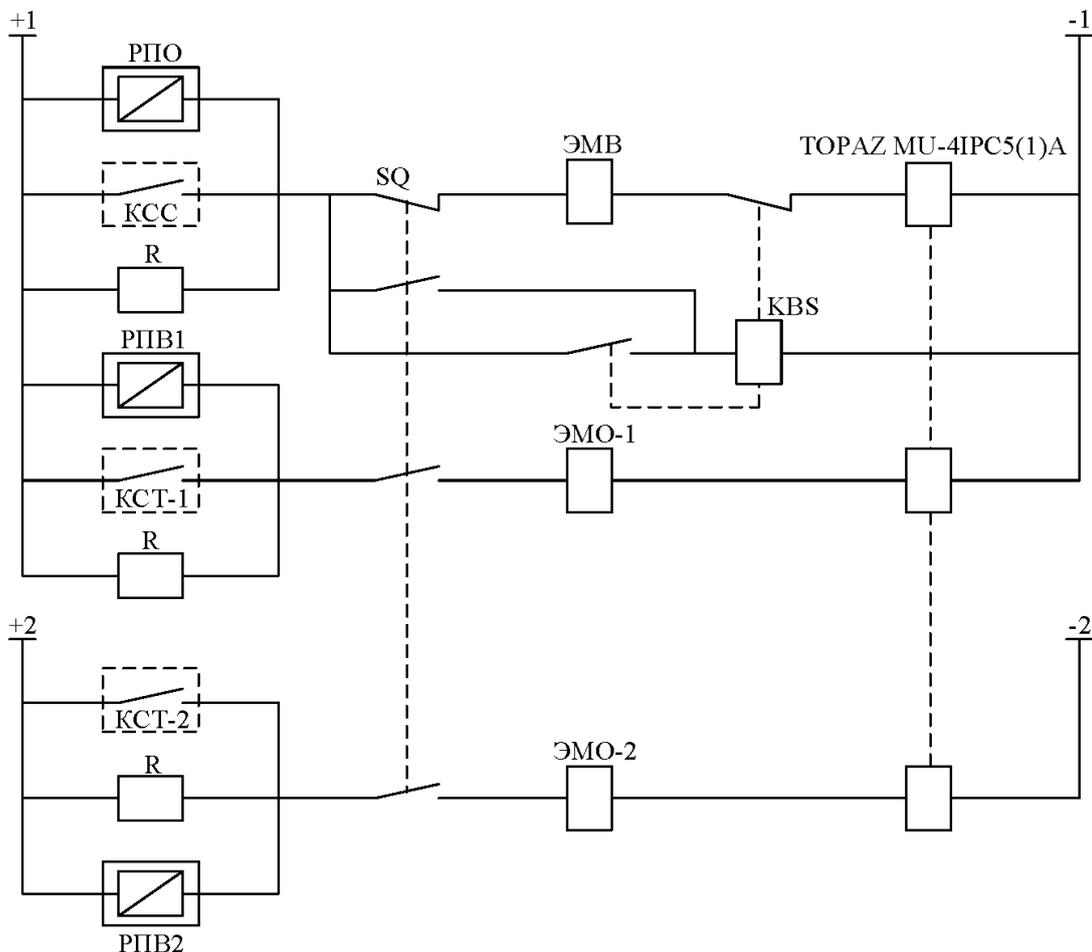


Рисунок Е.1 – Схема контроля исправности электромагнитов силовых выключателей