

Приложение
к приказу ОАО «ФСК ЕЭС»
от 18.04.2008 № 140

**СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА
СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ.
ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ**

СТО 56947007-29.200.10.XXX-2008

Москва
2008

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения стандарта организации - ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о Стандарте

РАЗРАБОТАН: Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский электротехнический институт имени В.И. Ленина», Департаментом систем передачи и преобразования электроэнергии ОАО «ФСК ЕЭС», Департаментом развития информационно-технологических систем и систем связи ОАО «ФСК ЕЭС».

ИСПОЛНИТЕЛИ: Мордкович А.Г., Цфасман Г.М., Дарьян Л.А., Маргулян А.М.

ВНЕСЕН: Департаментом систем передачи и преобразования электроэнергии, Департаментом развития информационно-технологических систем и систем связи, Дирекцией технического регулирования и экологии ОАО «ФСК ЕЭС»

Настоящий Стандарт организации не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения ОАО «ФСК ЕЭС»

Общие положения

Требования настоящего Стандарта организации (далее - СТО) распространяются на системы мониторинга (СМ) силового масляного трансформаторного оборудования, в том числе трансформаторов и автотрансформаторов мощностью от 167 МВА.

Требования настоящего СТО обязательны для применения предприятиями и организациями на стадиях разработки и аттестации систем мониторинга, подготовки проектно-сметной документации при строительстве новых или реконструируемых объектов электросетевого хозяйства, подготовки технических требований для конкурсов по выбору организаций - поставщиков систем мониторинга, при разработке программ проведения приемо-сдаточных испытаний и передачи систем в эксплуатацию.

Термины и определения

В настоящем документе использованы термины и определения, предусмотренные ГОСТ 20911-89 и ГОСТ 27.002-89.

Список принятых сокращений

АРМ - автоматизированное рабочее место;

АСУ ТП - автоматизированная система управления технологическим процессом;

АСДТУ - комплекс средств автоматизации задач оперативно-диспетчерского управления объектами электросетевого хозяйства ЕНЭС, подсистема АСТУ;

АСТУ - комплекс средств автоматизации задач производственно-технического и оперативно-диспетчерского управления объектами электросетевого хозяйства ЕНЭС;

ЦУС - структурные подразделения МЭС, исполняющие в рамках организационно-функциональной модели оперативно-диспетчерского управления ЕЭС функции оперативно-технологического управления объектами ЕНЭС, включая управление оборудованием РЗА, а также контроль балансов электроэнергии и мощности;

БМ - блок (шкаф) мониторинга;

ЗИП - комплект запасных частей и приспособлений;

ЛВС - локальная вычислительная сеть;

ОРС - (OLE for Process Control) - технология стандартизованного обмена данными для управления процессами;

ПТК - программно-технический комплекс;

РД - руководящий документ;

СМ - система мониторинга, управления и диагностики;

РПН - устройство регулирования напряжения под нагрузкой;

ТН - трансформатор напряжения;

ТТ - трансформатор тока;

УСО - устройства связи с объектом (устройства приема и выдачи информации).

1. Назначение и область применения системы мониторинга

Система мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов (далее - СМ, система) предназначена для:

- непрерывного измерения, регистрации и отображения основных параметров трансформаторов классов напряжения 220-750 кВ¹ в нормальных, предаварийных и аварийных режимах;
- оценки и прогнозирования технического состояния трансформаторов.

Система мониторинга устанавливается на трансформаторы и автотрансформаторы мощностью от 167 МВА.

2. Структура и состав систем мониторинга

Система мониторинга должна строиться по трехуровневой схеме.

Уровень I включает в себя первичные датчики и измерительные системы (датчики температуры, газосодержания масла, влагосодержания масла и т.д.).

Уровень II - блок мониторинга (далее - БМ) является совокупностью контроллеров, обеспечивающих сбор и обработку сигналов, полученных от первичных датчиков уровня I. Кроме того, БМ осуществляет информационный обмен с уровнем III подсистемы. Допускается аппаратное совмещение уровней I и II.

Допускается использование одного БМ для контроля состояния трех однофазных трансформаторов трехфазной группы.

Полный перечень используемой входной информации приведен в разделе 4 настоящего Стандарта.

Уровень III выполняется в виде единого централизованного ПТК для всего трансформаторного оборудования подстанции и предназначен для:

- математической обработки;
- расчетно-аналитических задач;
- дистанционного конфигурирования и проверки исправности аппаратуры нижних уровней;
- шлюзовые функции;
- связи с верхним уровнем управления (АСУ ТП), если эти функции не обеспечены ресурсами АСУ ТП.

Для подстанций, не оснащенных АСУ ТП, уровень III должен также обеспечивать визуализацию состояния контролируемых и рассчитываемых параметров трансформаторного оборудования, отображение сигналов срабатывания аварийной и предупредительной сигнализации, накопление баз

¹ Далее для простоты для всех видов силового трансформаторного оборудования используется термин «трансформатор», если не требуется различение видов оборудования по контексту.

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

Связь между устройствами уровней II и III должна быть выполнена с помощью цифровых каналов с использованием проводных (витая пара в экране) или волоконно-оптических линий связи. По стандартам протоколов обмена данными и требованиям к устойчивости к воздействию электромагнитных помех каналы связи должны соответствовать требованиям настоящих технических требований.

3. Функции системы мониторинга

СМ должна обеспечивать для каждой единицы трансформаторного оборудования выполнение следующих функций (табл. 1):

- функции прямого измерения и контроля состояния диагностических параметров объекта;
- функции определения диагностических параметров объекта по расчетно-аналитическим моделям. Расчетно-аналитические модели должны быть реализованы по НТД ОАО «ФСК ЕЭС».

Таблица 1

Перечень функций, реализуемых системой мониторинга

№	Функция	Описание и назначение
1.	Контроль теплового состояния трансформаторного оборудования, в том числе: а) контроль температуры верхних слоев масла; б) контроль температуры наиболее нагретой обмотки (по максимально загруженной стороне ВН, СН, НН или общей обмотки); в) определение кратности и длительности допустимых перегрузок.	Определение кратности и длительности допустимых перегрузок и температуры наиболее нагретой обмотки по публикации МЭК 60076-7:2005.
2	Контроль газосодержания масла.	Оценка тенденции и диагностика состояния изоляции трансформатора.
3	Контроль влагосодержания масла.	Оценка тенденции и диагностика состояния изоляции трансформатора.
4.	Контроль текущего номера отпайки РПН.	Оценка результата переключения РПН и отсутствия рассинхронизации.
5.	Контроль состояния высоковольтных вводов (только по отдельному решению ОАО «ФСК ЕЭС»).	Контроль тока утечки, емкости С1 и tgδ изоляции вводов на сторонах ВН и СН для вводов класса 220 кВ и выше, а для маслonaполненных вводов - дополнительно давления масла, оценка текущего состояния вводов и тенденций.
6.	Степень старения изоляции. (только по отдельному решению ОАО «ФСК ЕЭС»).	Расчёт старения изоляции по температуре наиболее нагретой точки обмотки и расчётному

№	Функция	Описание и назначение
		влагосодержанию твёрдой изоляции. Прогноз старения и общего износа по МЭК 60076-7:2005.
7.	Температура образования пузырьков. (только по отдельному решению ОАО «ФСК ЕЭС»).	Расчет по содержанию влаги в изоляции и температуре обмотки: определение температуры конденсации влаги, запас по температуре образования пузырьков.

4. Требования к датчикам входной информации

Набор контролируемых и обрабатываемых СМ величин, интервалы их опроса и допустимые погрешности должны задаваться из перечня, приведенного в табл. 2.

Текущие значения токов обмоток трансформаторного оборудования по сторонам ВН, СН и НН передаются в систему мониторинга из АСУ ТП.

Перечень входных сигналов для конкретного трансформатора должен уточняться по согласованию с заказчиком и с заводом-изготовителем трансформатора в зависимости от его конструктивных и схемных особенностей и требований по выполняемым функциям.

5. Требования к аппаратно-программным средствам

5.1. Общие требования к программно-техническим средствам.

СМ должна строиться на базе современных измерительных датчиков, программируемых контроллеров и промышленных компьютеров. АРМ реализуются в соответствии с требованиями к средствам АСУ ТП.

Технические средства системы должны быть оснащены средствами самодиагностики с точностью определения неисправности до единицы замены. Система должна передавать всю информацию по результатам самодиагностики в систему верхнего уровня и отображать ее на местных средствах индикации.

Технические средства верхнего уровня системы должны содержать стандартные интерфейсы, обеспечивающие интеграцию в АСУ по проводным и/или оптоволоконным линиям связи или выдачу информацию на верхний уровень управления.

Технические и программные средства среднего и верхнего уровня системы должны поддерживать стандартные протоколы обмена, принятые для промышленных ЛВС, в том числе Modbus, Fieldbus, Profibus, МЭК-60870-5-10X, OPC, МЭК 61850.

Внутрисистемные коммуникации на всех уровнях между компонентами различного назначения и разных производителей должны быть реализованы с использованием указанных стандартных международных протоколов.

Требования к датчикам и вторичным преобразователям входной информации

Название измеряемой величины	Диапазон изменения входного сигнала	Диапазон изменения выходного сигнала первичного датчика	Кол-во, шт.	Интервал опроса	Допустимая погрешность	Примечание
Аналоговые сигналы						
Температура окружающей среды	минус 60 - + 60°C	4 - 20 мА (или Pt100)	1	Не реже 1 раза в 5 минут	Основная - 1,0%, Температурная - не более ±0,3% в рабочем диапазоне температур, временной дрейф - не более 0,2% в год	температурный датчик устанавливается вблизи контролируемого оборудования
Температура верхних слоёв масла	минус 60 - + 100°C	4 - 20 мА (или сопротивление Pt100)	1	Не реже 1 раза в минуту	То же	температурный датчик устанавливается на крышке бака
Температура масла на входе охладителя	минус 60 - + 100°C	4 - 20 мА (или сопротивление Pt100)	по 1-му на каждый охладитель	Не реже 1 раза в минуту	То же	температурный датчик устанавливается на входе охладителя
Температура масла на выходе охладителя	минус 60 - + 100°C	4 - 20 мА (или сопротивление Pt100)	по 1-му на каждый охладитель	Не реже 1 раза в минуту	То же	температурный датчик устанавливается на выходе охладителя
Температура масла в баке РПН	минус 60 - + 100°C	4 - 20 мА (или сопротивление Pt100)	по 1-му на каждый бак РПН	Не реже 1 раза в минуту	То же	устанавливается на бак РПН
Ток или мощность привода РПН	0-3 А 0-3 кВт	4..20 мА	по 1-му на каждый привод РПН	Не реже 1 раза за 20 мс в процессе переключения	То же	датчик тока или мощности из шкафа привода РПН
Текущий номер отпайки РПН	1-100	4..20 мА от датчика положения или ток статора и напряжения ротора сельсин-передатчика	по 1-му на каждый привод РПН	Не реже 1 раза за 20 мс в процессе переключения	То же	датчик положения РПН

Название измеряемой величины	Диапазон изменения входного сигнала	Диапазон изменения выходного сигнала первичного датчика	Кол-во, шт.	Интервал опроса	Допустимая погрешность	Примечание
Содержание газов в масле ¹	0 - 1500 ppm	4 - 20 мА или цифровой выход	1	Не реже 1 раза в 4 часа	Основная - 1,0%, Температурная - не более $\pm 0,3\%$ в рабочем диапазоне температур, временной дрейф - не более 0,2% в год	прибор контроля растворенных газов, устанавливается на трансформатор
Содержание влаги в масле ¹	0 - 30 г/т	4 - 20 мА или цифровой выход	1	Не реже 1 раза в 4 часа	То же	датчик влагосодержания масла
Температура нижних слоёв масла ¹	минус 60 - + 100°C	4 - 20 мА (или сопротивление Pt100)	1	Не реже 1 раза в 15 минут	То же	датчик влагосодержания или специализированный датчик
Давление масла вводов	0-6 кГ/см ²	4 - 20 мА	каждого ввода ВН и СН	Не реже 1 раза в 1 минуту	То же	датчик на вводе (для герметичных вводов)
Дискретные сигналы						
Поток масла в охладителях	«Сухой контакт»		по 1-му на каждый охладитель	Не реже 1 раза в 1 сек		датчик на охладителе
Трансформатор отключен/ включен	«Сухой контакт»		1	Не реже 1 раза в 1 сек		от РЗА подстанции

¹ Рекомендуется принимать данные сигналы по цифровому последовательному каналу связи при наличии у датчика такого выхода.

Для физической реализации указанных коммуникаций СМ должна иметь изолированные от собственных вычислительных средств интерфейсы. Изоляция между электрическими цепями СМ и цепями интерфейса RS-485 должна выдерживать без пробоя при нормальных условиях эксплуатации в течение 1 минуты испытательное напряжение переменного тока частоты от 45 до 65 Гц с действующим значением 2000 В (по ГОСТ 21657-83).

Программные и технические средства должны обеспечивать возможность формирования релейных сигналов предупредительной и аварийной сигнализации.

Программные средства всех уровней системы должны обеспечивать возможность параметризации и конфигурирования. Обеспечение этого требования должно выполняться без вывода системы из режима работы.

Программные средства системы должны включать в себя средства тестирования на объекте эксплуатации.

Программные средства системы должны предусматривать сервисные функции, такие как калибровка и метрологическая аттестация измерительных каналов, проверка исправности УСО дискретного ввода/вывода, последовательных каналов связи, часов реального времени и т.п.

5.2. Надежность технических средств СМ.

Выбранный комплекс технических средств СМ (КТС) уровней I, II и III должен обеспечивать в соответствии с требованиями к АСУ ТП следующие показатели надежности:

- для модулей контроля и управления - срок службы не менее 150000 ч, наработка на отказ - 50000 ч;
- ремонтпригодность: КТС обеспечивает среднее время восстановления при отказе не более 1 часа (без учета времени ожидания обслуживания);
- все однотипные модули контроля и управления должны обеспечивать полную взаимозаменяемость без подстройки и регулировки в процессе эксплуатации.

Отключение или выход из строя АРМ оператора не должны приводить к потере накопленной и оперативно получаемой после отключения информации.

Питание ПТК III уровня и АРМ оператора должно быть осуществлено через источник бесперебойного питания.

Система должна автоматически восстанавливать свою работоспособность после несанкционированного отключения и последующего включения питания.

5.3. Электромагнитная совместимость технических средств СМ.

По требованиям к электромагнитной совместимости технические средства системы должны соответствовать ГОСТ Р 51317.4, в том числе:

- по устойчивости к колебательным затухающим помехам - по степени жесткости 3 в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51317.4.12;
- по устойчивости к воздействию электростатических разрядов - по степени жесткости 3 по ГОСТ Р 51317.4.2;

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

- по устойчивости к воздействию наносекундных импульсных помех по цепям питания и измерительным цепям - по степени жесткости 4 по ГОСТ Р 51317.4.4;

- по устойчивости к динамическим изменениям напряжения питания - по степени жесткости 3 по ГОСТ Р 51317.4.11;

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

- по излучаемым помехам технические средства должны удовлетворять нормам помехозащиты (индустриальным радиопомехам - ИРП) для оборудования класса А по ГОСТ Р 51318.22 в том числе по излучаемым ИРП и кондуктивным ИРП на сетевых зажимах и портах связи.

5.4. Условия эксплуатации технических средств СМ.

Технические средства уровней I и II размещаются непосредственно на трансформаторе или вблизи него. Данные средства должны удовлетворять следующим эксплуатационным характеристикам:

- рабочая температура окружающей среды (-60 ... +40)°С;
- условия хранения категории 2 по ГОСТ 15150;
- относительная влажность не выше 95% при +25°С;
- атмосферное давление (84 ... 106,5) кПа;
- степень защиты не ниже IP54;
- механические факторы - по группе М6.

Технические средства уровня III размещаются в сухих отапливаемых (кондиционированных) помещениях с условиями эксплуатации:

- рабочая температура окружающей среды (+15 ... +35)°С;
- относительной влажности не выше 90% при 25°С;
- атмосферное давление (84 ... 106,5) кПа;
- степень защиты не ниже IP40;
- механические факторы - по группе М 39.

5.5. Требования безопасности.

Технические средства должны обеспечивать защиту обслуживающего персонала от поражения электрическим током в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.003 и ГОСТ 12.2.007.0. По способу защиты человека от поражения электрическим током технические средства СМ должны соответствовать классу 01 по ГОСТ 12.2.007.0.

По условиям пожаробезопасности технические средства СМ должны соответствовать нормам ГОСТ 12.1.004 и ГОСТ 12.2.007.0.

Требования к организации электропитания, контуров защитного заземления, к прокладке силовых и сигнальных кабелей технических средств - в

соответствии с РД 153-34.1-35.137-00 (СО 34.35.137-00) «Технические требования к подсистеме технологических защит, выполненных на базе микропроцессорной техники».

6. Требования к математическому обеспечению

6.1. Общие требования.

Математическое обеспечение должно поддерживать выполнение функций СМ, 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 защиты информации от несанкционированного доступа;
- алгоритмов формирования и работы с долгосрочными архивами (при реализации СМ в виде самостоятельной подсистемы с собственным АРМ);
- алгоритмов диагностики состояния и выявления неисправностей и отказов составных частей СМ с точностью до единицы замены;
- алгоритмов реализации связи СМ подсистемами верхнего уровня.

6.2. Требования к функциональности программного обеспечения.

Программное обеспечение СМ должно обеспечивать выполнение следующих функций:

- отображение в реальном времени данных от первичных датчиков и результаты расчетов по математическим моделям;
- ввод информации в диалоговом режиме;
- контроль выхода сигнала за установленные пределы (предупредительный, аварийный и т.д.) и возврат сигнала в норму для каждого регистрируемого параметра;
- работу с базой данных.
- тестирование и самодиагностику компонентов технических и программных средств;
- архивирование информации;
- защиту информации;
- обеспечение санкционированного доступа к информации, защита от несанкционированного доступа:
 - формирование отчетных документов;
 - организацию внутрисистемных коммуникаций между компонентами СМ;
 - организацию информационного обмена с верхним уровнем.
- отказы и сбои в работе приложений не должны приводить к отказам в работе операционных систем;
- совместимость обновлений;

Информационная база данных должна содержать:

- оперативный раздел, отражающий текущее состояние контролируемого объекта;
- оперативный раздел, отражающий состояние аварийных и предупредительных сигналов;
- состояние сигналов управления;
- состояние объектов управления;
- ретроспективный раздел, содержащий данные для анализа и статистической обработки.

Должно использоваться только лицензионное базовое программное обеспечение с предоставлением соответствующих сертификатов и лицензий.

Все входящее в комплект СМ программное обеспечение должно быть полностью русифицировано.

6.3. Защита информации систем мониторинга.

Защита от несанкционированного доступа должна быть идентичной способам защиты данных АСУ ТП, принятой для данной подстанции.

Программно - технические средства АРМ по условиям функционирования должны обеспечивать:

- защиту информации от несанкционированного доступа (ГОСТ Р 51725.6-2002, ГОСТ Р 50739-95);
- сохранность информации в процессе ее хранения на машинных носителях.

Защита информации от несанкционированного доступа должна обеспечиваться с помощью системы паролей при попытке входа, записи, коррекции или удаления информации.

Защищенность информации от несанкционированного доступа организуется программно-аппаратными средствами защиты, которые должны обеспечить:

- гарантированное разграничение доступа к информации (по уровням ответственности);
- регистрацию событий, имеющих отношение к защищенности информации;
- регистрацию коррекции технологической программы, изменения параметров (возможность отмены изменений);
- обеспечение доступа только после предъявления идентификатора и личного пароля.

При записи информации в оперативный архив может быть обеспечена синхронная запись информации на резервный носитель, в качестве которого может быть массив дисков (Raid Array), зеркальный сервер АСУ ТП и т.п.

Права доступа и обязанности каждого оператора системы уточняются на этапе выполнения рабочей документации.

7. Требования к реализации III уровня СМ

- единообразное представление информации для оперативного

персонала в соответствии с требованиями АСУ ТП, АСДТУ и АСТУ;

- получение оперативным персоналом на АРМ ОП (в составе АСУ ТП) дополнительной информации, позволяющей персоналу уточнить оценку текущего состояния трансформаторного оборудования;
- локальный и удаленный доступ к данным СМ с использованием ресурсов АСУ ТП, АСДТУ и АСТУ в том числе, WEB - доступ.

Информационное взаимодействие между II и III уровнями СМ проводится в соответствии с требованиями одного из следующих интерфейсов:

- физический интерфейс Ethernet, протокол TCP/IP, скорость 10/100 Мб/с;
- физический интерфейс RS-485.

При реализации OPC-протокола должны быть приняты меры по предотвращению потери «коротких» сигналов (длительностью менее 1 сек). Конкретный тип протокола связи между III уровнем СМ и АСУ ТП, а также физическая среда передачи (медь, оптика) согласовывается с поставщиком АСУ ТП на стадии разработки технического задания.

Должен быть также предусмотрен непрерывный контроль состояния цифровой связи между уровнями, как со стороны АСУТП, так и со стороны СМ.

Необходимо обеспечить автоматическое восстановление связи после обрыва связи и при перезапусках, как ПТК АСУТП, так и контроллеров М.

8. Техническое обслуживание и метрологическое обеспечение СМ

Для обеспечения функционирования системы в процессе эксплуатации согласно требованиям технического задания, должны быть разработаны и отражены в руководстве по эксплуатации мероприятия по техническому обслуживанию.

Требования к метрологическим характеристикам СМ определяются нормами РД 34.11.321-96, техническими нормами на оборудование, а также характером использования результатов измерений.

При необходимости проведения калибровок и подстройки технических средств в процессе профилактических ремонтов, должны быть разработаны методики проведения указанных работ, метрологическое обеспечение и технологическое программное обеспечение. Частота и объем технического обслуживания первичных датчиков, определяется эксплуатационной документацией, но должна быть не чаще 1 раза в год. Калибровка и подстройки технических средств СМ между процедурами технического обслуживания не допускаются. Калибровки и подстройки технических средств СМ не должны требовать отключений или нарушений нормальных режимов работы трансформаторного оборудования.

9. Комплект поставки СМ

В типовой комплект поставки оборудования СМ должны входить:

- комплект датчиков и систем измерения согласно табл. 2. Допускается полная или частичная поставка первичных датчиков в составе комплектной поставки трансформаторного оборудования.

- блок (блоки) мониторинга;
- ПТК уровня III;
- специализированное программное обеспечение на жестком носителе (CD-ROM);
- комплект ЗИП;
- комплект эксплуатационной документации в соответствии со стандартами ЕСКД.

10. Гарантийный срок эксплуатации технических средств СМ

Гарантийный срок эксплуатации оборудования СМ должен быть установлен не менее 36 месяцев с момента начала эксплуатации, но не более 42 месяцев с момента отгрузки оборудования изготовителем (поставщиком). Гарантийные обязательства завода-изготовителя должны распространяться также на все виды программно-технического обеспечения.

11. Документация к СМ

В типовой комплект поставки оборудования СМ должна входить следующая документация:

проектная документация (документация, передаваемая в проектную организацию до начала проектирования), в том числе:

- общее описание системы
- габариты, вес и способы крепления шкафного оборудования и подвод кабелей
- род тока, потребляемая мощность, сечение питающих кабелей – для каждого шкафа (оборудования) в составе СМТО.
- схемы кабельных связей
- рекомендации по монтажу оборудования и кабельных связей.
- схемы подключений внешних связей (в том числе – по цепям ТТ, ТН)
- перечень всех сигналов от СМ, передаваемых в АСУТП и циркулирующих в СМ - с указанием шкалы, единицы измерения, уставок (передается поставщиком);

эксплуатационная документация, в том числе:

- руководство администратора и оператора СМ;
- руководство по эксплуатации;
- инструкция по монтажу и пуску в эксплуатацию;
- паспорта на составные части СМ;
- ведомость ЗИП;
- ведомость эксплуатационных документов;
- лицензии на программное обеспечение;
- руководство по установке датчиков (при необходимости);
- методики поверки измерительных каналов (при необходимости).

Документация должна быть оформлена в соответствии с требованиями к АСУ ТП подстанции.

В эксплуатационной документации должны быть приведены описания используемых расчетно-аналитических моделей и указания по их настройке (конфигурированию) для конкретного трансформаторного оборудования.

12. Обучение персонала

Поставщик СМ обязан провести обучение персонала заказчика по вопросам эксплуатации и обслуживанию системы мониторинга и диагностики.

Обучение должно проводиться по программе, согласованной с заказчиком.

По окончании обучения должен быть выдан сертификат о проведении обучения.

Содержание типовой программы приемо-сдаточных испытаний

1. Объект испытаний.
2. Средства испытаний.
3. Подготовка к испытаниям.
4. Порядок испытаний.
5. Оформление результатов испытаний.
6. Приложение 1. Методика проверки электрической прочности изоляции.
7. Приложение 2. Методика проверки цепей питания.
8. Приложение 3. Методика испытаний средств ввода-вывода аналоговых и дискретных сигналов.
9. Приложение 3. Методика проверки функционирования реализованных моделей и экспертных оценок.
10. Приложение 4. Методика проверки средств связи с АСУ ТП.
11. Перечень приборов и оборудования, необходимых для проведения испытаний.

Требования к конструкции бака трансформатора для подключения приборов измерения газовлагодосодержания трансформаторного масла

Для измерения газовлагодосодержания в трансформаторном масле существуют два типа присоединения приборов:

- устанавливаемые непосредственно на баке;
- выносные.

Требования:

1. Для монтажа приборов на баке (Рис. ПЗ.1.а, б):

1.1. Необходимо установить поворотный вентиль ДУ50 (при унифицированной поставке вентиль должен быть заглушен) на посадочное место $d=1''$, $1.5''$, $2.5''$ (NPT). Длина труб для присоединения приборов не должна превышать $6 \cdot d$.

Посадочное место изготавливается и устанавливается для конкретно выбранного прибора. Место установки прибора определяет заказчик.

1.2. Рекомендуются места установки:

- нижняя выходная труба радиатора охлаждения первого охладителя (для системы охлаждения ДЦ на нагнетательной стороне маслонасоса при его нижнем либо верхнем расположении);
- для системы охлаждения Д - на торце объединительного верхнего или нижнего коллектора.

Могут быть предусмотрены другие места установки:

- на уровне наполнительного вентиля (верхняя часть бака);
- на верхней входной трубе радиатора (для системы охлаждения ДЦ на нагнетательной стороне насоса при его верхнем расположении);
- на уровне сливного вентиля (нижняя часть бака) - худший вариант.

1.2. Установка - горизонтально в соответствии с заводскими чертежами.

1.3. Запрещена установка:

- в месте изгиба трубы;
- на впускной стороне насоса.

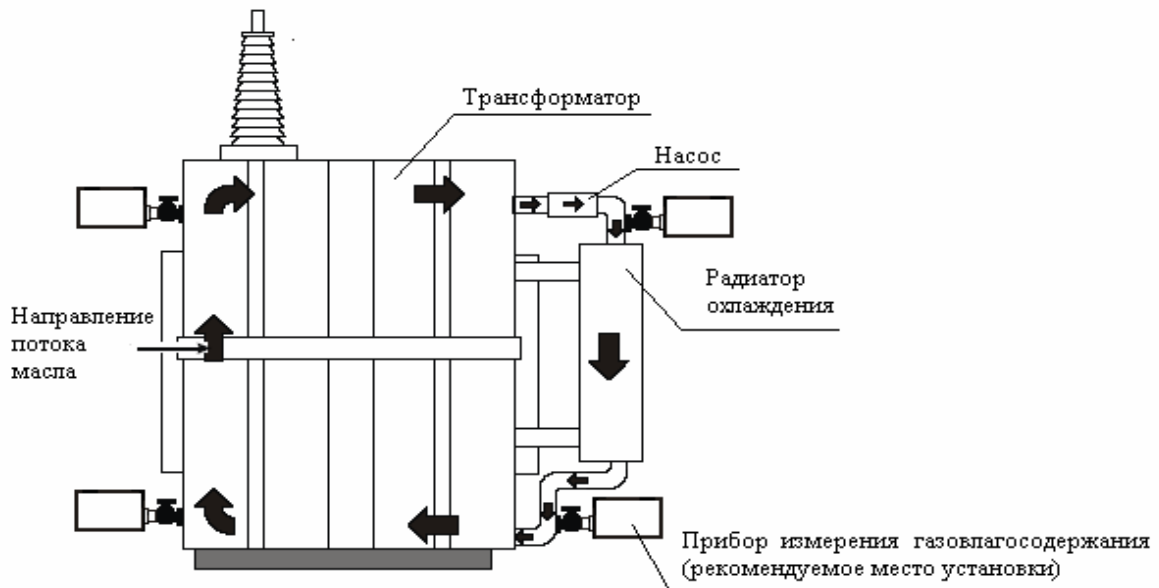


Рис.ПЗ.1.а. Места установки приборов на баке.

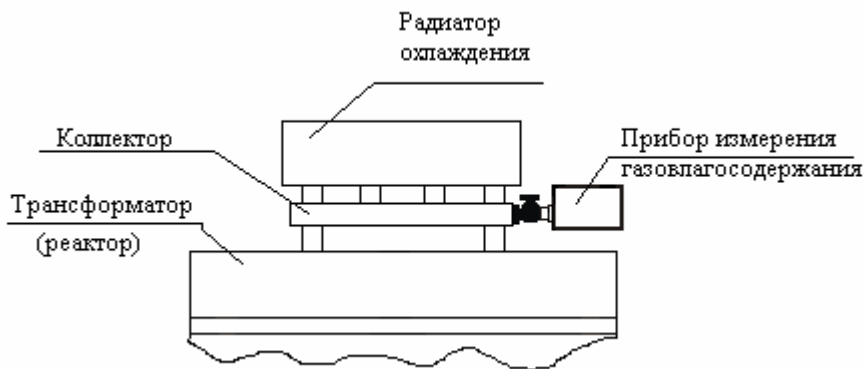


Рис.ПЗ.1.б. Установка приборов на объединительном коллекторе радиаторов охлаждения.

2. Для приборов выносного типа, устанавливаемых на отдельно стоящей стойке рядом с баком (см. рис. ПЗ.2.а, б):

2.1. Для монтажа необходимо два посадочных места $d=1/2''$ с вентилем (NPT).

2.2. Рекомендуемые места установки вентиля отбора масла с лучшим перемешиванием масла (активный поток масла), обязательно выше уровня дна бака трансформатора не менее 18" (460 мм), например: вспомогательные вентили, контур активного охлаждения.

2.3. Рекомендуемое место установки вентиля возврата масла расположено в нижней части трансформатора, например: вентиль слива масла.

2.4. Вентили отбора и возврата масла устанавливаются с расчетом:

– длина каналов отбора и возврата масла не должна превышать: отбор - 0.5 м, возврат - 10 м,

– вентиль возврата масла должен быть расположен на удаленном расстоянии от маслонасоса,

- расстояние между вентилями не более 1 м,
- трубки для отбора и возврата масла должны иметь изгиб или петлю для компенсации температурного расширения.
- стойка с прибором устанавливается рядом с баком с учетом ограничения длин линий отбора.

2.5. Переходные адаптеры могут устанавливаться по требованию заказчика.

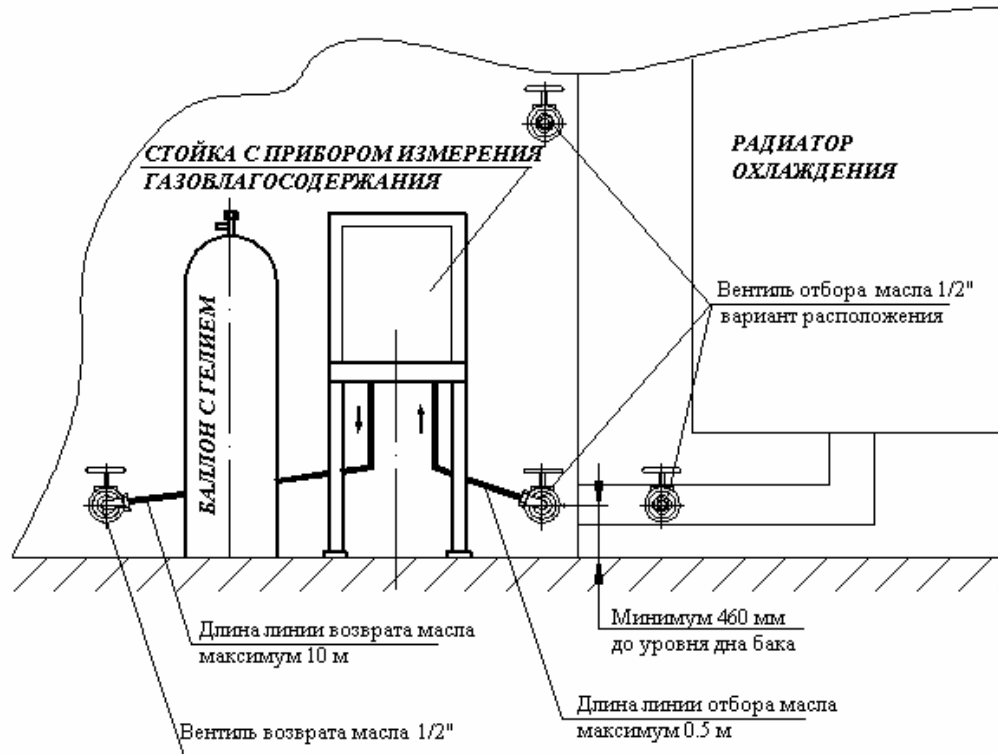


Рис. ПЗ.2.а. Установка выносных приборов (вид спереди).

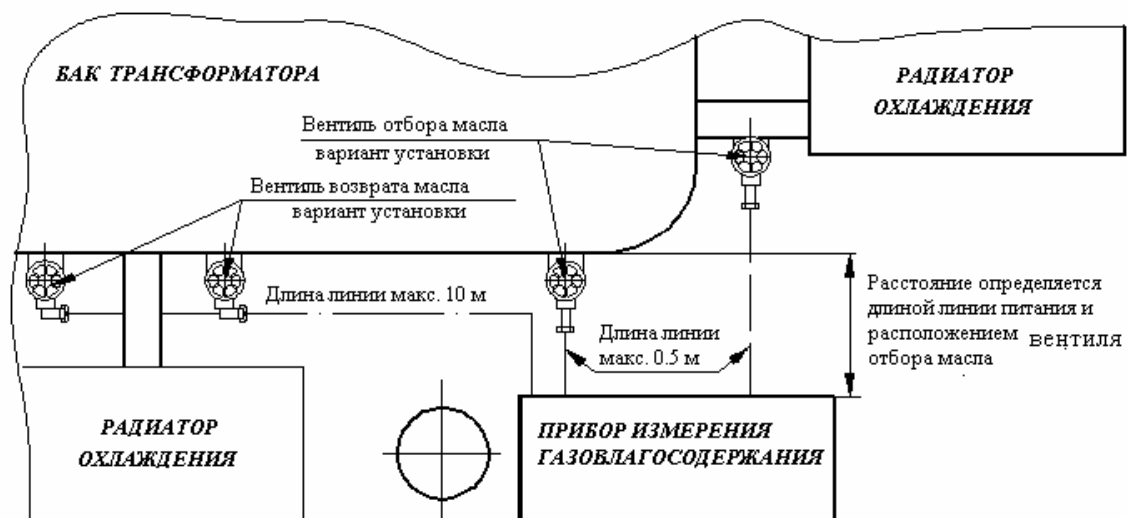


Рис.ПЗ.2.б. Установка выносных приборов (вид сверху).