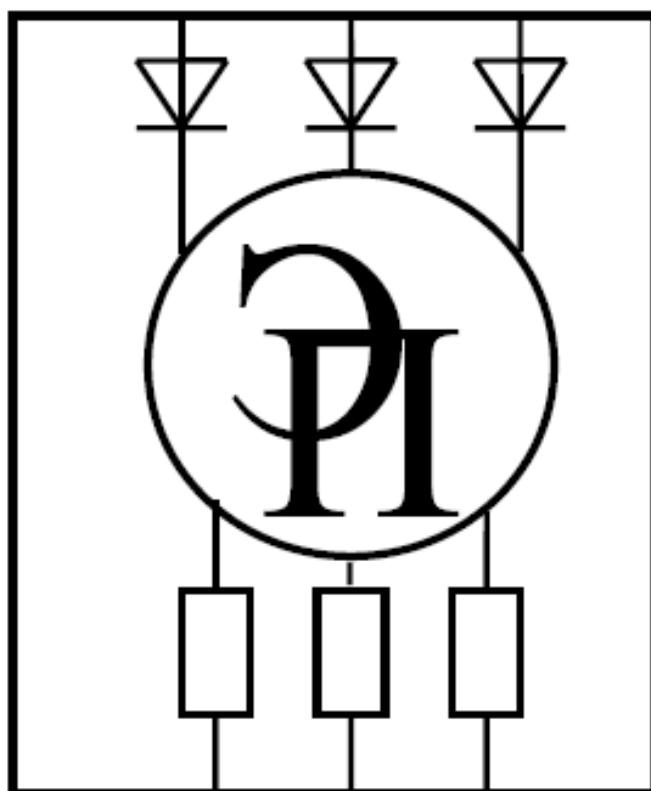


**Министерство образования Республики Беларусь
Министерство образования Российской Федерации
ГУВПО «БЕЛОРУССКО-РОССИЙСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ»**

Кафедра «Автоматизированный электропривод»



“Электрообеспечение промышленных и транспортных установок”

Методические указания к лабораторной работе № 7
**“ПРОФИЛАКТИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ
ИЗОЛЯЦИИ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО
ТРАНСФОРМАТОРА”**

Для студентов специальности 53.01.05
“Автоматизированный электропривод”

Могилёв

УДК 658.26:621.32

Разработал к.т.н., доцент Селиванов А.В.

Электрообеспечение промышленных и транспортных установок:
методические указания к лабораторной работе № 7 **“ПРОФИЛАКТИЧЕСКИЕ
ИСПЫТАНИЯ ИЗОЛЯЦИИ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО
ТРАНСФОРМАТОРА”**

Методические указания предназначены для студентов специальности
53.01.05 “Автоматизированный электропривод” изучающих дисциплину
“Электрообеспечение промышленных и транспортных установок”

Методические указания обсуждены на заседании кафедры «Электропривод и
АПУ» и рекомендованы к использованию в учебном процессе специальности
53.01.05.

Электрообеспечение промышленных и транспортных установок

Составление к.т.н., доцент Селиванов А.В.

ПРОФИЛАКТИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ ИЗОЛЯЦИИ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Цель работы: знакомство с методами профилактических испытаний и приборами для испытания изоляции высоковольтного трансформатора.

Краткие сведения

В процессе эксплуатации в изоляции электрических аппаратов возникают дефекты (увлажнение, загрязнение, возникновение трещин, воздушных включений и т.д.), постепенно приводящие к необратимому ухудшению свойств и характеристик изоляции, т.е. к старению изоляции.

Старение электрической изоляции может быть разделено на следующие четыре категории:

1. Химическое – изменение химических свойств и структуры материала, образование новых продуктов под действием влаги, кислорода, озона и т.п.

2. Термическое – изменение свойств материала под действием высоких температур, а также вследствие местных объёмных перегревов диэлектрическими потерями.

3. Механическое – потеря механической прочности под действием ударов, гололёда, динамических усилий при коротких замыканиях.

4. Электрические – уменьшение электрической прочности под действием длительно приложенного рабочего напряжения.

Процесс образования дефектов и разрушения изоляции протекает вначале весьма медленно, на последних стадиях имеет скачкообразный характер и заканчивается пробоем изоляции.

Для характеристики состояния изоляции составляется схема замещения; отклонение в величинах тех или иных элементов схемы позволяет определить характер возникающих в изоляции дефектов при помощи различных методов профилактических испытаний. Элементарная схема замещения изоляции приведена на рисунке 1. Она состоит из четырех ветвей, определяющих основные характеристики изоляции.

Схема замещений гирлянды

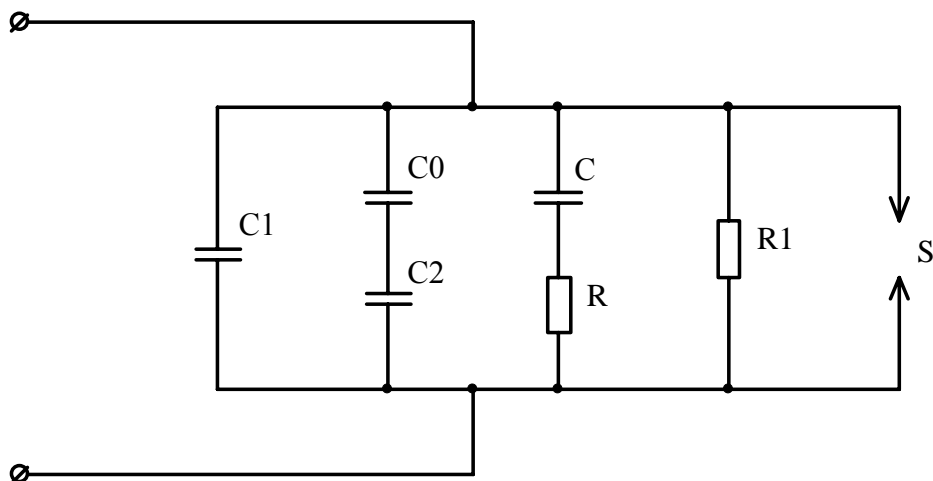


Рисунок 1

1. $C_1 - C_0 - C_2$ – ветвь, определяющая емкость изоляции при наличии частичных разрядов; C_0 – емкость воздушного включения; C_2 – емкость той части изоляции, которая

пересекается силовыми линиями, проходящими через воздушное включение; C_1 – емкость остальной части изоляции.

2. $C - R$ – ветвь, характеризующая степень неоднородности изоляции, наличие расслоений, увлажнений, загрязнений и т.д. Эта ветвь определяет начальное значение и постоянную времени спада тока абсорбции, а также диэлектрические потери в изоляции.

3. R_1 – ветвь, определяющая сопротивление изоляции постоянному току сквозной проводимости.

4. S – ветвь, определяющая разрядное напряжение изоляции.

КЛАССИФИКАЦИЯ ИЗОЛЯЦИИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ

Каждый силовой трансформатор при оценке его электрической прочности может быть представлен состоящим из трех систем — системы частей, находящихся во включенном трансформаторе под напряжением; системы заземленных частей и системы изоляции, разделяющей как первые две системы, так и отдельные части, находящиеся под напряжением.

К системе частей, находящихся под напряжением, относятся все металлические части и детали, служащие для проведения рабочего тока (обмотки, контакты переключателей ступеней напряжения, отводы, проходные шипы и шпильки вводов и др.), а также все гальванически соединенные с ними детали (защитные экраны, емкостные кольца, металлические колпаки проходных изоляторов и т. д.).

К системе заземленных частей следует отнести: магнитную систему со всеми металлическими деталями, служащими для ее крепления, бак и систему охлаждения, также со всеми деталями и металлической арматурой в масляных трансформаторах или защитный кожух в сухих трансформаторах.

Изоляция, разделяющая части, находящиеся под напряжением, между собой и отделяющая их от заземленных частей, в силовых трансформаторах выполняется в виде конструкций и деталей из твердых диэлектриков — электроизоляционного картона, кабельной бумаги, лакотканей, дерева, текстолита, бумажно-бакелитовых изделий, фарфора и других материалов. Части изоляционных промежутков, не заполненные твердым диэлектриком, заполняются жидким или газообразным диэлектриком — трансформаторным маслом в масляных трансформаторах, атмосферным воздухом в сухих трансформаторах. В качестве такого диэлектрика иногда применяются и другие жидкости и газы, а также практикуется заливка всего трансформатора компаундом или заполнение кварцевым песком.

Изоляция обмоток может быть подразделена на главную изоляцию, т. е. изоляцию каждой из обмоток от заземленных частей и от других обмоток, и продольную изоляцию — между различными точками данной обмотки, т. е. между витками, слоями, катушками и элементами емкостной защиты. Аналогично можно подразделить также и изоляцию отводов и переключателей. Разделение изоляции на главную и продольную может быть отнесено к масляным и сухим трансформаторам.

Классом напряжения обмотки называют ее длительно допустимое рабочее напряжение. Класс напряжения обмотки трансформатора совпадает с номинальным напряжением электрической сети, в которую обмотка включается. Классом напряжения трансформатора считают класс напряжения обмотки ВН. Каждому классу напряжения трансформатора соответствуют номинальное рабочее напряжение и определенные испытательные переменные напряжения при 50 Гц и импульсное. Так для класса напряжения 35 кВ номинальными напряжениями являются 31,5, 35 и 38,5 кВ; наибольшее рабочее напряжение равно 40,5 кВ; испытательное переменное напряжение 50 Гц равно 85 кВ, а импульсное для полной волны 200 кВ.

ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ. ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ИЗОЛЯЦИИ ТРАНСФОРМАТОРА

Изоляция трансформатора должна выдерживать без повреждений электрические, тепловые, механические и физико-химические воздействия, которым она подвергается при эксплуатации трансформатора.

Стоимость изоляции составляет существенную долю стоимости трансформатора. Для трансформаторов классов напряжения 220—500 кВ стоимость изоляции, включая масло, достигает 15—20 % стоимости всего трансформатора.

Главными задачами при проектировании изоляции трансформатора являются: определение тех воздействий, прежде всего электрических, которым изоляция подвергается в процессе эксплуатации; выбор принципиальной конструкции изоляции и форм изоляционных деталей; выбор изоляционных материалов, заполняющих изоляционные промежутки, и размеров изоляционных промежутков.

В эксплуатации силовой трансформатор постоянно находится во включенном состоянии, а его изоляция — под длительным воздействием рабочего напряжения, которое она должна выдерживать без каких-либо повреждений неограниченно долгое время. Допустимые продолжительные превышения напряжения должны быть указаны в стандартах на конкретные типы и группы трансформаторов. Согласно требованию ГОСТ 11677-85 силовые трансформаторы должны быть также рассчитаны на работу в определенных условиях при кратковременном напряжении, превышающем номинальное до 15 и 30 %. В электрической системе, в которой работает трансформатор, вследствие нормальных коммутационных процессов (включение и выключение больших мощностей и т. д.) или процессов аварийного характера (короткие замыкания, обрыв линий и т. д.) возникают кратковременные перенапряжения, достигающие в отдельных редких случаях значений, близких к четырехкратному фазному напряжению. Длительность этих перенапряжений измеряется сотыми долями секунды и, как правило, не превышает 0,1 с. Нормальное рабочее напряжение и перенапряжение коммутационного характера воздействуют в основном на главную изоляцию обмотки.

В воздушной сети могут возникать также импульсные волны перенапряжений, вызванных грозовыми атмосферными разрядами. Эти импульсы, достигая трансформатора, воздействуют на его изоляцию. Атмосферные перенапряжения в отдельных неблагоприятных случаях достигают 10-кратного фазного напряжения при длительности, измеряемой микросекундами. Воздействие атмосферных грозовых перенапряжений сказывается главным образом на продольной изоляции обмоток

трансформатора, в частности на изоляции между витками, между слоями витков и между отдельными катушками обмотки.

При возникновении перенапряжений того или иного типа в случае недостаточной электрической прочности изоляции может произойти электрический разряд или даже пробой, т. е. местное разрушение изоляции.

Для упрощения расчета и стандартизации требований, предъявляемых к электрической прочности изоляции готового трансформатора, электрический расчет изоляции производится так, чтобы она могла выдержать приемосдаточные и типовые испытания, предусмотренные соответствующими нормами. Нормы испытаний составлены с учетом возможных в практике значений, длительности и характера электрических воздействий, содержат необходимые запасы прочности и закреплены в ГОСТ. Нормы периодически пересматриваются в соответствии с уточнением технических требований, предъявляемых к трансформаторам, развитием их производства и улучшением условий эксплуатации. Эти нормы являются строго обязательными для всех предприятий, выпускающих трансформаторы.

Зависимость тока и сопротивления изоляции от времени приложения постоянного напряжения



Рисунок 2

Этот ток, обусловленный переходным процессом, изменяется во времени по закону

$$I_{abc} = \frac{U}{R} \cdot L^{-\frac{t}{T}},$$

где T – постоянная времени ветви $R - C$.

Помимо тока смещения I_c , протекающего в изоляции в начальный момент после включения постоянного напряжения, и тока абсорбции I_{abc} , в изоляции протекает ток сквозной проводимости $I_{скв}$ (ток установившегося режима), обусловленный перемещением имеющихся в диэлектрике свободных зарядов

$$I_{скв} = \frac{U}{R}$$

Этот ток имеет очень малую величину по сравнению с токами смещения и абсорбции.

Задачей профилактических испытаний является обнаружение и оценка степени развития дефектов в изоляции, возникающих в процессе эксплуатации

оборудования. Своевременное проведение профилактических испытаний позволяет выявить различные дефекты в начальной стадии их развития, с помощью комплекса профилактических мероприятий устранить их или прекратить дальнейшее их развитие.

Измерение сопротивления изоляции обмоток

Сопротивление изоляции, как между обмотками, так и сопротивление изоляции отдельных обмоток относительно земли является одним из важнейших показателей качества изоляции трансформатора.

Сопротивлением изоляции $R_{из}$ называется отношение приложенного к данному участку изоляции постоянного напряжения U к протекающему при этом току I

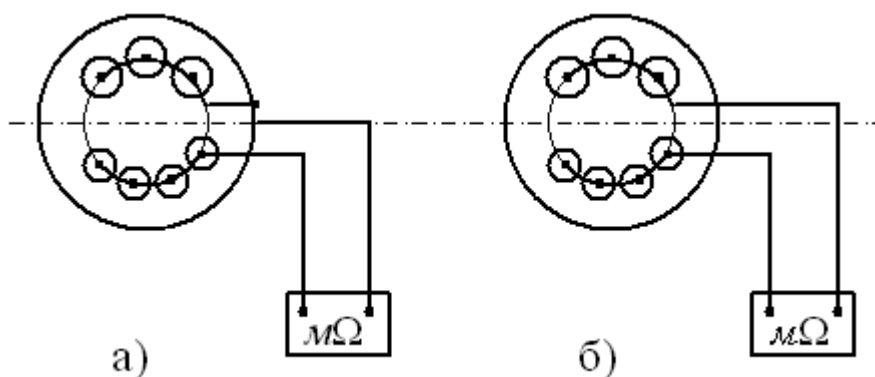
$$R_{из} = \frac{U}{I}$$

На рисунке 2 видно, что ток со временем уменьшается и затем принимает установившееся значение. В практике профилактических испытаний принято сопротивление изоляции оценивать по напряжению и току, протекающему по изоляции спустя 1 минуту от момента приложения напряжения. При этом ток еще не достигает своего установившегося значения.

Резкое уменьшение сопротивления изоляции или возрастание тока проводимости наблюдается только лишь при возрастании проводимости изоляции между электродами, т.е. метод позволяет определить распределенные дефекты, например, общее увлажнение изоляции, загрязнение поверхности, наличие сквозных проводящих каналов и т.п. С ростом температуры сопротивление изоляции уменьшается, как видно из таблицы 1.

Измерение сопротивления изоляции обмоток производят по схемам (рисунок 3) с помощью мегаомметров типа МС-05, М-1101, МОМ-5 и др.

Схема измерения сопротивления изоляции обмотки трансформатора



а) относительно корпуса;

б) между обмотками

Рисунок 3

С помощью мегаомметра можно также обнаружить недоброкачественную пайку, плохие контакты, провода в обмотке (прибор показывает резкое возрастание сопротивления).

Измеренные значения $R_{из}$ сравнивают с данными таблицы 1, на основании чего можно сделать вывод о качестве изоляции.

МЕТОД ИЗМЕРЕНИЯ СОПРОТИВЛЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ И КОЭФФИЦИЕНТА АБСОРБЦИИ

Метод измерения сопротивления изоляции R_{60} является наиболее простым и доступным; он находит широкое применение для контроля состояния изоляции трансформаторов и применяется:

- 1) для определения грубых дефектов в трансформаторах перед включением их под напряжение, например местных загрязнений, увлажнений или повреждений;
- 2) для оценки степени увлажнения изоляции в сочетании с другими показателями с целью определения возможности включения трансформатора в работу без дополнительной сушки.

Метод основан на особенностях изменения электрического тока, проходящего через изоляцию, после приложения к ней постоянного напряжения.

Изоляция обмоток трансформатора является неоднородным диэлектриком. Процесс изменения электрического тока в ней можно представить, рассмотрев упрощенную схему замещения: неоднородного диэлектрика, изображенную на рис. 4. При приложении постоянного напряжения к выводам схемы протекающий ток будет состоять из арифметической суммы трех составляющих:

- 1) емкостного тока I_r , обусловленного так называемой геометрической емкостью C_r . Ток I_r практически мгновенно падает до 0, так как емкость C_r подключена к источнику без сопротивления и не оказывает влияния на результаты измерения R_{60} и R_{15}

- 2) тока абсорбции I_{abc} , протекающего по ветви $R_{abc} - C_{abc}$. Этот ток отражает процесс заряда слоев диэлектрика через сопротивление предшествующего слоя. С увлажнением изоляции сопротивление R_{abc} снижается, а емкость C_{abc} увеличивается, поэтому для более увлажненной изоляции ток I_{abc} имеет большее значение и быстрее падает до 0. У сухой изоляции сопротивление R_{abc} велико, заряд конденсатора C_{abc} протекает медленно, поэтому начальное значение тока I_{abc} мало, а ток падает длительное время;

- 3) тока сквозной проводимости $I_{скв}$, протекающего через сопротивление $R_{скв}$, обусловленное как наружным загрязнением изоляции, так и наличием в ней путей сквозной утечки. Этот ток устанавливается практически мгновенно и во времени не изменяется.

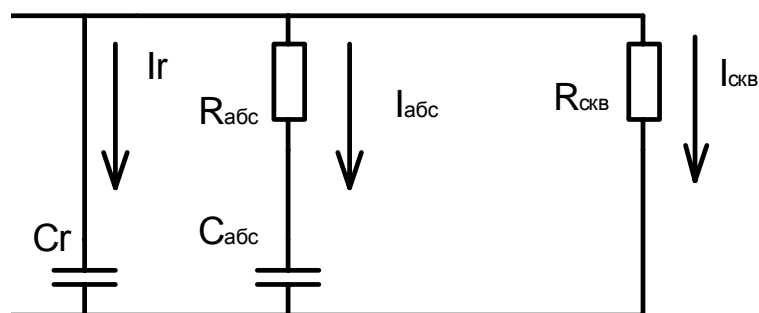


Рис 4 Схема замещения неоднородного диэлектрика.

Сопротивление изоляции обратно пропорционально сумме указанных составляющих тока, в начале измерения имеет наименьшее значение, а затем по мере спада тока /abc возрастает, достигая установившегося значения, определяемого током /скв. Для того чтобы иметь сопоставляемые результаты, сопротивление изоляции измеряют через 60 с после приложения напряжения, хотя в ряде случаев ток I abc к этому времени еще не полностью спадает.

Значение сопротивления изоляции дает представление о среднем состоянии изоляции и уменьшается при ухудшении этого состояния главным образом из-за увлажнения и загрязнения.

Таблица 1 Схемы для измерения сопротивления изоляции трансформаторов

Двух обмоточные трансформаторы		Трехобмоточные трансформаторы		Автотрансформаторы	
Измеряемые обмотки	Заземляемые обмотки	Измеряемые обмотки	Заземляемые обмотки	Измеряемые обмотки	Заземляемые обмотки
НН	ВН	НН	СН, ВН	(ВН+СН)	НН
ВН	НН	СН	ВН, ИН	НН	(ВН+СН)
(ВН+НН)	—	ВН	НН, СН	(ВН+СН)+НН	—
—	—	(ВН+СН)*	НН	—	—
		(ВН+СН+НН)*	—	—	—

Для оценки состояния изоляции трансформаторов производят измерение сопротивления изоляции всех обмоток, соединенных по схемам, приведенным в табл.1.

При измерении все выводы обмоток одного напряжения соединяются вместе. Остальные обмотки и бак трансформатора должны быть заземлены.

Приведенные схемы измерения обеспечивают контроль всех основных участков изоляции трансформатора.

На рис. 5 показаны участки изоляции трехобмоточного трансформатора, контролируемые при измерении сопротивления изоляции обмоток по схемам, приведенным в табл. 11.1. При помощи расчетов можно определить поврежденный участок изоляции, что иногда делают для уточнения места ухудшения состояния изоляции.

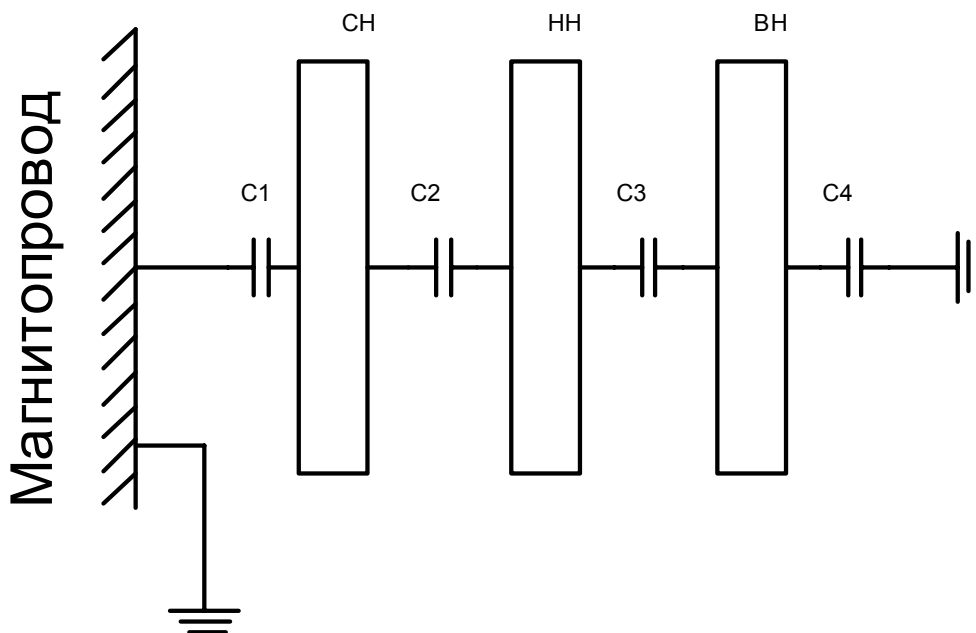


Рис. 5. Схема участков изоляции трансформатора, контролируемых при измерении сопротивления изоляции обмоток.

НН, СН, ВН — обмотки трансформатора; C_1, C_2, C_3, C_4 — емкости, эквивалентные сопротивлению контролируемых участков изоляции.

Для трансформаторов мощностью до 80 МВ-А и напряжением до 150 кВ измерение выполняют при температурах не ниже $+10^{\circ}\text{C}$; для трансформаторов больших мощностей и более высоких напряжений измерения обычно производят при температурах заводских измерений, указанных в паспорте трансформатора, поэтому трансформаторы мощностью 80 МВ-А и более напряжением 110—750 кВ перед измерением, как правило, нагревают таким образом, чтобы отклонение фактической температуры измерения не отличалось более чем на 5°C от требуемого значения. Измерения при заводской температуре позволяют получить более достоверные результаты.

При отсутствии возможностей прогрева допускается измерения сопротивления изоляции производить при температурах, отличных от заводских, однако температура изоляции при измерении должна быть не ниже 20°C . Достоверность и точность измерений во многом зависят от условий измерения и правильного определения температуры изоляции.

Измерения сопротивления изоляции выполняют не ранее чем через 12 ч после полной заливки трансформаторов маслом и установки постоянного или временного расширителя. Допускается также производить измерения сопротивления изоляции трансформаторов, не долитых полностью маслом до уровня 150—200 мм от верхней крышки. При этом все детали главной изоляции трансформатора должны находиться в масле. Перед измерениями необходимо очистить наружные поверхности фарфоровых вводов от пыли и грязи. Измерение рекомендуется производить в сухую погоду, при отсутствии атмосферных осадков и пыли. Перед началом измерения испытываемую обмотку заземляют на 2—5 мин для снятия остаточных зарядов в изоляции. Такую же операцию проводят и при повторном измерении. Так как

сопротивление изоляции существенно зависит от температуры изоляции, весьма важным является точное определение температуры изоляции.

Температуру изоляции определяют до начала измерения. За температуру изоляции трансформатора, не подвергавшегося нагреву, принимают: в трансформаторах на напряжение до 35 кВ с маслом — температуру верхних слоев масла, в трансформаторах на напряжение выше 35 кВ с маслом — среднюю температуру обмотки, определенную по сопротивлению постоянному току.

Если трансформатор подвергался нагреву, температура изоляции принимается равной средней температуре обмотки ВН, определяемой по сопротивлению обмотки постоянному току. Измерение указанного сопротивления выполняют не ранее чем через 60 мин после отключения нагрева токов обмотки или через 30 мин после отключения внешнего нагрева.

Температуру определяют по формуле

$$t_x = \frac{R_x}{R_0} * (235 + t_0) - 235$$

где R_0 — сопротивление обмотки, измеренное на заводе при температуре t_0 (это значение приведено в паспорте трансформатора); R_x — измеренное значение сопротивления обмоток при температуре t_x

Сопротивление изоляции измеряют мегаомметром на напряжение 2500 В с верхним пределом измерения не ниже 10000 МОм. В настоящее время применяют ме-гаомметры, подающие напряжение на изоляцию от генераторов с ручным и электрическим приводом, а также от трансформатора с двумя вторичными обмотками через выпрямительную схему.

На рис. 6 показана электрическая схема мегаомметра типа МС-0,6, наиболее часто применяемого в полевых условиях. Вывод Л соединяется с испытываемой обмоткой, вывод З обычно подсоединяют к заземленному баку трансформатора. Вывод Э используют для исключения из схемы измерения утечек сквозного тока, не проходящего через изоляцию трансформаторов. Например для исключения из схемы измерения утечек тока по внешним фарфоровым поверхностям вводов на нижней юбке устанавливают кольцо из фольги и соединяют его с выводом Э мегаомметра. При этом токи внешней утечки не будут проходить через измерительные рамки мегаомметра и вносить погрешности в результаты измерений. Сопротивление изоляции обмоток трансформатора зависит не только от состояния изоляции, но и от ее геометрических размеров. Таким образом, при одинаковом состоянии изоляции сопротивления изоляции обмоток разных типов трансформаторов будут иметь разные значения, поэтому оценку полученных значений сопротивления изоляции производят путем сравнения их с такими же значениями, полученными при изготовлении трансформатора. Для трансформаторов на напряжение до 35 кВ оценку полученных значений сопротивлений изоляции можно осуществлять по допустимым предельным значениям.

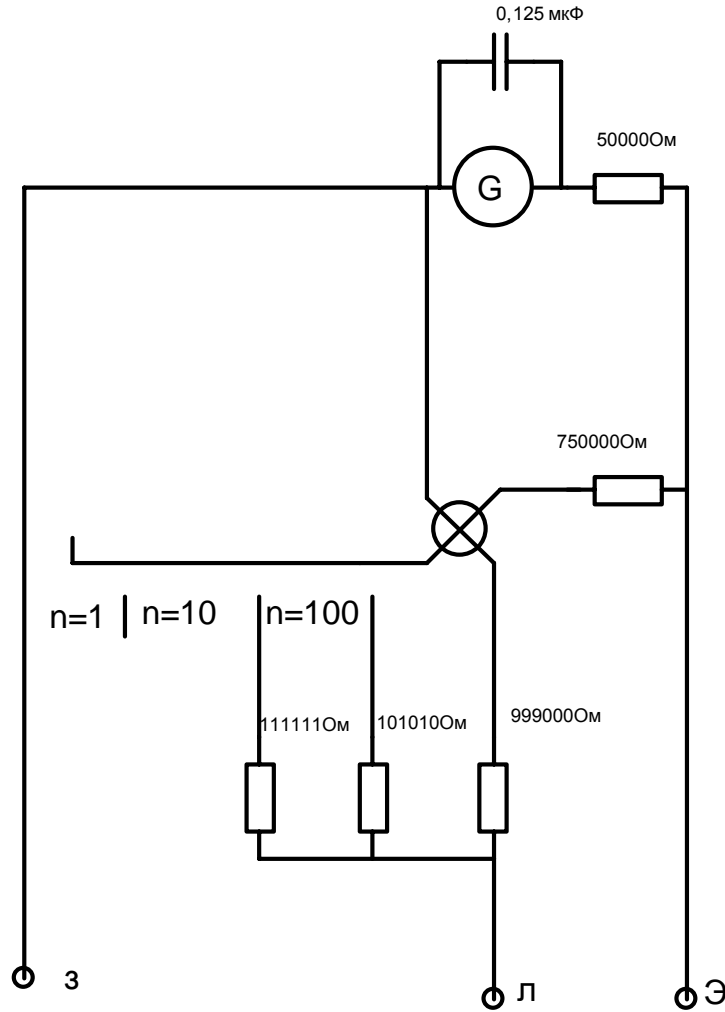


Рис. 6. Схема мегаомметра типа МС-06.

Э - экран; Л- линия; З - земля; n - кратности диапазонов измерений.

Сопротивление изоляции обмоток трансформатора на напряжение 110—750 кВ, измеренное при температуре, при которой производились измерения на заводе, или приведенное к этой температуре, должно быть не менее 70% значений, указанных в паспорте трансформатора.

Таблица 2

Наименьшие допустимые значения сопротивления изоляции R_{60} обмоток трансформаторов на напряжения до 35 кВ, залитых маслом

Мощность трансформаторов	Значения $K_{ю}$, $M_{оу}$, при температурах изоляции, «С						
	10	20	30	40	50	60	70
До 6300 кВ-А включительно	450	300	200	130	90	60	40
10000 кВ-А и более	900	600	400	260	180	120	80

При оценке результатов измерения сопротивления изоляции трансформатора напряжением 35 кВ по предельным значениям полученные значения сопротивлений изоляции должны быть не менее значений, указанных в табл. 2.

Если сопротивление R_{60} измеряют при температуре, отличной от температуры, при которой производились измерения на заводе, полученные значения для сравнения приводят к температуре измерений на заводе путем пересчета с помощью коэффициента K , значения которого приведены ниже:

Разность температур, °С.....	1	2	3	4	5
Коэффициент пересчета, K . .	1,04	1,08	1,13	1,17	1,22
Разность температур, °С.....	10	15	20	25	30
Коэффициент пересчета, K . .	1,5	1,84	2,25	2,75	3,4

Значения коэффициента K для разности температур, не указанных выше, определяют путем умножения соответствующих коэффициентов, например коэффициент, соответствующий разности температур 9°С, определяют следующим образом:

$$K_9 = K_5 * K_4 = 1.22 * 1.17 = 1.42$$

По методу измерения сопротивления изоляции обмоток трансформатора наиболее эффективно выявляются местные увлажнения и загрязнения изоляции, приводящие к увеличению тока сквозной проводимости, например увлажнение и загрязнение верхней и нижней ярмовой изоляции, изоляционной плиты и изоляционных участков приводных валов РПН, нижней фарфоровой юбки вводов и др.

Местные увлажнения и загрязнения участков изоляции, расположенных на значительном расстоянии от заземленных частей, а также такое увлажнение изоляции, когда основная масса влаги сосредоточена во внутренних слоях изоляции, выявляются этим методом недостаточно эффективно.

При оценке сопротивления R_{60} следует иметь в виду, что они в значительной степени зависят от факторов, непосредственно не связанных с увлажнением и загрязнением изоляции, таких, например, как свойства залитого на монтаже масла, методы нагрева трансформатора и распределения температур внутри бака и др.

При оценке состояний изоляции одновременно с измерением сопротивления R_{60} производят измерение коэффициента абсорбции. Коэффициентом абсорбции называют отношение сопротивления изоляции, измеренного спустя 60 с после приложения напряжения, к сопротивлению, измеренному через 15 с; значения его не зависят от геометрических размеров изоляции и характеризуют только интенсивность спадания тока абсорбции. С удалением влаги из изоляции коэффициент абсорбции возрастает, с увлажнением — падает.

Значение коэффициента абсорбции $K_{abc} = R_{60} / R_{15}$ должно быть не менее 1,3 при температуре от 10 до 30°С. Для хорошо высушенной изоляции значения коэффициента абсорбции обычно колеблется в пределах 1,3-2,0.

Определение тангенса угла диэлектрических потерь

Величина $tg\delta$, определяющая диэлектрические потери в изоляции на переменном напряжении, является одной из самых распространенных характеристик, значение которой используется для оценки качества электроизоляционного материала, так и для оценки состояния изоляционного изделия. Для реально используемых изоляционных конструкций величина $tg\delta$ в

большинстве случаев позволяет сделать вывод о причинах ухудшения изоляции из-за ее общего увлажнения или загрязнения.

При приложении к изоляции напряжения по ветвям С – R и R1 протекает абсорбционный ток и ток сквозной проводимости, вызывающие разогрев изоляции. Энергия, затрачиваемая на нагрев, получила название диэлектрических потерь. Полный ток I, протекающий через изоляцию, сдвинут по отношению к напряжению на угол φ и раскладывается на активную I_a и реактивную I_c составляющие (рисунок 4).

Векторная диаграмма токов через диэлектрик с потерями

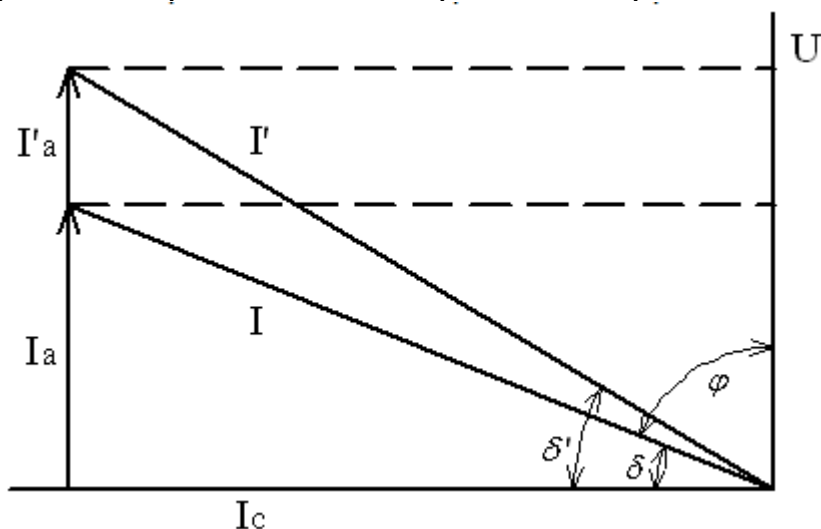


Рисунок 7

Для измерения $tg\delta$ применяются мосты переменного тока типа МД-16, Р-525, Р-595, Р-5026 и др. Диэлектрические потери обмоток трансформатора измеряют между каждой обмоткой и корпусом при заземленных свободных обмотках. Измеренные диэлектрические потери составляют сумму диэлектрических потерь твердой изоляции и масла. Допустимые значения $tg\delta$ изоляции обмоток трансформатора в эксплуатации приведены в таблице 2.

Для измерения угла диэлектрических потерь к изоляции прикладывают переменное напряжение. При этом в изоляции возникают потери энергии, получившие название диэлектрических. Диэлектрические потери зависят от размеров и состояния изоляции и приложенного напряжения.

На рис. 7 показана векторная диаграмма токов, проходящих через изоляцию при приложении к ней переменного напряжения, построенная для схемы замещения изоляции, приведенной на рис. 4.

Потери в схеме определяют по формуле

$$P = I * U \cos \varphi = I_c * U * tg \delta$$

где $tg\delta$ соотношение активной и емкостной составляющих тока, возникающего в изоляции.

Увлажнение и другие дефекты изоляции вызывают увеличение активной составляющей тока I_a , причем она растет во много раз быстрее, чем емкостная составляющая I_c . Это приводит к увеличению угла δ и соответственно $tg\delta$. Таким образом, по значению $tg\delta$ можно судить о степени ухудшения изоляции.

В отличие от Диэлектрических потерь, характеризующих как состояние, так и геометрические размеры изоляции, $tg\delta$ является показателем, только состояния изоляции.

Для изоляции силовых трансформаторов $tg\delta$ обычно не превышает сотых и тысячных долей единицы, поэтому в практике значение $tg\delta$ выражают в процентах:

$$tg\delta = \frac{I_a}{I_c} * 100$$

Например, при отношении $\frac{I_a}{I_c} = 0,003$ $tg\delta = 0,003 * 100 = 0,3\%$.

Для оценки состояния трансформаторов $tg\delta$ изоляции обмоток измеряют при напряжении, составляющем не более 2/3 испытательного напряжения обмотки, но не более 10 кВ. В связи с высокими значениями прикладываемого к изоляции напряжения измерение $tg\delta$ необходимо проводить после оценки значений сопротивления изоляции.

Измерение $tg\delta$ изоляции обмоток производят при таких же температурных, условиях и схемах соединения обмоток, как и измерение сопротивления изоляции.

Измерение производят по перевернутой схеме моста, которую применяют при наличии одного заземленного электрода (бак трансформатора). Принципиальная схема моста переменного тока (перевернутая) показана на рис. 8.

Результаты измерения $tg\delta$ могут быть искажены внешними токами утечки, протекающими по изоляции вводов трансформатора, и токами, наведенными находящимися в работе электроустановками. Для исключения этих влияний осуществляют экранирование измерительного устройства и проводов, протирка вводов или применение охранных колец.

Оценку полученных результатов измерения $tg\delta$ изоляции обмоток производят так же, как и результатов измерения сопротивления изоляции обмоток, путем сравнения их с такими же измерениями, проведенными при изготовлении трансформатора или для трансформаторов на напряжение до 35 кВ по допустимым предельным значениям.

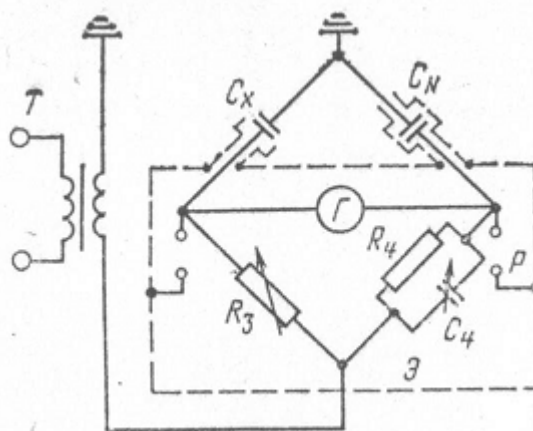


Рис. 8. Принципиальная схема моста переменного тока (перевернутая).

Значения $tg\delta$ изоляций обмоток трансформатора, измеренных при температуре заводского измерения или приведенных к этой температуре, должны быть не более 130% значений, указанных в паспорте трансформатора.

Тангенс угла диэлектрических потерь характеризует общее усредненное состояние изоляции трансформатора. Местные и сосредоточенные дефекты в изоляции большого объема измерением $tg\delta$ обнаруживаются плохо. Это объясняется тем, что в таких случаях увеличение активной составляющей тока по изоляции вызывается ухудшением небольшой части объема изоляции, а емкостная составляющая тока хотя и остается практически неизменной, но определяется всем объемом изоляции, поэтому в некоторых случаях для того чтобы уточнить место ухудшения изоляции, преднамеренно уменьшают объем испытываемой изоляции.

На $tg\delta$ изоляции обмоток влияют свойства залитого в трансформатор трансформаторного масла. Если $tg\delta$ масла, залитого при монтаже в трансформатор, отличается от заводского значения, то фактическое значение $tg\delta$ изоляции определяют по формуле, учитывающей влияние $tg\delta$ масла:

$$tg\delta = tg\delta_{из} - K(tg\delta_{m2} - tg\delta_{m1})$$

где $tg\delta_{из}$ — измеренное значение $tg\delta$ изоляции; $tg\delta_{m1}$ — значение $tg\delta$ масла, залитого при испытании на заводе, приведенное к температуре измерения; $tg\delta_{m2}$ — значение $tg\delta$ масла, залитого при испытаниях на монтаже, приведенное к температуре измерения; K — коэффициент приведения, зависящей от конструктивных особенностей трансформатора и имеющий приближенное значение 0,45.

Определение относительной влажности изоляции

Увлажненность изоляции исследуют путем измерения емкости обмоток на двух частотах при неизменной температуре 10 - 20°C (метод "емкость - частота").

Емкость объекта при неизменных температуре и частоте приложенного напряжения есть величина постоянная. При увеличении частоты емкость уменьшается. Эта зависимость является следствием процесса медленной поляризации.

При переменном напряжении процесс накопления зарядов ограничен длительностью одного полупериода напряжения. Чем выше частота, тем в меньшей степени успевают развиваться процессы поляризации, тем меньше емкость.

Появление больших по объему и хорошо проводящих включений, шунтирование или пробой изоляции увеличивает разность емкостей при низких и высоких частотах.

Большое влияние на зависимость емкости от частоты оказывает увлажненность изоляции. Чем больше увлажнена изоляция, тем быстрее протекают процессы поляризации, тем больше емкость изоляции. Изменение емкости для увлажненной изоляции с ростом частоты носит круто падающий характер (кривая 2, рисунок 5).

Зависимость емкости изоляции от частоты

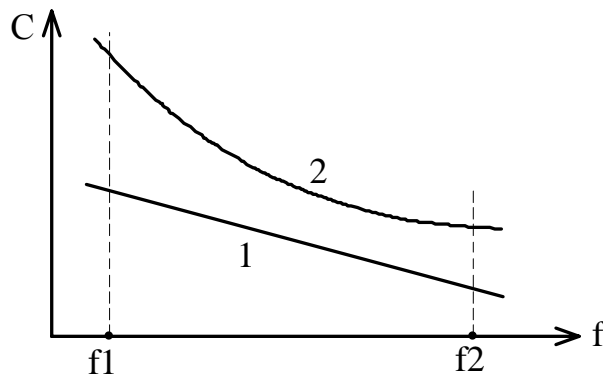


Рисунок 8

1 – сухая изоляция; 2 – увлажненная изоляция

В сухой изоляции поляризация протекает медленнее, длительность процессов больше полупериода приложенного напряжения. Поэтому у сухой изоляции емкость меньше, чем у влажной во всем диапазоне частот, а характер изменения ее от частоты носит более плавный характер (кривая 1, рисунок 5).

Указанные эффекты приводят к тому, что отношение емкостей увлажненной изоляции при двух разных частотах существенно больше, чем у сухой изоляции, на чем и основан принцип оценки степени увлажнения изоляции.

ГОСТом предусмотрено проведение измерений при двух частотах - 2 Гц и 50 Гц.

Для волокнистых органических материалов степень увлажнения является недопустимой (опасной), если отношение величин емкости изоляции при вышеуказанных частотах

$$\frac{C_2}{C_{50}} \geq 1,2 - 1,3$$

Измерение емкости производят при помощи приборов контроля емкости типа ПКВ-1,3 или ЕВ-3.

МЕТОДЫ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИИ ПУТЕМ ИЗМЕРЕНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК «ЕМКОСТЬ— ЧАСТОТА» И «ЕМКОСТЬ— ВРЕМЯ»

Эти методы применяют только для оценки увлажнения изоляции трансформаторов, так как дефекты изоляции, не связанные с увлажнением, например загрязнения, трещины и другие, практически не оказывают влияния на результаты измерений. В основу этих методов положено явление увеличения абсорбционной емкости изоляции при ее увлажнении.

Метод «емкость — частота» основан на использовании факта увеличения абсорбционной емкости влажной изоляции с уменьшением частоты приложенного напряжения за счет более полного проявления процесса внутрислойной поляризации. Увлажнение изоляции трансформаторов по данному методу оценивают значением отношения емкостей изоляции, соответствующих частотам приложенного напряжения 2 и 50 Гц.

Отношение C_2/C_{50} определяют при помощи приборов типов ПК.В-7, ПКВ-8 и других. Этими приборами измеряют также геометрическую емкость C и соответствующую разность емкостей испытываемой изоляции при частотах 2 и 50 Гц ($C_2—C_{50}$). Отношение C_2/C_{50} вычисляют по формуле

$$C_2/C_{50} = C_2 - C_2/C_{50} + 1$$

Принцип измерения прибором типа ПКВ-8 заключается в следующем (рис. 11.6). Испытываемый объект (конденсатор) заряжается от источника напряжения и затем разряжается на конденсатор с известной емкостью. Напряжение на этом конденсаторе в процессе разряда объекта будет пропорционально измеряемой емкости. Напряжение измеряют электроламповым вольтметром. При определении значения емкости C напряжение на эталонном конденсаторе измеряют после кратковременного (около 10 мс) разряда объекта и, таким образом, измеряют только быстро разряжающуюся (геометрическую) емкость объекта, мало зависящую от увлажнения.

При определении разности $C_2—C_{50}$ в начальный момент цикла разряда испытываемый объект замыкают накоротко и его геометрический конденсатор успевает разрядиться. Оставшийся неразряженным абсорбционный конденсатор после размыкания передает часть своего заряда эталонному конденсатору. При этом напряжение на эталонном конденсаторе за время разряда, равное 0,15 с, будет пропорционально разности $C_2—C_{50}$

Для оценки увлажнения изоляции обмоток трансформаторов измерения C_2/C_{50} производят по схемам, приведенным в табл. 1, после заливки трансформаторов маслом. Значение C_2/C_{50} зависит от температуры изоляции и $tg\delta$ масла, залитого в трансформатор, и характеризует общее увлажнение изоляции. Местные увлажнения выявляются этим методом плохо. Отношение C_2/C_{50} измеряют при температурах изоляции 10—30°C. При более низких температурах чувствительность метода заметно уменьшается. Этот метод применяют в основном для оценки увлажнения трансформаторов на напряжение до 35 кВ.

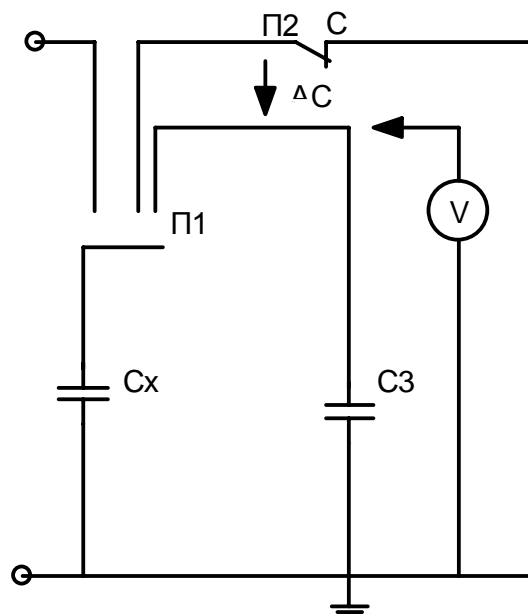


Рис. 9. Принципиальная схема измерения ΔC и C .

Метод «ёмкость — время» основан на определении отношения прироста абсорбционной ёмкости АС по отношению к геометрической ёмкости С объекта. Так как прирост абсорбционной ёмкости зависит от степени увлажнения изоляции, то отношение $\Delta C/C$ может служить оценочным критерием ее увлажнения.

Отношение $\Delta C/C$ измеряют приборами типов ЕВ-3, ПКВ-7, ПКВ-8 и другими, работающими по описанному выше принципу. Величину ΔC измеряют аналогично разности $C_2—C_{50}$. Различие заключается в продолжительности разряда объекта на эталонный конденсатор, равный для приборов типа ПКВ-8 1 с. Этот метод применяют для оценки увлажнения твердой изоляции трансформаторов в период нахождения их без масла, например в период транспортировки и хранения без масла, слива масла для установки комплектующих узлов или ревизии, в процессе сушки трансформаторов без масла. Применение этого метода для оценки увлажнения изоляции трансформаторов, залитых маслом, затруднено, так как свойства масла оказывают преобладающее влияние на результаты измерений. Отношение АС/С обмоток трансформатора измеряют по схемам, приведенным в табл. 11.1.

Оценку результатов производят по абсолютным значениям АС/С изоляции обмоток и прироста отношения АС/С за контролируемый период. Абсолютные значения АС/С не нормируются, но являются контрольными в условиях эксплуатации. Значения С/С сильно зависят от температуры, поэтому при вычислении приращения АС/С полученные результаты необходимо привести к одной температуре при помощи температурных коэффициентов пересчета, значения которых приведены ниже:

Разность температур	1	2	3	4	5	10	15	20
Значение коэффициента . . .	1,05	1,10	1,15	1,20	1,25	1,55	1,95	2,4

Этот метод очень чувствителен к увлажнению твердой изоляции трансформаторов даже при температуре ниже 0°С, однако находит некоторое применение.

Максимальные допустимые значения прироста ДС/С

Класс напряжения, мощность трансформатора	Значение прироста $\Delta C/C$ при температуре, °С				
	10	20	30	40	50
35 кВ, до 6300 кВ-А включительно	4	6	9	13,5	22
35 кВ ,10000 кВА и более, 100 кВ и более независимо от мощности	3	4	5	8,5	13

К основным недостаткам этого метода следует отнести:

- 1) влияние масла на результаты измерений;
- 2) необходимость точного определения температуры изоляции, что невозможно сделать в случае, когда трансформаторы подвергаются нагреву перед разгерметизацией.

ИСПЫТАНИЯ ПРОБЫ МАСЛА

Подготовка свежего масла перед заливкой в трансформаторы в основном заключается в получении нормированных значений следующих характеристик масла: пробивного напряжения в стандартном маслопробойнике, $\text{tg } \delta$ влагосодержания, газосодержания, содержания механических примесей.

Определение пробивного напряжения масла в стандартном маслопробойнике и электрической прочности масла. Понижение электрической прочности свежих товарных масел в основном объясняется их увлажнением и загрязнением. Электрическая прочность масла определяется по пробивному напряжению в стандартном маслопробойнике.

В схеме для испытания масла применяют сферические электроды, заключенные в сосуд, предназначенный для заливки пробы масла. Создание и регулирование высокого напряжения осуществляют высоковольтным и регулировочным трансформаторами. Схема включает в себя также аппаратуру управления, контроля и измерения.

Для определения пробивного напряжения масла применяют изготавливаемые промышленностью аппараты типа АИИ-70, АИМ-80 и другие, предназначенные для испытания жидких диэлектриков.

Принципиальная схема аппарата АИМ-80, форма и размеры электродов для определения пробивного напряжения масла показаны на рис. 10 а, б.

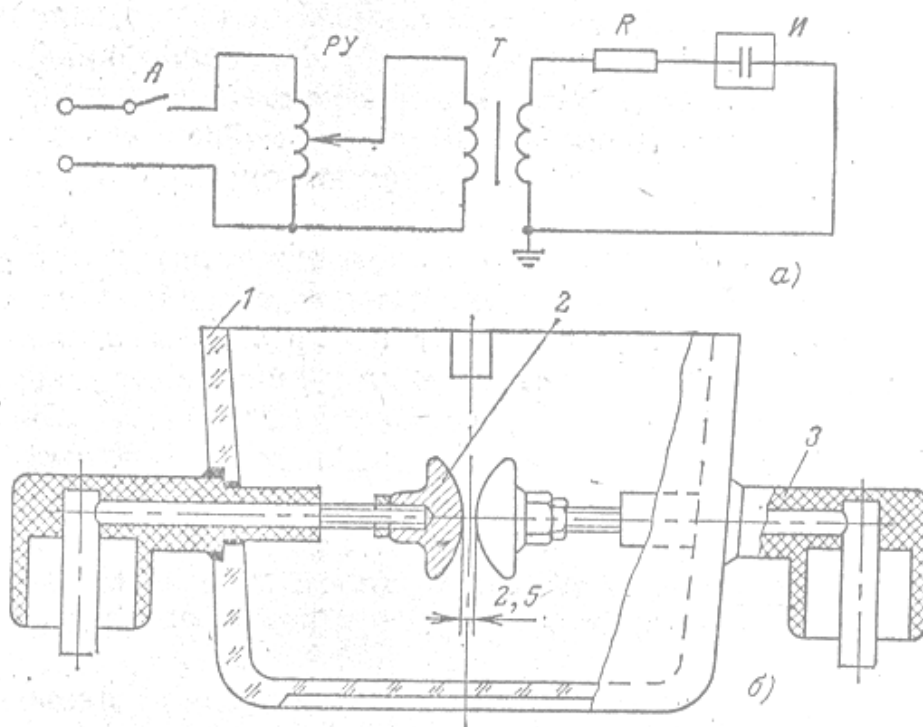


Рис. 10. Определение пробивного напряжения масла.

а—принципиальная электрическая схема аппарата АИМ-80; б—сосуд с электродами; А—автоматический выключатель; РУ—регулирующий трансформатор; Т—высоковольтный трансформатор; R—токоограничивающий резистор; И—сосуд с электродами; 1—сосуд для масла; 2—электрод; 3—изолятор.

Определение пробивного напряжения масла необходимо проводить в помещении при температуре воздуха $20\pm 5^\circ\text{C}$ и относительной влажности $65\pm 15\%$. Перед испытанием проба масла должна быть выдержана до тех пор, пока ее температура не сравняется с температурой помещения. При низких температурах испытываемого масла можно получить заниженные значения пробивного напряжения за счет перехода находящейся в масле влаги из растворенного в эмульгированное состояние. По этой причине при испытаниях горячего масла можно получить необоснованно высокие результаты. Сосуд с электродами должен быть высушен и промыт испытываемым маслом. Определение пробивного напряжения масла производят следующим образом.

Плавно со скоростью $1\text{—}2\text{ кВ/с}$ повышают напряжение между находящимися в масле электродами и фиксируют значение напряжения, при котором происходит пробой. Повторяют это испытание 6 раз, после чего определяют пробивное напряжение масла как среднее арифметическое из пяти последних значений пробивного напряжения. Результаты первого пробоя при определении пробивного напряжения не учитывают.

Первое испытание пробивного напряжения необходимо производить не ранее чем через 10 мин после заполнения сосуда испытываемым маслом. После каждого пробоя из зазора между электродами и с самих электродов при помощи стеклянной трубки или пластинки, сделанной из материала, не повреждающего поверхность электрода, следует осторожно удалить частицы сажи. Последующие испытания пробивного напряжения необходимо производить не ранее чем через 5 мин после удаления сажи с электродов.

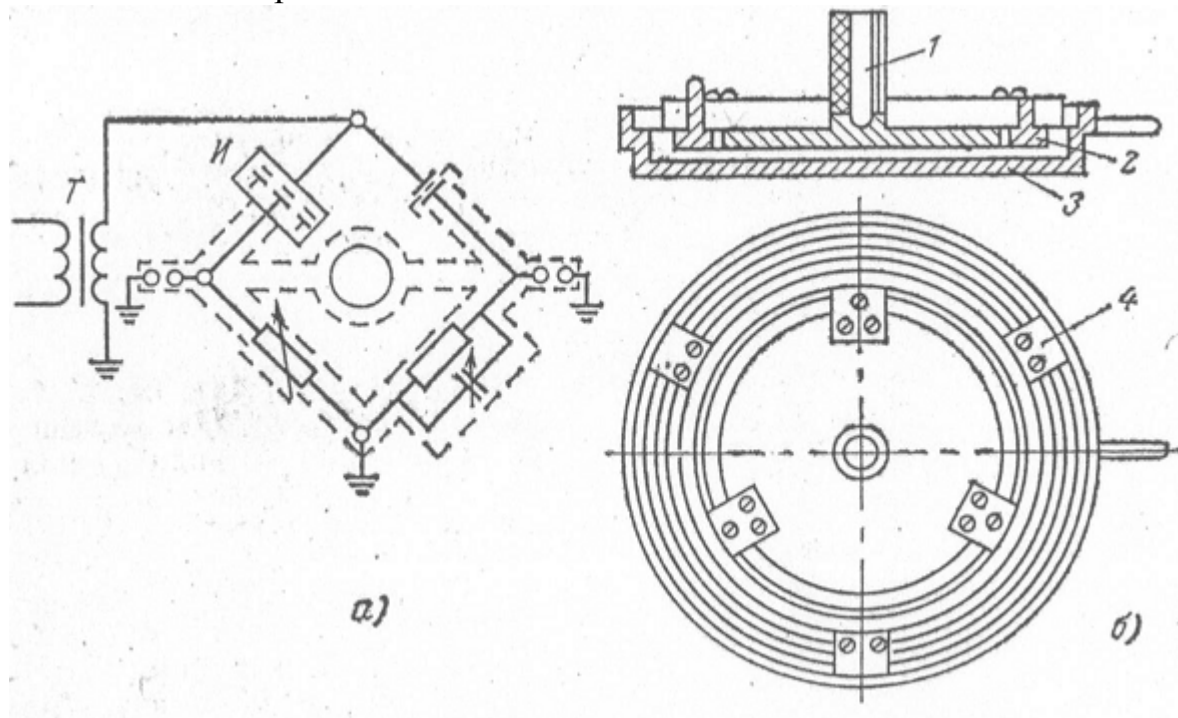


Рис.11. Определение тангенса угла диэлектрических потерь масла.

а — прямая схема моста переменного тока; б — электроды; Т — высоковольтный трансформатор; И — сосуд с измерительными электродами; 1 — провод к измерительному электроду; 2 — измерительный электрод; 3 — высоковольтный электрод; 4 — изолирующая пластина.

Разброс пробивных напряжений при последовательном пробое пробы масла зависит от степени загрязнения его механическими примесями, особенно волокнами. Разброс пробивных напряжений чистого масла ориентировочно составляет 5 — 10%, а неочищенного может достигать 30 — 50%.

Электрическая прочность масла, кВ/мм, вычисляется по формуле (для указанных на рис. 10 а,б электродов)

$$E_{np} = \frac{U_{np}}{g\eta} = 4.12U_{np}$$

где U_{np} — пробивное напряжение, кВ; g — зазор между электродами, равный 2,5 мм;

η - постоянный коэффициент для сферических электродов, равный 0,975.

Определение $tg\delta$ масла. Тангенс угла диэлектрических потерь масла является важнейшей характеристикой эксплуатационных свойств трансформаторного масла. Значение $tg\delta$ масла в основном определяется химическим составом масла и нормируется для каждой марки масла.

Ухудшение $tg\delta$ свежих масел в основном происходит при наличии в масле влаги в эмульгированном состоянии.

Измерение $tg\delta$ масла производят с помощью высоковольтных мостов типа Р-525, Р-5026, и др. Для измерения $tg\delta$ масла применяют специальные электроды, выполненные в виде цилиндрического сосуда. Конструкция сосуда и схема подключения моста для измерения $tg\delta$ показаны на рис.11,а, б. Перед измерением сосуд просушивают и тщательно промывают испытываемым маслом. Не допускается перед измерением $tg\delta$ производить дополнительную обработку пробы масла (просушивание или фильтрацию). Измерение производят при температуре, заданной в стандарте для испытываемой марки масла (обычно 70 или 90°С).

Проба масла нагревается совместно с сосудом таким образом, чтобы значения их температур были одинаковыми и неизменными в течение 5 мин. Температура считается неизменной, если отклонение от заданной температуры не превышает +2°С. Для измерения $tg\delta$ к электродам сосуда подводят напряжение 2 кВ.

Определение влагосодержания масла. Влага в масле может быть в эмульгированном и растворенном состояниях. Контроль за отсутствием в масле эмульгированной влаги осуществляется испытанием пробы на потрескивание, которые заключаются в нагреве залитого в пробирку испытываемого масла до температуры кипения. Если в масле имеется эмульгированная влага, то будет слышно характерное потрескивание. Нагрев следует производить над бесшумным пламенем, а пробирку постоянно вращать.

Определение количества влаги в масле производят по ГОСТ 7822-75. Метод основан на выделении водорода при взаимодействии находящейся в масле влаги с гидридом кальция. При помощи прибора измеряют количество выделяющегося водорода при взаимодействии гидрида кальция с влагой, растворенной в испытываемой навеске масла, в течение заданного времени (45 мин). По полученным данным строят кривую изменения отношения времени от начала реакции к объему

выделившегося газа в течение 45 мин. По номограмме либо по формуле определяют объем выделяющегося водорода, л, соответствующий окончанию реакции:

$$V_{\infty} = \frac{\tau_2 - \tau_1}{(\tau/V)_2 - (\tau/V)_1}$$

где τ_2, τ_1 — время от начала реакции, соответствующее произвольно выбранным точкам на оси абсцисс графика;

$(\tau/V)_2, (\tau/V)_1$ — отношения, соответствующие τ_2 и τ_1 определяются по оси ординат графика.

Затем вычисляют содержание воды, кг/м³, по формуле

$$W = \frac{k * k_1 * V_{\infty}}{V_m}$$

здесь V_m — объем испытываемого масла, м³; k — поправочный коэффициент на отличие давления и температуры от нормальных условий; k_1 — масса воды на единицу объема, выделяющегося водорода, кг/м³ ($k_1 = 0,804$ кг/м³).

Коэффициент k находят по формуле

$$k = \frac{273}{273 + t} * \frac{p_a}{0.101}$$

где t температура в конце испытаний,

p_a - атмосферное давление в конце испытания

Влагосодержание масла, г/г, определяют по формуле

$$W' = \frac{W}{\rho_m}$$

здесь ρ_m — плотность испытываемого масла при температуре испытания, г/см³.

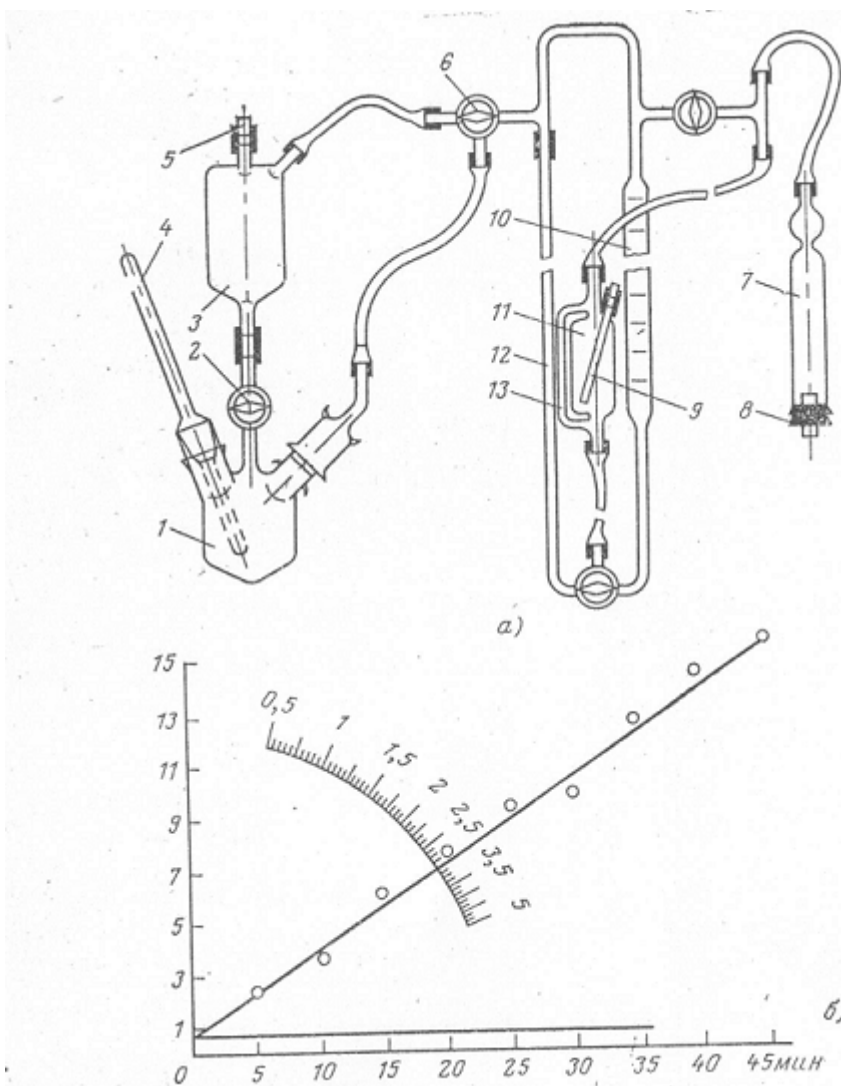


Рис. 12. Определение влагосодержания масла.

а — схема прибора; б - номограмма для определения объема водорода, соответствующего окончанию реакции; 1,3- сосуды; 2 - одноходовой кран; 4-термометр 5-пробка 6 - трехходовой кран; 7-осушитель; 8-пробка; 9- трубка для слива масла; 10, 12- бюретка; 11 — уравнильная склянка; 13 — сравнительная трубка.

Влагосодержание масла, % вычисляют по формуле

$$W' = W'' * 100\%$$

Измерение выделяющегося при взаимодействии гидрида кальция с растворенной в пробе масла влагой водорода производится с помощью прибора, показанного на рис. 12,а. В основной сосуд помещают размельченный гидрид кальция в количестве 0,1 см³ при испытании осушенного масла или 1 см³ при испытании неосушенного масла. Затем в основной сосуд из подготовительного сосуда подают примерно 100 мл испытываемого масла и соединяют краном полость основного сосуда с измерительной бюреткой. Перед измерением уровень масла в бюретке устанавливают на нулевое деление, перемещая уравнильную склянку. Выделяющийся в процессе реакции в основной колбе водород собирается в бюретке, что приводит к изменению уровня масла в ней. По изменению уровня масла определяют количество выделившегося газа. Измерение выделившегося газа производят через каждые 5 мин в течение всего времени опыта. Одновременно

измеряют температуру в основном сосуде" и давление окружающего воздуха. Перед каждым измерением уравнивательную склянку перемещают до положения, когда уровни масла в ней и измерительной бюретке будут совпадать. Для ускорения реакции основной сосуд 2 — 3 раза встряхивают через каждую минуту.

При измерении объема выделяющегося газа необходимо учитывать поправку на изменение объема газа от температуры в основном сосуде. Поправку вычисляют по формуле

$$a = [(V - V_m) * 2730 + V_m * 72 * 10^{-6}] * \Delta t$$

где V — объем основного сосуда с присоединенными к нему трубками, л;

Δt — изменение температуры в основном сосуде, °С.

Проверку герметичности и настройку прибора для измерения нужно производить в соответствии с ГОСТ 7822-75.

Определение газосодержания масла. Газосодержание масла определяют при проведении работ, связанных с дегазацией и азотированием масла. Определение газосодержания производят с помощью прибора, в практике получившего название абсорбциометра. Способ определения заключается в измерении, изменения остаточного давления в емкости после заливки в нее пробы испытываемого масла.

На рис. 5.7 показан абсорбциометр, применяемый монтажными организациями треста «Гидроэлектромонтаж» Минэнерго СССР. При помощи вакуум-насоса создают в абсорбциометре остаточное давление 1,33—6,5 Па. Затем, отключая вакуум-насос и предварительно измеряя остаточное давление газа в абсорбциометре, заливают в пипетку 300 мл испытываемого масла. Медленно открывая вентиль пипетки, вливают 100 мл испытываемого масла в стеклянную колбу через шариковый распылитель. После заливки пробы масла измеряют, остаточное давление газа в колбе. Разность давлений газа в колбе до и после заливки пробы масла определяет газосодержание масла.

Объемное содержание газа в масле, приведенное к атмосферному давлению, % объема масла, вычисляют по формуле

$$X = \frac{(V_n - V_m) * p_2 - V_n * p_1}{V_m * p_3}$$

где V_n — объем колбы с вакуумными шлангами, м³ (определяется путем измерения массы, вмещаемой в данном объеме известной жидкости);

V_m — объем масла, введенного в колбу, м³;

p_1 — давление в колбе перед впуском масла, Па;

p_2 — давление в колбе после впуска масла, Па;

p_3 — атмосферное давление.

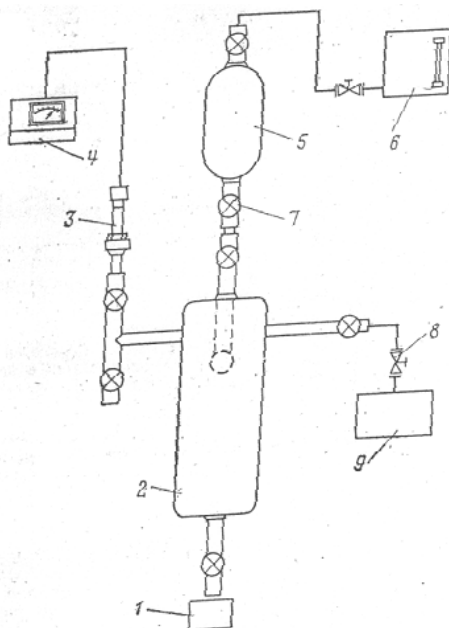


Рис.13. Схема прибора для определения газосодержания масла.

1 — сосуд для слива масла; 2 — стеклянная колба с распылителем; 3 — датчик прибора типа ВСБ-1; 4 — прибор измерения остаточного давления типа ВСБ-1; 5 — стеклянная колба для отбора пробы масла; 6 — емкость с дегазированным маслом; 7 — кран стеклянный притертый; 8 — сильфонный вентиль; 9 — вакуум-насос типа ВН-461.

За истинное значение объемного содержания газа «принимается среднее из двух последовательных измерений при условии, что результаты этих измерений отличаются не более чем на 10%;

Перед каждым измерением необходимо проверять натекание в абсорбциометре. Для этого при помощи вакуум-насоса в нем создается остаточное давление порядка 75 Па. Через 3 мин после отключения вакуум-насоса и перекрытия вентилей производится повторное измерение остаточного давления в приборе. Абсорбциометр считается герметичным, если давление в нем за этот период повысится не более чем на 30 Па.

Для определения газосодержания масла применяют и другие конструктивные исполнения абсорбциометров, работающих по описанному выше принципу.

Описанный способ определения газосодержания имеет недостатки, влияющие на точность измерения: в стеклянной колбе одновременно с газом выделяются пары влаги; при заливке масла в колбу газ, из него выделяется не полностью.

В настоящее время разрабатывается новая методика определения газосодержания масла, исключающая эти недостатки.

Определение механических примесей. В товарных маслах может содержаться много механических примесей различных размеров и различного характера (осадки окружающего воздуха, волокна и др.), которые ухудшают эксплуатационные свойства масла, поэтому при обработке масла необходимо уделять особое внимание удалению из него механических примесей. При обработке масла удаляют в основном примеси размером более 15 мк.

В практике применяют два способа оценки загрязнения масла: качественный и количественный.

Качественный способ применяется для контроля отсутствия в масле механических примесей больших размеров. Он заключается в визуальной проверке отсутствия механических примесей в залитой в прозрачной пробирке пробе испытываемого масла.

Количественное содержание механических примесей в масле определяется по ГОСТ 6370-59. Способ заключается в пропускании растворенной в бензине пробы масла через предварительно высушенный при температуре 105 — 110°C (до получения постоянной массы) беззольный бумажный фильтр, на поверхности которого задерживаются имеющиеся в масле механические примеси. После этого фильтр промывают бензином и просушивают при температуре 105 — 110°C до постоянной массы.

Содержание механических примесей, % массы, определяют по формуле

$$X = \frac{m_1 - m_2}{m_3}$$

где m_1 — масса сухого фильтра с механическими примесями, г; m_2 — масса сухого фильтра без механических примесей, г; m_3 — масса навески испытываемого масла, г.

Этот способ обеспечивает требуемую точность измерения при содержании механических примесей в масле более 0,005%.

Следует отметить, что для оценки загрязненности масел, заливаемых в мощные трансформаторы, требуются более совершенные способы определения механических примесей в маслах, которые в настоящее время разрабатываются.

Испытание электрической прочности изоляции обмоток трансформатора повышенным напряжением

Испытание повышенным напряжением промышленной частоты является заключительным этапом профилактических испытаний изоляции трансформатора. Оно проводится с целью определения запаса электрической прочности и дефектов, а так же для обнаружения дефектов, не выявленных с помощью предыдущих испытаний.

Величина испытательного напряжения определяется исходя из учета возможных внутренних и атмосферных перенапряжений в действующих установках. Приложение повышенного напряжения создает в испытываемой изоляции увеличенную, по сравнению с рабочей, напряженность электрического поля, что позволяет обнаруживать дефекты в изоляции, вызывающие снижение электрической прочности.

Величина пробивного напряжения изоляции зависит от времени приложения напряжения, поэтому испытательное напряжение прикладывается в течение одной минуты. Более длительное приложение напряжения может вызвать тепловой пробой и при отсутствии дефектов.

Изоляция считается выдержавшей испытание, если не было слышно разрядов или колебания стрелок вольтметра и амперметра не указали на наличие разрядов.

Испытанию электрической прочности изоляции повышенным напряжением подвергаются обмотки высокого напряжения по схеме, приведенной на рисунке 6. Один вывод испытательного трансформатора заземляют. Согласно ГОСТ-1516-76 скорость подъема напряжения до 40% испытательного может быть произвольной. Затем подъем напряжения производят со скоростью около 30% от испытательного в 1 с. Напряжение выдерживают в течение минуты и затем снижают.

Схема испытания электрической прочности изоляции обмоток трансформатора повышенным напряжением промышленной частоты

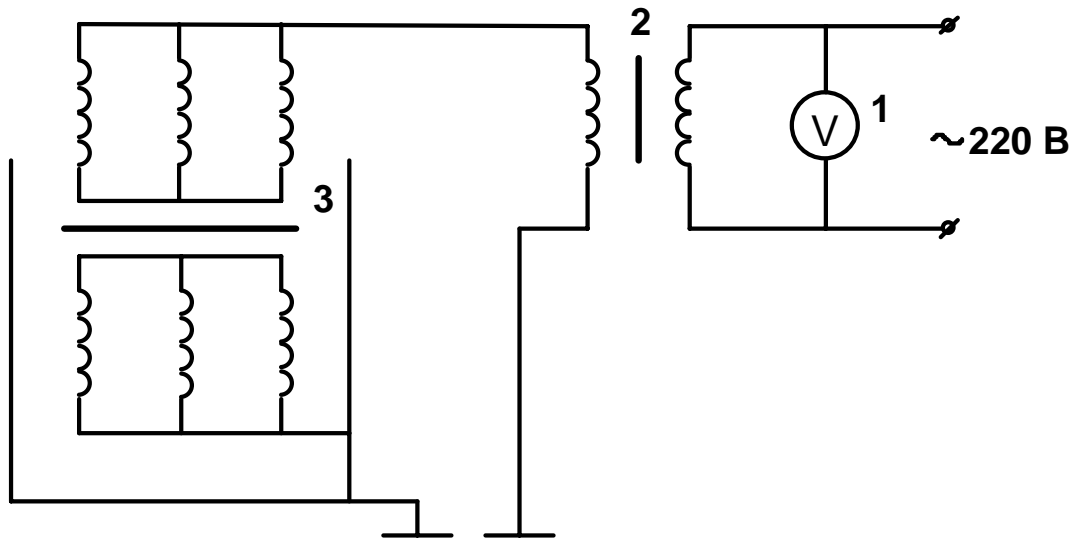


Рисунок 14.

1 - вольтметр; 2 - испытательный трансформатор; 3 - испытуемый трансформатор.

ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ КОМПЛЕКСНОЕ РАССМОТРЕНИЕ ФАКТОРОВ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ СОСТОЯНИЕ ИЗОЛЯЦИИ

Сохранение достигнутого при изготовлении качественного состояния изоляции является важнейшей задачей монтажа по обеспечению надежности работы трансформаторов. Ухудшение изоляции является следствием увлажнения, загрязнения и механического повреждения. В настоящее время применяют следующие методы контроля за состоянием изоляции трансформаторов в период их монтажа:

Измерение сопротивления изоляции обмоток через 60 с после приложения к ней постоянного напряжения (R_{60})

2. Определение отношения значений сопротивлений изоляции обмоток, измеренных через 60 и 15 с, при приложении к ним постоянного напряжения ($\frac{R_{60}}{R_{15}}$)

3. Измерение угла диэлектрических потерь изоляции обмоток при приложении к ним переменного напряжения ($tg \delta$).

4. Измерение изоляционных характеристик масла: пробивного напряжения $U_{пр}$, угла диэлектрических потерь масла ($tg \delta$) и влагосодержания масла.

5. Определение влагосодержания установленных внутри трансформатора образцов твердой изоляции.

6. Измерение отношения емкостей изоляции обмоток, соответствующих частотам приложенного напряжения 2 и 50 Гц (C_2/C_{50}).

7. Измерение прироста абсорбционной емкости ($\frac{\Delta C}{C}$).

Каждый из указанных методов не позволяет однозначно определить причину и степень ухудшения изоляции, поэтому оценку состояния изоляции производят на основании комплексного рассмотрения условий и состояния трансформатора во время транспортировки, хранения и монтажа с учетом результатов проверок и испытаний, указанных в данной главе.

Оценку состояния изоляции трансформаторов, транспортируемых в частично демонтированном виде, осуществляют по результатам следующих работ, проверок и испытаний:

1. Внешний осмотр, оценка герметичности и, наличие пломб на кранах и устройстве для отбора пробы масла после прибытия и хранения трансформатора, измерение уровня масла в трансформаторах при обнаружении следов утечки масла.

2. Испытание пробы трансформаторного масла из бака трансформатора после прибытия и хранения. Для трансформаторов, транспортируемых с маслом, производят испытание пробы масла в объеме сокращенного анализа, а для трансформаторов напряжением ПО—750 кВ дополнительно измеряют $tg\delta$ масла и влагосодержание масла. Если трансформаторы транспортируются без масла, производят испытание пробы остатков масла со дня бака на пробивное напряжение, $tg\delta$ и влагосодержание масла.

3. Соблюдение условий хранения и разгерметизации трансформаторов. Для трансформаторов, транспортируемых без масла, проверяют состояние индикаторного силикагеля, если он установлен внутри бака.

4. Определение влагосодержания образцов изоляции при нарушении условий транспортировки, хранения и разгерметизации трансформаторов для трансформаторов мощностью 80 МВ-А напряжением ПО кВт и более. По результатам -измерений определяют способ дополнительной обработки изоляции.

5. Измерение отношения $\frac{\Delta C}{C}$ в начале и в конце работ при проведении работ, в процессе которых активная часть находится в контакте с окружающим воздухом.

6. Испытание пробы масла из трансформатора после окончания монтажа в объеме сокращенного анализа и $tg\delta$ измерение масла. В трансформаторах, снабженных азотной и пленочной защитой, дополнительно проверяют газосодержание масла.

7. Измерение значения $R_{60, tg\delta}$ и C_2/C_{50} изоляции обмоток трансформатора после окончания монтажа.

Условия включения трансформатора без дополнительной обработки изоляции:

1. На баке трансформатора не должно быть следов повреждения, свидетельствующих о возможном нарушении состояния изоляции. Бак трансформатора должен быть герметичным. Уровень масла в трансформаторах, транспортируемых с маслом, должен быть достаточным для покрытия всех изоляционных деталей, а для трансформаторов, транспортируемых с установленным расширителем, находится в пределах показаний маслоуказателя.

2. После прибытия и хранения трансформатора свойства залитого в него масла должны соответствовать требованиям

3. Продолжительность хранения трансформаторов, не залитых (транспортируемых без масла) или не долитых (транспортируемых с маслом без расширителя) маслом, не должна превышать: 6 мес — для трансформаторов на напряжение до 35 кВ, 3 мес — для трансформаторов на напряжение 110—750 кВ, 1 мес и менее — для отдельных уникальных трансформаторов.

Продолжительность и условия разгерметизации должны соответствовать требованиям, Индикаторный силикагель должен быть голубого цвета.

4. Измеренные значения $\frac{\Delta C}{C}$ изоляции обмоток должны соответствовать требованиям.

5. После окончания монтажа свойства масла, залитого в трансформатор, должны соответствовать требованиям для данного типа трансформатора.

6. Измеренные значения $R_{60, tg\delta}$ и C_2/C_{50} изоляции обмоток после окончания монтажа должны соответствовать требованиям.

При несоответствии результатов проведенных работ, проверок и испытаний нормированным требованиям производят дополнительные работы по восстановлению изоляции: При увлажнении изоляции выполняют ее термовакуумную обработку: контрольный прогрев, контрольную подсушку и сушку.

Порядок работы

1. Измерить сопротивление изоляции обмоток трансформатора мегаомметром МС-05.

2. Определить увлажненность изоляции методом « ёмкость – частота» прибором контроля влажности ПКВ-7.

3. Определить тангенс угла диэлектрических потерь прибором Р-5026.

4. Определить электрическую прочность масла прибором АИИ-70.

5. Провести испытание обмоток трансформатора повышенным напряжением промышленной частоты.

Примечание: Всем измерениям должно предшествовать ознакомление с описаниями и схемами применяемых приборов.

Элементы исследования

Исследовать электрическую прочность масла, залитого в испытуемый трансформатор. Объяснить влияние влаги, твердых и газообразных примесей, а также температуры на электрическую прочность трансформаторного масла. Объяснить необходимость 5-кратного повторения опытов при испытании масла на электрическую прочность.

Таблица 1.

Наименьшие допустимые значения сопротивления изоляции обмоток трансформатора, МОм

напряжения обмотки ВН, кВ	Температура обмотки, °С			
	10	20	30	40
до 10 кВ	2150	1000	570	240
35 кВ	3250	1700	810	450

Таблица 2.

$$tg\delta = f(t, ^\circ C), \%$$

Класс напряжения обмотки ВН, кВ	Температура обмотки (град.)					
	10	20	30	40	50	60
35 кВ и ниже	2, 3	3,5	5,5	8,0	11	15

Таблица 3.

Величины испытательного напряжения в эксплуатации, кВ

Вид испытания	Номинальное напряжение, кВ							
	3	6	10	20	35	60	80	100
испытательное напряжение, кВ	15	21	30	47	72	105	140	195

Таблица 4.

Результаты испытаний изоляции трансформатора

Вид испытания	Обмотка ВН		Обмотка НН		Между обмотками	
	опытное	конт- рольное	опытное	Конт- рольное	опытное	конт- рольное
Сопротивление изоляции, МОм						

Испытание масла

№ опыта	1	2	3	4	5	и др.
Пробивное напряжение, кВ						

Содержание отчета

1. Привести схемы включения приборов, используемых в измерениях.
2. Результаты измерений по пунктам 1 - 3 занести в таблицу 4, а результаты испытаний, полученные при исследовании электрической прочности масла, занести в таблицу 5. Сделать соответствующие выводы о качестве изоляции испытуемого трансформатора на основе измерений по пунктам 1 -5.
- 3 Ответы на контрольные вопросы

Контрольные вопросы

- 1 Категории старение электрической изоляции
- 2 Классификация изоляции
- 3 Общие требования предъявляемые к изоляции
- 4 Методы измерения сопротивления изоляции обмоток
- 5 Определение тангенса угла диэлектрических потерь
- 6 Испытание пробы масла
- 7 Испытание электрической прочности изоляции обмоток трансформатора повышенным напряжением

Литература

1. Техника высоких напряжений. /Под ред. М.В. Костенко. – М.: Высш. шк., 1973. – 528 с.
2. Техника высоких напряжений. /Под ред. Д.В. Разевича. – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергия, 1976. – 488 с.
3. Баженов С.А., Воскресенский Ф.В. «Профилактические испытания изоляции оборудования высокого напряжения». – М.: Энергия, 1977. – 288 с.
4. Руководство к лабораторным работам по технике высоких напряжений. – Томск. изд. ТПИ ИМ. Кирова, 1986. – 96 с.
5. Тихонов Л.М. «Расчет трансформаторов». – Москва.: Энергоатомиздат, 1986. – 528 с.
6. Филиппишин В.Я., Туткевич А.С «Монтаж силовых трансформаторов». – Москва.: Энергоатомиздат, 1981. – 432 с.