

Капитальный ремонт трансформатора

Задание

I. Тема КР: Капитальный ремонт трансформатора

II. Содержание:

Введение

1. Номенклатура и объем типовых работ при капитальном ремонте

2. Проект организации капремонта

3. Способы и схемы обнаружения основных неисправностей
ремонтируемого объекта

Заключение

Содержание

Введение

1. Номенклатура и объем типовых работ при капитальном ремонте
2. Проект организации капитального ремонта
3. Способы и схемы обнаружения основных неисправностей ремонтируемого объекта

Заключение

Список использованной литературы

Введение

Заданием на курсовую работу является капитальный ремонт силового трансформатора ТМ-1000/35. Трансформатор – это статическое электромагнитное устройство с несколькими индуктивно связанными обмотками, предназначенное для преобразования посредством электромагнитной индукции переменного тока одного напряжения в переменный ток другого напряжения. Передача электрической энергии с одной обмотки трансформатора на другую осуществляется с помощью электромагнитного поля. Различают силовые и измерительные трансформаторы.

Классификацию трансформаторов можно произвести по нескольким признакам:

- По назначению трансформаторы разделяют на силовые общего и специального применения. Силовые трансформаторы общего применения используются в линиях передачи и распределения электроэнергии. Для режима их работы характерна частота переменного тока 50 Гц и очень малые отклонения первичного и вторичного напряжений от номинальных значений. К трансформаторам специального назначения относятся силовые специальные (печные, выпрямительные, сварочные, радиотрансформаторы), измерительные и испытательные трансформаторы, трансформаторы для преобразования числа фаз, формы кривой ЭДС, частоты и т.д. .

- По виду охлаждения – с воздушным (сухие трансформаторы) и – масляным (масляные трансформаторы) охлаждением.

- По числу фаз на первичной стороне – однофазные и трёхфазные.

- По форме магнитопровода – стержневые, броневые, тороидальные. .

- По числу обмоток на фазу – двухобмоточные, трёхобмоточные, многообмоточные (более трёх обмоток).

- По конструкции обмоток – с концентрическими и чередующимися (дисковыми) обмотками. Силовой трансформатор используется для

преобразования электрической энергии при непосредственном питании приемников энергией высокого или низкого напряжения неизменной частоты. Стандартными номинальными линейными напряжениями электрических сетей переменного тока до 1000В являются (ГОСТ 21128-83):6, 12, 27, 40, 60, 110, 120, 220, 380, 660В, выше 1000В (ГОСТ 721-77):6, 10, 20, 35, 110, 220, 330, 500, 750, 1150кВ. Передача электроэнергии на большие расстояния осуществляется, как известно, при высоких напряжениях с целью уменьшения потерь в передающих сетях и сечения проводов линий электропередач. В местах потребления электроэнергии ее напряжение с помощью трансформаторов понижается до требуемого значения.

1. Номенклатура и объем типовых работ при капитальном ремонте

Капитальные и текущие ремонты трансформаторов проводятся в соответствии с "Положением о периодичности ремонтов электрооборудования электрических станций и подстанций Белорусской энергосистемы", приведенном в таблице 2.1.

Таблица 1.1

Периодичность ремонтов силовых трансформаторов.

| Класс напряжения и мощность трансформатора | Капитальный ремонт | | средний | текущий |
|--|----------------------------|---|---------|----------------|
| | После ввода в эксплуатацию | очередной | | |
| Напряжением 220 кВ и выше | Через 18 лет | По мере необходимости, по результатам испытаний и состоянию | - | 1 раз в год |
| Напряжением 110 кВ, мощностью 125 МВА и выше | | | | |
| Основные трансформаторы СН электростанций напряжением 110 кВ | | | | |
| Трансформаторы напряжением 110 кВ и трансформаторы с РПН | По мере необходимости | | | 1 раз в 2 года |
| остальные | По мере необходимости | | | |

Примечания:

1. Через 12 лет после ввода в эксплуатацию для трансформаторов мощностью 63 МВА и выше выполнять измерения Z_k . При отклонении значения Z_k более чем на 3% от полученных при вводе в эксплуатацию или более чем на 5% от вычисленных по паспорту трансформатор необходимо выводить в капитальный ремонт.

2. Внеочередной ремонт и испытания РПН проводятся после выполнения числа операций переключения, указанных в заводских инструкциях.

Технология производства капитального ремонта трансформаторов мощностью до 80 МВА напряжением 35-220 кВ приведена в руководящем

документе: "Технологическая инструкция по капитальному ремонту трансформаторов 35-20 кВ мощностью до 80000 кВА." (ВПО Союзэнергоремонт, ЦКБ, Э 601).

Таблица 1.2

Нормы простоя трансформаторов в ремонте.

| Мощность трансформатора | Класс напряжения | Простой в ремонте, календарных суток | |
|---|------------------|--------------------------------------|----------------|
| | | Капитальный ремонт | Текущий ремонт |
| До 16000 кВА включительно | 110 | 16 | 2 |
| Свыше 16000 до 25000 кВА включительно | 220 | 22 | 3 |
| | 110 | 18 | 2 |
| Свыше 25000 до 40000 кВА включительно | 220 | 26 | 3 |
| | 110 | 22 | 3 |
| Свыше 40000 до 80000 кВА включительно | 220 | 30 | 3 |
| | 110 | 26 | 3 |
| Свыше 80000 до 160000 кВА включительно | 330 | 38 | 6 |
| | 220 | 34 | 4 |
| | 110 | 30 | 4 |
| Свыше 160000 до 250000 кВА включительно | 330 | 42 | 8 |
| | 220 | 38 | 7 |
| | 110 | 34 | 4 |
| Свыше 250000 до 400000 кВА включительно | 750 | 50 | 11 |
| | 330 | 46 | 9 |
| | 220 | 42 | 8 |
| | 110 | 38 | 5 |

Примечания:

Продолжительность ремонта приведена исходя из односменной работы.

Продолжительность работы не включает время, необходимое для сушки активной части.

Капитальные ремонты трансформаторов имеют целью главным образом производство внутренней очистки, осмотр и восстановление креплений обмоток, и приведение в порядок контактов переключателей ответвлений. Внутреннее вскрытие трансформатора, необходимое для капитального ремонта, является трудоемкой работой, особенно при значительном весе

выемной части трансформатора: оно требует транспортировки трансформатора к крану или лебедке подъемного устройства, а при отсутствии на территории подстанции грузоподъемных устройств – перевозки трансформатора в центральную ремонтную мастерскую. В целях упрощения внутреннего осмотра широко применяют осмотр выемной части без ее подъема из бака на месте установки трансформатора. Такой осмотр может производиться после спуска масла через лаз, имеющийся в крышке очень мощных трансформаторов.

До начала капитального ремонта необходимо выполнить комплекс диагностических испытаний и измерений с целью уточнения объема работ:

термографическое обследование бака трансформатора, термосифонных фильтров, охладителей, вентиляторов, маслонасосов, вводов и др. составных частей;

вибродиагностическое обследование для определения степени прессовки обмоток магнитопровода, состояния подшипников маслонасосов, вентиляторов;

измерить ток и потери холостого хода;

определить изоляционные характеристики;

измерить сопротивление обмоток постоянному току;

провести испытания вводов;

снять характеристики РПН (угловые и временные параметры, крутящий момент);

выполнить анализ масла из бака трансформатора по показателям в соответствии с "Нормами и объемом испытаний электрооборудования Белорусской энергосистемы", в том числе на наличие фурановых соединений.

Кроме того, необходимо провести тщательный внешний осмотр, составить опись внешних дефектов, подлежащих устранению при ремонте (течи арматуры, неплотности фланцев, течи в сварных швах, нарушения армировки изоляторов), перекатить трансформатор на ремонтную площадку (при необходимости), слить масло из бака расширителя, проверив при этом

правильность показания маслоуказателей, демонтировать вводы, выхлопную трубу, радиаторы, расширитель и др., разболтить и снять крышку или верхнюю часть бака.

Капитальный ремонт производится в следующем объеме:

1. Демонтаж и транспортировка трансформатора на ремонтную площадку;
2. Вскрытие трансформатора и осмотр активной части;
3. Ремонт магнитопровода, обмоток (подпрессовка расчетными усилиями), переключателей ПБВ, устройств РПН и отводов;
4. Ремонт крышки (или "колокола"), расширителя, выхлопной трубы (проверка целостности уплотнения мембраны), радиаторов, термосифонных и адсорбционных фильтров (смена сорбента), воздухоосушителя, кранов, задвижек;
5. Ремонт вводов, газового реле, предохранительного и отсечного клапанов;
6. Ремонт системы охлаждения;
7. Очистка и окраска бака;
8. Очистка или замена масла;
9. Проверка азотной или пленочной защиты (при наличии);
10. Сушка изоляции (при необходимости);
11. Сборка трансформатора с заменой уплотнений;
12. Проверка газового реле и реле уровня масла, предохранительных и отсечных клапанов;
13. Проведение установленных измерений и испытаний и пробное включение трансформатора на холостой ход;
14. Отдельно необходимо сказать об устройстве РПН, которым снабжен трансформатор ТРДН-40000.

Устройство для регулирования напряжения под нагрузкой представляет собой достаточно сложный комплекс переключателей, привода, автоматики, содержащий ряд элементов, изнашивающихся в процессе работы. В наиболее

трудных условиях находится корпус с контакторами, в котором может образоваться значительное количество осадков, в частности от обуглероженного масла при разрыве и гашении дуги. Полость корпуса с контакторами загрязняется в меньший промежуток времени, чем изнашиваются контакты контакторов и детали устройства привода. Ввиду большого числа типов переключателей и относительно непродолжительного срока их эксплуатации указать определенные сроки и периодичность их ремонта пока не представляется возможным. Основным показателем является анализ масла из корпуса переключателей для проверки электрической прочности и загрязненности.

Корпус с контакторами выполняется так, что его масло герметически отделено от масла трансформатора. Он имеет отдельное газовое реле или реле давления, отдельный кран для отбора проб, свою защиту от повышения давления. Доступ в корпус контакторов не требует вскрытия бака трансформатора.

Капитальный ремонт устройства РПН производится при каждом капитальном ремонте трансформатора и, кроме того, по мере необходимости, выявленной при текущих ремонтах РПН.

2. Проект организации капитального ремонта

Ремонтная документация

-Ремонт оборудования электростанций производится в соответствии с требованиями нормативно-технической и технологической документации.

При ремонте должны выполняться требования нормативных документов Госгортехнадзора, предписаний Госэнергоинспекции Республики Беларусь, Правил Госнадзора по охране природы, пожарной безопасности и др., требования эксплуатационных и противоаварийных циркуляров, информационных сообщений и писем заводов-изготовителей оборудования.

-Нормативно-техническая и технологическая документация на ремонт

оборудования должна соответствовать требованиям государственных стандартов, нормативных документов Госгортехнадзора, стандартов и руководящих документов, действующих в отрасли, правил, норм и инструкций по безопасности труда.

-К нормативно-технической документации относятся действующие в отрасли стандарты, технические условия на ремонт, руководства по ремонту, ПТЭ, методические указания, нормы, правила, инструкции, эксплуатационные характеристики.

Если в НТД приводятся ссылки на другие технические документы, то требования последних обязательны к выполнению при ремонте.

-При ремонте должны выполняться требования конструкторских, эксплуатационных и ремонтных документов, поставляемых в комплекте с новым оборудованием заводами-изготовителями. Комплектность конструкторских ремонтных документов, которые должны разрабатываться заводами-изготовителями и организациями отрасли.

-При ремонте оборудования могут использоваться ремонтные чертежи. Допускается применение ремонтных эскизов.

-Разработка ремонтной документации организуется электростанцией с привлечением, при необходимости, по договору конструкторских и конструкторско-технологических организаций и ремонтных предприятий.

-При отсутствии нормативно-технической и технологической документации ремонт должен производиться в соответствии с требованиями рабочей конструкторской документации (чертежи, инструкции и др.) заводов-изготовителей оборудования, а также ранее разработанной действующей ремонтной документации.

-Для обеспечения планирования, подготовки и выполнения ремонтов, приемки оборудования из ремонта, учета и отчетности, кроме указанной выше документации, применяется организационно-распорядительная документация: планы, графики, ведомости, протоколы и др.

Подготовка к ремонту оборудования

-Подготовка к ремонту оборудования – это разработка и выполнение комплекса организационно-технических мероприятий, которые обеспечивают высокое качество ремонтных работ, выполнение их в установленные сроки, оптимальные трудовые и материальные затраты.

Разработка мероприятий и сроки их выполнения предусматриваются в планах подготовки к ремонту оборудования.

-Организационно-техническая подготовка ремонта является важнейшей функцией, обеспечивающей планомерное и эффективное выполнение ремонтных работ, высокое качество отремонтированного оборудования и осуществляется отделом подготовки ремонта электростанции (группами подготовки в составе основных цехов).

-Электростанции с участием ремонтных предприятий и организаций разрабатывают:

перспективный план подготовки к ремонту в предстоящем пятилетии после утверждения перспективного графика ремонта, модернизации оборудования;

годовой план подготовки к ремонту после согласования и утверждения годового графика ремонта, но не позднее 15 ноября года, предшествующего планируемому;

план подготовки к ремонту установки после согласования и утверждения ведомости объема ремонта, но не позднее, чем за 2 месяца до начала ремонта.

Ремонтные предприятия и организации разрабатывают при необходимости собственные планы подготовки к ремонту в соответствии с планами электростанций, принятыми к исполнению объемами работ и согласованным участием в материально-техническом обеспечении ремонтных работ.

Перечень основных направлений, по которым разрабатываются организационно-технические мероприятия, включаемые в перспективный, годовой план и план подготовки к ремонту установки.

-Если в объем капитального ремонта оборудования включаются сложные и трудоемкие специальные работы или в период капитального ремонта оборудования планируется выполнение работ по модернизации, то подготовка к капитальному ремонту может быть начата в году, предшествующему планируемому, а при необходимости и в более ранние сроки. При этом наиболее трудоемкие подготовительные работы, требующие значительной численности ремонтного персонала, должны заканчиваться к началу ремонтной кампании планируемого года.

-Ведомость объема ремонта установки электростанция передает на согласование исполнителям ремонта не позднее чем за 3 месяца до начала капитального (среднего) ремонта. Ведомость объема ремонта должна содержать перечень планируемых ремонтных работ по каждой составной части установки.

-При составлении ведомости объема ремонта учитываются объем и периодичность ремонтов, нормы и нормативы на выполнение плановых ремонтов оборудования, требования руководящих документов (противоаварийных, эксплуатационных циркуляров и др.), данные о повреждаемости конкретного оборудования и его составных частей, причин ремонта, повторяемости дефектов, показатели надежности аналогичного оборудования, данные предремонтных испытаний оборудования, результаты определения фактического технического состояния оборудования, мероприятия по сокращению разрыва мощности, выполнение мероприятий из актов расследования аварий, карт отказов в работе.

-Уточнение с исполнителями объема ремонтных работ должно быть завершено не позднее чем за 2 месяца до начала ремонта, после чего ведомость объема ремонта утверждается главным инженером Заказчика.

После утверждения ведомости объема ремонта изменения в нее могут вноситься по результатам испытаний до ремонта и дефектации оборудования, окончание которой, как правило, должно предусматриваться сетевым графиком ремонта в первой половине плановой продолжительности ремонта,

также могут вноситься требования директивных документов, если они доведены до исполнителей не позднее 2 месяцев, предшествующих ремонту.

Все изменения объема ремонта согласовываются с исполнителями ремонтных работ и утверждаются главным инженером электростанции.

-За 15 дней до начала ремонта:

1) электростанции, ремонтные предприятия и организации проводят проверку выполнения подготовительных работ в соответствии с планом подготовки к ремонту и составляют акт, а также графики окончания незавершенных работ.

Электростанция передает руководителю ремонта конструкторско-технологическую документацию, формуляры, акты по сдаче и приемке установки, а также другую техническую документацию, которой не располагают ремонтные предприятия и организации,

2) каждое ремонтное предприятие и организация, участвующие в ремонте:

определяют состав бригад (участков) по ремонту отдельных узлов (систем) оборудования по численности, квалификации и профессиям в соответствии с сетевым графиком ремонта. При этом должна быть обеспечена полная занятость рабочих в течение установленных графиком сроков производства работ, определена форма оплаты труда ремонтного персонала с учетом прогрессивных методов организации труда и стимулирования персонала;

назначают руководителей работ по ремонту отдельных видов оборудования в соответствии с объемом работ, принятым по договору;

проверяют удостоверения сварщиков, стропальщиков, крановщиков, дефектоскопистов и лиц других специальностей на право выполнения работ при ремонте оборудования;

3) электростанция назначает ответственных представителей для участия в дефектации, подготовке технических решений, контроле качества, приемке из ремонта узлов и систем оборудования и лиц, ответственных за

материально-техническое обеспечение.

-Общее руководство ремонтом и координацию действий всех ремонтных предприятий и организаций, принимающих участие в ремонте, осуществляет заместитель главного инженера электростанции по ремонту или лицо, специально назначенное для этого электростанцией.

В отдельных случаях, исходя из местных условий, по согласованию сторон, общий руководитель ремонта может быть назначен от ремонтной организации, что оформляется совместным приказом по электростанции и ремонтной организации.

О произведенных назначениях электростанция и исполнители ремонта информируют друг друга письменно.

Лицо, осуществляющее общее руководство ремонтом, не может быть руководителем работ по общему наряду. Руководителем работ по общему наряду назначается лицо, согласно Правил техники безопасности по эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей.

-Не позднее чем за 10 дней до начала ремонта составляется акт готовности электростанции, ремонтных предприятий и организаций к ремонту и направляется в энергосистему.

"Акт готовности" составляет электростанция с обязательным привлечением к нему ремонтных предприятий (организаций), с представлением им одного экземпляра "Акта".

-При установлении неподготовленности к ремонту вопрос о сроке начала ремонта, его продолжительности и объеме ремонтных работ решается вышестоящими организациями.

При принципиальных разногласиях между электростанцией и ремонтным предприятием о готовности оборудования к выводу в ремонт электростанция немедленно сообщает об этом в энергосистему и в вышестоящую организацию ремонтного предприятия, которое принимает совместные решения.

-До начала ремонтных работ производственные бригады должны быть ознакомлены с общим объемом работ, сроком ремонта и сетевым графиком, задачами, стоящими перед каждой бригадой, схемой управления ремонтом, организацией инструментального и материально-технического обеспечения, организацией уборки рабочих мест и конструкций оборудования, транспортировки мусора и отходов, системой оплаты и стимулирования труда, мероприятиями по безопасности труда, противопожарными мероприятиями и т.д.

3. Способы и схемы обнаружения основных неисправностей ремонтируемого объекта

Многие неисправности трансформаторов обнаруживаются в процессе эксплуатации, особенно у трансформаторов находящихся под постоянным наблюдением дежурного персонала.

Наиболее частыми являются следующие неисправности:

пожар стали;

витковые замыкания;

механическое разрушение изоляции;

обрывы заземлений магнитопровода;

нарушение целостности соединительных шин;

неудовлетворительное состояние выводов;

неудовлетворительный цвет и уровень (течь) масла.

Пожар стали.

Наиболее серьезная неисправность трансформаторов возникает при повреждении магнитопровода ("пожар стали"), вследствие нарушения изоляции между отдельными листами стали и стягивающими их болтами. В стыковых магнитопроводах причиной аварий бывает нарушение изоляции в стыках между ярмом и стержнями. Местные нагревы стали магнитопровода, возникают в результате разрушения или износа изоляции стяжных болтов,

повреждения междулистовой изоляции и плохого контакта электрических соединений.

Витковые замыкания.

Междувитковые замыкания в обмотках и секционные пробой и замыкания возникают при толчкообразных нагрузках или коротких замыканиях и в результате деформации секций от механических усилий при токах короткого замыкания и при повреждении изоляции трансформатора от атмосферных перенапряжений.

Наиболее распространенные повреждения обмотки – замыкания между витками и на корпус, междусекционные пробой, электродинамические разрушения, обрыв цепи. Перечисленные повреждения происходят в результате естественного износа изоляции, нарушения ее механической прочности при сроке работы выше 15 лет. Изоляция разрушается также при длительных перегрузках трансформатора, сопровождаемых перегревом обмоток (около 105°C).

При дефектации обмоток для определения виткового замыкания в настоящее время применяют приборы конструкции Порозова – искатель, питатель и индикатор. Искатель представляет собой многовитковую катушку (рис. 3.1,а), одетую на П-образный сердечник – для определения места виткового замыкания. Секционный искатель С-образный сердечник, концы которого разделены узкой щелью – щелевой искатель (рис. 3.1, б). Питатель выполняют в двух вариантах: с П-образным сердечником, аналогично секционному искателю, но с более мощной катушкой и кнопкой в торце для кратковременного включения (рис. 3.1, в) или в виде стержневой конструкции, представляющей собой длинный стержень со сплошной намоткой по всей длине. Индикатор (рис. 3.1, г) состоит из микроамперметра, смонтированного в одном корпусе с выпрямителем, усилителем и регулятором чувствительности. Замыкание в секционных однопроводных обмотках (по вертикали) выявляют таким образом.

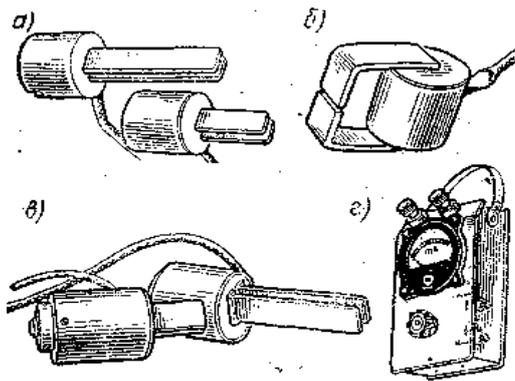


Рис 3.1. Прибор конструкции Порозова – искатель, питатель и индикатор.

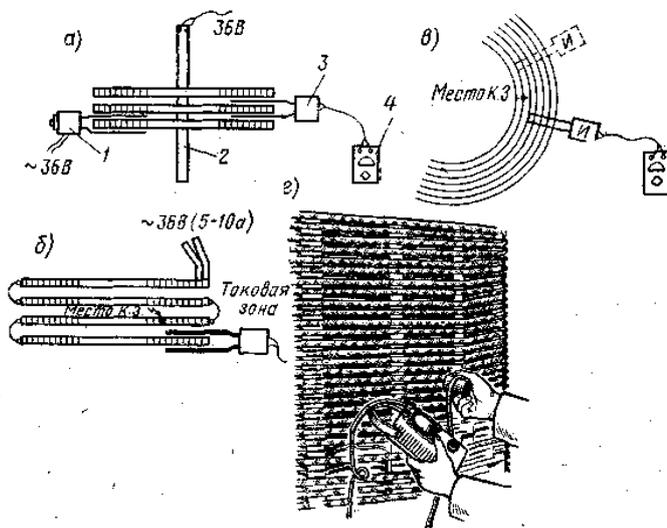


Рис. 3.2. Определение места замыкания витков в обмотках силовых трансформаторов при помощи приборов конструкции Порозова: 1 – секционный питатель; 2 – стержневой питатель; 3 – искатель; 4 – индикатор

Включают стержневой питатель 2 (рис. 3.2, а) в сеть напряжением 36, 120 или 220 В и вставляют его в проверяемую обмотку, как показано на рисунке, затем с противоположной питателю стороны поочередно проверяют каждую секцию искателем 3. При витковом замыкании стрелка прибора резко отклоняется. Чтобы точно определить место замыкания в радиальном направлении (рис. 3.2, б), медленно вставляют искатель в соседнюю с поврежденной секцию, следя за показаниями прибора, которые увеличиваются и достигают наибольшего значения, когда концы искателя

оказываются над замкнутыми витками. Зная глубину погружения искателя и ширину витков обмотки, определяют, какой по счету виток является замкнутым. Прибор позволяет определить место замыкания витков в обмотках любого диаметра. При проверке цилиндрической однослойной обмотки по ней пропускают переменный ток (5—10 А) от любого источника, позволяющего регулировать напряжение, а затем перемещают щелевой искатель по горизонтали обмотки вдоль витков от ее начала по направлению к концам, присоединенным к источнику питания (рис. 3.2, в). Двухслойные обмотки проверяют в той же последовательности, что и секционные.

Механическое разрушение изоляции.

При сквозных токах коротких замыканий вследствие динамических усилий наблюдается деформация обмоток, сдвиг их в осевом направлении и, как правило, механическое разрушение изоляции. Отгорание выводных концов, электродинамические усилия, небрежное соединение концов вызывают обрыв цепи обмоток, замыкание их на корпус или пробой с выходом трансформатора из строя.

Обрывы заземления магнитопровода.

Обрывы заземления магнитопровода также приводят к повреждению трансформатора, поэтому все металлические части магнитопровода, кроме стяжных шпилек, соединяют с баком трансформатора, который надежно заземлен полоской луженой жести или латуни толщиной 0,5 мм и шириной 25— 30 мм. Способы заземления магнитопровода зависят от его конструкции. Это соединение может быть выполнено перемычкой между вертикальным прессующим болтом и болтом, крепящим крышку к баку трансформатора. При ремонте трансформатора следят за исправностью описанного заземления.

Нарушение целостности соединительных шин.

Оценка состояния контактных соединений шин производится методом сравнения падения напряжения от переменного тока на участке с контактным соединением и падением напряжения от тока того же значения на целом

участке шин такой же длины, не имеющего контактного соединения (рис.4.3)-графического материала. В качестве источника тока используется нагрузочный трансформатор, которым может служить трансформатор безопасности напряжения 220/12 В. В качестве милливольтметра, используется электромагнитный милливольтметр с возможно меньшими пределами измерений. Контактное соединение считается удовлетворительным, если падение напряжения на участке с соединением (или ответвлением) отличается от падения напряжения на целом участке шины (провода) не более чем на 20 %. В противном случае соединение (или ответвление) бракуется и требует переделки.

Более широко используется в этом случае метод моста.

Оценка состояния контактных соединений ошинок по значению сопротивления постоянному току или методом сравнения падений напряжения не является достаточной. Результаты измерения в обоих случаях могут быть удовлетворительными при неполной поверхности соприкосновения контактов, что недопустимо. Удовлетворительное состояние контакта по всей его поверхности обеспечивается лишь соблюдением технологических требований и технических условий на монтаж и приемку соединительной и ответвительной арматуры.

Согласно требованиям Норм измерение переходного сопротивления болтовых контактных соединений у соединительных шин на ток 1000 А и более производится выборочно (2—3 %). У сварных контактных соединений переходные сопротивления не измеряются, соединения бракуются только при наличии пережогов или усадочных раковин на глубину более $\frac{1}{3}$ диаметра провода. Опрессованные контактные соединения бракуются только при несоответствии геометрических размеров требованиям инструкций по монтажу, при наличии трещин, признаков коррозии и механических повреждений, а также кривизны, превышающей 3 % длины и несимметричного расположения стального сердечника.

Неудовлетворительное состояние выводов.

Основные неисправности выводов трансформаторов: трещины, сколы и разрушения изоляторов в результате атмосферных перенапряжений, наброса металлических предметов или попадания животных на трансформатор, что приводит к междуфазному короткому замыканию на выводах, загрязнения изоляторов, некачественная армировка и уплотнение, срыв резьбы стержня при неправильном навинчивании и затягивании гайки.

Эти неисправности устраняют путем переармировки фарфоровых изоляторов, изготовлением и установкой новых токоведущих стержней взамен испорченных, клейкой изоляторов или заменой выводов новыми. На новый стержень, изготовленный по размерам заменяемого, навинчивают стальной или бронзовый колпак и закрепляют его контргайкой. С внутренней стороны колпак приваривают к стержню газовой сваркой, предварительно нагрев их в газовой камерной печи или другим доступным методом до температуры 600— 700° С. Качество сварки проверяют на специальном приспособлении сжатым воздухом.

После сварки нарезную часть стержня лудят гальваническим способом и качество сварки подвергают вторичному испытанию. Затем стержень с приваренным к нему колпаком закрепляют в тисках.

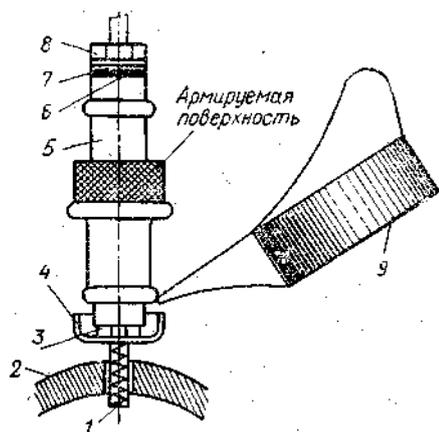


Рис. 3.4. Способ армирования вывода: 6—10 кВ внутренней установки:
 1 – стержень; 2 – тиски; 3 – резиновая прокладка; 4- колпак; 5 – изолятор; 6 – картонная шайба; 7 – стальная шайба; 8 – гайка; 9 – заливочный ковш

Внутри колпака вкладывают резиновую прокладку 3, фарфоровый изолятор верхней частью вставляют в колпак и сверху на стержень надевают электрокартонную и металлическую шайбы 7, которые затягивают гайкой 8. Колпак заливают замазкой, которую после застывания покрывают нитроэмалью 624С. В качестве армировочных цементирующих замазок для изоляторов напряжением до 10 кВ применяют глетоглицериновую и портландцементную замазки.

Выводы испытывают давлением масла, которое устанавливают при проверке кожуха трансформаторов на герметичность. Стенд испытаний представляет собой набор сварных металлических бачков с заплечиками, в которых предусмотрены отверстия для крепления крышек и фланцев изоляторов. К бачкам через пробковые краны присоединен маслонапорный трубопровод. Всю установку монтируют на раме над противнем из листового железа. Маслонапорная труба через пробковый кран шлангом соединена с напорным масляным бачком емкостью 30 л, расположенным на стене на высоте 4 м. На соответствующем бачке через резиновую прокладку устанавливают испытуемый изолятор, открывают пробковый кран бачка, а затем открывают и общий кран. Изолятор находится под давлением масла 24 ч, Армировка считается хорошей, если за это время через нее не будет течь

масло.

Неудовлетворительный цвет и уровень (течь) масла.

Темный цвет масла может указывать на то, что масло становится старым и первая стадия тому – образование осадка. Внешний вид может указывать на наличие свободной воды, различных загрязнений.

Запах может указывать на электрическую дугу, которая вызывает крекинг масла.

Повышение температуры масла может привести к вспышке масла. Температура вспышки для масла определяется из соображений безопасности. Для трех классов масел по определению МЭК 296 указаны следующие температуры вспышки.

Класс 1 – $\geq 140^{\circ}\text{C}$, класс 2 – $\geq 130^{\circ}\text{C}$, класс 3 – $\geq 95^{\circ}\text{C}$.

Для определения температуры вспышки МЭК использует метод Мортене-Пенского в закрытом тигле. Температура вспышки зависит от легкой части масла и отличается повышенной чувствительностью к загрязнению от более легких масел.

Нарушение прочности сварных швов и недостаточная плотность прокладки между баком и крышкой вызывает течь масла из бака. Устраняют течь масла сваркой, а небольшие волосяные трещины ликвидируют чеканкой. Материалом для покрышечного уплотнения служит маслоупорная резина марок С-90 и М-14 и пробковая прокладка; в отдельных случаях применяют картон неэлектрический, хлопчатобумажную или пеньковую веревку, асбестовый шнур. Прокладка из листового материала (клингерита, резины и пробкового листа) состоит из отдельных частей, которые соединены клеем или лаком.

Заключение

В данной курсовой работе была спроектирована организация проведения капитального ремонта трансформатора ТРДН-40000-110.

Была разработана номенклатура и объем типовых работ, проект организации, способы и схемы обнаружения неисправностей, послеремонтные испытания согласно действующим ПУЭ и ПТЭ.

Список использованной литературы

1. П.Г. Грудинский, Г.С. Сафразбекян, Л.А. Смирнов. Техническая эксплуатация электрической части станций и подстанций. М., Госэнергоиздат, 1961, с 560.
2. П.Г. Грудинский, С, А, Мандарькин, М.С. Улицкий. Техническая эксплуатация основного оборудования станций и подстанций. М., Энергия, 1974.
3. Инструкции по организации ремонта энергетического оборудования электростанций и подстанций. М., СЦНТИ, 1975.
4. Э. С, Мусаэлян. Наладка и испытания электрооборудования станций и подстанций. М, Энергия, 1979.
5. Зюзин А.Ф., Поконов Н.З., Вишток А.М.
Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования промышленных предприятий и установок. М., "Высшая школа", 1980.
6. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей 4-е изд. М., Энергоатомиздат, 1986.
7. Правила устройства электроустановок 6-е изд. М., Энергоатомиздат, 1986.
8. Инструкция по эксплуатации трансформаторов в Белорусской энергосистеме. СТП-09110.46.500-05., Минск, 2006.