



ДЕПАРТАМЕНТ ТЕХНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ

ОБЗОР НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Выпуск 1



2009 г.



Знаете ли вы что... В 1892 году в Лондоне Никола Тесла в присутствии специалистов продемонстрировал возможность передачи электрической энергии по одному проводу, не используя при этом заземления второго полюса источника энергии, а так же электрические лампы, горящие без подводящих проводов, и работающий без подключения к электрической сети электромотор.

Новости ...

Компания ABB предложила новое решение в области ограничения воздействия переходных процессов при коммутациях. Как известно, в ходе коммутации могут возникать коммутационные перенапряжения, вызванные разновременностью прохождения тока через нулевое значение. Предложенное устройство, после получения команды на коммутацию выключателя, вводит задержку на команду зарядки электромагнитов выключателя с тем, чтобы момент коммутации совпал с переходом синусоиды тока через нулевое значение.

Компания S&C Electric Co. (США) представила новое решение для систем автоматизации распределительных сетей – IntelliRupter PulseCloser.



Отличительной особенностью аппарата является особая функция опробования линии после

Выпуск 1, 2009 г.

отключения. В отличие от традиционного АПВ, выполняемого секционирующими аппаратами, устройство подает импульсы тока малой амплитуды на отключенную линию, для того чтобы провести ее опробование перед подачей команды включения.

В рамках программы по инновациям ОАО «Завод Электропульт» начал испытания новой ячейки К 207 ЭП.



Это первая ячейка завода «Электропульт» одностороннего обслуживания, кассетного исполнения и номинальным током главных цепей 3150А. Она предназначена для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного КЗ. тока частотой 50 и 60 Гц. По завершению испытаний ячейка типа К 207 ЭП пройдет аттестацию и сертификацию в Федеральной Сетевой Компании.

КАБЕЛИ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА

Технология сшивки полиэтилена

Благодаря идеальному сочетанию электрических, физических и технологических свойств, полиэтилен в настоящее время является одним из наиболее применяемых изоляционных материалов при производстве кабелей. Но полиэтилену присущи серьезные недостатки, главным из которых является резкое ухудшение механических свойств, при температурах, близких к температуре плавления. Кроме того, при повышенных рабочих температурах, наблюдается заметная усадка изоляции, а в ряде случаев и ее растрескивание. Решением этой проблемы стало применение сшитого полиэтилена.

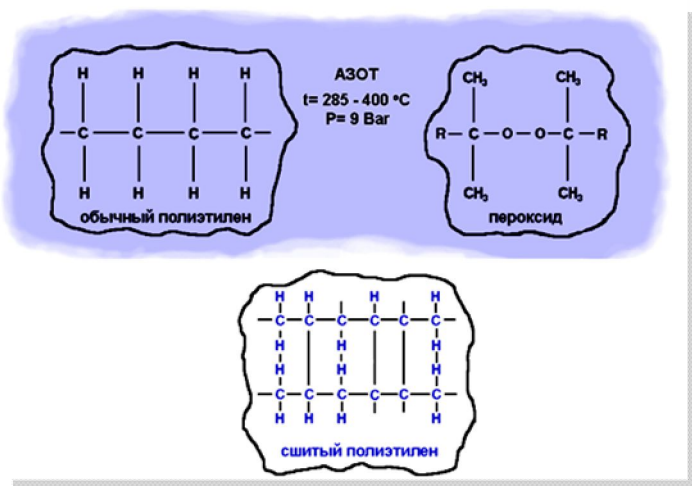
Термин «сшивка» подразумевает обработку полиэтилена на молекулярном уровне. Поперечные связи, образующиеся в процессе сшивки между молекулами полиэтилена, создают новую структуру, которая и определяет высокие электрические и механические характеристики материала, а так же больший диапазон рабочих температур.

При производстве силовых кабелей используются две основных технологии сшивки полиэтилена.

Технология пероксидной сшивки

При пероксидной сшивке (газовой вулканизации), сшивка полиэтилена происходит при помощи пероксидов в газовой среде (азот) при температуре 300-400 °С и давлении до 20 атм.

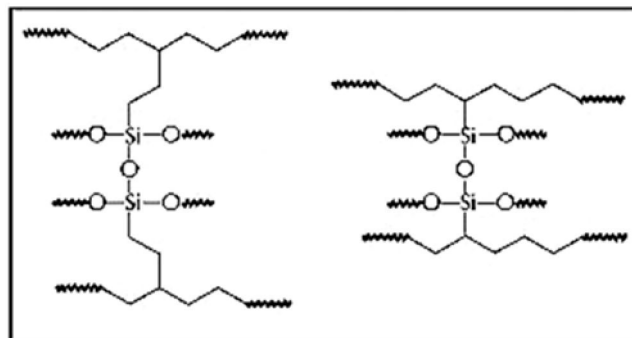
Полиэтилен расплавляется вместе с антиокислителями и пероксидами. С повышением температуры пероксиды распадаются, образуя молекулы со свободной связью. Эти молекулы отрывают у звеньев полиэтилена по одному атому водорода, что приводит к появлению свободной связи у атома углерода. В соседних слоях молекулы атомы углерода объединяются. Образуется сетка, которая исключает возможность образования неоднородностей при охлаждении состава.



На всех стадиях производства требуется очень жесткий контроль над температурным режимом и точностью технологического процесса, так как любое отклонение от нормы ведет к неудовлетворительному качеству кабеля или вообще к браку. Технология применяется при производстве кабелей среднего (10 - 35 кВ) и высокого напряжения (110 кВ и выше) и является наиболее распространенной.

Технология силиановой сшивки

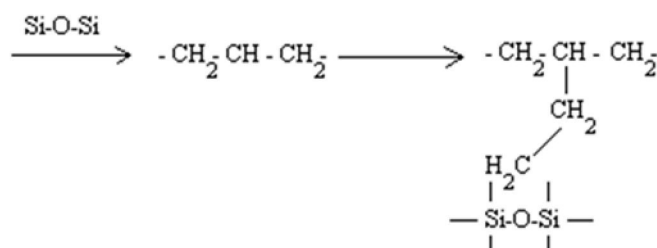
При силиановой сшивке в полиэтилен добавляются специальные смеси (силаны) для обеспечения сшивки при более низкой температуре. Слои полиэтилена соединяются посредством так называемого "силианового мостика" Si-O-Si, а не связи C-C, которая имеет место в пероксидной сшивке. Поскольку каждый атом Si имеет по три свободных связи, то в каждом узле сшивки может быть соединено до шести молекул полиэтилена (при пероксидной сшивке в связи C-C соединяются всего 2 молекулы). Это обеспечивает большую плотность молекулярной сетки, что, несомненно, положительно сказывается на свойствах материала.



Силиановая технология состоит из двух этапов:

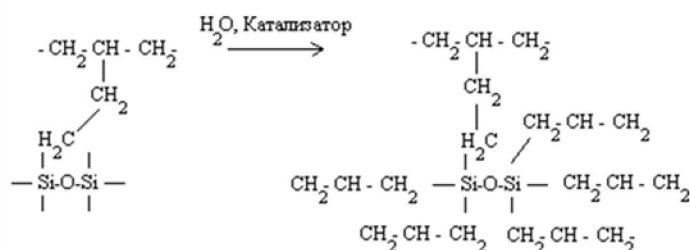
1) внедрение силана в полимер:

Внедрение силана в полимер



2) сшивка в присутствии воды (объединение шести молекул в одну), обычно ускоряемая оловянным или другим подходящим катализатором:

Сшивка полиэтилена



Процесс силиановой сшивки происходит в две стадии:

На первой стадии силиановая смесь расплавляется вместе с полиэтиленом. При этом добавляются или привносятся с тем или другим ингредиентом некоторые добавки (например, антиоксиданты, наполнители и армирующие агенты).

На второй стадии происходит соединение полимера и катализатора. Полученное изделие обычно охлаждается в ванне, подвергаясь необходимому для завершения процесса воздействию влаги.

Технология применяется при производстве кабелей низкого и среднего напряжения (0,4-20 кВ).

Сравнение технологии сшивки полиэтилена

В лабораториях ВНИИ КП (Всероссийского научно-исследовательского института кабельной промышленности) был выполнен достаточно широкий круг испытаний и исследований кабелей, изготовленных по технологии силанольного и пероксидного сшивания.

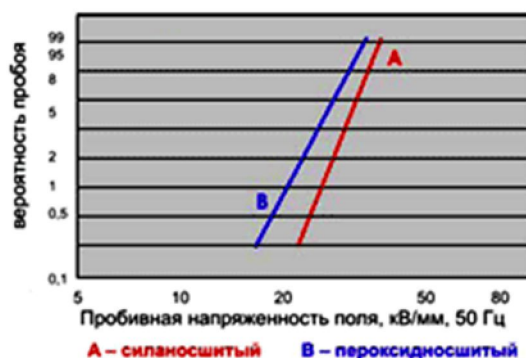
На основании результатов проведенных испытаний сделаны следующие заключения:

1. Уровень технических требований, предусмотренных в НТД на промышленный выпуск кабелей с силаносшитой изоляцией, по основным пунктам выше требований НТД на кабели с пероксидносшитым ПЭ:

Технические требования (нормы)	ТУ 16.К71-025-96 с изм. № 3 от 21.05.03	ТУ 16.К71-300-2000
Материал изоляции	Силаносшитый ПЭ	Пероксидносшитый ПЭ
Уровень частичных разрядов на строительной длине, пКл	<5,0	< 10,0
Испытательное напряжение на строительной длине: основное испытание, кВ/мин дополнительное испытание*, кВ/мин	25/10 40/5	25/10 нет
Испытание циклами нагрева и охлаждения, число циклов	20	3
Испытание на подтверждение надежности: 2-х годовые испытания по нормам HD-605	Предусмотрены	Предусмотрены
Конструкция трехжильного кабеля в виде 3-х фаз одножильных, скрученных с шагом, кратностью $\leq 18D$	Предусмотрена	Нет (по условиям производства)

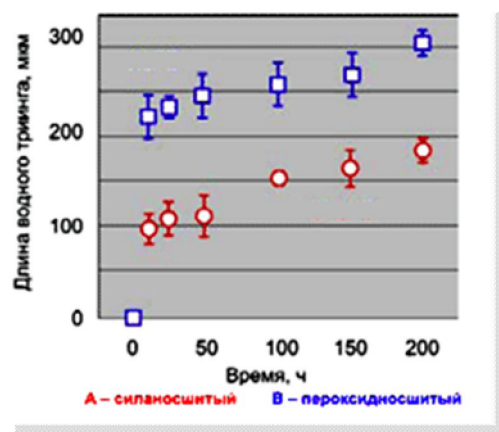
* Дополнительное испытание каждой строительной длины 40 кВ в течение 5 мин введено для контроля отсутствия в поставляемом кабеле грубых дефектов.

2. По уровню электрической прочности силаносшитая изоляция не уступает изоляции, изготовленной по пероксидной технологии (см. рис. на примере кабеля 10 кВ).
3. Степень сшивки изоляции в обоих случаях одинакова. Силаносшитая изоляция отличается более высокой



стабильностью к окислению.

4. Силаносшитая изоляция характеризуется пониженным значением внутренних механических напряжений.
5. Изоляция кабеля из силаносшитого ПЭ имеет низкий уровень диэлектрических потерь при температуре 95-100 °С.
6. Уровень влагосодержания (длина водных триингов) в силаносшитой изоляции ниже по сравнению с пероксидносшитой (см. рис.).

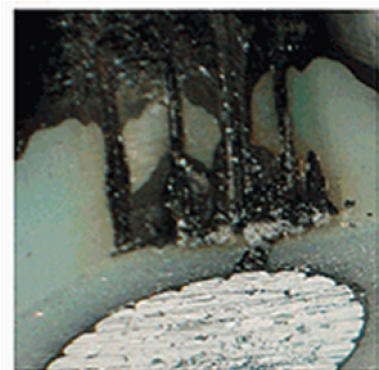


Остальные технические и эксплуатационные параметры, включая срок службы, допустимые температуры и токи нагрузки, конструктивное исполнение кабелей, области применения и другие показатели у кабелей, изготавливаемых по сравниваемым ТУ, одинаковые.

Методы испытаний и диагностики кабелей СПЭ

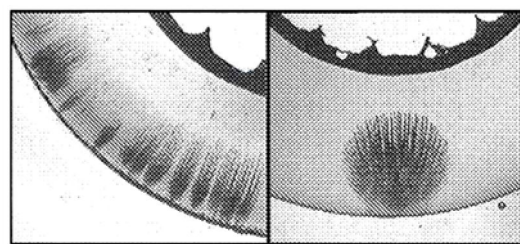
Для обеспечения надежной работы силовых КЛ в настоящее время в России применяется система планово-профилактических испытаний, при которой кабели периодически подвергаются испытаниям постоянным напряжением достаточно высокого уровня (в 4-6 раз превышающим номинальное напряжение КЛ) с измерением токов утечки и асимметрии их по фазам.

Однако, применительно к силовым кабелям с изоляцией из сшитого полиэтилена испытания повышенным постоянным напряжением не только практически бесполезны, так как сшитый полиэтилен обладает высокой электрической прочностью и малыми токами утечки, но и оказывают негативное воздействие на полиэтиленовую изоляцию, формируя в ней объемные заряды и разрушая ее (см. рис.).



Для кабелей с изоляцией СПЭ наиболее эффективными и экономичными являются щадящие (неразрушающие) методы диагностических испытаний напряжением сверхнизкой частоты 0,1 Гц, которое по величине не превышает более чем в 3 раза номинальное напряжение КЛ.

Испытания при очень низких частотах позволяют выявлять дефекты в изоляции, например, подобные приведенным на рисунке (водные триинги), без формирования объемных зарядов в структуре полиэтиленовой изоляции. Предлагаются следующие новейшие методы неразрушающего контроля:



- Метод измерения и анализа частичных разрядов;
- Метод стабилизации электрической дуги;
- Метод колебательного разряда;

Метод измерения частичных разрядов

В силовых КЛ напряжением до 35 кВ включительно одной из основных причин снижения электрической прочности изоляции в процессе длительной эксплуатации являются воздействия частичных разрядов (ЧР). Диагностика по методу частичных разрядов позволяет определять величину и место расположения ЧР, их количество в локальных местах КЛ, напряжение возникновения и гашения ЧР.

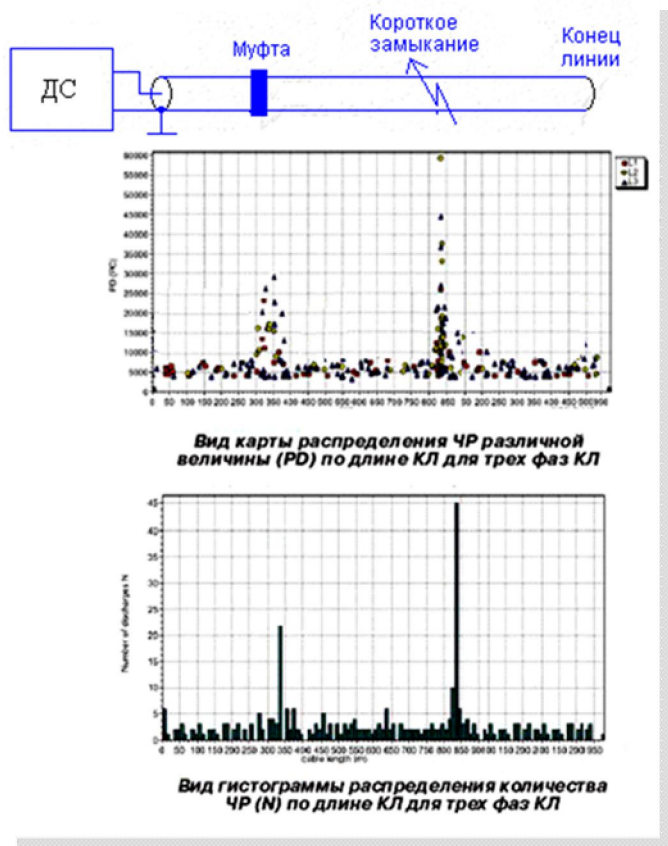
Диагностика выполняется на отсоединенной с двух сторон КЛ, с помощью диагностической системы (ДС). Сначала производится уточнения длины КЛ и определение ожидаемой амплитуды ЧР. Потом каждая фаза КЛ заряжается в течение нескольких секунд постоянным напряжением до величины, не превышающей номинальное линейного напряжения КЛ.

После зарядки каждая фаза КЛ подключается через резонансную катушку к заземленному экрану кабеля. В процессе разрядки кабеля возникают затухающие колебания.

Бегущая волна инициирует ЧР в изоляции КЛ, которые фиксируются и сохраняются в памяти компьютера ДС для последующей обработки с целью определения количества, амплитуды и местоположения ЧР по длине КЛ (см. рис.). Так как амплитуда испытательного напряжения является затухающей, то можно точно определить напряжение, при котором возникают и погасают ЧР. На основе полученных данных ДС делает вывод о месте и типе (муфта, обрыв, «заплывающий» пробой, короткое замыкание) неоднородности.

Колебательное напряжение прикладывается к объекту в течение нескольких сот миллисекунд и поэтому не нагружает кабель и не повреждает его. При обработке полученных данных диагностики необходимо учитывать наличие внешних помех и шумов.

Недостатком метода является затрудненность определения мест возникновения частичных разрядов на противоположном конце кабельной линии.

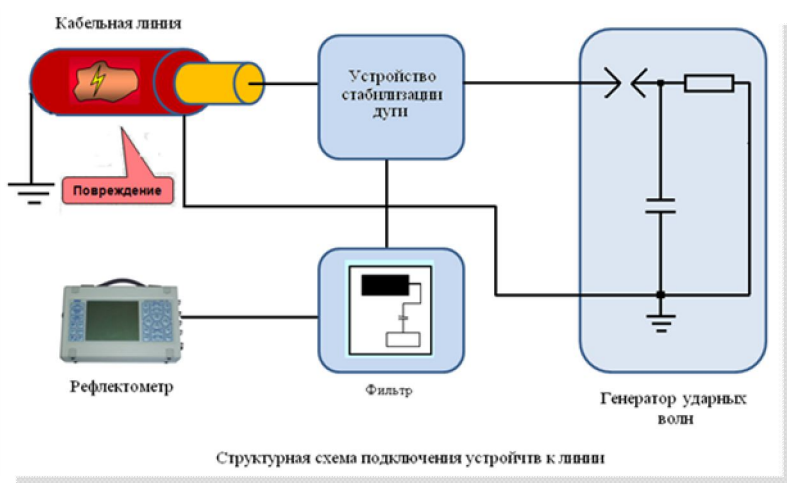


Ввиду этого для исключения ошибок следует проводить диагностику с двух сторон линии.

Метод стабилизации электрической дуги (импульсно-дуговой)

Метод стабилизации электрической дуги используется для определения расстояния до места сложного (высокоомного) или неустойчивого повреждения. Сущность метода заключается в одновременном воздействии на кабельную линию высоковольтным импульсом и выполнении измерения при помощи рефлектометра.

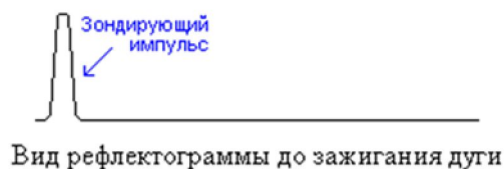
Генератор ударных волн, (источник высокого напряжения), подключается к кабельной линии через устройство стабилизации дуги. При подаче импульса от источника в месте дефекта возникает пробой. Через устройство



стабилизации дуги начинает протекать ток и пробой «затягивается» - образуется дуговой разряд. Ток дуги поддерживается в течение определенного времени (менее секунды). Период повторения дуги нестабильный, а электрическое сопротивление близко к нулю, что эквивалентно короткому замыканию.

Для определения места пробоя используют рефлектометр, который подключается к линии через специальное устройство (фильтр). Зондирующие импульсы от рефлектометра поступают в кабельную линию. При совпадении зондирующего импульса с моментом зажигания дуги он отражается от дуги, и возвращается к началу кабеля, где и записывается в память рефлектометра.

Для более надежного определения места повреждения необходимо добиться неоднократного совпадения зондирующего импульса с моментом зажигания дуги. Далее на экране рефлектометра накладывают друг на друга две записанные рефлектограммы: до возникновения дуги и после возникновения дуги. Место начала расхождения рефлектограмм как раз и соответствует месту сложного или



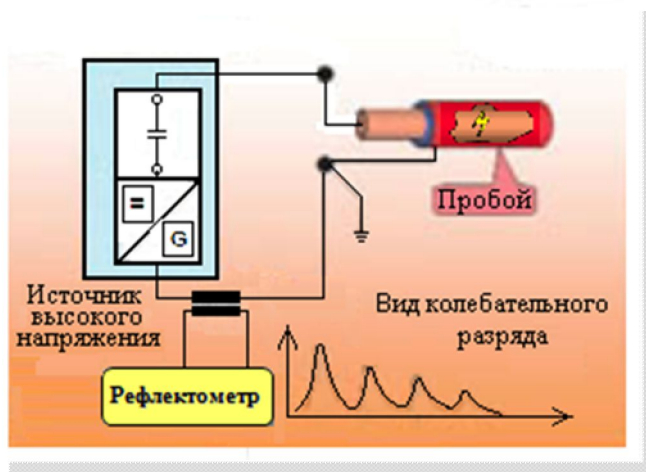
неустойчивого повреждения.

Недостатком данного метода является то, что его хорошо использовать на коротких кабелях, так как дальше дуги импульс не проходит и информация по состоянию всей линии отсутствует.

Метод колебательного разряда

Метод основан на распространении импульсного сигнала в КЛ, который возникает в месте повреждения при воздействии на линию высоковольтным напряжением. Метод используется, когда сопротивление в месте повреждения соизмеримо с величиной сопротивления изоляции. Такие высокоомные повреждения («заплывающие пробой») выявляются только при приложении к КЛ рабочего или испытательного напряжения.

Сущность метода заключается в следующем: в момент пробоя образуется электрическая дуга в месте повреждения, и его сопротивление становится равным нулю. После пробоя изоляции кабеля происходит затухающий волновой процесс. Вдоль линии в сторону высоковольтного источника начинается распространяться волна тока и волна напряжения. При достижении начала линии волна отражается в сторону повреждения, достигает этого места, отражается от места повреждения и снова движется в сторону генератора.



Волновой процесс продолжается до тех пор, пока происходит пробой поврежденного участка, т. е. пока напряжение в месте повреждения не снизится ниже напряжения пробоя. Расстояние до места повреждения определяют по времени прихода к началу линии волны, возникшей в месте повреждения.

Существует две разновидности метода колебательного разряда: метод связи по напряжению и связи по току.

В методе связи по напряжению кабель заряжается высоким напряжением до тех пор, пока не произойдет пробой в месте повреждения.

В методе связи по току кабель заряжается током, который также пробивает место повреждения. Преимущество метода связи по току в том, что он может быть использован в кабеле, изоляция которого пропитана влагой (подаваемый в кабель ток нагревает его, что в свою очередь приводит к уменьшению степени влажности изоляции), что не позволяет полноценно использовать методы стабилизации дуги и связи по напряжению.

Из всего вышесказанного можно сделать несколько основных выводов:

- Требования к прокладке кабелей с СП изоляцией намного жестче, чем к прокладке кабелей с БПИ.
- Существуют различия в величине испытательного напряжения, рекомендуемого различными производителями, МЭК и установленного в ПУЭ (на примере кабеля 10 кВ).

№ п/п	Испытательное напряжение	АВВ- Москабель	Иркутсккабель	«Nexans»	МЭК 60502-2	РД 34.45- 51.300-97
1	Переменное напряжение частотой 0,1 – 400 Гц	30 кВ в течение 15 мин	30 кВ в течение 15 мин	25 кВ в течение 15 мин	-	-
2	Переменное напряжение частотой 50 Гц	10 кВ в течение 24 час.	10 кВ в течение 24 час.	10 кВ в течение 24 час.	10 кВ в течение 24 час	-
3	Постоянное напряжение	60 кВ в течение 15 мин	40 кВ в течение 15 мин	60 кВ в течение 15 мин	24 кВ в течение 15 мин	60 кВ в течение 10 мин

- У специалистов нет пока единого мнения по выбору оптимального метода диагностики состояния кабелей с СПЭ изоляцией, однако к наиболее перспективному методу следует отнести метод измерения частичных разрядов проводимый в комплексе с измерением диэлектрических характеристик кабеля.
- Внедрение неразрушающих методов диагностики силовых КЛ с использованием современного оборудования будет способствовать повышению надежности электроснабжения потребителей, а также позволит эффективнее планировать ремонт и замену силовых КЛ по их фактическому техническому состоянию.
- Своевременная и достоверная диагностика состояния изоляции силовых КЛ с использованием неразрушающих методов позволит отказаться от профилактических испытаний изоляции разрушающими методами, которые во многих случаях травмируют изоляцию и приводят к снижению остаточного ресурса изоляции силовых КЛ.
- Испытание изоляции силовых КЛ повышенным напряжением целесообразно проводить при вводе новых КЛ в эксплуатацию, после ремонта КЛ, а также при отсутствии возможности применения средств технической диагностики силовых КЛ неразрушающими методами.
- Отсутствие в РФ национального стандарта по диагностике и испытаниям кабелей СПЭ может привести к тому, что в эксплуатацию будут введены кабели ненадлежащего качества, ведь на сегодняшний день сертификация кабелей проводится на соответствие тем характеристикам, которые заявляет завод – изготовитель.

Повышение пропускной способности кабельных линий с СПЭ изоляцией

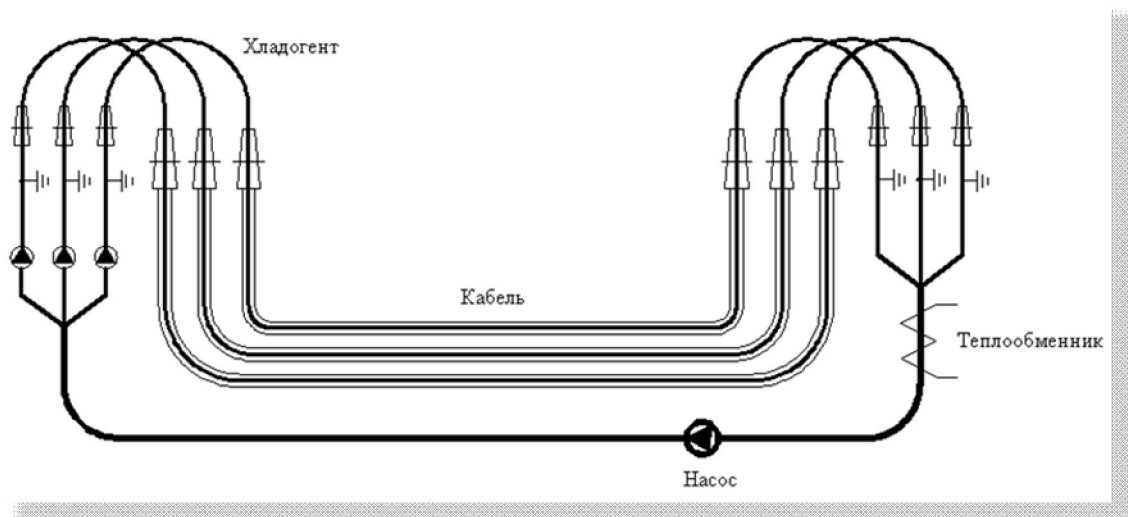
Повышение пропускной способности кабеля путем увеличения сечения токопроводящих жил возможно только до определенного предела, так как при этом увеличивается объем изоляции и соответственно растут диэлектрические потери, что делает дальнейшее увеличение сечения экономически не целесообразным.

Применение искусственного охлаждения кабеля позволяет существенно расширить пропускную способность за счет более интенсивного отвода тепла, при этом охлаждение может осуществляться маслом или водой.

Возможно несколько вариантов искусственного охлаждения:

- **Внутренне охлаждение проводника**

В центре проводника размещают металлическую трубу, по которой осуществляется ток хладагента, чаще всего воды (см. рис.). При этом циркуляция охлаждающей жидкости обеспечивается в каждой жиле кабеля.



Напряжение на охлаждающей жидкости должно снижаться до потенциала земли прежде, чем она попадет в перекачивающий насос. Это обеспечивается специальной конструкцией на конце кабельной линии, внутри которой охлаждающая жидкость протекает через спиральный канал, обеспечивающий необходимую электрическую изоляцию при рабочем напряжении.

Так как электрическое сопротивление воды снижается в процессе эксплуатации, то для кабелей с внутренним искусственным охлаждением требуется применение регенерирующих установок, которые его повышают до требуемого значения (опыт эксплуатации показывает, что удельное электрическое сопротивление в 200 кОм см является приемлемым).

В качестве охлаждающей жидкости можно использовать фторорганические жидкости, например фреон. Жидкий хладагент абсорбирует теплоту, испаряется и поступает в теплообменник. Этот способ находится еще в стадии разработки, и необходимость в таких схемах для кабелей пока еще определяется. Преимуществом

такого испарительного охлаждения является установление естественного конвективного потока жидкости, насосы при этом не требуются.

Основное преимущество системы внутреннего искусственного охлаждения заключается в том, что она позволяет удалять теплоту непосредственно от главного источника - жилы кабеля и тем самым увеличить пропускную способность в 10 и более раз по сравнению с кабельными системами с естественным охлаждением.

С другой стороны, объем охлаждающей жидкости ограничивается размером канала в жиле кабеля, что может не позволить отвести все тепло при значительном повышении температуры жидкости; само расположение станций охлаждения должно обеспечить постоянство потока охлаждающей жидкости, а установка дополнительных регенерирующих установок увеличивает стоимость системы и усложняет ее.

- **Внешнее охлаждение кабеля с помощью труб**

В этом способе охлаждения обеспечивается протекание воды по пластмассовым трубам, проложенным параллельно вблизи от кабеля (см. рис.). Температура воды увеличивается при движении по трубам, и, таким образом, имеется ограничение по длине кабеля, который может быть охлажден таким способом.

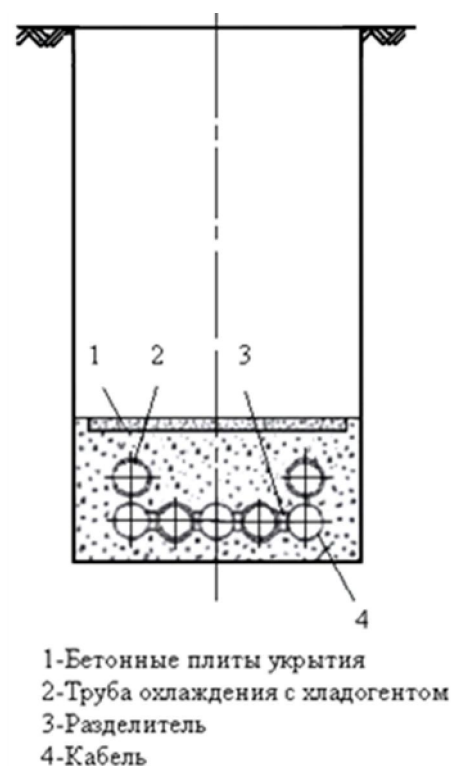
Термическое сопротивление содержит следующие составляющие: сопротивление грунта между кабелем и трубами (в качестве присыпного грунта необходимо использовать специальный состав с хорошей теплопроводностью, что ведет к удорожанию линии), сопротивление стенки трубы, термическое сопротивление между кабелем и охлаждающей водой и термическое сопротивление самого кабеля.

Такая система искусственного охлаждения относительно проста, позволяет применить арматуру, аналогичную применяемой в обычных системах и увеличить передаваемую мощность в 2-3 раза по сравнению с кабелями с естественным охлаждением.

Охлаждение длинных КЛ производится путем применения труб охлаждения большого диаметра (до 150 мм). Такие трубы должны быть гибкими и должны иметь армированные стенки с тем, чтобы выдерживать давление почвы в том случае, когда они не заполнены водой под давлением.

- **Поверхностное охлаждение кабеля**

Это система более интенсивного водяного охлаждения, чем при использовании труб внешнего охлаждения. Кабель размещается в жесткой

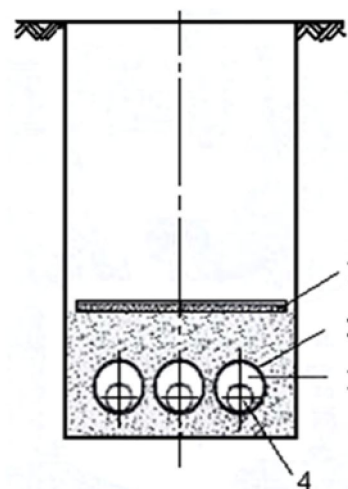


пластмассовой трубе диаметром до 250 мм, и применяется принудительная циркуляция воды через трубу (см. рис.). Тепло должно рассеиваться через термическое сопротивление самого кабеля.

При непосредственном охлаждении кабелей возникают проблемы, связанные с возможным перемещением кабелей в трубопроводе из-за электромеханических усилий.

Из-за значительной стоимости схема поверхностного охлаждения применяется лишь в тех случаях, когда требуемая нагрузочная способность кабелей не может быть достигнута другим способом. Применение системы позволяет повысить величину передаваемой мощности в 2-3 раза.

Дополнительные проблемы в схемах поверхностного искусственного охлаждения связаны с высокой температурой в среднем сечении соединительных муфт, которые имеют повышенные термические сопротивления изоляции, тогда как схем естественного охлаждения кабелей обычно такой проблемы не возникает, так как имеется возможность увеличить расстояние между опорами муфт.



1-Бетонные плиты укрытия
2-Труба охлаждения
3-Охлаждающая жидкость
4-Кабель

Оценка области применения кабельных линий с искусственным охлаждением

Каждому способу искусственного охлаждения кабелей соответствует максимальная мощность, при превышении которой возрастание диэлектрических потерь в изоляции снижает мощность передачи. Эта мощность зависит от величины напряженности электрического поля и тем выше, чем выше напряженность поля. Однако для кабелей в настоящее время достигнут предел по напряженности электрического поля в изоляции и поэтому очевидно, что для дальнейшего повышения мощности передачи по кабелю необходимо применение более интенсивного вида искусственного охлаждения.

Применение кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена с искусственной системой охлаждения целесообразно в условиях часто меняющейся, пиковой нагрузки, а так же для связи между ПС с передачей большой мощности. При этом сечение кабеля будет определяться с учетом применения системы охлаждения. Такие условия работы КЛ требуют особого внимания, так как кабельные линии высокого напряжения, особенно с СПЭ изоляцией, требуют постоянного контроля над тепловыми процессами, происходящими внутри на всём её протяжении. Это связано, как известно, с тем, что даже кратковременное превышающее температурное воздействие на сшитый полиэтилен приводит к изменению изолирующих свойств полиэтилена.

Одно из современных решений контроля температуры в кабелях из сшитого полиэтилена – использование систем мониторинга, основанных на оптоволоконных датчиках. Оптические волокна, либо встраиваются непосредственно в силовую кабель, либо прикрепляются к кабелю снаружи и позволяют регистрировать температурную кривую вдоль всей кабельной трассы.

Так как система мониторинга позволяет определять места локальных перегревов кабеля и превышение допустимых значений температуры с возможностью передачи информации в режиме реального времени, то ее использование совместно с системой принудительного искусственного охлаждения кабелей с СПЭ изоляцией позволит создать полностью автоматизированную, интеллектуальную сеть по передаче электрической энергии.

ДИАГНОСТИКА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

До настоящего времени, диагностика силового трансформаторного оборудования в процессе работы рассматривалась как периодический контроль состояния устройств защиты и измерений (газовое реле, указатель уровня масла и т.д.), проведение высоковольтных испытаний, хроматографический анализ газосодержания в масле. Данный способ контроля не всегда эффективен для обнаружения быстроразвивающихся дефектов, возникающих в интервалах времени между взятиями проб, испытаниям и измерениями и приводящих к аварийным отказам оборудования.

Современный уровень автоматизации позволяет расширить возможности этого контроля с помощью применения стационарных систем мониторинга и диагностики силового трансформаторного оборудования и повысить, тем самым, надежность его работы.

Система диагностического мониторинга силовых трансформаторов

Стационарная система мониторинга и диагностики поставляется вместе с новым трансформатором, или монтируется на трансформаторе, находящемся в эксплуатации, в процессе модернизации системы защиты.

Система базируется на результатах тестов, выполняемых в автоматическом режиме установленными на работающем трансформаторе датчиками, и позволяет определить текущее техническое состояние трансформатора, дефекты подсистем и остаточный ресурс работы.

Набор тестов (датчиков), используемых системой мониторинга для конкретного трансформатора, определяется еще на этапе ее создания (проектирования), и практически никогда, в процессе дальнейшей эксплуатации, не модернизируется, поэтому при создании системы мониторинга важно не допустить две крайности: упрощение и чрезмерное усложнение системы.

Упрощение приводит к получению ненадежной оценки технического состояния и невозможности определить остаточный ресурс, усложнение – к

получению избыточной информации и неиспользуемых заключений о состоянии отдельных частей оборудования.

Глубина предлагаемых системой мониторинга рекомендаций может быть различной, от простой регистрации превышения параметрами пороговых значений, до достаточно обоснованных предложений по проведению ремонтных работ. Чем более продуманной и совершенной является встроенная экспертная система, тем выше достоверность оперативной информации о текущем техническом состоянии контролируемого трансформатора.

Все основное оборудование системы мониторинга располагается рядом с трансформатором (см. рис.) Оно монтируется в защитном контрольном шкафу и состоит из модулей, к которым подключаются датчики, количество которых может быть различным, в зависимости от контролируемых системой мониторинга параметров:

- Датчик температуры (верхних и нижних слоев масла, окружающей среды, и т.п.);
- Датчик вибрации;
- Датчик напряжения и тока;
- Датчик контроля изоляции высоковольтных вводов;
- Датчик газосодержания и влагосодержания в масле;
- Датчик давления масла во вводах;
- Датчик уровня масла в расширителе трансформатора и РПН;
- Датчик Бухгольца;
- Датчики контроля состояния РПН



Датчики системы диагностического мониторинга

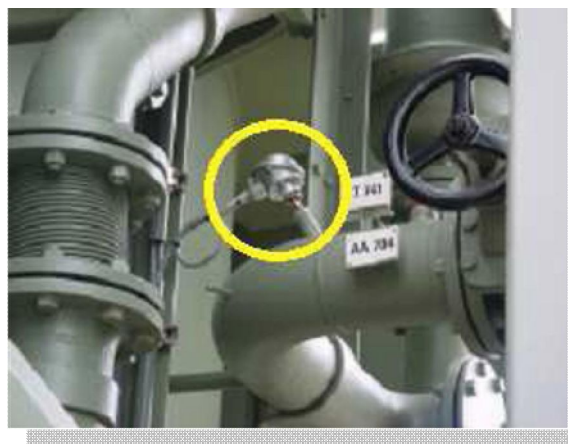
- Датчик температуры масла в баке.

Датчик (см. рис.) позволяет осуществлять температурный мониторинг с активацией сигнала в случае превышения температуры. Используется резисторный термометр Pt 100 с 3-проводным соединением. Он устанавливается наверху трансформатора в отделении для термометра. Изменение сопротивления датчика, обусловленное изменением температуры, с помощью контактного ввода преобразуется в аналоговый сигнал.



- Датчик температуры масла в системе охлаждения

Датчик (см. рис.) используется для оптимизации тепловых режимов работы трансформатора и контроля состояния электродвигателей системы охлаждения. Исходной информацией для управления тепловыми режимами трансформатора являются значения температур на входе и выходе охладителей. Дополнительная информация о температуре масла в баке трансформатора поступает от других датчиков. При помощи реле, имеющихся в модуле, система мониторинга может в автоматическом режиме включать и отключать оборудование системы охлаждения (управление пускателями).



- Датчик температуры окружающей среды.

Так же используется резисторный термометр Pt100 с 3-проводным соединением. Он устанавливается в нижней части контрольного шкафа. Питание датчика осуществляется низким током через измерительный преобразователь, а встроенный в него контактный ввод выдает значение температуры в виде аналогового сигнала. Светодиодный индикатор ошибки указывает на неисправность датчика (например, обрыв провода)



- Датчик вибрации стенок бака.

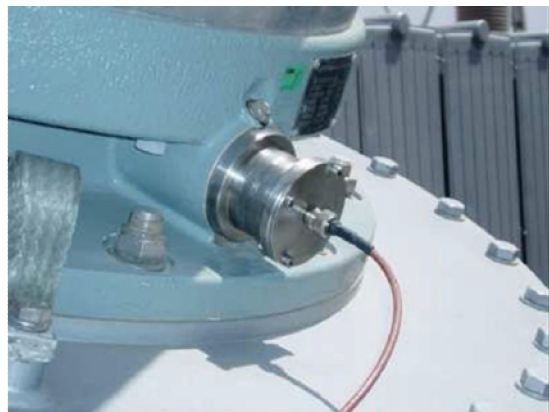
При коротком замыкании трансформатора электромагнитные поля, возникающие между обмотками и между обмотками и стенкой бака приводят к вибрациям стенки бака, которые отслеживаются системой измерения ускорений. Измерение вибрации стенки бака позволяет системе сохранять сигнатуры таких событий, с тем, чтобы оценить воздействие на зажимы и сами обмотки. Активный датчик ускорения служит для измерения ускорения стенки бака. Датчик устанавливается на магнитном креплении на стенку бака.



- Датчик напряжения

Датчик представляет собой параллельное соединение до трех отдельных конденсаторов. Регистрируемые значения рабочих напряжений и сквозных токов короткого замыкания используются во встроенных в систему расчетных моделях, по которым определяется остаточный ресурс изоляции обмоток.

Эта же информация используется для формирования выходных сигналов системы автоматизированного управления положением РПН трансформатора. На основании этой информации производится запуск алгоритмов контроля параметра Z_k обмоток трансформатора под напряжением. Знание этой информации, наряду с анализом изменения фазных токов и напряжений, позволяет корректно отслеживать переходные процессы, возникающие в трансформаторе в процессе его работы.



- Датчик тока

Благодаря наличию датчиков тока (см. рис.) система мониторинга позволяет одновременного проводить измерения токов трех вводов одного напряжения и измерение токов вводов одной фазы, но разных напряжений.

Полученной информации достаточно для построения векторной диаграммы приведенного трансформатора и аналитического расчета параметра Z_k фаз трансформатора. Благодаря этому можно контролировать изменение формы обмоток, которое может возникнуть после протекания через трансформатор сквозных токов короткого замыкания.



- Датчик контроля изоляции высоковольтных вводов

Датчик предназначен для реализации одной из наиболее важных функций системы мониторинга технического состояния трансформатора – обеспечения контроля состояния изоляции высоковольтных вводов.

На каждый контролируемый ввод ВН, СН и в нейтраль трансформатора устанавливается датчик токов проводимости и частичных разрядов (см. рис.), выходной сигнал которого содержит в своем составе ток проводимости ввода и импульсы частичных разрядов. Токи проводимости вводов и частичные разряды

регистрируются и передаются в специализированный модуль системы мониторинга. Дополнительно могут быть установлены датчики короны.

В трансформаторах регистрация частичных разрядов является сложной задачей, что обусловлено сильным влиянием коронных разрядов, близких по параметрам к импульсам ЧР. По этой причине в модуле в максимальной степени должны быть реализованы технические и алгоритмические возможности отстройки от помех.

Измерение частичных разрядов дает возможность проведения эффективной неразрушающей диагностики электроизоляции, и позволяет предотвратить дорогостоящие внеплановые простои за счет обнаружения проблем изоляции на ранней стадии, пока они не вызывают аварию.



- Датчик анализа растворенных газов Hydran

Так как воздействие частичных разрядов и перегрузка обмоток приводят к поступлению в масло газообразных продуктов разложения, то наличие и увеличение концентрации вредных газов, растворенных в масле, может быть признаком проблем с изоляцией трансформатора.

Датчик Hydran (см. рис.) измеряет накопленное количество газов (водород, окись углерода, ацетилен, этилен) в промилле, а так же влагосодержание масла. Увеличение количества газа может использоваться в качестве основания для обычного газового анализа с целью диагностики типа неисправности.

Принцип работы датчика основан на электрохимическом преобразователе и газопроницаемой мембране. Газы, растворенные в масле, проходят через мембрану и вступают в контакт с миниатюрным газовым детектором. Сигнал, генерируемый газовым детектором, прямо пропорционален концентрации газа в масле.

Датчик оборудован собственным микропроцессором и имеет ряд внутренних функций, таких как два программируемых аварийных сигнала и режим истории. Устанавливать датчик рекомендуется на обратном трубопроводе охладителя через специальный вваренный патрубок и запорный кран.



- Датчик контроля содержания растворенного водорода и воды AMS 500 Calisto.

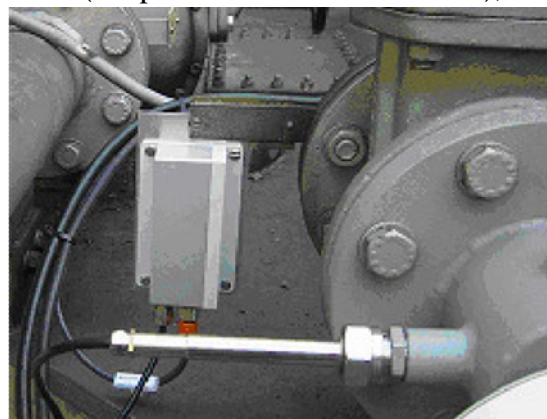
Измерение содержания растворенного водорода осуществляется датчиком Calisto в два этапа. Сначала растворенный водород непрерывно извлекается из масла специально разработанным зондом, выполненным из капиллярных трубок. Затем, как только зонд будет заполнен и стабилизируется, начинается непрерывное измерение содержания водорода (и отображение в промилле) с помощью высокоточной технологии обнаружения водорода на основе температурной проводимости.



Содержание растворенной в трансформаторном масле воды непрерывно измеряется с помощью емкостного тонкопленочного датчика, погруженного непосредственно в циркулирующее масло. Содержание влаги может отображаться в промилле или в процентном соотношении.

Датчик Calisto расположен на трансформаторе, а масло циркулирует через устройство с помощью небольшого внутреннего насоса (скорость потока 60 мл/мин), расположенного внутри главного корпуса.

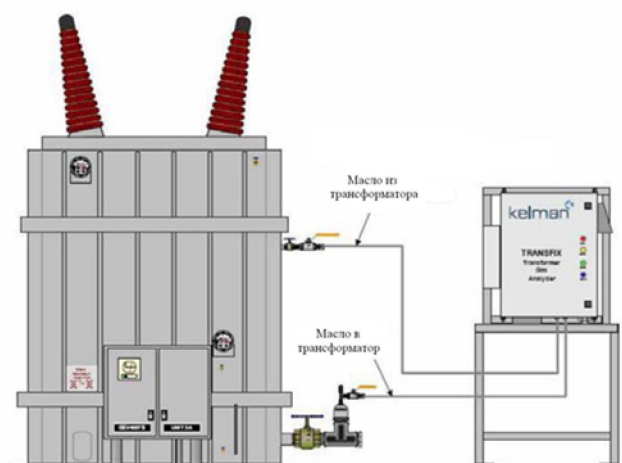
Для дополнительного анализа влагосодержания масла так же можно использовать отдельно устанавливаемый емкостный тонкопленочный датчик ММТ 318 (см. рис.). Датчик расположен в охлаждающем трубопроводе. Он подключен к масляному контуру через клапан или комби-фланец с датчиком Нудган.



- Газовый анализатор Transfix

Прибор используется для непрерывного анализа растворенных газов (АРГ). Он извлекает газы из трансформаторного масла и анализирует их состав по принципу фотоакустической спектроскопии. Измеряется содержание 8 газов (водород, метан, этан, этилен, ацетилен, окись углерода, двуокись углерода, кислород) и влагосодержание трансформаторного масла.

Все оборудование для проведения



АРГ установлено в корпус из нержавеющей стали со степенью защиты IP56 и подключается к трансформатору трубопроводами из нержавеющей стали. Для проведения анализа не требуется никаких дополнительных расходных материалов (газы-наполнители), анализ выполняется за 1 час. Встроенный микропроцессор с внутренней долговременной памятью позволяет хранить измеренные данные (10000 измерений) и осуществляет обмен данными между анализатором и системой мониторинга.

- Датчик давления масла во вводах трансформатора.

Пьезорезистивный датчик (см. рис.) измеряет относительное давление масла в высоковольтном вводе и сравнивает с показаниями датчиков, установленных в других фазах. Таким образом, можно устранить вариации давления вследствие изменений температуры и нагрузки и обнаружить утечку или потерю масла. Датчик давления располагается на манометре.

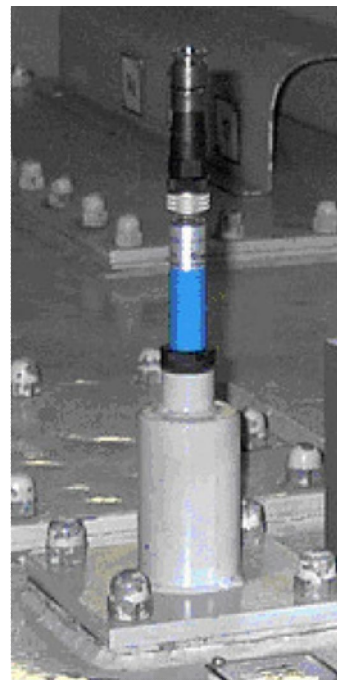


- Датчик уровня масла в расширителе трансформатора и РПН

Измерение уровня масла в целях обнаружения утечек выполняется ультразвуковым датчиком.

Ультразвуковые импульсы, испускаемые датчиком, отражаются от границы масла и воздуха и возвращаются в датчик. Датчик (см. рис.) вычисляет уровень масла по времени, прошедшему от передачи ультразвукового импульса до получения эха. Измеренное расстояние преобразуется в пропорциональный ему токовый сигнал и анализируется системой мониторинга.

Ультразвуковой датчик устанавливается на верхней крышке бака. Адаптер приваривается к нижней части бака и входит в комплект поставки датчика.



- Датчик Бухгольца

Состояние системы изоляции масляных трансформаторов контролируется главным образом с помощью газового реле. Этот прибор предназначен для обнаружения газообразных продуктов распада, выходящих из бака трансформатора во время работы, и оповещения о наличии газа.

Недостатком газового реле является то, что при возникновении предупреждающего или аварийного сигнала известно только, сколько газа в реле и когда его последний раз вентилировали. История выделения газа неизвестна. Газовое реле неспособно отличить длительную неисправность с невысокой энергией, такую как частичный разряд, от краткосрочной неисправности с высокой энергией, такой как местный перегрев.

Для эффективного анализа такого сорта неисправностей необходимо измерять скорость газообразования. Это и есть задача газового датчика Бухгольца, при этом защитная функция газового реле не затрагивается.

Датчик подсоединяется к вентиляционному отверстию газового реле.

Измерение количества газа выполняется с помощью поплавка, находящегося в датчике, и преобразователя положения. Положение поплавка преобразуется в токовый сигнал, пропорциональный уровню масла в датчике. Если система мониторинга показывает ноль мл, это означает, что датчик полностью заполнен маслом. Если система показывает 69 мл, датчик полностью заполнен газом. Если газ продолжает выделяться, он накапливается в газовом реле до тех пор, пока не генерируется предупреждение.



- Датчики контроля состояния РПН

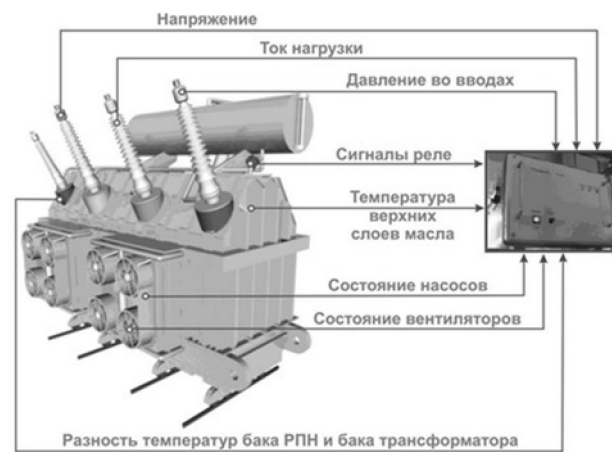
- Контроль температуры бака РПН (температуры масла) и сравнение ее с температурой бака трансформатора (датчик описан выше).
- Контроль частичных разрядов в баке РПН в интервалах между коммутациями (датчик описан выше).
- Регистрация виброграммы каждой коммутации, что позволяет оценивать наличие и длительность горения дуги в контакторе РПН (датчик описан выше).
- Регистрация мощности, потребляемой приводным электродвигателем в процессе каждой коммутации для получения информации о механическом состоянии РПН.
- Измерительный преобразователь активной мощности расположен в контрольном шкафу привода двигателя. Он устанавливается на входной стороне главного контактора (см. рис.).



Сравнительные характеристики систем диагностического мониторинга и эффективность внедрения

В настоящее время практически все системы мониторинга нацелены на оценку состояния изоляции как наиболее важного и наиболее подверженного разрушению элемента масляного трансформатора. Для этой цели используют оценку режима нагрузки трансформатора, контроль температуры наиболее нагретой точки, определение влагосодержания в бумажной изоляции, определения тангенса угла диэлектрических потерь.

Далее в списке приоритетов стоит контроль состояния системы охлаждения, с определением температуры верхних слоев масла, разницы температур масла на входе и выходе системы охлаждения, температуры окружающей среды, состояния маслонасосов и вентиляторов. Так очень же важным является возможность проведения системой анализа содержания газов в масле и интеграции в АСУ ТП ПС, что предполагает поддержку стандартных протоколов обмена данными.



Так же система может выполнять дополнительные функции, такие как управление системой охлаждения, измерение коэффициента нагрузки и т.д.

В таблице приведены сравнительные характеристики систем мониторинга отечественного и зарубежного производства:

Параметр	Система мониторинга (Производитель)				
	«MS3000» (AREVA)	«ШУМТ» (ВЭИ, г. Москва)	«TDM» (Вибро- Центр, г. Пермь)	«СКИТ» (СПбГПУ, г. Санкт- Петербург)	«Sterling Group» (Стерлинг Групп, Украина)
Температура верхних слоев масла	+	+	+	+	+
Работа системы охлаждения	+	+	+	+	+
Тангенс дельта	+	+	+	+	+
Концентрация газов в масле	+	+	+	+	+
Содержание влаги в изоляции	+	+	+	+	+
Состояние РПН	+	+	+	+	+
Токи и напряжения ВН, СН, НН	+	+	+	+	+
Давление во вводах	+	-	-	-	-
Частичные разряды в изоляции	+	-	-	+	+
Измерение температуры обмоток	+	-	-	-	-
Коэффициент нагрузки	+	-	-	-	-
Количество и скорость изменения количества газа в газовом реле	+	-	-	-	-
Вибрация бака, РПН	+	-	-	-	-
Уровень масла в расширителе и РПН	+	-	-	-	-
Интеграция в АСУ ТП ПС	+	+	+	+	+

Анализ проводимых разработок позволяет сделать вывод об их близких возможностях, однако существенное различие наблюдается в применении

математических моделей для оценки результатов мониторинга и интерпретации этих результатов.

Для эффективного внедрения и дальнейшего развития систем мониторинга необходимо менять идеологию их построения, и требования, предъявляемые к данным системам.

Большинство производителей, как российских, так и зарубежных разработали системы с учетом того, что оперативный персонал имеет квалификацию эксперта-диагноста и способен по текущей диагностической информации от системы делать какие-то заключения о состоянии эксплуатируемого оборудования для последующего принятия решения.

В действительности получается так, что на оперативный персонал ложится дополнительная нагрузка по непрерывному контролю текущих параметров контролируемого трансформатора, не представляющих для него диагностическую ценность в связи с отсутствием соответствующей квалификации.

Стоимость системы мониторинга и ее монтажа такова, что на деньги, затрачиваемые на поставку и установку одной системы мониторинга, можно выполнить комплексное обследование до 4 – 8 трансформаторов.

По этой причине системами диагностического мониторинга целесообразно оснащать трансформаторы мощностью свыше 25 МВА с загрузкой более 50%, установленные на крупных узловых подстанциях и/или питающих ответственных потребителей. Дополнительной причиной, по которой на трансформаторе монтируется стационарная система мониторинга и диагностики, может служить создание АСУ ТП ПС.

В этом случае стоимость установки системы мониторинга будет составлять не более 3-7 % от стоимости трансформатора.

Так как система мониторинга построена по модульному принципу, то возможно использование отдельных ее компонентов для контроля только требуемых параметров. Прежде всего речь идет о наиболее информативных приборах для контроля состояния трансформаторного оборудования - приборах газового анализа масла и оценки влагосодержания в нем (Transfix, Calisto, Hydran и т.п.). При этом с точки зрения экономической обоснованности такими устройствами целесообразно оснащать старое трансформаторное оборудование, находящееся на учащенном контроле и оборудование, установленное в закрытых РУ и подверженное повышенному тепловому воздействию.

Для максимально эффективного использования системы диагностики необходимо провести большую подготовительную работу – определить перечень диагностируемого оборудования, контролируемые параметры и используемые средства диагностики в зависимости от критичности состояния оборудования, подготовить квалифицированный персонал. Только после этого может быть принято решение о внедрении системы диагностического мониторинга трансформаторного оборудования с обязательным технико – экономическим обоснованием.