Инструкция по эксплуатации трансформаторов. РД 34.46.501

УТВЕРЖДЕНА

Заместителе начальника Главтехуправления

08.12.1976 г.

Требования Инструкции распространяются на силовые трансформаторы (отечественные и импортные) и автотрансформаторы, регулировочные трансформаторы и масляные реакторы напряжением до 750 кВ.

Инструкция рассчитана на эксплуатационный персонал электростанций и электрических сетей.

ВВЕДЕНИЕ

Эксплуатацию узлов (вводов, устройств РПН и др.) и вспомогательного оборудования трансформаторов и реакторов, системы охлаждения (в том числе насосов, вентиляторов), шкафов управления электродвигателями системы охлаждения, реле низкого уровня масла, стрелочного маслоуказателя, термосигнализаторов, азотной защиты и других следует вести в соответствии с указаниями заводских инструкций, согласованных с Главтехуправлением.

Настоящая Инструкция согласована с ВПО «Союзтрансформатор» Минэлектротехпрома.

С выходом настоящей Инструкции аннулируется «Инструкция по эксплуатации трансформаторов» (Госэнергоиздат, 1961).

Все впервые вводимые в эксплуатацию трансформаторные установки[2] должны соответствовать требованиям «Правил устройства электроустановок» («Энергия», 1966).

Эксплуатация трансформаторных установок должна осуществляться в соответствии с требованиями «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей» («Энергия», 1977) и «Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок электрических станций и подстанций» («Энергия», 1972).

---

[1] Требования к трансформаторам относятся и к автотрансформаторам.

[2] Под термином «трансформаторная установка» понимается трансформатор или реактор со всем относящимся к ним вспомогательным оборудованием и строительными сооружениями.

1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТРАНСФОРМАТОРНЫМ УСТАНОВКАМ

1.1. Для предупреждения повышенного нагрева трансформатора и реактора и ускоренного старения их изоляции необходимо следить, чтобы при естественной и искусственной вентиляции разность между температурой воздуха, входящего в трансформаторное помещение снизу и выходящего вверху, не превышала 15°С при их номинальной загрузке. В случае замены на больший по мощности или работе трансформатор с систематическими перегрузками принять меры по увеличению интенсивности охлаждения трансформатора.

1.2. В помещениях, где установлены сухие трансформаторы, относительная влажность воздуха не должна быть более 80% при 25°С.

1.3. Трансформаторные помещения должны содержаться в полной исправности, чтобы через кровлю и проемы (оконные, вентиляционные) в помещение не попадали дождь, снег, а также мелкие животные и птицы.

1.4. Двери трансформаторных помещений должны быть постоянно заперты на замок. На дверях и в трансформаторных помещениях должны быть сделаны надписи, указывающие станционные или подстанционные номера и присвоенные им единые диспетчерские наименования.

На дверях трансформаторного помещения укрепляются предупредительные плакаты установленного содержания и формы.

1.5. Нагрузку двухобмоточных трансформаторов мощностью 1000 кВ·А и более, за исключением установленных в трансформаторных пунктах (ТП), контролируют по амперметрам, включенным в одну фазу, а трехобмоточных трансформаторов — по амперметрам, включенным в цепи всех трех обмоток в одноименную фазу.

На электростанциях и крупных подстанциях для контроля за нагрузкой, кроме того, предусматриваются ваттметры активной и реактивной мощности со стороны обмотки низшего и среднего напряжения.

1.6. Нагрев при работе трансформатора и реактора контролируют по температуре верхних слоев масла, измеряемой термометрами и термосигнализаторами. При установке термометров на трансформаторы и реакторы наружной установки необходимо принимать меры для предотвращения попадания влаги в гильзы термометров и повреждения гильз при замораживании в них влаги.

На трансформаторах с повышенной вибрацией бака для обеспечения более длительной и надежной работы термосигнализаторов рекомендуется устанавливать термосигнализаторы на отдельной стойке, не связанной с баком, или на амортизаторах.

1.7. Трансформаторы и реакторы должны эксплуатироваться с включенной защитой от внутренних повреждений и сверхтоков, выполненной в соответствии с проектом, а отключающие элементы газовой защиты должны быть включены с действием на отключение. Разрывная мощность предохранителей при защите трансформаторов должна соответствовать мощности короткого замыкания в данной точке сети, и при этом должна обеспечиваться селективная работа защиты.

1.8. Для контроля уровня масла в трансформаторе и реакторе на торцевой стенке расширителя около маслоуказателя

должны быть четко нанесены три контрольные черты, соответствующие уровням масла при установившейся температуре масла в неработающем трансформаторе 35, +15 и +35°С, а для трансформаторов, изготовленных в соответствии с ГОСТ 11677-65, 11677-75 или по новым техническим условиям 45, +15, +40°С.

1.9. Трансформаторы мощностью 160 кВ·А и более и реакторы должны работать с постоянно включенной системой защиты масла от увлажнения и окисления (термосифонными или адсорбционными фильтрами и воздухоосушителями или с азотной, пленочной или другой защитой) независимо от режима работы трансформатора и реактора. Маслонаполненные вводы должны работать (храниться) с постоянно включенными устройствами защиты масла от окисления и увлажнения.

1.10. Выхлопная (предохранительная) труба трансформатора не должна быть направлена на установленный рядом трансформатор или аппарат, чтобы при выбросе масло не попало на другое оборудование и площадку для обслуживания газового реле.

Если труба направлена на стоящее рядом оборудование, следует установить огнестойкую отбойную стенку или металлический щит между трансформатором и оборудованием.

Не допускается замена стеклянной мембраны в трубе на мембрану из другого материала. При осмотре трансформатора должна быть обеспечена возможность контроля целости мембраны.

Воздушная полость выхлопной трубы трансформаторов и реакторов, имеющих газовое реле, должна иметь соединение с воздушной полостью расширителя.

1.11. На баках трехфазных трансформаторов и реакторов и групп однофазных трансформаторов и реакторов наружной установки должны быть сделаны четкие надписи, указывающие станционные и подстанционные номера и присвоенные им единые диспетчерские наименования.

На баки однофазных трансформаторов и реакторов должна быть нанесена расцветка фаз. Трансформаторы и реакторы наружной установки должны быть окрашены в светлые тона краской без металлических наполнителей, стойкой к атмосферным воздействиям и воздействиям масла.

1.12. При наличии переключающего устройства для включения резервной фазы необходимо следить, чтобы каждый разъединитель имел ясную расцветку фаз и буквенные обозначения начала и конца обмоток, а у переключающего устройства была вывешена четкая схема с указанием всех необходимых переключений при пользовании устройством.

1.13. Необходимо следить за тем, чтобы при установке трансформаторов и реакторов с плоской крышкой, оборудованных газовой защитой, бак имел уклон, при котором крышка или верхняя часть бака имела бы подъем по направлению к газовому реле не менее 1—1,5%, а маслопровод от бака к расширителю — не менее 2—4%. Если трансформатор имеет газоотводный трубопровод, присоединенный к верхней части бака в нескольких местах по длине бака, уклон трансформатора следует создать по поперечной оси так, чтобы места присоединения газоотводов оказались в высшей точке. При полуцилиндрической форме верхней части бака газоотводы присоединяются в высшей точке (по середине), и для таких трансформаторов не требуется создания уклона. Кран, установленный на маслопроводе между газовым реле и расширителем (или автоматический клапан), при работе трансформатора должен быть открыт.

1.14. Необходимо следить, чтобы провода вторичных цепей, присоединенные к газовому реле и трансформаторам тока, были надежно защищены от разъедания маслом и механических повреждений.

1.15. Стационарные лестницы для обслуживания газовых роле трансформаторов и реакторов должны иметь перила и площадку и находиться в исправном состоянии и обеспечивать доступ к газовому реле при соблюдении требований правил техники безопасности.

1.16. Противопожарные средства, которыми оснащены трансформаторные установки, должны поддерживаться в исправном состоянии и периодически проверяться. Стационарные установки пожаротушения с помощью распыленной воды или многократной пены должны иметь задвижки с автоматическим управлением и включаться в работу при срабатывании защит от внутренних повреждений. Дренаж и маслоотводы от маслоприемных устройств должны периодически очищать и проверять.

Масло, стекающее из-под оборудования в процессе эксплуатации, должны собирать в дренажную систему и очищать с помощью отстойников и других устройств.

Кабельные каналы около трансформаторов и реакторов наружной установки должны быть плотно закрыты и защищены от попадания масла, растекающегося из-под трансформатора при его повреждении.

Эксплуатация трансформаторов и реакторов без выполненной по проекту системы пожарного водоснабжения не допускается. Стационарные устройства пожаротушения должны проверять по графику, утвержденному главным инженером предприятия.

Гравийную засыпку под трансформатором и реактором должны содержать в чистоте, и при засорении или значительном замасливании она должна быть промыта или заменена.

1.17. Запасные части, поставленные вместе с трансформатором и реактором, должны храниться на складе предприятия с соблюдением правил хранения этих изделий, указанных в сопроводительной документации на них.

1.18. Трансформаторные и реакторные маслонаполненные вводы следует хранить в соответствии с требованиями заводских инструкций по монтажу и эксплуатации вводов. При необходимости герметичные маслонаполненные вводы во время хранения должны доливать дегазированным маслом с помощью специальных устройств, предотвращающих попадание воздуха во вводы.

1.19. На каждый трансформатор и реактор должна быть заведена документация, содержащая:

а) паспорт трансформатора, составленный по установленной форме, или формуляр, высылаемый заводом-изготовителем в составе эксплуатационной документации;

б) копии протоколов заводских испытаний или технической характеристики, заводские инструкции;

в) протоколы испытаний (приемо-сдаточные, после капитальных и текущих ремонтов), в том числе протоколы испытаний комплектующих частей, вводов, устройств РПН, встроенных трансформаторов тока и др.;

г) протоколы сушки трансформатора;

д) акты приемки после монтажа и ремонта;

е) протоколы испытаний масла;

ж) акты о повреждениях трансформатора.

В формуляр заносят данные, характеризующие условия эксплуатации трансформатора, в соответствии с имеющимися в формуляре графами.

2. РЕЖИМЫ РАБОТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ И РЕАКТОРОВ

2.1. Нормальным режимом работы трансформатора и реактора называется работа трансформатора, при которой его параметры не отклоняются от номинальных более, чем допустимо в соответствии со стандартами (ГОСТ 401-41, 11677-65, 19469-74, 19470-74, 11677-75), техническими условиями и настоящей Инструкцией.

Номинальным режимом работы трансформатора[1] (на основном ответвлении) и реактора называется их работа при номинальных значениях напряжения, частоты, нагрузки и при номинальных условиях места установки и охлаждающей среды, оговоренных соответствующими ГОСТ (401-41, 11677-65 или 19469-74, 19470-74, 11677-75) или техническими условиями (приложение 1). Трансформатор и реактор могут длительно работать в этом режиме.

Номинальные данные трансформатора и реактора указываются предприятием-изготовителем на щитке.

---

[1] Для трансформатора с ответвлениями под номинальным током и напряжением подразумеваются номинальный ток и напряжение ответвления, включенного в сеть.

2.2. Температура верхних слоев масла при нормальной нагрузке трансформатора и реактора и максимальной температуре охлаждающей среды (среднесуточная температура охлаждающего воздуха +30°С, температура охлаждающей воды +25°С у входа в охладитель) не должна превышать следующих максимально допустимых значений:

а) +95°С в трансформаторах и реакторах, имеющих естественное масляное охлаждение (М) или дутьевое охлаждение (Д), — приложение 2;

б) +75°С в трансформаторах и реакторах, имеющих циркуляционное охлаждение с принудительной циркуляцией масла и воздуха (ДЦ), если в технических условиях на трансформатор заводом-изготовителем не оговорена другая температура;

в) +70°С в трансформаторах, имеющих масляно-водяное охлаждение с принудительной циркуляцией масла (Ц), на входе в маслоохладитель, если в технических условиях не оговорена другая температура.

Температура верхних слоев масла в трансформаторах зарубежного производства не должна превышать значений, указанных фирмой, а при отсутствии их — значений, установленных на основании тепловых испытаний или настоящей Инструкции.

Превышение упомянутых температур указывает на неисправность трансформатора, которая должна быть выяснена и устранена[1].

---

[1] У трансформаторов некоторых типов при среднесуточной температуре охлаждающего воздуха +30°С и максимальной температуре воздуха +40°С температура верхних слоев масла может быть выше указанных пределов на 4—5°С.

2.3. Трансформаторы допускают длительную работу при повышении подводимого напряжения в соответствии с п. 2.4 при условии, что линейное напряжение на любой обмотке не превышает наибольшего рабочего напряжения, установленного ГОСТ 721-74 для данного класса напряжения:

Класс напряжения, кВ	3	6	10	15	20	35	110	150	220	330	500	750
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	3,5	6,9	11,5	17,5	23	40,5	126	172	252	363	525	787

2.4. Допускается повышение напряжения сверх номинального напряжения любого ответвления трансформатора и номинального напряжения любой обмотки, не имеющей ответвлений:

а) длительно, не более чем на 5% при нагрузке не более номинальной;

б) длительно, не более чем на 10% при нагрузке не более 0,25 номинальной для всех трансформаторов и при нагрузке не более номинальной для трансформаторов, работающих в блоке с генераторами, а также для автотрансформаторов без ответвлений в нейтрали и работающих без регулировочных трансформаторов в нейтрали;

в) кратковременно (до 6 ч в сутки) на 10% при нагрузке не более номинальной.

Допустимое превышение напряжения на обмотках автотрансформаторов с ответвлениями в нейтрали для регулирования напряжения (с РПН) или предназначенных для работы с регулировочными трансформаторами определяется по данным завода-изготовителя.

Во избежание недопустимого перевозбуждения понижающих автотрансформаторов с встроенным регулятором напряжения в нейтрали или с вольтодобавочным трансформатором в нейтрали длительное перевозбуждение магнитопровода (стержня и ярма) не должно превышать 10 или 15% эпизодически в течение не более 20 мин не чаще 1 раза в 2 ч.

Перевозбуждение стержня магнитопровода следует контролировать по показаниям щитового киловольтметра обмотки НН.

Превышение рабочего напряжения над номинальным напряжением обмотки НН в процентах равно (с приемлемой точностью) значению перевозбуждения стержня.

Перевозбуждение ярм магнитопровода контролировать по разности показаний щитовых киловольтметров обмоток ВН и СН. Превышение этой разности над ее номинальным значением в процентах равно (с приемлемой точностью) значению перевозбуждения ярма.

В случае возникновения перевозбуждения более допустимых значений или длительности следует принять меры к снижению его до 10% уменьшением реактивной нагрузки автотрансформатора по указанию диспетчера.

2.5. Трансформаторы и реакторы на напряжение 110 кВ и выше, изготовленные в соответствии с ГОСТ 11677-65, 19469-74, 11677-75, допускают кратковременные повышения напряжения при работе на любом ответвлении в соответствии с табл. 2.1—2.3.

Таблица 2.1 Допустимая кратность повышения напряжения для трансформаторов

Показатель	Допустимая продолжительность повышения напряжения	
	20 мин	20 с
Предшествующая нагрузка в долях номинального тока ответвления не более	0,5	1
Кратность напряжения в долях номинального напряжения ответвления не более	1,15	1,3

Таблица 2.2. Допустимые повышения напряжения частоты 50 Гц для трансформаторов

Класс напряжения	Допустимое повышение напряжения, относительное значение, не более, при длительности							
	20 мин		20 с		1 с		0,1 с	
	$U_{ф-ф}$*	$U_{ф-з}$*	$U_{ф-ф}$	$U_{ф-з}$	$U_{ф-ф}$	$U_{ф-з}$	$U_{ф-ф}$	$U_{ф-з}$
110—500 кВ	1,1	1,1	1,25	1,25	1,5	1,9	1,58	2,00
750 кВ	—	1,10	—	1,25	—	1,67	—	1,76

* Для напряжения между фазами $U_{ф-ф}$ по отношению к наибольшему рабочему напряжению; для напряжения относительно земли $U_{ф-з}$ по отношению к наибольшему рабочему напряжению, указанному в таблице, деленному на

$$\sqrt{3}$$

.

Примечание. При длительности воздействия 20 с и 20 мин независимо от приведенных в таблице значений повышения напряжения не должны иметь кратность по отношению к номинальному напряжению ответвления обмотки более указанной в табл. 2.1

Таблица 2.3 Допустимые повышения напряжения частоты 50 Гц для реакторов

Класс изоляции	Допустимое повышение напряжения, относительное значение, не более, при длительности							
	20 мин		20 с		1 с		0,1 с	
	$U_{ф-ф}$	$U_{ф-з}$	$U_{ф-ф}$	$U_{ф-з}$	$U_{ф-ф}$	$U_{ф-з}$	$U_{ф-ф}$	$U_{ф-з}$
110—500 кВ	1,15	1,15	1,35	1,35	1,50	2,0	1,58	2,10*
750 кВ	—	1,1	—	1,30	—	1,88	—	1,98

* Для класса напряжения 500 кВ $U_{ф-з}$ =2,08.

Примечание. Значения напряжения $U_{ф-ф}$, $U_{ф-з}$ даны по отношению к наибольшему рабочему напряжению, см. табл. 2.2.

Количество повышений напряжений за срок службы 25 лет не должно превышать: при длительности 0,1 и 1 с — не ограничивается, при 20 с — 100. Количество повышений напряжения длительностью 20 мин не должно превышать 50 в течение 1 года.

Количество повышений напряжения длительностью 20 с не должно быть более двух в течение суток, а промежуток времени между ними должен быть не менее 20 мин.

Промежуток времени между двумя повышениями напряжения длительностью 20 мин не менее 1 ч; третий раз допустимо такое повышение напряжения только в аварийной ситуации и не ранее чем через 4 ч.

Изготовленные по ГОСТ 11920-73 специальные трансформаторы (серии ТРДНС — для собственных нужд электростанций) и трансформаторы мощностью 40 и 80 МВт с ПБВ допускают кратковременные превышения напряжения от номинального данного ответвления не более 1,15; 1,3; 1,7 в течение 20 мин, 20 с и 1 с соответственно с повторяемостью, указанной выше.

Распространение допустимости указанных повышений напряжения на трансформаторы, спроектированные ранее в соответствии с техническими условиями и другими стандартами, может быть сделано по согласованию с головным институтом по трансформаторостроению (ВИТ). Следует иметь в виду, что повышение напряжения сверх 15% номинального для данного ответвления длительностью более приведенного выше времени приводит к перевозбуждению магнитной системы и может привести к возникновению недопустимых местных нагревов магнитопровода и конструктивных узлов. Поэтому должна быть выполнена защита от повышения напряжения средствами, обеспечивающими невозможность воздействия на трансформаторы напряжений, превышающих указанные выше.

2.6. Нейтрали автотрансформаторных обмоток автотрансформаторов, обмоток высшего напряжения трансформаторов и реакторов 110 кВ и выше, имеющих неполную изоляцию со стороны нулевых выводов, должны быть постоянно заземлены наглухо, за исключением случаев, оговоренных в п. 2.8. Трансформаторы и реакторы на напряжение до 35 кВ включительно могут работать с изолированной нейтралью или нейтралью, заземленной через дугогасящую катушку (заземляющий реактор).

При суммарном токе дугогасящих катушек более 100 А подсоединение их к одному трансформатору следует согласовывать с заводом-изготовителем.

2.7. Нейтрали регулировочных трансформаторов, включенных в нейтрали главных трансформаторов, должны быть заземлены наглухо, а на линейных вводах регулировочных трансформаторов должны быть присоединены вентильные разрядники согласно указаниям технических условий или завода-изготовителя.

2.8. Допускается работа трансформаторов 110, 150 и 220 кВ, имеющих испытательное напряжение нейтрали соответственно 100, 130 и 200 кВ, с разземленной нейтралью при условии присоединения к выводу нейтрали вентильного разрядника соответствующего класса изоляции. В этом случае должны быть приняты соответствующие меры (с помощью устройств релейной защиты и автоматики, оперативные меры и др.), исключающие возможность работы трансформатора в нормальных режимах на участок сети с изолированной нейтралью.

Работа с разземленной нейтралью трансформаторов 110 кВ с испытательным напряжением нейтрали 85 кВ допускается при обосновании соответствующими расчетами.

2.9. К обмоткам всех трансформаторов для защиты их от перенапряжений должны быть постоянно присоединены вентильные разрядники согласно ПУЭ, обеспечивающие защиту обмоток в соответствии с уровнем их изоляции.

2.10. Неиспользуемые обмотки низшего (или среднего) напряжения трансформаторов и низшего напряжения автотрансформаторов должны быть соединены в звезду или треугольник и защищены от перенапряжений, если напряжение неиспользуемой обмотки равно или меньше значений, приведенных в табл. 2.4.

Таблица 2.4 Напряжение неиспользуемой обмотки

Напряжение обмотки ВН, кВ	Напряжение неиспользуемой обмотки, кВ	
	первой от магнитопровода	между концентрами обмотки ВН
110	15	20
150	20	35
220 и выше	35	35

Защита неиспользуемых обмоток не требуется, если к обмотке постоянно (без коммутационной аппаратуры) подсоединена кабельная линия длиной не менее 30 м, при наличии автоматического повторного включения на подсоединении обмотки, а также при оперативных переключениях.

2.11. Масляные трансформаторы допускают длительную перегрузку каждой обмотки током, превышающим на 5% номинальный, если напряжение ни на одной из обмоток не превышает номинального; при этом для обмотки с ответвлениями нагрузка не должна превышать 1,05 номинального тока ответвления, если трансформатор не работает с перегрузками, указанными в п. 2.13.

2.12. У трехобмоточных трансформаторов допускается любое распределение длительных нагрузок по обмоткам при условии, что ни одна из обмоток не будет нагружена током, превышающим номинальный, а температура верхних слоев масла не будет превышать значений, указанных в п. 2.2.

Ток в общей части обмотки автотрансформатора не должен превышать значения, указанного на щитке автотрансформатора, с учетом допустимых перегрузок по п. 2.13.

2.13. Все трансформаторы и автотрансформаторы, кроме имеющих повышенные нагревы элементов активной части, в зависимости от режима работы допускают систематические перегрузки, значение и длительность которых регламентируются настоящей Инструкцией (см. также п. 4.13).

2.14. Систематические перегрузки трансформаторов допускаются в зависимости от характера суточного графика нагрузки, температуры охлаждающей среды и недогрузки в летнее время.

Допустимое значение перегрузки и ее продолжительность для масляных трансформаторов мощностью до 250 МВ·А, изготовленных в соответствии с ГОСТ 11677-65 и 11677-75, устанавливаются по графикам нагрузочной способности согласно ГОСТ 14209-69 «Трансформаторы и автотрансформаторы силовые масляные. Нагрузочная способность». Эти указания распространяются и на трансформаторы мощностью более 250 МВ·А, если в стандартах или технических условиях на такие трансформаторы нет иных указаний по нагрузочной способности. При этом систематическая перегрузка трансформатора не должна превышать 50% номинальной мощности.

Систематические перегрузки более чем 1,5-кратным номинальным током могут быть допущены только по согласованию с заводом-изготовителем.

2.15. Перегрузки обмоток трансформаторов, изготовленных в соответствии с ГОСТ 11677-65 до 1 июля 1970 г., снабженных вводами на напряжение 110 кВ и выше, а также вводами на более низкие напряжения на номинальный ток 3000 А и более, допускаются током, не более чем на 10% превышающим номинальный ток указанных вводов (в дополнение к ограничениям по п. 2.14).

2.16. Допустимые перегрузки масляных трансформаторов, изготовленных по ГОСТ 401-41, устанавливаются по графикам нагрузочной способности (согласно ГОСТ 14209-69), но эквивалентная температура принимается на 5°С выше расчетной для местности, где установлен трансформатор.

Не допускаются перегрузки трансформаторов, изготовленных в соответствии с ГОСТ 401-41, во время работы их при температуре охлаждающей воды выше +25°С или при среднесуточной температуре охлаждающего воздуха выше +30°С.

2.17. Допустимые перегрузки трансформаторов на напряжение до 500 кВ включительно, изготовленных по техническим условиям до выпуска ГОСТ 11677-65, определяются согласно ГОСТ 14209-69 по графикам нагрузочной способности, если расчетное превышение средней температуры обмотки составляет 65°С, и по графикам нагрузочной способности для эквивалентной температуры на 5°С выше расчетной для данной местности, если расчетное превышение средней температуры обмотки составляет 70°С.

Допустимые перегрузки трансформаторов на напряжение 750 кВ определяются согласно указаниям технических условий на эти трансформаторы.

2.18. Перегрузки трехобмоточных трансформаторов, указанные выше, относятся к наиболее нагруженной обмотке.

У автотрансформаторов наиболее нагруженной чаще всего может быть общая часть обмотки ВН (при передаче мощности со стороны обмоток ВН и НН в сторону СН). Измерение тока в общей части обмотки ВН в автотрансформаторах, изготовленных до 1972 г., заводом-изготовителем не предусматривалось. Методы измерения тока в этой обмотке таких автотрансформаторов указаны в приложении 3.

2.19. Трансформаторы с расщепленной обмоткой допускают такие же перегрузки каждой ветви, отнесенные к ее номинальной мощности, как и трансформаторы с нерасщепленной обмоткой.

Дополнительные перегрузки одной ветви за счет длительной недогрузки другой допускаются в соответствии с указаниями завода-изготовителя.

2.20. В случае неравномерной нагрузки трансформатора по фазам значения перегрузок относятся к наиболее нагруженной обмотке наиболее нагруженной фазы.

2.21. Допустимая перегрузка трансформаторов с охлаждением Д при отключенных вентиляторах определяется по отношению к мощности, которую они имеют без дутья (с охлаждением М).

2.22. Когда при наступлении перегрузки график нагрузки неизвестен и нельзя воспользоваться графиком нагрузочной способности масляных трансформаторов для определения допустимых нагрузок, можно пользоваться табл. 2.5 для трансформаторов с охлаждением М и Д и табл. 2.6 для трансформатора с охлаждением ДЦ и Ц.

Согласно этим таблицам систематические перегрузки, допустимые вслед за нагрузкой ниже номинальной, устанавливаются в зависимости от превышения температуры верхних слоев масла над температурой охлаждающей среды, которое определяется перед наступлением перегрузки. При таких перегрузках превышения температуры отдельных частей трансформатора не (выходят за пределы значений, допустимых нормами. Следует отметить, что допустимые перегрузки по табл. 2.5 и 2.6 в меньшей мере используют перегрузочную способность трансформаторов, чем по графикам нагрузочной способности.

Таблица 2.5 Допустимая продолжительность перегрузки трансформаторов с охлаждением М и Д

Нагрузка в долях номинальной	Допустимая продолжительность перегрузки, ч-мин, при превышении температуры верхних слоев масла над температурой воздуха перед перегрузкой, °С					
	18	24	30	36	42	48
1,05	Длительно					
1,1	3—50	3—25	2—50	2—10	1—25	0—10
1,15	2—50	2—25	1—50	1—20	0—35	—
1,2	2—05	1—40	1—15	0—45	—	—
1,25	1—35	1—15	0—50	0—25	—	—
1,3	1—10	0—50	0—30	—	—	—
1,35	0—55	0—35	0—15	—	—	—
1,4	0—40	0—25	—	—	—	—
1,45	0—25	0—10	—	—	—	—
1,5	0—15	—	—	—	—	—

Таблица 2.6 Допустимая продолжительность перегрузки трансформаторов с охлаждением ДЦ и Ц

Нагрузка в долях номинальной	Допустимая продолжительность перегрузки, ч-мин, при превышении температуры верхних слоев масла над температурой воздуха перед перегрузкой, °С					
	13,5	18	22,5	27	31,5	36
1,05	Длительно					
1,1	3—50	3—25	2—50	2—10	1—25	0—10
1,15	2—50	2—25	1—50	1—20	0—35	—
1,2	2—05	1—40	1—15	0—45	—	—
1,25	1—35	1—15	0—50	0—25	—	—
1,3	1—10	0—50	0—30	—	—	—
1,35	0—55	0—35	0—15	—	—	—
1,4	0—40	0—25	—	—	—	—
1,45	0—25	0—10	—	—	—	—
1,5	0—15	—	—	—	—	—

2.23. Для пользования графиками нагрузочной способности необходимо фактический график нагрузки преобразовать в эквивалентный в тепловом отношении двухступенчатый график нагрузки (рис. 2.1).

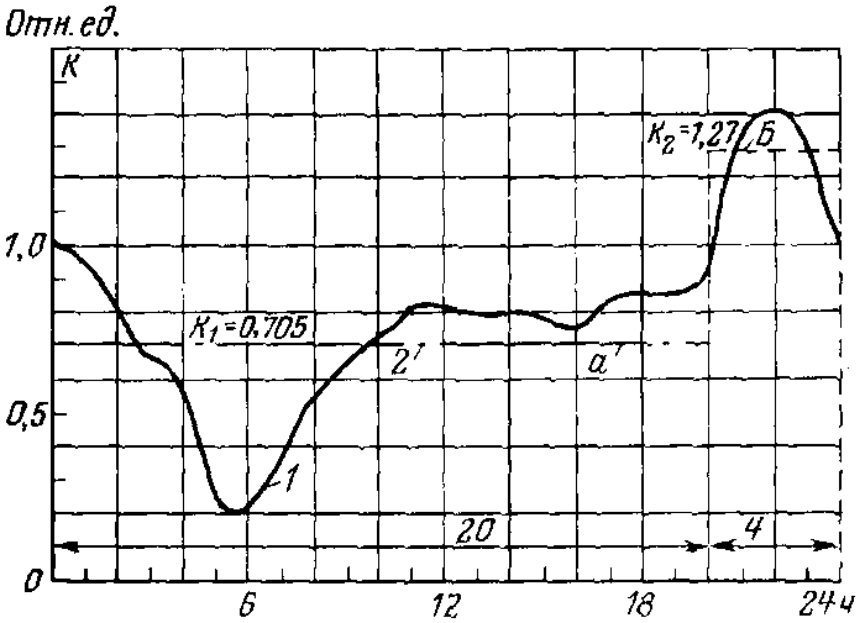

Рис. 2.1. Графики нагрузки.

1 — фактический; *2* — эквивалентный фактическому, двухступенчатый;

а — начальная нагрузка; *б* — пиковая нагрузка.

Допустимый коэффициент превышения нагрузки K_2 и продолжительности нагрузки t в часах должен определяться по коэффициенту начальной нагрузки K_1 и эквивалентной температуре охлаждающей среды $_э$ (рис. 2.2 и 2.3).

Графики нагрузочной способности для трансформаторов с охлаждением М и Д даны одинаковые. Графики на рис. 2.2 и 2.3 приведены для постоянной времени трансформатора 2,5 ч и дают наименьшее значение допустимой систематической перегрузки. При необходимости более точного расчета допустимой перегрузки следует руководствоваться ГОСТ 14209-69.

Коэффициентом начальной нагрузки K_1 называется отношение эквивалентной начальной нагрузки $I_{э.н}$ к номинальной $I_{ном}$:

$$K_1 = I_{э.н} / I_{ном}.$$

Эквивалентную нагрузку определяют:

$$I_э = I_{ном}\sqrt{\frac{\alpha_1^2 t_1 + \alpha_2^2 t_2 + \ldots + \alpha_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \ldots + t_n}}, \quad (2.1)$$

где $_1$, $_2$, .., $_n$ - различные ступени средних значений нагрузок, в долях номинального тока; t_1, t_2, ..., t_n - длительности этих нагрузок, ч.

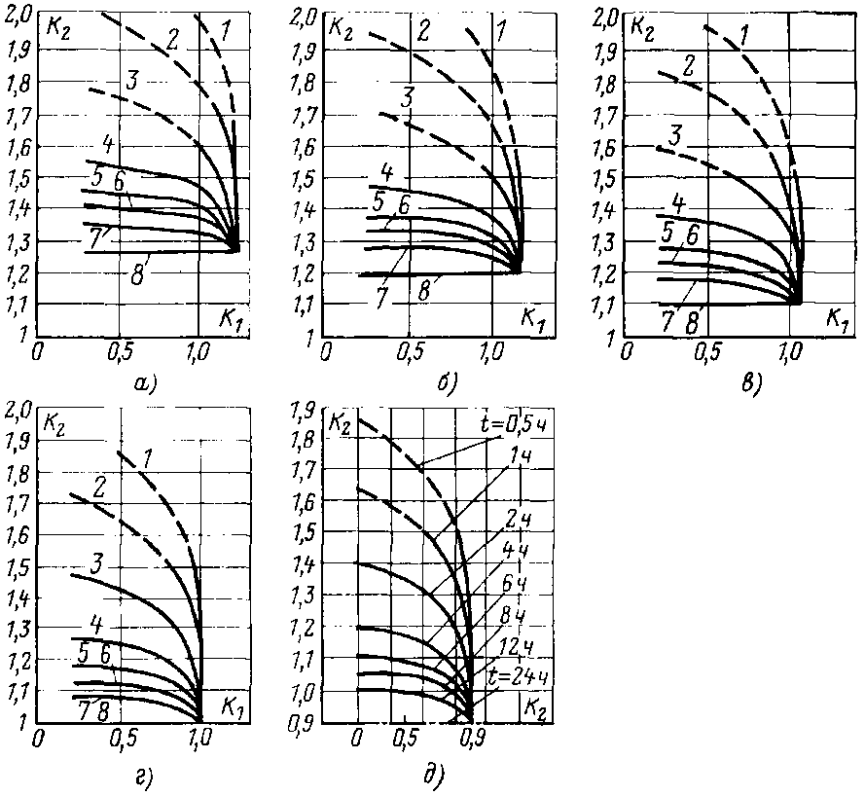

Рис. 2.2. Графики нагрузочной способности масляных трансформаторов

с охлаждением М и Д.

а — при эквивалентной температуре э = 10°С; *б* — при э = 0°С; *в* — при э = 10°С;

г — при э = 20°С; *д* — при э = 30°С; *1* – *t* = 0,5 ч; *2* – *t* = 1ч; *3* – *t* = 2 ч; *4* – *t* = 4 ч;

5 – *t* = 6 ч; *6* – *t* = 8 ч; *7* – *t* = 12 ч; *8* – *t* = 24 ч.

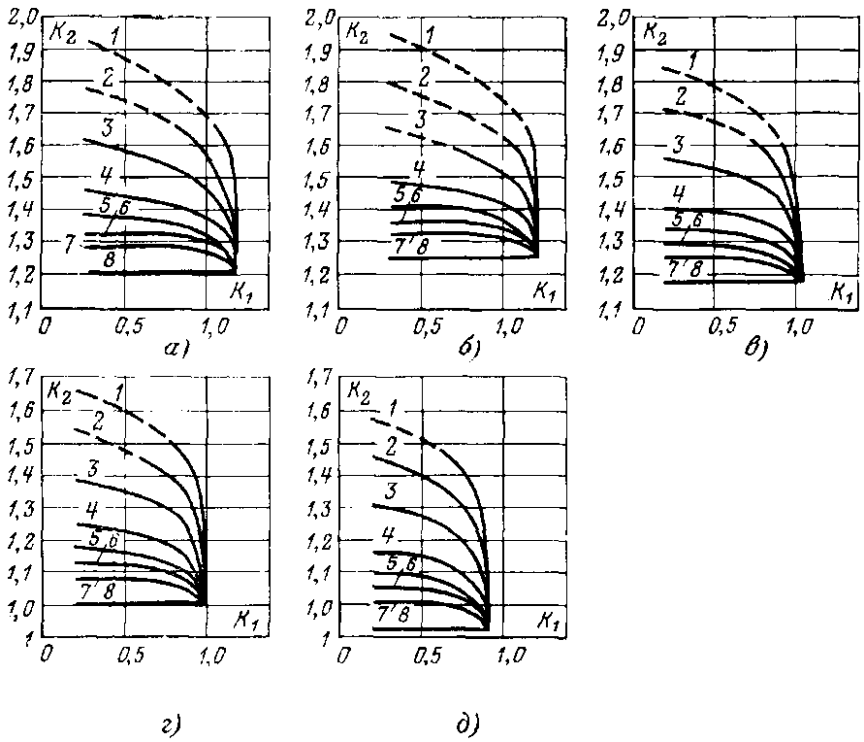

Рис. 2.3. Графики нагрузочной способности масляных трансформаторов

с охлаждением ДЦ и Ц при эквивалентной температуре, °С.

а — э = 10; *б* — при э = 0; *в* — при э = 10; *г* — при э = 20; *д* — при э = 30.

Остальные обозначения см. на рис.2.2

Эквивалентная начальная нагрузка — это значение нагрузки, полученной из уравнения (2.1) за 10 ч, предшествующее началу максимума нагрузки для рассматриваемого суточного графика.

Эквивалентный максимум нагрузки $I_{э.макс}$ — это значение нагрузки, полученное по формуле (2.1) за период максимума, т. е. за время, в течение которого нагрузка по заданному графику превышает номинальную или при температурах охлаждающей среды, отличных от 20°С, превышает значение нагрузки, допускаемой в продолжение 24 ч при данной температуре охлаждающей среды.

Если полученное значение эквивалентного максимума нагрузки меньше 0,9 наибольшего значения нагрузки $I_{макс}$ по заданному графику, то эквивалентная максимальная нагрузка $I_{э.макс}$ принимается равной $I_{э.макс} = 0{,}9 I_{макс}$. В этом случае время определяется:

$$t = \frac{I^2_{э.макс} t_{макс}}{0{,}9^2 I^2_{макс}}, \tag{2.2}$$

где $t_{макс}$ — продолжительность максимума, ч.

Если заданный график нагрузки содержит два максимума, то расчет эквивалентного максимума нагрузки $I_{э.макс}$ ведется для того максимума, у которого сумма

$$\sum_i \alpha_i^2 t_i$$

больше. При этом, если больший максимум является вторым в течение 1 сут, первый максимум учитывается в эквивалентной начальной нагрузке, поскольку он входит в 10-часовой период, предшествующий началу второго максимума нагрузки. Если же больший максимум является первым, то эквивалентная начальная нагрузка условно определяется за 10 ч после конца первого максимума и второй максимум учитывается в той мере, в какой он входит в указанное время.

Допускается применение других способов нахождения эквивалентных нагрузок, если для заданных графиков нагрузок эти способы дают не меньшую точность, чем предписываемые в настоящей главе.

2.24. Эквивалентная температура охлаждающего воздуха для рассматриваемого периода определяется по среднегодовой температуре воздуха для данной местности по рис. 2.4—2.6.

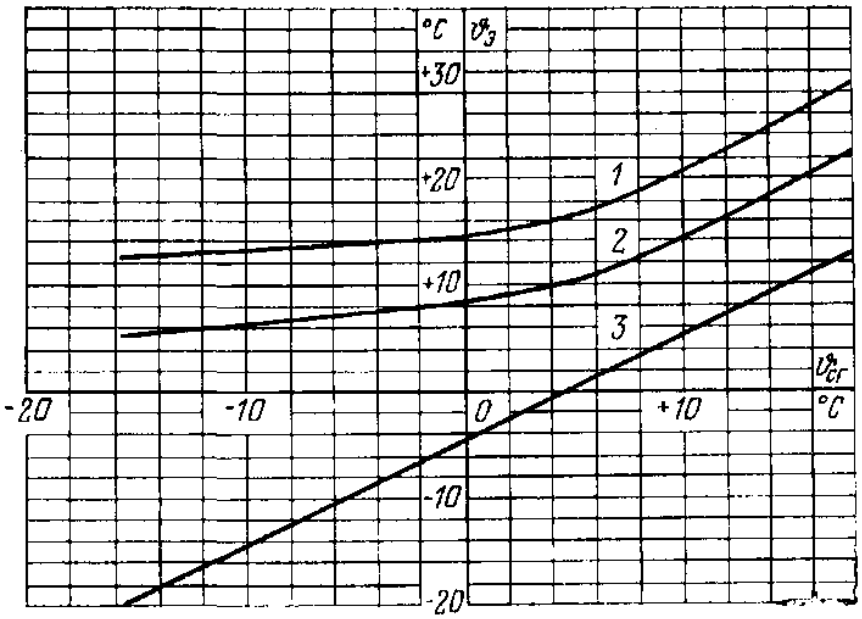

Рис. 2.4. Кривые зависимости эквивалентных температур $_{э}$

от среднегодовой температуры $_{сг}$.

1 — летней; *2* — годовой; *3* — зимней.

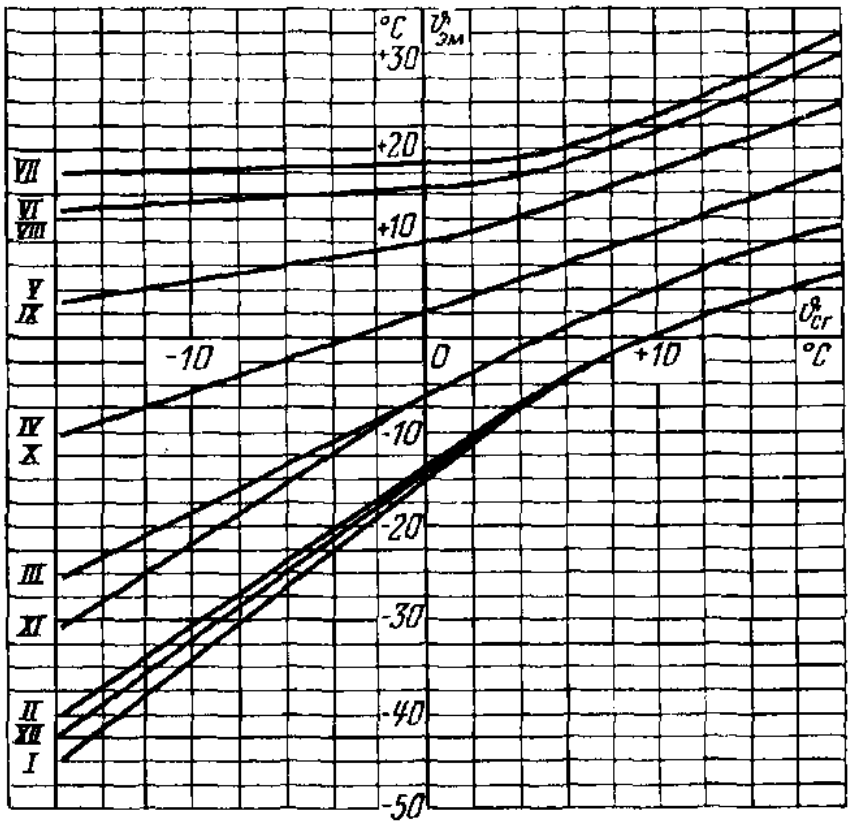

Рис. 2.5. Кривые зависимости эквивалентных месячных температур

$_{э.м}$ от среднегодовой температуры $_{сг}$.

I-XII — месяцы года.

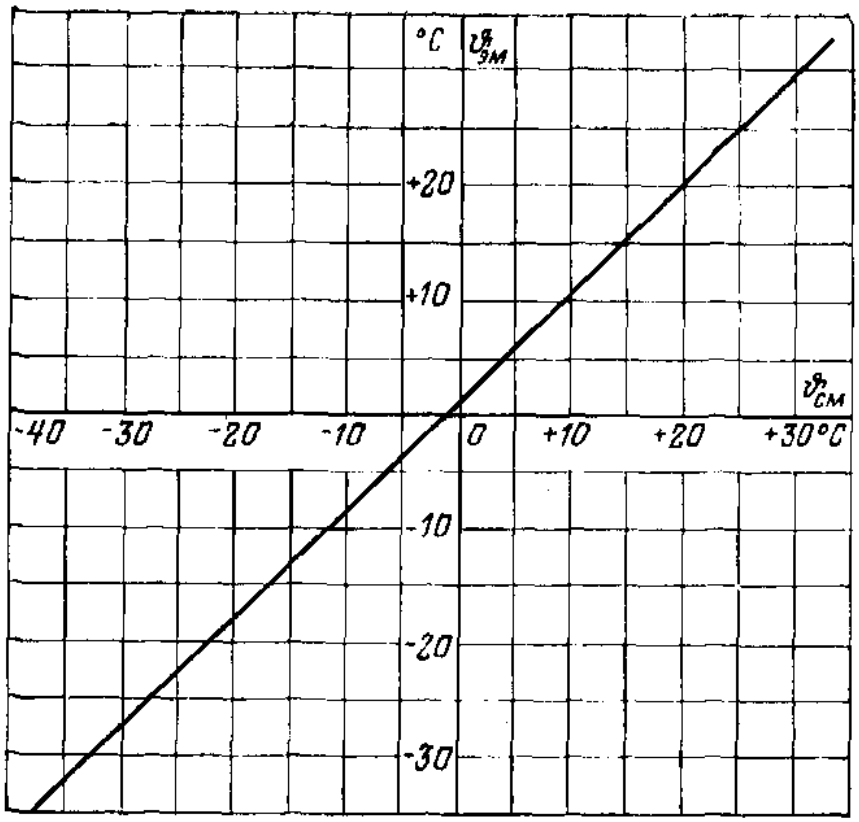

Рис. 2.6. Зависимость эквивалентных месячных температур $_{э.м}$ от среднемесячных.

Данные о среднегодовых температурах воздуха по Советскому Союзу приведены в табл. 2.7 и 2.8.

Таблица 2.7 Среднегодовые температуры сг по европейской части СССР

Название пункта	$_{сг}$,°С	Название пункта	$_{сг}$,°С
Анапа	11	Мезень	1
Армавир	10	Минск	5
Архангельск	0	Могилев	5
Астрахань	9	Москва	4
Баку	14	Нальчик	9
Балашов	5	Новгород	4
Батуми	14	Нарьян-Мар	4
Белгород	6	Одесса	10
Брест	7	Орел	4
Бугульма	3	Оренбург	4
Вильнюс	6	Орск	4
Винница	7	Пермь	1
Владимир	3	Петрозаводск	2
Волгоград	7	Полоцк	5
Вологда	2	Полтава	7
Воркута	6	Поти	14
Воронеж	5	Псков	5
Гомель	6	Рига	5

Горький	3	Рязань	4
Гурьев	8	Саратов	4
Дербент	13	Свердловск	1
Евпатория	11	Севастополь	12
Елец	5	Симферополь	10
Ереван	11	Серов	0
Запорожье	8	Смоленск	4
Иваново	3	Сочи	14
Казань	3	Сумы	6
Калинин	3	Сухуми	15
Калининград	7	Ставрополь	7
Керчь	11	Степной	9
Киев	7	Сыктывкар	0
Кизляр	11	Тбилиси	13
Киров	2	Тернополь	7
Кишинев	9	Тихорецк	10
Ковда	0	Туапсе	13
Коломна	4	Тула	4
Кострома	3	Ужгород	9
Котлас	1	Ульяновск	3
Краснодар	11	Феодосия	12
Куйбышев	4	Харьков	7
Курск	5	Херсон	10
Ленинград	4	Чебоксары	3
Ленинакан	6	Челябинск	2
Липецк	5	Черкесск	9
Магнитогорск	1	Чернигов	6
Майкоп	11	Ярославль	4

Таблица 2.8 Среднегодовые температуры сг по азиатской части СССР

Название пункта	$_{сг}$,°C	Название пункта	$_{сг}$,°C
Абакан	0	Новосибирск	0
Ачинск	0	Норильск	11
Актогай	7	Оймякон	16
Александровск	0	Олексинск	7
Ашхабад	16	Ольга	4
Балхаш	5	Омск	0
Барнаул	1	Охотский перевоз	11
Бийск	1	Петропавловск	2
Бодайбо	6	Рыбачье	9
Братск	3	Салехард	7
Верхоянск	16	Сов. Гавань	1
Витим	6	Самарканд	13
Владивосток	4	Семипалатинск	2
Душанбе	15	Тайшет	1
Зима	2	Ташкент	14
Или	8	Тикси	14
Иркутск	2	Томмот	9
Кзыл-Орда	9	Туркестан	12
Казалинск	8	Тюмень	1
Красноводск	16	Улан-Удэ	2
Красноярск	1	Уруша	4
Кызыл	4	Фрунзе	10
Ленинабад	14	Черемхово	2
м. Укой	3	Чита	3
Манды	0	Эксимчан	6
Мариинск	0	Ю. Сахалинск	2
Николаевск-на-Амуре	2	Якутск	10

За эквивалентную годовую температуру охлаждающей воды принимается ее средняя температура, определенная за период апрель — октябрь, а для воды из замерзающих водоемов — за период от вскрытия водоема до ледостава; за эквивалентную месячную температуру — средняя температура воды за месяц.

Для практически неизменной нагрузки (без значительных суточных и сезонных колебаний) эквивалентная температура охлаждающей среды принимается равной 20°C. При значительных сезонных колебаниях нагрузки допустимое значение коэффициента превышения нагрузки $K_г$ определяют по эквивалентной температуре охлаждающей среды для отдельных периодов (зимнего, летнего или месячного). Во всех остальных случаях, в том числе при обычных повторяющихся суточных и сезонных колебаниях нагрузки, коэффициент превышения нагрузки определяется для эквивалентной годовой температуры.

Для промежуточных температур, не кратных 10°C, и промежуточных длительностей коэффициент превышения нагрузки и ее длительность определяются методом интерполяции. Поправка на K_2 вносится для зимних эквивалентных температур до 10°C.

Пример. Трансформатор с естественным масляным охлаждением работает с коэффициентом начальной нагрузки K_1 = 0,8. Эквивалентная температура охлаждающего воздуха 14°C.

Какова допустимая перегрузка во время пика нагрузки длительностью 3 ч?

По графику рис. 2.3,*в* определяем перегрузку для эквивалентной температуры 10°С. При длительностях перегрузки 2 ч K_2 = 1,44, а 4 ч K_2 = 1,32. Перегрузку при длительности 3 ч определяем как среднюю для перегрузки длительностью 2 и 4 ч; она равна 1,38 номинальной.

По графику на рис. 2.3,*г* аналогичным образом определяем перегрузку для эквивалентной температуры 20°С; она равна 1,28 номинальной.

Допустимую перегрузку для эквивалентной температуры 14°С определяем из условия, что перегрузка линейно уменьшается с увеличением температуры в интервале между 10 и 20°С. Таким образом, перегрузка составляет:

$$K_2 = 1,38 - (1,38 - 1,28)\frac{4}{10} = 1,34.$$

2.25. Допустимые перегрузки сухих трансформаторов определяют по диаграмме нагрузочной способности и допускают при условии, что трансформаторы установлены в помещении со среднегодовой температурой не выше 15°С и максимальной температурой не выше 35°С (для трансформаторов, изготовленных до 1 июля 1969 г.) или соответственно 20 и 40°С (для трансформаторов, соответствующих требованиям ГОСТ 11677-65 и 11677-75).

2.26. Для сухих трансформаторов, если график нагрузки имеет коэффициент нагрузки (коэффициент заполнения) $K_н$, по диаграммам нагрузочной способности для данного значения $K_н$ определяют допустимую кратность максимальной нагрузки по отношению к номинальной $K = I_{макс} / I_{ном}$ в зависимости от требуемой продолжительности *n* в часах. На рис. 2.7,*а* и *б* даны диаграммы нагрузочной способности для сухих трансформаторов.

При коэффициенте нагрузки меньше 0,5 значение или продолжительность перегрузок трансформаторов определяется по рис. 2.7,*б*.

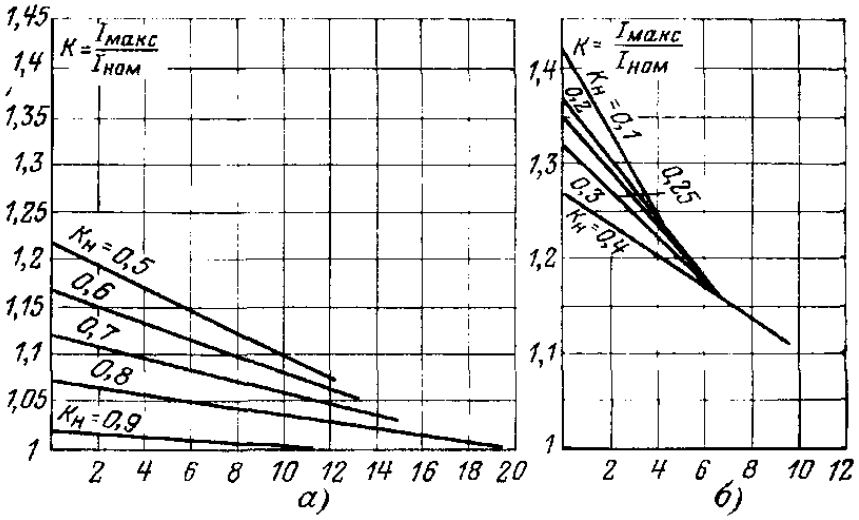

Рис. 2.7. Диаграммы нагрузочной способности трансформаторов с воздушным охлаждением.

а — при $K_н$ =0,50,9; *б* — при $K_н$ = 0,10,4.

Коэффициентом нагрузки $K_н$ графика нагрузки за сутки называется отношение площади, ограниченной суточным графиком нагрузки *It*, к площади прямоугольника, сторонами которого является абсцисса, равная продолжительности графика *n* = 24 ч, и ордината $I_{макс}$, равная максимальному току нагрузки за сутки, т. е. отношение среднего тока нагрузки за сутки $I_{ср}$ к максимальному току $I_{макс}$. Под $I_{макс}$ следует понимать средневзвешенный за *n* часов ток нагрузки более номинального, допустимый за счет недогрузки в течение остальных (24—*n*) ч, когда за все время ток нагрузки был не более номинального, т. е.

$$I_{макс} = \frac{n_1 K_1 + n_2 K_2 + \ldots + n_m K_m}{n_1 + n_2 + \ldots + n_m},$$

где n_1, n_2, ..., n_m - промежутки времени, в которых кратность нагрузки составляет K_1, K_2, ..., K_m при этом $n = n_1 + n_2 + \ldots + n_m$.

Коэффициент нагрузки суточного графика

$$K_{\text{н}} = \frac{\Sigma It}{24 I_{\text{макс}}} = \frac{I_{\text{ср}}}{I_{\text{макс}}}.$$

Коэффициент нагрузки $K_{\text{н}}$ определяет допустимое время работы трансформатора с перегрузкой.

Пример. Трансформатор с воздушным охлаждением работает с коэффициентом нагрузки суточного графика $K_{\text{н}}$ = 0,6; при этом в течение 2 ч он перегружается на 15% сверх номинальной мощности, т. е.

$$I_{\text{макс}} / I_{\text{ном}} = 1{,}15.$$

Допустима ли такая перегрузка? По диаграмме рис. 2.7,*а* находим, что при $K_{\text{н}}$ = 0,6 нагрузка $1{,}15 I_{\text{ном}}$ в течение 2 ч допустима.

2.27. Если максимум типового (среднего) графика нагрузки в летнее время (июнь, июль, август) меньше номинальной мощности трансформатора, то в зимние месяцы (ноябрь, декабрь, январь, февраль) допускается дополнительная перегрузка масляного трансформатора в размере 1% на каждый процент недогрузки летом, но не более чем на 15%.

2.28. Масляные трансформаторы независимо от вида охлаждения допускают систематические перегрузки при использовании одновременно обоих факторов, указанных в пп. 2.23 и 2.27, однако суммарная перегрузка не должна превышать 50% номинальной мощности для трансформаторов, изготовленных в соответствии с ГОСТ 11677-65 и 11677-75, или 30% для трансформаторов, не соответствующих требованиям указанных ГОСТ.

2.29. Допустимая перегрузка трансформаторов, работающих в блоке с генераторами, должна обеспечить работу генератора с допустимой для него перегрузкой. При недостаточной нагрузочной способности трансформатора должны быть приняты меры по форсировке системы его охлаждения.

а) выбирается один из графиков (рис. 2.2 и 2.3), соответствующий постоянной времени и системе охлаждения данного трансформатора, но с пониженной (по сравнению с заданной) эквивалентной температуре охлаждающей среды $_{\text{охл}}$, т. е. такой график, по которому заданная перегрузка еще допустима.

Если по выбранному графику допустимая продолжительность периода максимума при заданных значениях K_1 и K_2 заметно отличается от заданной, то входящая в дальнейший расчет "эквивалентная температура охлаждающей среды" по выбранному графику определяется интерполяцией;

б) определяется разность заданной эквивалентной температуры охлаждающей среды и эквивалентной температуры для выбранного графика;

в) по разности температур (превышению) по кривой (рис. 2.8) определяется относительный износ изоляции трансформатора, при этом по оси абсцисс откладываются значения превышения температуры охлаждающей среды над температурой, соответствующей нормальному износу изоляции в, а по оси ординат — относительный износ изоляции .

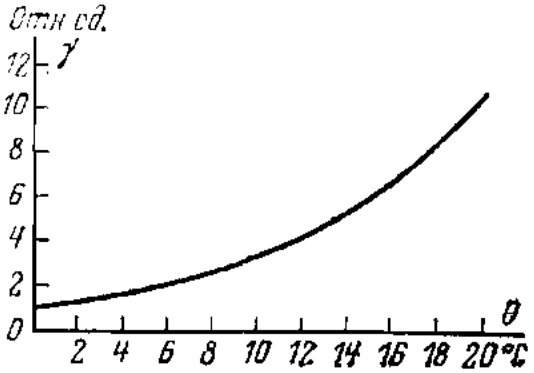

Рис. 2.8. График для определения повышенного износа изоляции трансформатора в зависимости от температуры охлаждающей среды.

2.32. Если среднесуточная температура охлаждающей воды превышает в некоторые дни расчетные значения этой температуры (25°С), принятой для трансформаторов, изготовленных в соответствии с требованиями ГОСТ 401-41, нагрузка трансформатора в такие дни должна быть снижена на 1% номинальной мощности на каждый градус повышения среднесуточной температуры воды сверх 25°С, в противном случае должны быть приняты меры для улучшения охлаждения трансформатора и снижения температуры масла.

2.33. Работа трансформаторов, имеющих дутьевое охлаждение (Д), допускается с отключенным дутьем, если температура верхних слоев масла не превышает 55°С и нагрузка менее номинальной. Дутьевое охлаждение должно включаться автоматически при достижении температуры масла 55°С или при достижении номинальной нагрузки независимо от температуры масла. Дутье должно отключаться при снижении температуры масла до 50°С, если при этом ток нагрузки меньше номинального.

2.34. Трансформаторы с принудительной циркуляцией масла (охлаждение ДЦ и Ц) должны работать, как правило, с включенными маслонасосами, вентиляторами дутья и при циркуляции воды независимо от нагрузки.

При выходе из строя части работающих охладителей трансформаторов с системой охлаждения ДЦ и Ц допустимая нагрузка трансформаторов, соответствующих ГОСТ 11677-65, 11677-75, определяется согласно следующим значениям, %:

Число работающих охладителей	100	90	80	70	60	50	40	30
Допустимая нагрузка от номинальной	100	90	80	70	60	50	40	30

В полное число охладителей не входит резервный охладитель.

2.35. Допускается работа трансформаторов, имеющих охлаждение ДЦ или Ц, при полном (в зимнее время) или частичном (в летнее время) отключении вентиляторов или прекращении циркуляции воды с сохранением циркуляции масла с нагрузкой до номинальной включительно, если температура верхних слоев масла не выше 45°С.

Трансформаторы, имеющие повышенный нагрев отдельных элементов активной части (приложение 5), в таких же режимах могут работать при температуре верхних слоев масла не выше 35°С.

2.36. В зимнее время на работающих трансформаторах с охлаждением Д, ДЦ и Ц температуру верхних слоев масла желательно поддерживать не ниже 10°С во избежание ухудшения охлаждения обмоток вследствие повышения вязкости масла.

2.37. Трансформаторы, находящиеся в эксплуатации, должны быть проверены на термическую и динамическую устойчивость к токам к. з. при нормальной схеме коммутации сети и существующих уставках по времени в схемах релейной защиты; при необходимости можно проверить и другие эксплуатационные режимы работы сети. Максимальные уставки по времени для релейных защит при этом должны быть выбраны, так, чтобы они находились в соответствии с допустимой длительностью к. з. для трансформатора по термической устойчивости.

Кратность фактического значения установившегося тока к. з. для двухобмоточных трансформаторов определяется с учетом мощности энергосистемы по следующей формуле:

$$K_{I\text{к.ф}} = \frac{100}{e_{\text{к}} + p},$$

где

$$p = 100\frac{S_{\text{тр}}}{S_{\text{к}}};$$

$e_{\text{к}}$ — напряжение КЗ трансформатора; $S_{\text{тр}}$—мощность трансформатора, МВ·А; $S_{\text{к}}$ — мощность КЗ сети, к которой подключен трансформатор, МВ·А (без учета подсоединения трансформатора).

2.38. Наибольшая продолжительность протекания тока КЗ не должна превышать $t_{\text{к}}$ и определяется по формуле

$$t_{\text{к}} = 1500 / K_{I\text{кр}}^2$$

,

где $K_{I\text{кр}}$ — расчетная кратность тока КЗ на основном ответвлении, определяемая по формуле п. 2.37, но с заменой фактического значения $S_{\text{к.з}}$ на расчетное $S_{\text{к.з}}$ согласно ГОСТ 11677-65, 11677-75 или стандарту (ТУ) на данный трансформатор. Для трансформаторов до 35 кВ включительно $t_{\text{к}}$ максимальное равно 4 с, для трансформаторов 110 кВ и выше 3 с.

В табл. 2.9 приведены кратность установившегося тока КЗ и допустимая длительность протекания его в зависимости от напряжения КЗ трансформатора для случая питания трансформатора от системы бесконечной мощности (p = 0). Указанные данные могут использоваться для проверки уставок защит трансформаторов небольшой мощности.

Таблица 2.9 Допустимая длительность протекания тока КЗ

Напряжение КЗ, %	4	5	5,5	6,5 и более
Кратность установившегося тока КЗ	25	20	18	15,5
Допустимая длительность протекания тока КЗ, с	2,4	3,7	4,0	4,0

2.39. Для трансформаторов (автотрансформаторов) допустимые кратности тока КЗ определяются в соответствии со стандартами или техническими условиями на эти трансформаторы; для трехобмоточных трансформаторов на напряжение 110 кВ для средней по расположению обмотки допустимая кратность тока КЗ равна 14, а для трансформаторов на напряжение 220 кВ — 15.

При увеличении мощности сети и возрастании кратности тока КЗ через одну из обмоток выше допустимого значения должны быть приняты меры по ограничению тока через трансформатор с помощью изменения схемы коммутации сети (или другие меры).

Когда реактивность сети не обеспечивает ограничения установившегося тока КЗ значением, допустимым стандартами или техническими условиями на эти трансформаторы, запрещается применять трехобмоточные трансформаторы без токоограничивающих реакторов.

Когда мощность КЗ на выводах трехобмоточных трансформаторов от систем превышает расчетные мощности для трансформаторов согласно ТУ и ГОСТ, рекомендуется для снижения воздействия токов КЗ на обмотки осуществлять параллельную работу таких трансформаторов по всем трем обмоткам.

2.40. При появлении частых КЗ на линии или подстанции должны быть выяснены причины и приняты меры по предотвращению таких КЗ и предотвращению повреждений трансформаторов.

3. ПАРАЛЛЕЛЬНАЯ РАБОТА ТРАНСФОРМАТОРОВ

3.1. Параллельная работа трансформаторов (автотрансформаторов), имеющих одинаковое номинальное напряжение, допускается при следующих условиях:

а) при тождественности групп соединения обмоток;

б) при равенстве коэффициентов трансформации (в пределах допусков по ГОСТ 11677-75);

в) при равенстве напряжений КЗ (в пределах допусков ГОСТ).

3.2. Параллельная работа трансформаторов с различными коэффициентами трансформации и разными напряжениями КЗ может быть допущена, если предварительным расчетом установлено, что ни одна из обмоток каждого трансформатора при этом не будет нагружаться выше ее нагрузочной способности в предусмотренных режимах работы.

При включении на параллельную работу трансформаторов с разными значениями напряжения КЗ некоторое перераспределение нагрузок может быть достигнуто изменением коэффициентов трансформации путем соответствующей установки переключателей ответвлений.

Таблица 3.1 Способы параллельного включения двухобмоточных трансформаторов

Схема и группа соединения	Обмотка	
	ВН	НН
Y/ 11	*ABC*	*abc*
	BAC	*bac*
Y/ 1	*ACB*	*acb*
	CBA	*cba*
	BAC	*acb*
Y/ 5	*ACB*	*cba*
	CBA	*bac*

3.3. Допускается параллельная работа двух- и трехобмоточных трансформаторов на всех обмотках, а также двухобмоточных с трехобмоточными, если ни одна из обмоток параллельно включенных трансформаторов не нагружается более ее допустимой нагрузочной способности.

Параллельная работа трансформаторов с отношением номинальных мощностей более трех не рекомендуется.

3.4. Включение трансформаторов на параллельную работу после монтажа, а также после работ, связанных с возможностью нарушения фазировки (производства ремонтных работ на кабеле и схеме присоединения), допустимо только после предварительной фазировки.

3.5. Параллельная работа трансформаторов с различными группами соединения обмоток возможна между:

группами соединения 0, 4 и 8;

группами соединения 6, 10 и 2;

всеми нечетными группами соединения.

Для примера в табл. 3.1 приведены возможные способы параллельного включения двухобмоточных трансформаторов, имеющих группу соединении 11, с трансформаторами, имеющими группы соединений 1 и 5.

4. НАДЗОР И УХОД ЗА ТРАНСФОРМАТОРОМ И РЕАКТОРОМ

4.1. Перед включением трансформатора и реактора после монтажа или ремонта обслуживающий персонал обязан тщательно осмотреть трансформаторную установку, чтобы убедиться в ее исправности. Включение трансформатора под напряжение осуществляется с учетом требований, изложенных в эксплуатационной документации на данный трансформатор.

4.2. Все трансформаторы, находящиеся в резерве, должны быть готовы к немедленному включению и, как правило, включаться от действия АВР.

4.3. Перед включением под напряжение впервые вводимых в эксплуатацию или вышедших из ремонта трансформатора и реактора с принудительной циркуляцией масла должны быть приняты меры по удалению воздуха из системы охлаждения (насосов, охладителей, адсорбционных фильтров, бака избирателя устройства РПН и бака трансформаторов) путем заливки масла под вакуумом с использованием промежуточного бачка, бачка отстоя, выпуска воздуха и пр.

Перед заливкой системы охлаждения трансформатора и реактора на напряжение 220 кВ и выше следует провести предварительную вакуумировку незаполненной системы охлаждения при остаточном давлении не более 5332 Па (40 мм рт. ст.) в течение 30 мин.

При заполнении системы маслом остаточное давление не должно повышаться более чем на 1333 Па (10 мм рт. ст.), т. е. не должно быть выше 6665 Па (50 мм рт. ст.).

После окончания заливки следует дать маслу в системе охлаждения отстояться в течение 5 ч, а затем проверить отсутствие воздуха, приоткрывая воздуховыпускные пробки до появления масла. Затем закрыть пробки и включить циркуляцию масла на 1 ч, после чего оставить трансформатор для отстоя на 12 ч. По истечении 12 ч выпустить остатки воздуха из системы через воздуховыпускные пробки и снова плотно закрыть их.

Систему охлаждения трансформатора и реактора на напряжение 150 кВ и ниже можно заливать маслом без вакуума, но с соблюдением остальных мер по предотвращению попадания воздуха в бак трансформатора и реактора.

4.4. Трансформаторы и реакторы, снабженные азотной защитой, могут быть включены в работу при давлении азота в системе защиты, которое не должно превышать 0,005 МПа (0,05 кгс/см^2), и при нормальном уровне масла в расширителе.

4.5. Трансформатор, соединенный в блок с генератором, рекомендуется впервые включать подъемом напряжения от генератора с нуля с введенными всеми релейными защитами блока и трансформатора, причем должна быть включена с действием на отключение защита от сверхтоков со стороны генератора. Все остальные трансформаторы и реакторы могут включаться толчком на полное напряжение сети, причем со стороны питания должна быть включена быстродействующая защита от токов КЗ, отстроенная от толчка тока намагничивания. Включение трансформатора производится после предварительной проверки и введения в работу всех предусмотренных защит и сигнализации.

При наличии газовой защиты и защит от внутренних повреждений они должны быть включены с действием на отключение.

4.6. Напряжение на трансформаторе с нуля следует повышать плавно, причем по достижении 60% номинального напряжения в дальнейшем следует повышать его ступенями по 10—15%, задерживая на 1—3 мин на каждой ступени для осмотра и прослушивания трансформатора, чтобы убедиться в отсутствии постороннего шума внутри бака.

После достижения номинального напряжения трансформатор следует оставить на холостом ходу на 1—2 ч.

После этого напряжение следует поднять до 130% номинального и выдержать 1 мин на трансформаторах с магнитопроводом бесшпилечной конструкции, а также изготовленных из горячекатаной стали, или в течение 20 с на остальных трансформаторах. В процессе подъема и выдерживания напряжения следует прослушивать и осматривать трансформатор (визуально и по приборам). Если никаких ненормальностей не обнаружено, трансформатор можно включать под нагрузку.

4.7. Первое включение на напряжение толчком трансформаторов мощностью 6300 кВ·А и более следует проводить 3—4 раза, после чего оставить трансформатор на холостом ходу на 1—2 ч. После этого трансформатор можно нагружать.

Трансформаторы меньшей мощности после 1—2-кратного включения толчком допустимо выдерживать на холостом ходу в течение 0,5—1 ч.

4.8. При включении в работу трансформатора с масляно-водяным охлаждением необходимо сначала включить масляный насос, а затем водяной (или открыть задвижки по воде), отключают в обратном порядке.

В зимнее время во избежание замораживания воды в трубках охладителей включение водяного насоса допустимо после прогрева масла и достижения им температуры не ниже 15°С на входе в охладитель.

4.9. Включение трансформаторов под полную нагрузку в зимнее время допускается при температуре верхних слоев масла —40°С и выше в трансформаторах с охлаждением М и Д и при температуре —25°С и выше — в трансформаторах с охлаждением ДЦ и Ц.

При более низких температурах верхних слоев масла в нормальных режимах работы трансформаторы должны включаться с нагрузкой не более 50% номинальной, и после прогрева масла до необходимой температуры нагрузка может быть увеличена до номинальной; реакторы включаются под номинальное напряжение без предварительного прогрева.

Трансформаторы, имеющие направленную циркуляцию масла в обмотках, включаются по заводской инструкции.

В аварийных условиях допускается включение трансформатора с охлаждением М, Д, ДЦ и Ц (без направленной циркуляции) под полную нагрузку независимо от температуры масла трансформатора.

4.10. Циркуляционные насосы у трансформаторов и реакторов с охлаждением ДЦ и Ц следует включать при температуре масла не ниже 25°С, а насосы с экранированным статором (серии ЭЦТЭ) при температуре не ниже 20°С.

4.11. При необходимости отключения разъединителем или отделителем ненагруженного трансформатора с регулированием напряжения под нагрузкой, если это разрешается соответствующим директивным документом, рекомендуется после отключения нагрузки переводить трансформатор в режим недовозбуждения, устанавливая переключатель ответвлений в положение, при котором напряжение соответствующего ответвления будет выше, чем подводимое напряжение сети (этим достигается уменьшение намагничивающего тока: так, снижение возбуждения на 10% уменьшает намагничивающий ток примерно на 45%).

При наличии в цепи трансформатора на напряжение 110—220 кВ разъединителя и отделителя включать под напряжение рекомендуется разъединителем, а отключать — отделителем.

Разрешается разземлять и заземлять разъединителями нейтрали включенных под нагрузку трансформаторов, а также дугогасящих катушек при отсутствии замыкания на землю в сети.

При необходимости отключения или включения воздушным выключателем, отделителем или разъединителем трансформатора на напряжение 110 кВ изолированная нейтраль класса 35 кВ перед отключением или включением должна быть заземлена при отсутствии параллельно включенного трансформатора с заземленной нейтралью; при выполнении операции масляным выключателем заземление нейтрали не требуется.

4.12. Необходимо контролировать нагрузки трансформатора и реактора. При контроле режима их работы следует периодически вести наблюдения за током нагрузки, напряжением и температурой верхних слоев масла. Контроль должен быть организован так, чтобы исключалась работа трансформатора с превышением нормированных значений тока, напряжения и температуры масла.

4.13. Для трансформаторов, на которых возможна перегрузка, должна быть предусмотрена возможность контроля этой перегрузки. Следует фиксировать в эксплуатационной документации значение и длительность перегрузки и температуру верхних слоев масла трансформатора.

4.14. У трансформаторов, установленных в трансформаторных пунктах, не реже 2 раз в год (в период максимальных и минимальных нагрузок) должны измерять нагрузки токоизмерительными клещами (или с помощью регистрирующих приборов) и записывать показания температуры масла по термометрам. Одновременно следует проверять равномерность нагрузки фаз трансформатора.

4.15. Работающие трансформаторы и реакторы следует осматривать с соблюдением правил техники безопасности, т. е. не приближаться на опасное расстояние к частям, находящимся под напряжением. Трансформаторы и реакторы без отключения должны осматриваться в следующие сроки:

а) в установках с постоянным дежурным персоналом или с местным персоналом: главных трансформаторов электростанции и подстанций, основных и резервных трансформаторов собственных нужд и реакторов — 1 раз в сутки; остальных трансформаторов — 1 раз в неделю;

б) в установке без постоянного дежурного персонала — не реже 1 раза в месяц, а в трансформаторных пунктах — не реже 1 раза в 6 мес.

В зависимости от местных условий и состояния трансформаторов и реакторов указанные сроки могут быть изменены главным инженером энергопредприятия.

При резком снижении температуры окружающего воздуха или других резких изменениях погодных условий необходимо провести внеочередные осмотры всех трансформаторов и реакторов наружной установки, проверив уровень масла, состояние вводов, системы охлаждения. Указанные выше осмотры должен проводить дежурный персонал. Кроме того, трансформаторные установки должны периодически осматриваться более квалифицированным персоналом, отвечающим за эксплуатацию в целом.

При каждом переключении у трансформаторов мощностью более 6300 кВ·А на напряжение 110—220 кВ проводить «прокрутку» переключателей ПБВ типа П6 всех фаз по ;10 раз в одну и другую стороны до конечного положения в целях очистки контактов переключателя от окислов.

Внеочередные осмотры также обязательны при появлении сигнала газового реле.

4.16. При периодических осмотрах трансформаторов и реакторов следует проверять состояние фарфоровых изоляторов и покрышек вводов и установленных на трансформаторе разрядников (определяя наличие или отсутствие трещин, сколов фарфора, загрязнений, течи масла через уплотнения), целость и исправность измерительных приборов (манометров в системе охлаждения, азотной защиты и на герметичных вводах, термосигнализаторов и термометров), маслоуказателей, газовых реле, мембраны выхлопной трубы, положение автоматических отсечных клапанов на трубе к расширителю, состояние индикаторного силикагеля в воздухоосушителях, состояние фланцевых соединений маслопроводов системы охлаждения, бака и всех других узлов (вводов, устройств РПН, термосифонных фильтров), отсутствие течей масла и механических повреждений на трансформаторе и его узлах.

Следует также проверять исправность действия системы охлаждения и нагрев трансформатора и реактора по показаниям приборов, уровень масла в расширителе бака и расширителях вводов, давление масла в герметичных вводах и показания счетчика переключений у трансформаторов, снабженных устройством РПН, и отсутствие постороннего шума в трансформаторе.

4.17. При работе трансформатора и реактора, имеющих охлаждение с принудительной циркуляцией масла (ДЦ или Ц), следует периодически (при осмотрах) контролировать по манометрам давление масла и воды в системе охлаждения.

Для (предотвращения попадания воды в масло при работающих насосах избыточное давление масла в охладителе должно быть на 0,1—0,2 МПа (1—2 кгс/см^2) выше, чем воды. Во избежание попадания воды в масло при аварийной остановке маслонасоса необходимо, чтобы статический напор масла в охладителе превышал максимальное избыточное рабочее давление воды не менее чем на 0,02—0,03 МПа (0,2—0,3 кгс/см^2), что должно быть обеспечено соответствующим расположением охладителей и схемой подачи охлаждающей воды.

Не реже 1 раза в 6 мес следует проверять исправность сигнализации прекращения циркуляции масла, охлаждающей воды или останова вентиляторов, а также включения резервного охладителя или источника питания.

С неисправной сигнализацией трансформатор и реактор оставлять в работе не разрешается.

4.18. Степень охлаждения масла у трансформатора с масляно-водяным охлаждением следует контролировать по разности температур масла на входе и выходе из охладителя. При номинальной нагрузке трансформатора разность температур не должна быть менее 10°С. В противном случае следует принять меры для форсировки охлаждения. Если нет возможности увеличить расход воды, то следует на время включить в работу резервный маслонасос.

4.19. В зимнее время при отключении трансформатора должны быть обеспечены спуск воды из охладителей или отепление их с проведением других мероприятий во избежание замораживания.

4.20. Уровень масла в расширителе неработающего трансформатора и реактора не должен быть ниже отметки указателя уровня, соответствующей температуре окружающего воздуха в данный момент; в работающем трансформаторе и реакторе уровень масла должен быть примерно на отметке, соответствующей температуре верхних слоев масла.

4.21. Кроме надзора за внешним состоянием трансформатора и реактора необходимо в эксплуатации при текущих ремонтах контролировать состояние изоляции их активной части и масла согласно нормам испытания электрооборудования.

Характеристики изоляции трансформатора реактора (сопротивление изоляции обмоток, tg, емкости обмоток относительно земли и по отношению друг к другу, относительный прирост емкости при изменении частоты или длительности разряда) и характеристики масла, измеренные перед вводом в эксплуатацию, а также в процессе эксплуатации для каждого трансформатора и реактора должны быть занесены в его паспорт с указанием температур обмоток и масла, при которых проводили измерения. В качестве исходных для определения температуры обмотки используются данные измерения сопротивления обмотки ВН постоянному току на заводе или при монтаже.

4.22. Для предотвращения увлажнения изоляции и ухудшения качества масла в эксплуатации необходимо периодически заменять сорбент в воздухоосушителях, термосифонных и адсорбционных фильтрах, не допуская значительного увлажнения его (приложение 4), поддерживать в исправном состоянии азотную и пленочную защиту масла (при наличии последних).

$$R_{t1} = R_{t2} K_2;$$

$$\left(\frac{\Delta C}{C}\right)_{t1} = \left(\frac{\Delta C}{C}\right)_{t2} \frac{1}{K_4}$$

;

$t_2 > t_1$,

где tg_{t2}, R_{t2}, $(C/C)_{t2}$ — соответственно тангенс угла диэлектрических потерь, сопротивление изоляции и отношение C/C, измеренные при температуре t_2, °С; tg_{t1}, R_{t1}, $(C/C)_{t1}$ — соответственно тангенс угла диэлектрических потерь, сопротивление изоляции, отношение C/C, измеренные при температуре t_1, °С; K_1, K_2, K_4 — коэффициенты из табл. 4.1 для пересчета значений сопротивления изоляции, тангенса угла диэлектрических потерь и значения отношения C/C, измеренных при других значениях температуры.

Примечания:

1. Данные измерений tg и сопротивления изоляции по температуре допускается пересчитывать для трансформаторов и реакторов мощностью до 80 МВ·А и на напряжение до 150 кВ при разности температур не более 10°С, а для трансформаторов и реакторов мощностью более 80 МВ·А на напряжение до 150 кВ и на напряжение 220 кВ и выше — не более 5°С. Значение tg 1% считается удовлетворительным независимо от tg, измеренного на монтаже.

2. Нормы на C_2/C_{50} см. приложение 7.

Таблица 4.1 Коэффициенты для пересчета

Коэффициент	Значение коэффициентов при разности температур, °С					
	1	2	3	4	5	10
K_1	1,03	1,06	1,09	1,12	1,15	1,31
K_2	1,04	1,08	1,13	1,17	1,22	1,50
K_4	1,05	1,1	1,15	1,2	1,25	1,55

4.24. Если значение tg масла в эксплуатации отличается от значения tg масла, залитого при монтаже, то в результате измерения tg изоляции необходимо вводить поправку.

Фактическое значение tg изоляции с учетом влияния tg масла определяется по формуле

$$tg\delta_{ф} = tg\delta_{из} - K(tg\delta_{м2} - tg\delta_{м1}),$$

где $tg_{ф}$ - фактическое значение tg изоляции (с учетом влияния tg масла); $tg_{из}$ -измеренное значение tg изоляции; K - коэффициент приведения, зависящий от конструктивных особенностей трансформатора и имеющий приближенное значение 0,45; $tg_{м2}$ - значение tg масла, залитого при монтаже, приведенное к температуре измерения характеристик изоляции с помощью коэффициента; K_3; $tg_{м1}$ - значение tg масла, залитого на заводе, приведенное к температуре измерения характеристик изоляции с помощью коэффициента, K_3.

Значения коэффициента K_3

Разность температур t, °С	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Коэффициент пересчета значений tg масла, K_3	1,04	1,08	1,13	1,17	1,22	1,5	1,84	2,25	2,75	3,4	4,15	5,1	6,2	7,5

Пример. Исходные данные: измеренное при монтаже и приведенное к заводской температуре (55°С) значение tg изоляции составляет 1,6%; измеренные значения tg масла составляют на заводе 0,15% (при 20°С), на монтаже 2,5% (при 70°С).

Расчет фактического значения tg изоляции:

1. Приводим заводское значение tg масла к температуре измерения характеристик изоляции:

$$tg\delta_{м1} = K_3 tg\delta'_{м1} = 4,15 \cdot 0,15 = 0,62\%$$

(K_3 = 4,15 и соответствует разнице температур t = 55 20 = 35°С).

2. Приводим монтажное значение tg масла к температуре измерения характеристик изоляции:

$$tg\delta_{м2} = tg\delta'_{м2} / K_з = 2,5/1,84 = 1,36\%$$

(K_3 =1,84 и соответствует разнице температур t = 70 55 = 15°С).

3. Определяем фактическое значение tg изоляции:

$$tg\delta_ф = tg\delta_{из} - K(tg\delta_{м2} - tg\delta_{м1}) = 1,6 - 0,45(1,36 - 0,62) = 1,27\%.$$

При оценке состояния трансформатора следует также учитывать возможное влияние изменения tg масла на сопротивление изоляции обмоток, а при замене масла в трансформаторе (в случае большого значения tg масла) влияние пропитки изоляции маслом с более высоким значением tg масла.

4.25. При резком ухудшении характеристик изоляции в эксплуатации следует выяснить причину его, дополнительно измерив характеристики изоляции на нагретом трансформаторе и реакторе и подробно испытав масло, включая определение значения tg в зависимости от температуры.

Окончательно оценивать состояние трансформатора и реактора и принимать решение о проведении необходимых работ следует с учетом комплекса данных всех испытаний после сопоставления их с данными предшествующих измерений и анализа данных по эксплуатации трансформатора. Для трансформаторов и реакторов напряжением 330 кВ и выше в сомнительных случаях рекомендуется определение влагосодержания образцов твердой изоляции.

4.26. Эксплуатацию газовой защиты следует вести в соответствии с указаниями «Инструкции по наладке и эксплуатации газовой защиты» (Госэнергоиздат, 1963) и «Инструкции по наладке и эксплуатации газовой защиты с реле РГЧЗ-66» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1971).

5. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА

5.1. Трансформаторы и реакторы, впервые вводимые в эксплуатацию и после капитального ремонта, должны заливать маслом с соблюдением следующих требований: трансформаторы и реакторы на напряжение 220—500 и 110—150 кВ должны заливать под вакуумом при остаточном давлении соответственно не более 1333 и 54653 Па (10 и 410 мм рт. ст.), а трансформаторы на напряжение ниже 110 кВ могут заливаться не под вакуумом.

Систему охлаждения с принудительной циркуляцией (если она проводится отдельно от заливки бака) заливают в соответствии с указаниями п. 4.3,

5.2. Трансформаторы и реакторы на напряжение до 150 кВ включительно мощностью до 80 МВ·А допускается заливать маслом, имеющим температуру не ниже 10°С, а трансформаторы и реакторы на напряжение 220 кВ и выше и трансформаторы 110—150 кВ мощностью более 80 МВ·А должны заливать маслом с температурой не ниже 45°С.

Таблица 5.1 Рекомендуемая периодичность отбора проб трансформаторного масла

Наименование	Номинальное напряжение, кВ	Периодичность отбора проб масла
Трансформаторы энергоблоков мощностью 180 МВ·А и более и реакторы	110 и выше	Не реже 1 раза в год
Трансформаторы всех мощностей	330 и выше	То же
Остальные трансформаторы и реакторы	До 220 (включительно)	Не реже 1 раза в 3 года
Вводы маслонаполненные, негерметичные	500 кВ	В течение первых двух лет эксплуатации 2 раза в год, в дальнейшем 1 раз в 2 года
То же	110—330	В течение первых двух лет эксплуатации 1 раз в год, в дальнейшем 1 раз в 3 года
Вводы маслонаполненные герметичные	110—750	Не проверяется
Контакторы устройства РПН	—	Через определенное число переключений согласно инструкции завода, но не реже 1 раза в год

5.3. Трансформаторы и реакторы с азотной и пленочной защитой должны заливать предварительно очищенным, просушенным и дегазированным маслом с газосодержанием[1] не выше 0,1% по объему и влагосодержанием не выше 0,001% по массе. Заливать их маслом необходимо согласно заводским инструкциям по монтажу трансформаторов с азотной и пленочной защитой. Трансформаторы и реакторы должны доливать также предварительно дегазированным маслом, а затем азотированным в специальном вакуумном баке. После окончания всех работ по монтажу и доливке должны быть проведены анализы проб масла из бака и газа из надмасляного пространства согласно указаниям заводской инструкции по монтажу и эксплуатации трансформаторов, оборудованных азотной и пленочной защитой.

---

[1] Измерение газосодержания проводить по специальной методике, согласованной Минэнерго и Минэлектротехпромом.

5.4. Масло, залитое в трансформаторы и реакторы после монтажа или ремонта, должно подвергаться анализу перед включением их под напряжение в соответствии с Нормами испытания электрооборудования и заводской документацией.

В трансформаторах и реакторах на напряжение 110 кВ и выше, кроме того, измеряют tg масла при двух температурах.

5.5. Трансформаторное масло, находящееся в эксплуатации, должно подвергаться сокращенному анализу и измерению tg согласно «Нормам испытания электрооборудования» (СПО ОРГРЭС, 1977) в сроки, указанные в табл. 5.1, и после текущего ремонта трансформаторов и реакторов. Порядок отбора проб указан в приложении 4.

5.6. Масло из контакторов устройств РПН проверяется на наличие влаги и пробивное напряжение, которое в устройствах РПН класса напряжения 10 кВ должно быть не ниже 25 кВ. В контакторах РПН класса напряжения 35 кВ оно должно быть не ниже 30 кВ. В контакторах устройств РПН классов напряжения 110 и 220 кВ пробивное напряжение масла не должно снижаться ниже соответственно 35 и 40 кВ. При снижении пробивного напряжения масла ниже указанных значений или при обнаружении воды по методу ГОСТ 1547-74 масло должно быть заменено. Кроме того, масло должно быть заменено после числа переключений, указанного в заводской инструкции на данный тип переключателя.

5.7. Масло из трансформаторов мощностью 320 кВ·А и более, работающих без термосифонных фильтров, должно подвергаться сокращенному анализу не реже 1 раза в год.

Внеочередное взятие пробы масла должны проводить для сокращенного анализа при появлении признаков внутреннего повреждения трансформатора и реактора (выделение газа, посторонние шумы внутри трансформатора и др.). Из герметизированных трансформаторов проба масла отбирается в соответствии с указаниями завода-изготовителя.

5.8. Трансформаторное масло должны испытывать согласно «Нормам испытания электрооборудования»[1]. Если характеристики изоляции трансформатора, реактора и вводов имеют ухудшенные значения по сравнению с нормами, то должна быть определена зависимость характеристик масла от температуры.

---

[1] При анализе растворенных в масле газов следует пользоваться РТМ "Методика обнаружения повреждений в силовых трансформаторах посредством анализа растворенных в масле газов" Главтехуправление Минэнерго СССР, 1978 г.

5.9. Масло, впервые залитое в трансформатор и реактор, а также находящееся в эксплуатации, по всем показателям должно удовлетворять требованиям «Норм испытания электрооборудования».

5.10. Очищать, доливать и регенерировать масло можно на отключенном и работающем трансформаторах; работы проводятся согласно приложению 4.

При необходимости доливки масла в трансформатор и реактор следует иметь в виду, что масла разных марок, имеющие антиокислительные присадки, как и различные масла, не имеющие присадки, могут беспрепятственно смешиваться в любых количествах. Однако смешивание масла, имеющего присадку, с маслом, не имеющим присадки, может привести к ухудшению стабильности смеси. Поэтому доливка масла без присадки в количестве более 15% к маслу с присадкой или доливка масла с присадкой в количестве более 5% к маслу без присадки может быть допущена только после проведения анализа качества смеси на стабильность и при условии, что стабильность смеси (кислотное число после окисления) будет не хуже, чем стабильность любого компонента.

В виде исключения может быть допущено ухудшение стабильности смеси (кислотного числа) не более чем на 10%.

5.11. Масло в трансформаторах мощностью 160 кВ·А и более должно подвергаться непрерывной регенерации в термосифонных или адсорбционных фильтрах для поддержания необходимого качества в эксплуатации и замедления его старения.

Если в трансформаторы и реакторы залито масло, не содержащее антиокислительной присадки, то рекомендуется вводить в масло стабилизирующие присадки.

Трансформаторы и реакторы на напряжение 110 кВ и выше, не снабженные воздухоосушительными фильтрами, целесообразно оборудовать такими фильтрами для замедления увлажнения масла. Периодичность смены сорбента в фильтрах указана в приложении 4.

5.12. Масло в маслонаполненных негерметичных вводах должно быть защищено от увлажнения и старения с помощью воздухоосушительных фильтров с масляными затворами или других устройств. Масло в масляных затворах вводов 110—220 кВ, не имеющих воздухоосушителей, должно заменяться не реже 1 раза в 1—2 года, а у вводов, снабженных воздухоосушителями, 1 раз в 4 года. Масло в масляных затворах вводов 330—500 кВ заменяют на основании результатов проверки пробивного напряжения масла, проводимой не реже 1 раза в 2 года. Сорбент в воздухоосушителях должны заменять по мере увлажнения его, но не реже 1 раза в год.

5.13. При ненормальном повышении уровня масла в расширителе, определяемом по маслоуказателю, должны быть выяснены причины повышения уровня. При этом запрещается открывать пробки, краны, прочищать отверстия дыхательной трубки без отключения оперативного тока от газовой защиты.

5.14. При наличии установки азотной защиты необходимо контролировать давление в резервуаре и 1 раз в 6 мес проверять чистоту азота. Необходимо также контролировать соответствие уровня масла в расширителе состоянию эластичных резервуаров. При наивысшем уровне масла объем резервуара должен быть также наибольшим.

6. ЭКСПЛУАТАЦИЯ И ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ УСТРОЙСТВ РПН

6.1. Устройства РПН должны эксплуатировать согласно инструкции заводов-изготовителей. Местные инструкции должны быть составлены на основе заводских инструкций и требований настоящего параграфа.

6.2. Устройство РПН трансформатора должно постоянно находиться в работе, его работа (число операций) должна фиксироваться счетчиком числа операций.

Блок автоматического управления приводом должен быть постоянно введен в работу и выводиться из работы только при

неисправностях и режимах работы трансформаторов, при которых блок автоматического управления не может быть использован.

6.3. При работе трансформаторов, снабженных устройством РПН с блоком автоматического управления приводом, должны быть обеспечены вывод блока из работы и выдача сигнализации неисправности (при наличии блока АРТ-1Н) при:

а) невыполнении команды на переключение (застревании контактов избирателя в промежуточном положении, неисправности приводимого механизма);

б) выходе из строя блока автоматического управления привода;

в) исчезновении питания привода устройства РПН и блока автоматического управления.

6.4. При параллельной работе трансформаторов, снабженных устройством РПН с блоками автоматического управления приводом, должны быть обеспечены вывод блока автоматического управления из работы и сигнализация неисправности (при наличии блока АРТ-1Н):

а) при неисправности блока автоматического управления приводом;

б) при невыполнении команды на переключение (неисправности одного из приводных механизмов, застревании в промежуточном положении контактов избирателя одного из устройств РПН);

в) при рассогласовании коэффициентов трансформации у трансформаторов.

6.5. Блок автоматического управления при повреждении должен быть отключен и устройство РПН следует перевести на дистанционное управление.

6.6. При отказе схемы дистанционного управления устройство РПН следует перевести на местное управление (при наличии последнего) и принять срочные меры по выявлению и устранению неисправности. Переключать устройство РПН с помощью рукоятки на трансформаторе, находящемся под напряжением, не рекомендуется вследствие опасности повреждения трансформатора из-за возможной неправильной установки нового положения устройства РПН и ненормальной длительности цикла переключения. При переключении рукояткой обращать внимание на сигнал перегрузки трансформатора.

6.7. При застревании переключателя в промежуточном положении управление приводом переводится в режим "местное". Из шкафа управления приводом при отсутствии повреждений устройства дается команда на завершение переключения. При неисправности привода операция завершается рукояткой при отсутствии сигнала перегрузки. В этом случае особо обратить внимание на правильность установки устройства в рабочем положении; проверяется последнее по указателям положений. После устранения неисправности следует восстановить нормальную схему. При обнаружении неисправности избирателя или контактора трансформатор должен быть отключен.

6.8. В схеме управления переключающих устройств РПН должны быть постоянно включены блокировки, не позволяющие приводить переключение устройства в действие при токе, превышающем допустимый ток для данного переключающего устройства, возникновении рассогласования положений у однофазных устройств РПН и при понижении температуры масла в контакторе до температуры 25°С. В случае блокировки работы устройства при понижении температуры масла контактора ниже температуры 25°С производство переключений при помощи рукоятки запрещается.

6.9. При осмотрах дежурным персоналом устройств РПН с токоограничивающими реакторами необходимо обращать внимание на следующее:

а) соответствие положений на указателях в приводном механизме и щите управления;

б) соответствие положений на указателях приводных механизмов параллельно работающих трансформаторов;

в) строгое соответствие фиксированному положению приводного механизма;

г) уровень масла в баке контакторов (он должен быть в пределах отметок, нанесенных на маслоуказателе);

д) внешнее состояние доступных осмотру элементов устройства РПН.

6.10. При осмотре дежурным персоналом быстродействующих устройств РПН необходимо обращать внимание на следующее:

а) соответствие положений на указателях в приводном механизме и щите управления;

б) соответствие положений на указателях приводных механизмов на устройствах РПН, имеющих пофазное управление, и параллельно работающих трансформаторах;

в) строгое соответствие фиксированному положению приводных механизмов в пределах допусков по лимбу;

г) наличие необходимого уровня масла в отсеке расширителя или баках контакторов;

д) уплотнения заглушек и разъемов (течи масла недопустимы);

е) состояние аварийного клапана бака контактора;

ж) работу обогревателей в приводах и шкафах управления обогревом (в зимний период);

з) состояние воздушного промежутка: корпус контактора — разрядник (сокращение изоляционного расстояния посторонними предметами недопустимо);

и) состояние гибких спусков к вводам ВН или СН, на которых установлено устройство РПН;

к) внешнее состояние доступных осмотру элементов устройства РПН.

6.11. В быстродействующих устройствах РПН, в которых предусмотрен обогрев контакторов, в зимний период при температуре окружающего воздуха 25°С и ниже должна включаться система автоматического обогрева контакторов.

Поскольку устройство РПН может работать только при температурах масла контактора не ниже 25°С, автоматика должна быть настроена так, чтобы при первом включении трансформатора, пока масло не достигнет необходимой температуры, привод блокировался, о чем должен быть сигнал на щите управления.

Система обогрева отключается при наступлении устойчивой температуры окружающей среды выше 20°С.

6.112. При включении находящегося в резерве трансформатора с быстродействующим устройством РПН, оборудованным электроподогревом, в зимний период при температуре окружающего воздуха ниже 20°С (или если перед днем включения температура была ниже 25°С) должна включаться автоматическая система обогрева контакторов на 13—15 ч независимо от указаний п. 6.11. В течение этого времени переключения запрещаются.

Включение системы обогрева вручную (помимо автоматики) запрещается. При включении в зимний период трансформатора с быстродействующим устройством РПН, помещенным в бак трансформатора, привод следует отключить и не проводить переключений до достижения соответствующей температуры масла в трансформаторе согласно инструкции завода-изготовителя.

6.13. Эксплуатационный персонал обязан вести учет работы устройств РПН. Количество переключений, проведенное переключающим устройством и зафиксированное счетчиком, установленным в приводе, должно периодически (не реже 1 раза в месяц) записываться в журнале или паспорте устройства РПН.

6.14. Ревизия элементов схемы управления приводом проводится согласно инструкциям заводов-изготовителей, но не реже 1 раза в год. Блок автоматического управления проверять с устройством РЗА. При этом необходимо проверять:

а) состояние всех электрических контактных соединений (при необходимости провести регулировку);

б) исправность конечных выключателей;

6.16. Через каждые 6 мес следует смазывать наружные трущиеся узлы и детали привода переключающего устройства незамерзающей смазкой ЦИАТИМ-201 или ГОИ-54.

6.17. Перед наступлением грозового периода на трансформаторах с выносными разрядниками на обмотке РО 1 раз в год проверять исправность вентильных разрядников.

У быстродействующих переключающих устройств при всех работах на контакторе и разряднике необходимо проверять отсутствие воздуха в опорных изоляторах под разрядниками, для чего следует отвинчивать пробки до появления масла.

6.18. После монтажа, каждой ревизии или длительного отключения трансформатора или в случае длительного отсутствия переключения РПН при подготовке трансформатора к включению под нагрузку необходимо проводить прогонку избирателя ответвлений по всем положениям 2—3 раза для снятия пленки окислов с контактных поверхностей.

6.19. Масло в баках контакторов должно заменяться при снижении пробивного напряжения ниже норм, указанных в п. 5.6; пробу масла отбирать через каждые 5 тыс. переключений, но не реже 1 раза в год.

Замену масла и промывку контактора проводить по заводским инструкциям. При замене масла из бака контактора удалять продукты разложения масла.

6.20. Для увеличения срока службы масла в контакторах устройств РПН с токоограничивающими реакторами, не имеющих воздухоосушительных фильтров, рекомендуется по согласованию с заводом-изготовителем устанавливать указанные фильтры на отверстие для выхода газов. При этом в баке контактора должна сохраняться газовая подушка для обеспечения нормальной его работы.

Текущие ремонты устройств переключения ответвлений с выводом их из работы проводят совместно с текущими ремонтами трансформаторов не реже 1 раза в год или после определенного числа переключений, указанного в заводской инструкции на данный тип переключающего устройства.

Внеочередные осмотры контакторов переключающих устройств проводят в сроки, указанные в Инструкциях заводов-изготовителей.

6.21. При загрязненном и увлажненном масле для контакторов, установленных на опорном изоляторе, при текущем ремонте проводить его ревизию. Бак контакторов полностью освобождается от масла, части контактора и бак очищаются от грязи, и после тщательного осмотра бак снова заполняется чистым сухим маслом. Проводят осмотр, ревизию и смазку элементов привода переключающего устройства.

Ревизию устройства РПН проводят согласно заводской инструкции по эксплуатации устройства РПН данного типа.

6.22. Срок службы контактов контакторов для различных типов устройств РПН неодинаков. Контакты заменяют в соответствии с указаниями завода-изготовителя при неудовлетворительной круговой диаграмме (при нарушении допусков на углы замыкания и размыкания контакторов), при обнаружении износа контактов в соответствии со значениями, указанными в инструкции завода-изготовителя. Не допускается зачищать обгоревшие поверхности контактов, так как это создает дополнительный износ контактов и сокращает срок их службы.

Порядок операций при замене контактов и регулировка нажатия должны строго соответствовать указаниям заводских инструкций.

6.23. После монтажа или ремонта переключающего устройства в обязательном порядке проверяют его работу в объеме и последовательности, указанных в инструкции завода-изготовителя.

При испытании трансформаторов или автотрансформаторов с устройством РПН перед включением их в работу после монтажа или капитального ремонта следует на холостом ходу провести два-три полных цикла переключений для проверки работы устройства РПН.

Эти испытания позволяют проверить качество оборудования, монтажа или ремонта для решения вопроса о возможности ввода устройства РПН в эксплуатацию.

6.24. Эксплуатационный персонал обязан строго учитывать дефекты, неполадки в работе и повреждения устройств РПН, а также фиксировать, после какого числа переключений заменены контакты. Следует также отмечать выполненные

реконструкции, замену узлов и ремонты.

7. НЕНОРМАЛЬНЫЕ РЕЖИМЫ И НЕИСПРАВНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ И РЕАКТОРОВ

7.1. Обслуживающий персонал, обнаружив какую-либо неисправность при работе трансформатора и реактора (течь масла или недостаточный его уровень в расширителе, понижение уровня масла во вводе, трещина на вводе, больший обычного нагрев верхних слоев масла, нарушение работы охладителей или вентиляторов обдува, ненормальный шум и пр.), обязан немедленно поставить об этом в известность начальника цеха, подстанции или участка электросети и принять все меры для устранения неисправности, сделав об этом запись в соответствующих журналах.

7.2. Если обнаруженные неисправности не могут быть устранены без отключения трансформатора и реактора, то решение об оставлении трансформатора и реактора в работе или о выводе в ремонт принимается руководством электростанции или предприятия электросети в зависимости от местных условий. При обнаружении внутреннего повреждения (выделения газа и пр.) трансформатор и реактор должны быть отключены обслуживающим персоналом с предварительным извещением вышестоящего дежурного персонала.

7.3. Аварийные перегрузки допускаются в исключительных случаях при выходе из строя одного из работающих трансформаторов и отсутствии резерва вне зависимости от предшествующей нагрузки, температуры охлаждающей среды, места установки и системы охлаждения согласно табл. 7.1.

Таблица 7.1 Допустимые перегрузки

Трансформаторы	Перегрузка по току, % сверх номинального	Длительность перегрузки, мин
Масляные	30	120
	45	80
	60	45
	75	20
	100	10
Сухие	20	60
	30	45
	40	32
	50	18
	60	5

7.4. В аварийных случаях, если коэффициент начальной нагрузки не более 0,93, трансформаторы с системой охлаждения М, Д, ДЦ и Ц допускают в течение не более 5 сут подряд перегрузку на 40% сверх номинального тока на время максимумов нагрузки общей продолжительностью не более 6 ч в сутки. При этом должны быть приняты все меры по усилению охлаждения трансформатора (включены все вентиляторы дутья, резервные охладители и т. д.).

7.5. Перегрузки согласно пп. 7.3 и 7.4 автотрансформаторов, изготовленных по ГОСТ 11677-65, 11677-75, и всех трансформаторов допускаются для любых режимов работы (ВН—СН, СН—ВН и т. д.). Перегрузки автотрансформаторов, не соответствующих требованиям ГОСТ 11677-65, 11677-75, допускаются в размере 50% (по току) значений, приведенных в пп. 7.3 и 7.4, во всех режимах работы.

При перегрузках трансформаторов мощностью более 80 МВ·А по пп. 7.3 и 7.4 рекомендуется установить повышенное наблюдение за состоянием трансформатора, в том числе за нагревом бака. После аварийных перегрузок рекомендуется провести внеочередную проверку масла.

Трансформаторы, работающие с повышенной против норм температурой масла или имеющие повышенный нагрев отдельных элементов активной части (приложение 5), допускается перегружать не более чем на 50% (по току) значений, приведенных в пп. 7.3 и 7.4. На трансформаторы, прошедшие реконструкцию со сменой обмоток, указанные ограничения по перегрузке не распространяются.

7.6. Нагрузка трансформаторов мощностью до 1000 кВ·А, работающих в установках без местного обслуживающего персонала (ТП городских электросетей, КТП сельских электросетей, столбовые подстанции и т. п.), должна быть измерена 2 раза в год в период максимальных и минимальных нагрузок. На основании результатов измерений следует решить вопрос о допустимости оставления в эксплуатации трансформатора с учетом его возможных перегрузок или о замене его более мощным.

7.7. Трансформаторы с дутьевым охлаждением масла (Д) при аварийном отключении всех вентиляторов дутья допускают работу с номинальной нагрузкой в течение времени:

Температура окружающего воздуха, °С	15	10	0	+10	+20	+30
Допустимая длительность нагрузки, ч	60	40	16	10	6	4
Примечание. Для трансформаторов, не соответствующих требованиям ГОСТ 11677-65, 11677-75, указанные длительности нагрузок относятся к температуре окружающего воздуха, которая на 5°С ниже значений, приведенных в п. 7.7.						

7.8. Трансформаторы мощностью до 250 МВ·А с охлаждением ДЦ и Ц и реакторы при аварийном прекращении искусственного охлаждения (прекращении работы вентиляторов при системе охлаждения ДЦ, циркуляции воды при системе охлаждения Ц или при одновременном прекращении работы водяных и масляных насосов при системе охлаждения Ц и вентиляторов, насосов при системе охлаждения ДЦ) допускают работу с номинальной нагрузкой в течение 10 мин (или режим холостого хода в течение 30 мин).

Если по истечении указанного времени температура верхних слоев масла не достигла 80°С, допускается поддерживать номинальную нагрузку до достижения температуры верхних слоев масла до 80°С, но не более 1 ч после прекращения искусственного охлаждения. Для трансформаторов мощностью более 250 МВ·А допустимы те же режимы, но при условии, что температура верхних слоев масла не превышает 75°С. Для трансформаторов с направленной циркуляцией масла в обмотках допустимое время работы при нарушении охлаждения принимается согласно указаниям завода-изготовителя.

7.9. При появлении сигнала о повышении температуры масла или о прекращении циркуляции масла, воды или останове вентиляторов дутья обслуживающий персонал обязан выяснить причину неисправности и принять меры к ее устранению.

7.10. При медленном снижении уровня масла в расширителе ниже нормальной отметки в процессе снижения нагрузки или понижения температуры окружающего воздуха принять меры к выяснению и устранению причин неисправности. При этом не следует переводить цепь отключения газовой защиты на сигнал, а долить в трансформатор масло (при наличии пленочной или азотной защиты доливают дегазированное масло). По окончании доливки необходимо выпустить скопившийся воздух из газового реле. При работе реле уровня масла на сигнал принять меры к отключению трансформатора.

Если уровень масла в трансформаторе и реакторе снижается быстро из-за сильной течи, переводить газовую защиту на сигнал запрещается. В этом случае необходимо принять срочные меры по устранению течи, после чего долить масло в трансформатор до соответствующего уровня.

7.11. При появлении сигнала газовой защиты необходимо немедленно включить в работу резервные трансформатор и реактор, затем осмотреть работающие. При обнаружении при осмотре явных признаков повреждения (потрескивание, щелчки и другие признаки повреждения внутри бака, выброс масла) трансформатор и реактор должны быть немедленно отключены, после чего следует проверить газ на горючесть и отобрать пробу газа для проведения химического анализа.

Если признаков повреждения не выявлено, проверять газ на горючесть[1] и отбирать пробы газа на анализ следует до отключения трансформатора и реактора. При обнаружении горючего газа или газа, содержащего продукты разложения изоляции, трансформаторы и реакторы должны быть немедленно отключены, после чего на них должны быть проведены измерения и испытания.

---

[1] Горючим газом считается газ, который горит при проверке на горючесть.

Если проверкой будет установлено, что выделяется негорючий газ и даже отсутствуют в нем продукты разложения изоляции, то трансформаторы и реакторы напряжением 330 кВ и выше следует разгружать и отключать. Если же отключение трансформатора (реактора) вызовет недоотпуск электроэнергии, то они могут быть оставлены в работе на срок, установленный главным инженером энергоуправления.

Трансформаторы и реакторы на напряжения менее 330 кВ при выделении негорючего газа могут быть оставлены в работе при условии наблюдения за их работой и последующим выделением газа. При учащении появления газа в реле и работы защиты на сигнал трансформатор и реактор следует отключить.

Выделение газа в газовом реле бака контакторов погружных быстродействующих РПН при переключениях не является признаком повреждения и не требует ни проведения осмотра контакторов, ни анализа газа.

7.12. Если после отключения трансформатора и реактора газовой защитой проверка покажет, что действие защиты было вызвано горючим или негорючим газом, содержащим продукты разложения изоляции и масла, то повторное включение трансформатора и реактора без проверки не допускается.

7.13. При автоматическом отключении трансформатора и реактора от защит, действие которых не связано с их повреждением, трансформатор и реактор могут быть вновь немедленно включены.

В случае автоматического отключения трансформатора и реактора действием защит от внутренних повреждений следует провести внешний осмотр и проверку трансформаторной установки для выяснения причин отключения трансформатора и реактора. Включать их в работу можно только после устранения выявленных ненормальностей.

7.14. Если отключение трансформатора, имеющего газовую и дифференциальную защиты, вызывает прекращение электроснабжения потребителей, допускается одно повторное его включение при условии, что отключение произошло без видимых внешних признаков повреждения от действия одной из указанных защит.

При наличии признаков внутреннего повреждения трансформатор должен быть выведен в ремонт.

7.15. При авариях на воздушной линии с повреждением одной фазы, при повреждении одного трансформатора в трехфазной группе и обрыве одной фазы в трехфазном трансформаторе могут быть применены несимметричные схемы электропередачи:

а) «два провода — земля» в сетях с изолированной нейтралью напряжением не выше 35 кВ в случае повреждения одной фазы линии;

б) «два провода — нуль» в сетях с заземленной нейтралью в случае повреждения одной фазы линии или одного трансформатора трехфазной группы;

в) «две фазы трансформатора — три фазы линии» при соединении обмоток трансформатора по схеме /.

7.16. Располагаемая мощность трансформаторов при работе их по несимметричным схемам зависит от параметров генераторов, сети и нагрузки.

Ограничение передаваемой мощности может быть вызвано повышенным нагревом (роторов турбогенераторов током

обратной последовательности, увеличением уровня помех в линиях связи, повышением вибрации генераторов и др.

При работе по схеме «два провода — земля» располагаемая мощность трансформаторов равна их номинальной мощности. При работе трансформаторной группы на двух фазах располагаемая мощность в самом благоприятном случае составляет не более 67% номинальной мощности группы.

7.17. При возникновении пожара трансформатора и реактора необходимо снять с них напряжение (если они не отключились от действия защиты), вызвать пожарную команду, известить руководство электростанции, предприятия электросетей (подстанции) и приступить к тушению пожара, предварительно отключив разъединители. Одновременно необходимо принять меры для обеспечения электроснабжения потребителей. Если система автоматического пожаротушения не включилась, то необходимо принять меры к включению ее вручную.

При тушении пожара следует принять меры для предотвращения распространения огня, исходя из создавшихся условий. При фонтанировании масла из вводов и поврежденных уплотнений следует для уменьшения давления масла спустить часть масла в дренажные устройства. При невозможности ликвидировать пожар основное внимание должно уделяться защите от огня расположенных рядом трансформаторов и другого неповрежденного оборудования.

Тушить пожар трансформатора и реактора рекомендуется с использованием распыленной воды, химической пены и других средств пожаротушения.

8. ИСПЫТАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ И РЕАКТОРОВ

8.1. Испытания разделяются на приемо-сдаточные и профилактические.

Приемосдаточные испытания проводят в период монтажа и после него в целях проверки соответствия трансформаторов и реакторов ГОСТ и техническим условиям на поставку, проверки качества оборудования и монтажа для решения вопроса о возможности ввода трансформатора и реактора в эксплуатацию, снятия характеристик изоляции, что необходимо в дальнейшем для оценки состояния трансформатора и реактора при эксплуатации.

Профилактические испытания проводят, как правило, в период текущих или капитальных ремонтов в целях проверки состояния трансформатора и реактора, находящихся в эксплуатации, и качества выполнения ремонта.

При необходимости профилактические испытания осуществляют в период между ремонтами в целях контроля состояния изоляции трансформатора и реактора, если есть признаки ее ухудшения. Ухудшение характеристик изоляции может быть вызвано увлажнением изоляции при неполной защите масла трансформатора от соприкосновения с окружающим воздухом или снижением качества масла (повышением tg масла и влажности) и т. д.

8.2. При обнаружении ненормальностей в работе трансформатора и реактора их вновь испытывают.

8.3. Результаты всех испытаний должны оформляться протоколами. В протоколах, помимо результатов измерений и испытаний, должны быть указаны приборы и схемы, по которым проводят испытания, температуры обмоток, масла и т. п. Эти данные необходимы для сопоставления результатов испытаний, проведенных в различное время.

Протоколы испытаний хранятся в течение всего времени эксплуатации трансформатора и реактора.

8.4. Результаты испытаний не могут являться единственным и достаточным критерием для оценки состояния трансформатора и реактора и решения вопроса о возможности включения их в эксплуатацию.

Окончательно должны решать этот вопрос на основании комплексного рассмотрения всех результатов испытаний, сведений о предыдущей работе трансформатора и реактора, данных осмотра и ремонта.

8.5. Объем испытаний устанавливается в соответствии с «Нормами испытания электрооборудования». Результаты испытаний сравнивают с установленными нормами.

Когда измеряемая величина не нормируется, она должна быть сопоставлена с данными предыдущих измерений или аналогичных измерений на однотипном оборудовании, с результатами остальных испытаний и т. п.

Основные методические указания по испытаниям трансформаторов и реакторов приведены в приложении 6.

9. РЕМОНТ ТРАНСФОРМАТОРОВ И РЕАКТОРОВ И ПРИЕМКА ИХ ПОСЛЕ РЕМОНТА И МОНТАЖА

9.1. Капитальные ремонты трансформаторов и реакторов с осмотром активной части проводят в следующие сроки:

а) главных трансформаторов электростанций и подстанций и основных трансформаторов собственных нужд и реакторов — не позже чем через 8 лет после ввода в эксплуатацию с учетом результатов профилактических испытаний, а в дальнейшем — по мере необходимости в зависимости от результатов измерений и состояния трансформатора и реактора в сроки, устанавливаемые главным инженером энергоуправления;

б) остальных трансформаторов и реакторов — по результатам испытаний и их состоянию.

Внеочередные капитальные ремонты проводят в зависимости от результатов измерений, условий работы, состояния трансформатора и реактора и данных по состоянию однотипного оборудования, работающего в аналогичных условиях. При капитальном ремонте необходимо осмотреть активную часть вне бака трансформатора и реактора в целях обеспечения высокого качества работ по подпрессовке и расклиновке обмоток, промывке активной части и др. Трансформаторы (реакторы), в которых с помощью анализа растворенных в масле газов обнаруживается развивающееся повреждение[1], должны быть выведены во внеочередной ремонт.

---

[1] См. РТМ «Методика обнаружения повреждений в силовых трансформаторах посредством анализа растворенных в масле газов» Главтехуправление Минэнерго СССР, 1978 г.

9.2. Текущие ремонты трансформаторов (без РПН) и реакторов с выводом их из работы проводят:

а) главных трансформаторов электростанций и подстанций, а также основных и резервных трансформаторов собственных нужд и реакторов — не реже 1 раза в 2 года;

б) установленных в местах усиленного загрязнения — по местным инструкциям;

в) всех остальных трансформаторов — по мере необходимости, но не реже 1 раза в 4 года.

Текущие ремонты трансформаторов и автотрансформаторов с РПН проводят ежегодно.

Внеочередной текущий ремонт переключающего устройства проводят у трансформаторов с устройствами РПМ после определенного количества операций по переключению в соответствии с указаниями заводских инструкций или по результатам испытаний (состояние масла в контакторе и т. д.). Текущие ремонты системы охлаждения Д, ДЦ и Ц должны производиться ежегодно.

9.3. Капитальный ремонт осуществляют в следующем объеме:

а) вскрытие трансформатора и реактора и осмотр активной части;

б) ремонт магнитопровода, обмоток (подпрессовка расчетными усилиями), переключателей ПБВ, устройств РПН и отводов;

в) ремонт крышки (или «колокола»), расширителя, выхлопной трубы (проверка целости и уплотнения мембраны), радиаторов, термосифонных и адсорбционных фильтров (смена сорбента), воздухоосушителя, кранов, задвижек;

г) ремонт вводов;

д) ремонт системы охлаждения;

е) очистка и окраска бака;

ж) очистка или замена масла; проверка азотной или пленочной защиты (при наличии);

з) сушка изоляции (при необходимости);

и) сборка трансформатора с заменой уплотнений;

к) проверка газового реле и реле уровня масла;

л) проведение установленных измерений и испытаний и пробное включение трансформатора на холостой ход.

При необходимости в объем ремонта включаются реконструктивные или противоаварийные работы, а также другие работы в соответствии с Руководством по капитальному ремонту трансформаторов (СПО ПО «Союзтехэнерго», 1978).

9.4. До вывода трансформатора и реактора в капитальный ремонт необходимо:

а) выяснить по эксплуатационным записям, какие дефекты и неисправности наблюдаются в их работе, проверить в работе состояние уплотнений, вентилей, вентиляторов дутья, двигателей насосов и вентиляторов системы охлаждения, устройств переключения ответвлений обмоток под нагрузкой и прочих устройств и составить перечень дефектов, подлежащих устранению; просмотреть техническую ведомость предыдущего ремонта;

г) подготовить изоляционные и крепежные материалы, приспособления и инструмент, в том числе грузоподъемные и тяговые тросы, траверсы, которые должны быть заблаговременно испытаны и иметь соответствующую маркировку;

д) подготовить площадку для складирования отдельных частей разбираемых трансформатора и реактора, установки вводов, если их ремонтируют не в специальной ремонтной башне или мастерской;

е) проверить и привести в порядок пути для перекатки трансформатора и реактора в машинный зал электростанции, под ремонтный портал или в мастерскую;

ж) изучить особенности трансформатора по сопроводительной документации;

з) подготовить оборудование и приборы.

9.5. После вывода трансформатора и реактора в капитальный ремонт необходимо:

а) измерить изоляционные характеристики R_{60}/R_{15}, tg, C_2/C_{50}, потери и ток ХХ, а также произвести испытания масла из бака в соответствии с «Нормами испытания электрооборудования» и заводской документацией;

б) провести тщательный внешний осмотр, составить опись внешних дефектов, подлежащих устранению при ремонте (течи арматуры, неплотности фланцев, течи в сварных швах, нарушение армировки изоляторов);

в) перекатить трансформатор и реактор на ремонтную площадку;

г) слить масло из бака, проверив при этом правильность показаний маслоуказателя, замерить *C/C*, демонтировать вводы, выхлопную трубу, радиаторы, расширитель и др.;

д) разболтать и снять крышку или верхнюю часть бака.

9.6. После вскрытия трансформатора и реактора должны быть проведены работы по проверке состояния и ремонту следующих узлов активной части:

а) витковой, секционной, ярмовой изоляции обмоток;

б) прессующих деталей обмоток;

в) обмоток, отводов и болтовых соединений;

г) переключателя ответвлений обмоток (ПБВ);

д) избирателя ответвлений (РПН);

е) изоляции стяжных шпилек, прессующих колец, ярмовых балок и стяжных бандажей;

ж) магнитопровода и его заземлений;

з) бака.

9.7. После разборки трансформатора и реактора должны быть также осмотрены, проверены и отремонтированы:

а) вводы;

б) привод, механизм и контакторы устройства РПН;

в) расширитель, выхлопная труба;

г) система охлаждения (радиаторы или маслоохладители, насосы, вентиляторы и их электродвигатели, маслопроводы, арматура);

д) газовые реле, газоотводные трубы, реле уровня масла, термосигнализаторы, дистанционные термометры сопротивления и их цепи сигнализации и защиты;

е) термосифонные или адсорбционные фильтры и воздухоосушители, установка азотной или пленочной защиты;

ж) цепи управления, автоматики и сигнализации системы охлаждения, устройства РПН;

з) силовые кабели и концевые муфты, токопроводы, заземления;

и) устройства пожаротушения

и проведены другие работы в соответствии с Руководством по капитальному ремонту трансформаторов мощностью 80 МВ·А и выше напряжением 110—750 кВ (СПО ПО «Союзтехэнерго», 1978 г.).

9.8. При проверке состояния витковой и секционной бумажной изоляций обмоток следует проверить отсутствие повреждений изоляции и определить ее механическую прочность по условной балльной классификации, установленной практикой эксплуатации:

1-й класс — изоляция эластичная; при полном сгибе вдвое изоляция не ломается;

2-й класс — изоляция твердая; при полном сгибе вдвое образуются трещины;

3-й класс — изоляция хрупкая; при полном сгибе изоляция ломается;

4-й класс — изоляция ветхая; при сгибе до прямого угла изоляция ломается.

При 4-м классе изоляции обмоток для обеспечения надежной работы трансформатора должны быть приняты меры по замене изоляции обмоток.

Необходимо обратить особое внимание на состояние дополнительной изоляции на секциях обмоток ВН трансформаторов и реакторов напряжением 220 кВ и выше, у которых отмечались случаи разбухания дополнительной изоляции, уменьшение каналов между секциями и значительное повышение нагрева секций, особенно средних витков в верхней и средней частях обмотки.

При обнаружении преждевременного старения изоляции необходимо выяснить причины этого явления (работа с повышенной температурой масла, повышенная температура охлаждающего воздуха и воды, разбухание дополнительной изоляции и отсутствие необходимых горизонтальных каналов в обмотке ВН и пр.) и принять необходимые меры. В случае ускоренного старения вследствие разбухания дополнительной изоляции необходимо принять меры по улучшению охлаждения трансформатора и реактора (установка профилированных крыльчаток на вентиляторах при охлаждении типа Д, установка дополнительных охладителей, реконструкция системы охлаждения и перевод на водяное охлаждение и т. д.) или реконструкции его обмоток.

9.9. Следует проверить состояние и расположение прокладок между секциями обмоток, ярмовую изоляцию, прессующие брусья, шайбы и кольца, состояние междуфазной перегородки и отсутствие касания между ней и дистанционными прокладками в средней части обмотки, состояние перемычки (расположенной внизу обмотки) между концентрами обмоток ВН и СН или $ВН_1$ и $ВН_2$ и отсутствие касания между ней и ярмовой уравнительной изоляцией, а также достаточность прессовки и подпрессовки обмоток [прессующие усилия должны быть доведены до расчетного давления 3—4 МПа (30—40 кгс/см^2) на поверхности изоляции столбов дистанционных прокладок].

При совместном выполнении прессовки обмоток необходимо обращать особое внимание на равномерность прессовки внутренней и наружной обмоток; при выполнении прессовки с помощью изоляционных брусьев и клиньев проверять достаточность площади прессовки внутренней обмотки и при необходимости ставить дополнительные брусья или изготовлять новые.

При выполнении прессовки обмоток с помощью прессующих винтов следует руководствоваться допустимыми необходимыми усилиями запрессовки на один винт (ОСТ «Трансформаторы силовые. Сборочные единицы прессовки обмоток. Конструкции и размеры»), а также данными по необходимым усилиям на один винт на конкретные обмотки для ремонтируемого трансформатора согласно Руководству по капитальному ремонту трансформаторов мощностью 80 МВ·А и выше напряжением 110—750 кВ (СПО ПО «Союзтехэнерго», 1978 г.).

Необходимое усилие запрессовки для обмоток создается доведением до расчетных значений усилия запрессовки на прессующие винты с помощью тарированных ключей или гидродомкратов.

У трансформаторов I и II габарита следует также проверять состояние уравнительных колец на обмотках НН и заменять расслоенные; при выполненной заводом прессовке обмоток с помощью косынок и изоляционных шайб рекомендуется реконструировать крепление, устанавливая прессующую балку полкой книзу; при неравномерной прессовке слоевой обмотки ВН вследствие неодинаковой высоты слоев следует ставить под брусья выравнивающую дополнительную

изоляцию.

9.10. Необходимо проверить отсутствие деформации и смещения обмоток, а также состояние всех доступных паек на отводах обмоток; смещение обмоток является признаком динамической неустойчивости обмоток или слабой их запрессовки (недостаточной электродинамической стойкостью отличаются трансформаторы мощностью 1800—5600 кВ·А, у которых прессовка обмоток выполнена с помощью брусьев).

9.11. Должно быть проверено состояние отводов (в том числе к избирателю устройства РПН) и их креплений (состояние изоляции, затяжка болтов, наличие контргаек, отсутствие повреждений крепящих изоляционных деталей и пр.). Следует обратить внимание на механическую надежность (стойкость при КЗ) крепления отводов НН в мощных трансформаторах, изготовленных ЗТЗ (отводы разных фаз в указанных трансформаторах расположены на незначительном расстоянии друг от друга, и при сквозных КЗ между ними возникают значительные усилия); в местах нарушения изоляции отводов подызолировать их, обеспечив длину конуса среза (или перекрытия) изоляции с обеих сторон от места повреждения не менее 10-кратной толщины изоляции отвода на сторону; в трансформаторах с охлаждением ДЦ и Ц отводы НН должны быть изолированы по всей длине.

Разъемные контакты отводов осмотреть и восстановить в случае необходимости.

9.12. Следует измерить изоляционные расстояния между токоведущими частями разных фаз, между токоведущими и заземленными частями, сравнить с размерами, приведенными на чертежах, и при необходимости довести до требуемых значений.

9.13. Необходимо осмотреть в доступных местах магнитопровод, проверить плотность сборки пакетов стали, отсутствие следов нагрева, целость заземления и наличие соединения с магнитопроводом прессующих колец и ярмовых балок, проверить надежность стопорения болтов ярмовых брусьев, а также правильность установки заземлений. Осмотреть состояние стыков у стыковых магнитопроводов, измерить сопротивление постоянному току лаковой пленки пакетов и всего магнитопровода для определения состояния изоляции листов стали (не допуская ток более 2,5 А); у трансформаторов и реакторов со съемной верхней частью бака и с распорами внутри бака (для фиксации активной части в баке и для увеличения жесткости бака) после установки съемной части проверить наличие зазоров между баком и консолями верхнего ярма и наличие изоляционных прокладок на распорах.

В трансформаторах и реакторах с охлаждением ДЦ и Ц проверить наличие достаточной жесткости заземляющих шинок на частях магнитопровода, укоротить их (при необходимости) и изолировать лакотканью для предотвращения обрывов при вибрации в потоке масла и замыкания на соседние детали магнитопровода.

9.14. Проверить и осмотреть охлаждающие каналы в обмотках и магнитопроводе (достаточность их величины, чистоту, отсутствие посторонних предметов и пр.). Минимально допустимая величина масляного канала в обмотках с дополнительной изоляцией на секциях в свету не должна быть менее 4 мм. В отдельных местах допускается уменьшение высоты канала до 3 мм.

9.15. Следует проверить состояние изоляции стяжных шпилек, прессующих колец, болтов и ярмовых балок. Измерить и при необходимости восстановить сопротивление изоляции.

9.16. У трансформаторов, имеющих переключатель ответвлений ПБВ, проверить состояние изоляционных наружных цилиндров, исправность контактов и достаточность их нажатия; особое внимание обратить на переключатели П6 с контактными роликами, которые могут иметь недостаточную электродинамическую стойкость вследствие малой площади контакта, возможного перекоса неподвижного контакта при изготовлении и недостаточного нажатия пружин.

Следует также проверить валы, детали крепления, легкость прохождения всех положений.

9.17. У трансформаторов, снабженных устройством РПН, осмотреть и проверить после перевода во все положения исправность всех механизмов переключателя, шестерен, промежуточных валов, шпилек, креплений, наличие люфтов в кинематической схеме привода. Следует иметь в виду, что отказ в работе привода может быть вызван попаданием в него влаги или снега из-за плохой герметичности дверцы шкафа, а также из-за значительных люфтов соединительных валов.

Выявленные люфты в звеньях кинематической схемы привода переключающего устройства следует устранить. Необходимо проверить надежность контактов и паек, крепление и стопорение отдельных элементов устройства РПН, состояние изоляционных деталей и нагревательных элементов, отсутствие нагара на главных контактах контактора и избирателя, выработку дугогасительных контактов, целость перемычек между контактами, проходную изоляционную плиту. У автотрансформаторов с переключающими устройствами ЗРНОА-110/1000, РНОА-35/630, РНТА-35/1000, имеющих маслосливной кран в баке контактора с приподнятой стороны трансформатора и ребра жесткости на дне бака контактора, необходимо тщательно удалить со дна бака контактора осадки, которые остаются после слива масла через маслосливной кран, а также выполнить другие работы согласно Инструкции по эксплуатации РПН.

9.18. Определить наличие и характер осадков на обмотках, отводах, изоляции (силикагель, продукты окисления масла, посторонние частицы) и удалить их.

9.19. Промыть активную часть струей сухого горячего (60°С) трансформаторного масла той же марки, что и масло, которым был заполнен трансформатор, или соответствующей залитому маслу. Пробивное напряжение и другие показатели масла, используемого для промывки, должны быть не ниже норм на свежее масло для данного класса напряжения.

Следует промыть все узлы активной части и все вертикальные каналы, начиная от ближайшего к стержню, а также горизонтальные каналы крайней обмотки ВН и концевой изоляции, начиная с верхней части обмотки.

Если активная часть при ремонте остается в нижней части бака, ее следует также тщательно промыть маслом и под магнитопроводом при открытой донной пробке и наклоне трансформатора в ее сторону.

Сухие трансформаторы следует тщательно продуть чистым воздухом и затем протереть изоляторы.

9.20. После выемки из бака активной части или снятия верхней части бака необходимо осмотреть бак, устранить деформации бака, если они имеются, осмотреть тщательно сварные швы, устранить выявленные неплотности, заменить или восстановить уплотнения, через которые обнаружены течи масла, восстановить поврежденную окраску внутренней и наружной поверхностей бака.

После ремонта промыть бак маслом.

9.21. Арматура бака (вентили, краны, задвижки, расширитель и газосборные трубы) должна быть осмотрена, неисправности устранены. Внутреннюю поверхность расширителя, его грязевик и масло-указатель следует очистить, проверить, заменить дефектные уплотнения и промыть горячим маслом.

9.22. Катки и каретки бака должны быть проверены, смазаны и при необходимости отремонтированы.

9.23. Следует проверить целость мембраны выхлопной трубы, качество уплотнения, наличие соединения воздушной полости трубы с баком расширителя, состояние предохранительного клапана и работу отсечного клапана.

9.24. Термосифонные и адсорбционные фильтры должны быть проверены на отсутствие течей, при необходимости отремонтированы, очищены и засыпаны свежим, высушенным и отсортированным (без примеси пыли) сорбентом. Воздухоосушители также следует очистить, проверить исправность масляного затвора, уплотнений и заменить сорбент (основной и индикаторный).

9.25. У трансформаторов и реакторов с охлаждением Д радиаторы должны быть (при наличии течей) отремонтированы, тщательно очищены и промыты маслом.

У трансформаторов и реакторов с охлаждением ДЦ и Ц следует разобрать маслопроводы, очистить внутреннюю поверхность труб от ржавчины и окалины с помощью пескоструйного аппарата (или другим способом) и затем очистить мягкими концами из чистой ткани и промыть маслом.

Необходимо осмотреть, разобрать, отремонтировать и очистить (с помощью «ершей» и других приспособлений) с последующей промывкой маслом маслоохладители, обращая внимание на тщательное удаление отслаивающихся частиц цинка внутри стальных оцинкованных трубок охладителей.

9.26. Должна быть проведена ревизия циркуляционных маслонасосов, вентиляторов и их электродвигателей с полной разборкой, заменой изношенных частей (подшипников, рабочих колес), очисткой и смазкой.

У насосов ЭЦТ, имеющих пластмассовые кольца на рабочем колесе, необходимо проверить целость колец и при необходимости их заменить.

Вентиляторы дутья должны быть тщательно отбалансированы вместе с электродвигателем, чтобы вибрация электродвигателя при работе не превышала 0,06 мм.

У электродвигателей необходимо проверить сопротивление изоляции и состояние обмоток, паек, креплений, очистить обмотки.

9.27. Вводы трансформатора и реактора маслонаполненные и фарфоровые должны быть тщательно осмотрены для выявления трещин в фарфоре, проверки надежности уплотнений и давления в герметичных вводах, креплений и контактов; следует также заменить масло в масляных затворах и сорбент в воздухоосушительных фильтрах и провести необходимые испытания вводов, установить воздухоосушители на негерметичных вводах.

Необходимо проверить состояние бакелитовых цилиндров, экранов, надежность их крепления, работу масляного затвора, маслоуказателя. Отобрать пробу, привести анализ масла и его доливку.

В герметичных вводах при необходимости должны доливать дегазированное масло с принятием мер, предотвращающих попадание воздуха во ввод.

Трансформаторы тока вводов должны быть осмотрены, контакты их подтянуты, уплотнения проверены.

При очистке трансформаторов следует также очистить фарфоровые покрышки устройств РПН, фарфоровые покрышки под разрядники и разрядники.

9.28. Цепи управления, автоматики и сигнализации систем охлаждения Д, ДЦ и Ц должны быть проверены и при необходимости отремонтированы. В шкафах управления электродвигателем системы охлаждения проверить отсутствие коррозии на контактах, устранить неисправности, выявленные в эксплуатации.

9.29. Следует проверить цепи и контакты сигнализации дистанционных термометров и указателей уровня масла, а также правильность показаний дистанционных и местных температурных датчиков.

9.30. Необходимо проверить исправность газовых реле и проводки от них (исправность поплавков-чашек, ртутных контактов, правильность разделки контрольного кабеля и защиты его от попадания влаги и масла), испытать цепь защиты и газовое реле (на установке для испытаний газовых реле).

9.31. Должны быть проверены целость и исправность заземлений бака трансформатора и реактора и заземляющей проводки, состояние кабельных муфт, подсоединенных к трансформатору силовых кабелей, целость их изоляторов, наличие заземления оболочки кабелей. Следует также проверить исправность и надежность крепления кабелей вторичных цепей и силовых, подсоединенных к шкафам управления системы охлаждения и устройства РПН, к электродвигателям насосов и вентиляторов.

9.32. После сборки трансформатор и реактор необходимо залить подготовленным сухим трансформаторным маслом. Масло должно иметь показатели не ниже установленных нормами для данного класса напряжения.

Заливку проводят в соответствии с указаниями пп. 4.3, 5.1—5.3.

9.33. Периодический текущий ремонт должны проводить в следующем объеме:

а) наружный осмотр и устранение обнаруженных дефектов, поддающихся устранению на месте;

б) чистка изоляторов и бака; для сухих трансформаторов — продувка сухим воздухом и протирка изоляторов;

в) спуск грязи из расширителя, доливка масла в случае необходимости, проверка маслоуказателя; проверка соответствия уровня масла в расширителе отметке на маслоуказателе;

г) проверка и смена сорбента в термосифонном и адсорбционных фильтрах и воздухоосушителях.

При работах по смене сорбента в фильтрах трансформаторов и реакторов с охлаждением ДЦ и Ц, проводимых без их отключения, следует принять меры, обеспечивающие удаление воздуха из системы охлаждения и адсорбционных фильтров после проведения этих работ (п. 4.3);

д) проверка спускного крана и уплотнений;

е) осмотр и чистка охлаждающих устройств, проверка подшипников вентиляторов и маслонасосов, смена смазки подшипников двигателей; проверка герметичности масляно-водяных охладителей избыточным давлением;

ж) проверка маслонаполненных вводов, отбор пробы масла из негерметичных вводов, доливка масла, смена масла в масляном затворе, замена сорбента в воздухоосушителе;

з) проверка газовой защиты, приборов для измерения температуры масла и вторичных цепей;

и) проверка целости мембраны выхлопной трубы;

к) проверка и ремонт устройства регулирования напряжения под нагрузкой и прокрутка переключателей ПБВ типа П6 на трансформаторах мощностью более 6300 кВ·А на напряжение 110—220 кВ не менее 10 раз из одного крайнего положения в другое;

л) проверка и испытание системы автоматики и сигнализации системы охлаждения (у трансформаторов с системой охлаждения Д, ДЦ и Ц) и стационарной системы пожаротушения (при ее наличии);

В электросетях трансформаторы и реакторы из капитального ремонта принимает инженер службы подстанций или участка сети или начальник подстанции.

9.35. Ремонт и приемка трансформатора и реактора из капитального ремонта должны быть оформлены актом установленной формы с приложением к нему ведомости показателей технического состояния с указанием выполненного объема работ и результатов проведенных испытаний.

9.36. Принимает трансформаторы и реакторы из текущего ремонта на электростанциях начальник электроцеха, в электросетях — начальник или мастер подстанции или участка сети. В паспорте трансформатора и реактора делают запись о выполненных работах и обнаруженных дефектах и прикладывают данные выполненных измерений и испытаний.

9.37. После окончания монтажа трансформатор и реактор должны быть приняты по акту от организации, проводящей монтаж, комиссией, назначенной энергетическим управлением или главным инженером предприятия электросетей. Приемку проводят частично по ходу монтажа и в целом после его окончания.

9.38. При приемке трансформатора и реактора из монтажа сдающей организацией должны быть предъявлены следующие материалы:

а) копия протокола заводского испытания;

б) копия заводского щитка;

в) протоколы проверки герметичности собранного бака и испытания маслоохладителей;

г) протоколы испытаний и измерений в соответствии с «Нормами испытания электрооборудования»;

д) формуляр с занесенными данными по монтажу;

е) акт внутреннего осмотра с выемкой активной части из бака, снятием съемной части бака или с осмотром в баке, если по действующему положению была необходима ревизия или осмотр активной части; данные по заливке маслом под вакуумом (глубина вакуума, время заливки и т.д.);

ж) протокол сушки с приложением всех данных по температуре, вакууму, сопротивлению изоляции и пр.;

з) схемы присоединения системы охлаждения со схемами управления, автоматики и сигнализации;

и) схемы присоединения, дистанционного измерения и сигнализации температуры масла, а также защиты и конструктивные чертежи;

к) заводские инструкции и вся эксплуатационная сопроводительная документация, входящая в комплект поставки.

Приемку трансформатора и реактора оформляют актом после проверки работы их под рабочим напряжением.

Перед приемкой на основании осмотра трансформатора и реактора и их вспомогательного оборудования следует установить соответствие их техническим условиям поставки и основным эксплуатационным требованиям к установке (гл. 1 настоящей Инструкции). Дефекты необходимо устранить.

9.39. Возможность введения новых трансформаторов и реакторов без сушки оценивают по комплексному рассмотрению всех результатов испытаний и данных перевозки, хранения и монтажа в соответствии с «Инструкцией по транспортировке, выгрузке, хранению, монтажу и введению в эксплуатацию силовых трансформаторов общего назначения на напряжение 110—500 кВ» (РТМ 16.687.000-73), Инструкцией ОАХ 458003-70 «Транспортирование, хранение, монтаж и ввод в эксплуатацию силовых трансформаторов на напряжение до 35 кВ включительно без ревизии их активной части» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1974), инструкцией по монтажу и введению в эксплуатацию реакторов типа РОДЦ-110000/750 завода-изготовителя и настоящей Инструкцией.

Возможность введения в эксплуатацию трансформаторов и реакторов без сушки после капитального ремонта оценивают по комплексному рассмотрению результатов измерений и испытаний до и после ремонта и условий ремонта в соответствии с указаниями приложения 7.

9.40. Сушку трансформатора и реактора должны проводить в собственном баке или специальной камере в соответствии с «Инструкцией по сушке силовых трансформаторов» (Госэнергоиздат, 1961) и РТМ 16.687.000-73.

Разрешается осуществлять подсушку трансформатора и реактора в масле в собственном баке под вакуумом; прогревать их, залитые маслом, рекомендуется постоянным током от двигатель-генераторных или выпрямительных установок.

Для подсушки и сушки трансформаторов и реакторов рекомендуется применять ловушки вымораживания паров и глубокоосушенного воздуха согласно инструкциям завода-изготовителя.

Сушку контролируют по сопротивлению изоляции, значению tg и выделяющемуся конденсату. Измерение tg проводить на напряжении 220 В.

Приложение 1. НОМИНАЛЬНЫЕ ДАННЫЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ. ТЕРМИНОЛОГИЯ (СОГЛАСНО ГОСТ 16110-70)

1. Номинальный режим работы трансформатора — работы трансформатора на основном ответвлении при номинальных значениях напряжения, частоты, нагрузки и номинальных условий места установки и охлаждающей среды, оговоренных соответствующим ГОСТ (401-41, 11677-65, 11677-75) или техническими условиями. Он является основой для определения условий испытаний и эксплуатации.

В условиях, соответствующих номинальному режиму, превышение температур отдельных частей не должно превосходить значений, установленных в соответствующих ГОСТ или технических условиях.

2. Типовая мощность трансформатора (двухобмоточного) — полусумма мощностей всех частей обмоток трансформатора.

3. Мощность обмотки трансформатора — полная мощность, подводимая к этой обмотке от внешней цепи или отводимая от нее во внешнюю цепь.

4. Номинальная мощность обмотки трансформатора — указанное на щитке трансформатора значение полной мощности обмотки (кВ·А или МВ·А) на основном ответвлении, гарантированное изготовителем в номинальных условиях места установки и охлаждающей среды при номинальной частоте и номинальном напряжении обмотки.

5. Номинальная мощность двухобмоточного трансформатора — номинальная мощность каждой обмотки трансформатора.

6. Номинальная мощность трехобмоточного трансформатора — наибольшая из номинальных мощностей отдельных обмоток трансформатора.

7. Номинальная мощность автотрансформатора — номинальная проходная мощность обмоток, имеющих автотрансформаторную связь.

8. Проходная мощность автотрансформатора — мощность, передаваемая автотрансформатором из первичной сети во вторичную, равная сумме его электромагнитной и электрической мощностей.

9. Номинальное напряжение обмотки трансформатора (стороны автотрансформатора) — указанное на щитке напряжение между выводами трансформатора, связанными с обмоткой при холостом ходе трансформатора (автотрансформатора). Для трехфазного трансформатора (автотрансформатора) номинальное напряжение обмотки — это линейное напряжение обмотки. Для обмотки, снабженной ответвлениями, номинальным считается напряжение основного ответвления.

10. Номинальное напряжение ответвления обмотки трансформатора — указанное на щитке напряжение ответвления при холостом ходе трансформатора.

11. Номинальный ток обмотки трансформатора (или стороны автотрансформатора) — ток, определенный по номинальной мощности обмотки (стороны) и ее номинальному напряжению.

12. Номинальный ток ответвления обмотки трансформатора — ток, определенный по номинальной мощности и напряжению ответвления обмотки или по указанию нормативного документа.

Примечание. Для ответвлений ниже — 5% номинальные токи принимают равными 1,05 номинального тока обмотки.

13. Расчетная температура обмотки трансформатора — средняя условная температура обмотки, к которой должны быть приведены (по методике ГОСТ 3464-77) потери и напряжение короткого замыкания трансформатора, установленная нормативным документом, которую принимают:

а) для всех масляных и сухих трансформаторов с изоляцией классов нагревостойкости А, Е, В 75°С;

б) для трансформаторов с изоляцией классов нагревостойкости F, Н, С 115°С.

14. За максимальные нагрузочные потери $P_{макс}$ трехобмоточного трансформатора принимают приведенные к расчетной температуре потери короткого замыкания той пары обмоток, которая имеет наибольшие потери короткого замыкания.

За максимальные нагрузочные потери $P_{макс}$ трехобмоточного автотрансформатора принимают приведенные к расчетной температуре суммарные нагрузочные потери, вычисленные на основании трех парных опытов короткого замыкания для наиболее тяжелого (двух- или трехобмоточного) режима работы, оговариваемого в стандарте или в технических условиях на этот автотрансформатор.

15. Автотрансформатором называется трансформатор, две или большее число обмоток которого гальванически связаны так, что имеют общую часть. При работе автотрансформатора в режиме ВНСН ток в общей части обмотки (СН) является арифметической разностью токов со стороны СН и ВН. При работе в комбинированных режимах ток в общей части обмотки (СН) является геометрической суммой токов трех сторон автотрансформатора.

Приложение 2 ВИДЫ ОХЛАЖДЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ И ИХ УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ (ПО ГОСТ 11677-75)

Вид охлаждения	Условное обозначение
Сухие трансформаторы	
Естественное воздушное при открытом исполнении	С
Естественное воздушное при защищенном исполнении	СЗ
Естественное воздушное при герметичном исполнении	СГ
Воздушное с дутьем	СД
Масляные трансформаторы	
Естественная циркуляция воздуха и масла (естественное масляное)	М
Принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла (дутьевое)	Д
Принудительная циркуляция воздуха и масла (масляно-воздушное)	ДЦ
Принудительная циркуляция воды и масла (масляно-водяное)	Ц
Трансформаторы с заполнением негорючим жидким диэлектриком	
Естественное охлаждение негорючим жидким диэлектриком	Н
Охлаждение негорючим жидким диэлектриком с дутьем	НД

Приложение 3 О КОНТРОЛЕ НАГРУЗКИ ОБЩЕЙ ЧАСТИ ОБМОТКИ АВТОТРАНСФОРМАТОРА

При работе автотрансформаторов, особенно повышающих с присоединенным к обмотке НН генератором или понижающих с присоединенным к обмотке НН синхронным компенсатором, в комбинированных режимах необходимо контролировать нагрузку общей части обмотки автотрансформатора (обмотку, условно называемую СН) во избежание ее перегрузки, если вся мощность передается в сторону СН или со стороны СН. В этих режимах ток в общей части обмотки автотрансформатора является векторной разностью между суммой токов двух других обмоток автотрансформатора и стороны СН.

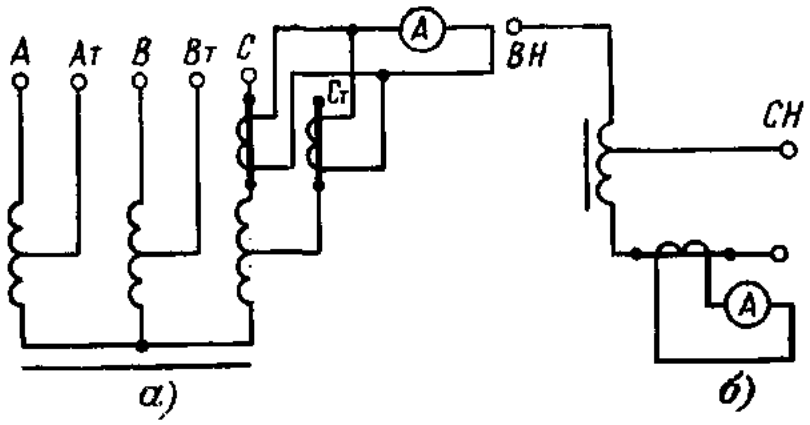

Рис. П3.1. Схема включения амперметра для измерения тока

в общей части обмотки автотрансформатора.

а — трехфазного; *б* — однофазного.

Поскольку определение тока в общей части обмотки расчетным путем затруднительно, так как для этого необходимо построить серию графиков или таблиц для разного сочетания нагрузок, то рекомендуется контролировать ток с помощью одного специально подключаемого амперметра.

Для контроля тока общей части обмотки трехфазного автотрансформатора амперметр следует включить в одну из фаз на сумму линейных токов сторон ВН и СН через трансформаторы тока с одинаковым коэффициентом трансформации (рис. П3.1,*а*).

Для контроля тока общей части обмотки однофазных автотрансформаторов амперметр может быть включен через трансформатор тока, установленный на выводе нейтрали одного из автотрансформаторов группы (рис. П3.1,*б*).

Приложение 4 ОТБОР ПРОБ, ОЧИСТКА И РЕГЕНЕРАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА

1. Для взятия проб масла применяют стеклянные банки с притертыми пробками. Количество масла, забираемого для испытания на пробой, должно быть не менее 0,5 л, а для сокращенного и полного испытаний не менее 1 л.

Проба должна отбираться с максимальной тщательностью и аккуратностью, предотвращающими попадание в масло грязи, влаги, пыли, волокон и пр.

Пробы масла из трансформаторов и реакторов, установленных на открытом воздухе, должны брать летом в сухую погоду, зимой — в морозную. При отборе пробы масла зимой банку следует прогреть теплым маслом из трансформатора и затем, быстро вылив, набрать масло для пробы.

Если масло отбирается в нестандартную посуду, например бутылку, то последняя закрывается пробкой (не резиновой), обернутой пергаментной бумагой и заливаемой сургучом или парафином.

В зимнее время, когда банки с маслом вносят с мороза в теплое помещение, их нельзя вскрывать раньше, чем они нагреются до температуры помещения, иначе в банке произойдет конденсация паров влаги и пробивное напряжение такого масла понизится.

2. Перед взятием пробы следует спустить в ведро некоторое количество (не менее 2 л) грязного масла, скопившегося в нижней части трансформатора около крана, затем обтереть чистой тряпкой или концами кран от пыли и грязи, спустить немного масла для промывки крана, промыть 2 раза банку маслом из трансформатора, после этого взять пробу масла и закрыть банку стеклянной пробкой.

3. Проба масла нормально отбирается из нижнего специального маслоотборного крана бака. Когда кран расположен так, что непосредственно под него нельзя подставить банку (а в трансформаторах и реакторах на напряжение 220 В и выше во всех случаях), необходимо отбирать пробы через гибкий чистый шланг, надеваемый на кран. При этом конец шланга должен быть опущен до самого дна банки во избежание разбрызгивания масла и захвата воздуха.

4. Пробы масла из маслонаполненных вводов, не имеющих специальных приспособлений для этой цели, отбирают из нижней части ввода сифоном, опускаемым внутрь ввода. Малогабаритные вводы завода «Изолятор» имеют специальное приспособление для взятия пробы масла из нижней части ввода. Для сифона должна быть использована чистая эластичная (полиэтиленовая, резиновая) трубка, которая до отбора пробы должна находиться в банке с чистым сухим маслом.

5. При понижении в эксплуатации электрической прочности (пробивного напряжения) масла и повышении tg (против установленных норм), обнаружении в нем механических примесей, шлама и влаги масло в трансформаторах на напряжение 110 кВ и ниже можно очищать без снятия напряжения с трансформатора. Рекомендуется очищать масло с помощью фильтр-пресса, вакуумных сепараторов с применением сорбентов. Масло при очистке обычными сепараторами сильно насыщается воздухом, что приводит к ухудшению его стабильности. В случае обработки масла без снятия напряжения должны быть приняты меры по предотвращению попадания воздуха в бак трансформатора.

6. Масло под напряжением очищают при следующих условиях:

а) вакуумный сепаратор или фильтр-пресс должны присоединять гибкими шлангами (металлическими или из маслоупорной резины) с надежными соединениями;

б) до начала очистки масла необходимо заполнить сухим маслом всю аппаратуру (фильтр-пресс и сепаратор) и маслопроводы; масло должно забираться внизу бака и поступать обратно в бак через расширитель трансформатора;

в) сепаратор (фильтр-пресс) и маслопроводы должны быть надежно заземлены;

г) у сепаратора (фильтр-пресса) должен всегда находиться обученный дежурный;

д) газовая защита во время очистки масла переводится с действием на сигнал, все остальные защиты от внутренних повреждений трансформатора должны быть введены на отключение;

е) воздух, скапливающийся в газовом реле при очистке, должны выпускать периодически сразу же после появления сигнала от газового реле. Появление воздуха в газовом реле свидетельствует об имеющихся подсосах воздуха в схеме обработки масла; необходимо прервать процесс обработки масла и устранить имеющиеся неплотности в схеме обработки.

7. Очистку масла под напряжением должны проводить и оформлять согласно требованиям «Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок электрических станций и подстанций».

8. О проведенной очистке делают запись в паспорте трансформатора с указанием начала и конца очистки и приложением протокола анализа из трансформатора масла до очистки и после.

9. Для непрерывной автоматической регенерации масла должны применяться термосифонные и адсорбционные фильтры, заполненные сорбентом (силикагелем, активной окисью алюминия и др.), который обладает избирательной способностью поглощать из масла продукты его старения. Не рекомендуется для этой цели использовать цеолит, так как он не адсорбирует продукты старения масла.

10. Непрерывную регенерацию осуществляют естественной циркуляцией масла через термосифонный фильтр на основе термосифонного эффекта, а в адсорбционном фильтре принудительной циркуляцией масла.

11. Количество сорбента, засыпаемого в термосифонный фильтр, составляет около 1% массы масла в трансформаторе (для небольших трансформаторов примерно 1,25%, для крупных 0,75%).

12. Чтобы обеспечить отстой мелких частиц сорбента, конец нижней трубки, соединяющий термосифонный фильтр с трансформатором, выполняется на 20—30 мм выше дна фильтра. В адсорбционных фильтрах с этой целью крышки фильтра (со стороны выхода масла) выполняются со специальным фильтрующим слоем, а также принимаются меры по предотвращению уноса сорбента из фильтра.

13. Сорбент для фильтра должен быть размером не более 2.7—7 мм. Пыль и другие частицы меньше 2,7 мм должны быть предварительно отсеяны.

14. При необходимости сорбент сушат. Во избежание увлажнения сухой сорбент хранят в герметизированной таре. Влажность сорбента не должна превышать 2%.

15. При установке термосифонных фильтров на трансформаторы и реакторы, не оборудованные ими, необходимо руководствоваться следующим. Если масло содержит шлам и произошло его старение, фильтр присоединяют после

ревизии с тщательной очисткой активной части и бака от шлама и механических примесей.

При сильно пониженной электрической прочности масло должно быть предварительно обезвожено с помощью вакуумного сепаратора, фильтр-пресса или цеолитовой установки с фильтр-прессом. В остальных случаях фильтр после смены сорбента устанавливают или включают без предварительной подготовки.

16. Для обеспечения наиболее эффективной стабилизации масла в трансформаторах и реакторах рекомендуется совместное применение термосифонных или адсорбционных фильтров и антиокислительных присадок.

17. Адсорбционный фильтр заполняют маслом через нижний патрубок в том же направлении, в котором будет происходить циркуляция масла. Термосифонный фильтр заполняют маслом также снизу для лучшего вытеснения воздуха из фильтра. При заполнении фильтра маслом воздуховыпускная пробка на его верхнем патрубке (или на маслоохладителе) остается на некоторое время открытой до полного вытеснения воздуха и закрывается после того, как через нее пойдет масло. Адсорбционный фильтр должны включать в работу после длительного отстоя (12 ч) и неоднократного выпуска воздуха, постепенно выделяющегося из зерен сорбента. В трансформаторах и реакторах на напряжение 220 кВ и выше адсорбционные фильтры должны заполнять маслом под вакуумом после предварительной вакуумировки фильтра при остаточном давлении не выше 5332 Па (40 мм рт. ст.) в течение 30 мин; в трансформаторах и реакторах на напряжение 110—154 кВ вакуум принимается согласно данным завода-изготовителя; в трансформаторах и реакторах на напряжение ниже 110 кВ фильтры заливают без вакуума, но с соблюдением мер по предотвращению попадания воздуха в бак.

Масло можно одновременно заливать в системы охлаждения, адсорбционные фильтры и бак в соответствии с указаниями завода-изготовителя.

18. Сорбент в термосифонном фильтре заменяют в том случае, если в пробе масла, отбираемой не реже 1 раза в 3 года, выявлено увеличение кислотного числа до 0,15 мг КОН.

Сорбент в адсорбционном фильтре (в системе ДЦ или Ц) заменяют впервые после 1 года эксплуатации, а затем — если в пробе масла, отбираемой не реже 1 раза в 3 года, выявлено увеличение кислотного числа 0,15 мг КОН.

У трансформаторов энергоблоков мощностью 150 МВт и более и трансформаторов и реакторов на напряжение 330 кВ и выше пробы масла отбирают не реже 1 раза в год, а сорбент следует заменять при достижении кислотного числа 0,15 мг КОН.

Для контроля состояния сорбента необходимо также использовать данные характеристик изоляции и химического анализа масла. Ухудшение этих показателей указывает на потерю сорбентом его адсорбционных свойств. В трансформаторах и реакторах с системой охлаждения ДЦ и Ц рекомендуется заменять отработанный сорбент сорбентом, предварительно выдержанным в сухом свежем трансформаторном масле в течение 1 сут.

19. Для осушки воздуха, поступающего в трансформатор и реактор, применяется воздухоосушитель. В воздухоосушителе осушителем служит силикагель марки КСК ГОСТ 3956-54. Для приготовления индикаторного осушителя применяется силикагель КСК, пропитанный хлористым кобальтом. При этом силикагеля 100 ч; хлористого кобальта 3 ч. Применение силикагеля марки КСМ и цеолита NaA не рекомендуется из-за их малой влагоемкости и времени защитного действия.

Осушитель, приготовленный таким образом, следует помещать в небольшом количестве только против смотрового окна фильтра; весь же фильтр заполняется осушителем без его пропитки хлористым кобальтом. Это дает возможность восстанавливать осушитель при более высокой температуре 400—500°С, при которой хлористый кобальт разлагается. Рекомендуется использовать готовый индикаторный силикагель, изготовленный по ГОСТ 8984-59.

20. Контроль за осушителем в эксплуатации заключается в наблюдении за окраской индикаторного сорбента и уровнем масла в масляном затворе. При посветлении окраски отдельных зерен следует усилить надзор за фильтром, а когда несколько зерен сорбента примет розовую окраску, следует его сменить, так как при увлажненном сорбенте воздух в фильтре не сушится. Независимо от цвета индикаторного силикагеля сорбент следует заменять не реже 1 раза в 6 мес.

21. Осушитель, насыщенный хлористым кобальтом, для повторного использования восстанавливается прогревом при температуре 115—120°С в течение 15—20 ч до принятия всем осушителем голубой окраски.

22. При замене сорбента в воздухоосушителе следует сменить и масло в масляном затворе. Заменять сорбент следует в сухую погоду, отключая воздухоосушитель из работы не более чем на 3 ч.

23. Если масло в трансформаторе и реакторе имеет повышенное значение tg, должны быть выяснены причины его изменения и приняты меры по восстановлению диэлектрических свойств масла одним из следующих способов:

а) заменой силикагеля в адсорбных фильтрах;

б) обработкой масла вакуумным сепаратором (если причиной повышенного значения tg являются растворенные в масле лаки);

в) обработкой масла гранулированным сорбентом и с помощью фильтра тонкой очистки;

Если свежее масло имеет повышенный tg, его также рекомендуется промыть горячим конденсатом в маслоочистительных сепараторах или профильтровать через сорбенты.

Приложение 5

ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ ТИПОВ ТРАНСФОРМАТОРОВ, ИМЕЮЩИХ ПОВЫШЕННЫЕ НАГРЕВЫ (НЕ ПРОШЕДШИХ РЕКОНСТРУКЦИИ С ЗАМЕНОЙ ОБМОТОК)

Напряжение, кВ	Тип трансформатора	Повышенный нагрев обмотки		Год изготовления
		НН	ВН	
220	ТДЦГ-90000/220	—	+	До 1966 г. включительно
	ТДГ-120000/220 (с НН на 13,8 кВ)	—	+	То же
	ТДЦГ-125000/220	—	+	" "
	ТДЦГ-180000/220	+	+	" "
	АТДЦТГ-180000/220	—	+	" "
	АТДЦТГ-120000/220	—	+	" "
	АТДЦТГ-240000/220	—	+	" "
	ТДЦТГА-180000/220	—	+	" "
	ТДЦТГА-240000/220	—	+	" "
	АТДЦТН-125000/220	—	+	" "
500	АОДТГ-90000/500	—	+	1957-1961
	АОДТЦГ-90000/500	—	+	1958-1966
	ОДЦТГА-135000/500	—	+	1957-1966
	ОДЦГ-210000/500	+	+	1963-1967
	ОДТГ-90000/400 (115000/500)	—	+	1955-1958

Приложение 6 ОСНОВНЫЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ИСПЫТАНИЯМ ТРАНСФОРМАТОРОВ И РЕАКТОРОВ

При испытании трансформатора и реактора во время монтажа или ремонта измеряют ряд характеристик для определения их состояния или качества ремонта. Объем и последовательность испытаний зависят от целей и возможности их проведения.

При необходимости измерения потерь в стали трансформатора на пониженном напряжении определять их необходимо до измерения сопротивления обмоток постоянному току, чтобы избежать повышения потерь холостого хода из-за намагничивания стали трансформатора или после снятия остаточного намагничивания магнитной системы, если перед этим производились работы (нагрев и др.), связанные с пропусканием через обмотки постоянного тока, а также если трансформатор был отключен от сети выключателем. Характеристики изоляции обмоток и масла необходимо измерять до проверки электрической прочности обмоток, характеристики изоляции на горячем трансформаторе и реакторе — не ранее чем через 1—1,5 ч после отключения нагрева (или отключения из работы) на спаде температуры. Все измерения и испытания необходимо проводить до проверки работы трансформатора и реактора под напряжением.

1. Сопротивление обмоток постоянному току измеряют по схеме "моста" или по методу падения напряжения (с помощью вольтметра и амперметра). Ток при измерениях не должен превышать 20% номинального во избежание дополнительного нагрева обмотки. Измерять сопротивление рекомендуется при установившейся температуре обмоток, которая указывается в протоколе испытаний вместе с температурой верхних слоев масла.

В качестве источника тока применяется аккумуляторная батарея необходимой емкости.

За температуру обмоток трансформатора, не подвергавшегося нагреву, принимается температура верхних слоев масла, а для трансформатора, подвергавшегося нагреву, средняя температура обмотки ВН, определенная по методу сопротивления, при этом за исходные должны быть приняты данные, полученные при испытании на заводе.

Установившимся показанием прибора следует считать показание, которое изменяется не более чем на 1% от отсчитанного в течение не менее 30 с.

Приборы, используемые при измерении, должны иметь класс точности не ниже 0,5. Пределы измерений приборов должны быть выбраны такими, чтобы отсчеты проводились во второй половине шкалы.

Для исключения ошибок, обусловленных индуктивностью обмоток, сопротивление нужно измерять только при полностью установившемся токе. При измерениях сопротивления обмотки, обладающей большой индуктивностью, по методу падения напряжения рекомендуется применять схему рис. П6.1, позволяющую снизить время установления тока в измерительной цепи временной форсировкой тока. Это достигается шунтировкой реостата (или части его) в течение нескольких секунд. Сопротивление реостата берут не менее чем в 8—10 раз больше, чем сопротивление измеряемой обмотки.

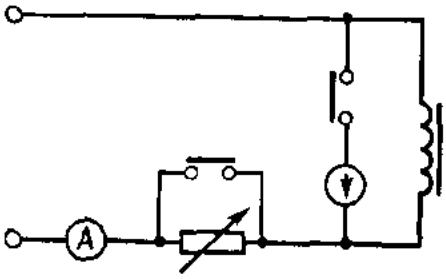

Рис. П6.1. Схема для измерения сопротивления обмотки трансформатора

по методу падения напряжения.

При измерении сопротивления по схеме "моста" для указанных целей в цепь питания рекомендуется включать дополнительное сопротивление. В этих случаях для получения необходимого тока должна быть применена аккумуляторная батарея более высокого напряжения.

При измерении сопротивлений обмоток трансформаторов и реакторов провода цепи вольтметра (или цепи напряжения «моста») присоединяют непосредственно к их выводам.

Во избежание повреждения приборов вольтметр (гальванометр) включают при установившемся значении тока, а отключают до отключения тока.

Для сравнения измеренных сопротивлений последние должны быть приведены к одной температуре. Для трансформаторов и реакторов с медными обмотками это приведение выполняется по следующей формуле:

$$R_2 = R_1 \frac{235 + t_2}{235 + t_1},$$

с алюминиевыми обмотками

$$R_2 = R_1 \frac{245 + t_2}{245 + t_1},$$

где R_2, R_1 — сопротивления, приводимые соответственно к температуре t_2 и t_1.

2. Коэффициент трансформации измеряют с помощью специальных «мостов» (компенсационный метод) или методом двух вольтметров, один из которых присоединяется к обмотке низшего напряжения, а другой — к обмотке высшего напряжения. Допускается применение измерительных трансформаторов напряжения класса точности не ниже 0,2, а также внешних добавочных сопротивлений класса 0,2 к вольтметрам.

Измерение проводят вольтметрами класса точности 0,2. Допускается применение вольтметров класса точности 0,5 при условии, что они имеют близкие по значению погрешности одного знака на используемой части шкалы. На стороне подводимого напряжения допускается присоединять вольтметр к питающим проводам, если это не может отразиться на точности измерений (из-за падения напряжения в питающих проводах). Подводимое напряжение может быть от нескольких процентов до номинального в зависимости от источника питания и измерительной аппаратуры. Коэффициент трансформации рекомендуется определять при пониженном напряжении. При измерениях напряжение следует подводить со стороны обмотки ВН. Сопротивление проводов в цепи измерения должно составлять не более 0,001 внутреннего сопротивления вольтметра.

При испытании трехфазных трансформаторов одновременно измеряют линейные напряжения на одноименных выводах обеих проверяемых обмоток. Допускается определение коэффициента трансформации по фазным напряжениям соответствующих фаз (при возможности их измерения). Коэффициент трансформации по фазным напряжениям проверяют при однофазном или трехфазном возбуждении трансформатора.

3. Группы соединения обмоток проверяют одним из следующих методов: двумя вольтметрами; постоянным током, фазометром (прямой метод); с помощью специального "моста" одновременно с измерением коэффициента

трансформации (компенсационный метод).

Метод двух вольтметров основан на совмещении векторных диаграмм первичного и вторичного напряжений и измерении напряжения между соответствующими выводами с последующим сравнением этих значений с расчетными, приведенными в ГОСТ 3484-77, табл. 1.

Совмещение достигается соединением между собой одноименных выводов *А* и *а* обмотки ВН и НН.

Для исключения возможных ошибок при испытании трехфазных трансформаторов необходимо обращать внимание на симметрию трехфазного напряжения питания. Питание трансформатора допускается со стороны любой обмотки. Метод применим для однофазных и трехфазных трансформаторов.

Метод постоянного тока заключается в определении однополярных выводов обмоток трансформатора с помощью двух гальванометров. В целях безопасности питание от аккумуляторной батареи напряжением 2—4 В подводят к обмотке высшего напряжения. При этом в обмотке низшего напряжения индуктируется ЭДС, направление которой изменяется гальванометром с нулем посередине шкалы. Этот метод применяется для однофазных трансформаторов, а также для трехфазных трансформаторов при выведенной нулевой точке и в случае соединения обмоток /.

Для определения группы соединений обмоток может применяться фазометр, который дает возможность определять угловое смещение между первичным и вторичным напряжениями, т. е. группу соединений обмоток. Шкала фазометра должна быть предварительно отградуирована в часовых делениях и проверена на трансформаторе с заведомо известной группой. При проверке токовая обмотка фазометра присоединяется через реостат к выводам одной из обмоток трансформатора, а другая обмотка — к одноименным выводам другой обмотки испытуемого трансформатора. К трансформатору подводят пониженное напряжение (к любой обмотке), достаточное для работы фазометра.

Метод фазометра применяется для однофазных и трехфазных трансформаторов.

4. Характеристики изоляции масляных трансформаторов и реакторов (сопротивления изоляции, tg, емкости обмоток относительно земли и друг друга, относительный прирост емкости при изменении частоты или длительности разряда) определяют при температуре не ниже 10°С у трансформаторов и реакторов мощностью до 80 МВ·А и на напряжение до 150 кВ и при температуре не менее нижнего значения температуры, записанной в паспорте: у трансформаторов и реакторов на напряжение 220—750 кВ и у трансформаторов на напряжение 110—150 кВ мощностью более 80 МВ·А.

В протоколе измерений указывают температуру трансформатора и реактора. За температуру изоляции трансформатора и реактора на напряжение до 35 кВ, длительно отключенных и не подвергавшихся подогреву, принимается температура верхних слоев масла, а за температуру изоляции трансформатора на напряжение выше 35 кВ — средняя температура обмотки ВН, определенная по методу сопротивления. Если трансформатор (реактор) подвергался подогреву или еще не остыл после отключения, то за температуру изоляции принимают температуру обмотки ВН, определенную по методу сопротивления.

На трансформаторах мощностью 100 кВ·А и более при напряжении 35 кВ и выше и реакторах допускается проводить измерения не ранее чем через 12 ч после окончания заливки бака маслом.

Измерения должны проводить не ранее чем через 1—1,5 ч после отключения трансформатора и реактора или выключения их подогрева. Температуру обмотки ВМ в этом случае необходимо измерять перед началом измерения характеристик изоляции и в конце, если они занимают более 2 ч.

Характеристики изоляции необходимо измерять всегда по одним и тем же схемам и в последовательности, указанной в табл. П6.1.

Таблица П6.1

Обмотки, на которых проводят измерения	Необходимо заземлять
Двухобмоточные трансформаторы	
НН	Бак, обмотку ВН
ВН	Бак, обмотку НН
ВН+НН	Бак
—	—
—	—
Трехобмоточные трансформаторы	
НН	Бак, обмотки ВН, СН
СН	Бак, обмотки ВН, НН
ВН	Бак, обмотки НН, СН
ВН+СН	Бак, обмотку НН
ВН+СН+НН	Бак

Измерения целесообразно начинать с тех характеристик, измерения которых проводят при более низком напряжении, чтобы было меньше влияние на результаты измерений последующих характеристик. Перед началом измерений все обмотки должны быть заземлены не менее чем на 5 мин.

При переходе от измерения одних характеристик к другим обмотки необходимо заземлять не менее чем на 2 мин в зависимости от типа и мощности трансформатора и реактора. При необходимости характеристики изоляции по температуре допустимо пересчитывать при разности не более 10°С для трансформаторов и реактора мощностью до 80 МВ·А и на напряжение до 150 кВ и при разности не более 5°С для остальных трансформаторов и реакторов.

Все доступные вводы обмотки, на которой проводят измерение, соединяют между собой.

Сопротивление изоляции обмоток с определением значений R_{60}/R_{15} измеряют мегаомметром на напряжение 2500 В с верхним пределом измерения не ниже 10000 МОм. Сопротивление изоляции проводов мегаомметра должно быть не меньше верхнего предела измерения используемого мегаомметра. Показания мегаомметра отсчитываются через 15 и 60 с после приложений напряжения к изоляции обмотки. За начало отсчета допускается принимать начало вращения рукоятки мегаомметра. Измеряют по схемам в соответствии с данными табл. П6.1.

Значение tg и емкости обмоток измеряют измерительным мостом переменного тока по схемам в соответствии с табл. П6.1. Мост включается по "перевернутой" схеме.

Допускаются измерения по нормальной схеме с заземленной диагональю моста. В этом случае в результаты измерений должны быть внесены соответствующие поправки на паразитные емкости и tg схемы испытания, которые дополнительно измеряются при отключенном объекте испытания.

Измерения на трансформаторах и реакторах, залитых маслом, допускается проводить при напряжении переменного тока частотой 505% Гц, не превышающем $^2/_3$ заводского испытательного напряжения проверяемой обмотки, но не выше 10 кВ.

При измерении на трансформаторах и реакторах, не залитых маслом, если испытуемая обмотка класса напряжения ниже 35 кВ, испытательное напряжение не должно превышать 3 кВ.

Измерение tg обмоток при сушке трансформатора и реактора без масла допускается при напряжении не выше 220 В.

Значение $C_{гор}/C_{хол}$ определяется мостом переменного тока по данным измерениям емкости трансформатора в нагретом и холодном состоянии. Температура нагретого трансформатора должна быть не ниже 70°С, а холодного примерно на 50°С ниже. При отсутствии моста для трансформаторов на напряжение до 35 кВ мощностью менее 10000 кВ·А значения $C_{гор}$ и $C_{хол}$ допускается измерять методом амперметра и вольтметра.

Относительный прирост емкости при изменении частоты (метод емкость — частота) или длительности разряда (метод емкость — время) измеряют с помощью специальных приборов по схемам в соответствии с табл. П6.1.

5. Изоляцию обмоток вместе с вводами приложенным повышенным напряжением промышленной частоты испытывают поочередно для каждой обмотки при заземленных на бак закороченных остальных обмотках. Продолжительность приложения испытательного напряжения 1 мин. Испытывают изоляцию после определения ее характеристик.

Испытательное напряжение подводят к закороченным выводам испытуемой обмотки от специального испытательного трансформатора, один вывод которого заземляется.

Мощность испытательного трансформатора выбирается из условий допустимости нагрева его емкостным током испытуемого объекта.

Для трансформаторов и реакторов на напряжение 35 кВ и ниже испытание могут проводить в холодном состоянии при температуре окружающего воздуха без специального нагрева масла.

При испытании трансформаторов и реакторов на напряжении 35 кВ и ниже допускается измерять испытательное напряжение вольтметром, включенным на стороне низшего напряжения испытательного трансформатора.

При испытательных напряжениях, превышающих 100 кВ, или при испытании трансформаторов и реакторов со значительной емкостью, которая может исказить коэффициент трансформации испытательного трансформатора, измерять испытательное напряжение следует на стороне ВН с помощью шаровых разрядников или измерительных трансформаторов.

Трансформатор и реактор считают выдержавшими испытания, если в процессе испытаний не наблюдалось пробоя и частичных разрядов, определяемых по звуку, выделению газа и дыма или по показаниям приборов.

6. Изоляцию доступных стяжных шпилек, прессующих колец и ярмовых балок и других элементов магнитопровода испытывают повышенным приложенным напряжением промышленной частоты или мегаомметром на напряжение 2,5 кВ с верхним пределом измерения не ниже 10000 МОм. Продолжительность испытания 1 мин.

7. Испытание внутренней изоляции обмоток трансформаторов индуктированным напряжением производят напряжением повышенной или промышленной частоты. Длительность приложения напряжения при частоте 100 Гц—1 мин, при частоте f выше 100 Гц время испытания t, с, определяют по формуле

$$t = (60 / f) \cdot 100$$

,

но оно не должно быть менее 20 с.

При испытании напряжение подводят к одной обмотке, другие остаются разомкнутыми. При отсутствии источника повышенной частоты испытание трансформаторов индуктированным напряжением допускается производить при частоте 50 Гц напряжением не выше 1,3 номинального продолжительностью 1 мин для трансформаторов с магнитопроводами бесшпилечной конструкции, а также изготовленных из горячекатаной стали и в течение 20 с для остальных трансформаторов.

При испытании все обмотки низшего напряжения должны быть заземлены на бак. У трансформаторов с неполной изоляцией нейтрали обмотки ВН нейтраль заземляется. При испытании подъем и снятие напряжения выше 40% испытательного должны проводиться плавно. Допускается включение трансформаторов толчком на номинальное напряжение на холостой ход.

8. Потери и ток холостого хода при номинальном напряжении измеряют приложением к одной из обмоток трансформатора (при разомкнутых других обмотках) напряжения промышленной частоты практически синусоидальной формы. Требование к синусоидальности и симметрии подводимого напряжения по ГОСТ 3484-77. При испытании трехфазных трансформаторов подводимое напряжение должно быть симметричным. За номинальное напряжение трехфазной системы допускается принимать напряжение, подводимое к крайним фазам *a—c* (*A—C*). Ток холостого хода трансформатора определяют как среднеарифметическое значение токов трех фаз в процентах тока возбуждаемой обмотки, приведенного к номинальной мощности трансформатора. При измерении потерь холостого хода рекомендуется применять измерительные трансформаторы класса точности 0,2.

Если условия испытания не позволяют точно установить номинальную частоту, то допускаются измерения при частоте, отличающейся от номинальной, но не более чем на 3%.

Подводимое испытательное напряжение при отличии частоты от номинальной определяют по формуле

$$U_{\text{п}} = U_{\text{ном}} f / f_{\text{ном}}$$

,

где f — частота подводимого напряжения; $U_{\text{ном}}$, $f_{\text{ном}}$ — номинальные значения напряжения и частоты.

В этом случае потери холостого хода P_0, приведенные к частоте 50 Гц, вычисляются по формуле

$$P_0 = \frac{P_0'}{P_2\left(\frac{f}{50}\right)^2 + P_1\left(\frac{f}{50}\right)}$$

,

где

$$P_0'$$

— потери, измеренные при частоте f; P_1 = 0,5, P_2 = 0,5 — для холоднокатаной электротехнической стали; P_1 = 0,8, P_2 = 0,2 — для горячекатаной стали.

При измерении потерь и тока холостого хода на пониженном напряжения ($U_{\text{п}}$ = 5—10% номинального) измерения следует проводить до измерения сопротивления обмоток постоянному току и прогрева трансформатора постоянным током. Потери

$$P_0'$$

могут быть приведены к номинальному напряжению по формуле

$$P_{\text{прив}} = P_0' \left(\frac{U_{\text{ном}}}{U_{\text{п}}} \right)^n$$

где $P_{\text{прив}}$ — потери при номинальном напряжении; n — показатель степени, зависящий от сорта электротехнической стали: 1.8 — для высоколегированной, горячекатаной электротехнической стали; 1.9 — для холоднокатаной текстурованной электротехнической стали.

Полученные результаты не могут быть использованы в качестве браковочных норм.

При определении потерь учитывают мощность, потребляемую измерительными приборами, и вносят поправки на угловые погрешности измерительных трансформаторов.

Потери у трехфазных трансформаторов измеряют при трехфазном или у трансформаторов трехстержневого исполнения при однофазном возбуждении.

Для измерения потерь при однофазном возбуждении проводят три опыта с измерением потерь:

а) замыкают накоротко обмотку фазы *A*, возбуждают фазы *B* и *C* трансформатора;

б) замыкают накоротко обмотку фазы *B*, возбуждают фазы *A* и *C* трансформатора;

в) замыкают накоротко обмотку фазы *C*, возбуждают фазы *A* и *B* трансформатора.

Накоротко обмотки любой фазы замыкают на соответствующих вводах одной обмотки трансформатора.

Потери в трансформаторе

$$P_0'$$

при подводимом напряжении $U_{\text{п}}$ вычисляют по формуле

$$P_0' = \frac{P_{0AB} + P_{0BC} + P_{0AC}}{2},$$

где P_{0AB}, P_{0BC}, P_{0AC} — потери, определенные при указанных трех опытах (за вычетом потребления приборов) при одинаковом значении подводимого напряжения.

9. Измерение потерь и напряжения короткого замыкания. При опыте короткого замыкания трансформатора одну из обмоток замыкают накоротко, а другую питают от источника переменного тока номинальной частоты. Закоротка должна быть рассчитана на ток, протекающий в обмотке. В многообмоточных трансформаторах обмотки, не участвующие в опыте, оставляют незамкнутыми. Ток в обмотках должен соответствовать номинальному току наименее мощной обмотки из пары обмоток, участвующих в опыте.

Для измерения тока, потерь и напряжения применяют те же схемы, что и при измерении потерь и тока холостого хода.

При опыте короткого замыкания трехфазных трансформаторов ток и напряжение определяют как среднеарифметическое из показаний приборов всех трех фаз.

Опыт короткого замыкания проводят на номинальной ступени напряжения обмоток, а для трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой — и на крайних положениях переключателя ответвлений. При испытании определяют температуру обмотки.

Опыт короткого замыкания проводят при токе не менее $^1/_4$ номинального тока наименее мощной из обмоток, участвующих в опыте. При условии включения измерительных приборов непосредственно (без измерительных трансформаторов)

допускается проводить опыт короткого замыкания при значении тока менее $^1/_4$ номинального.

В трехфазных трансформаторах допускается проводить опыт короткого замыкания пофазно с замыканием накоротко всех трех фаз и питанием попарно двух фаз с последующим пересчетом потерь и напряжения короткого замыкания, измеренных в однофазной схеме, на трехфазный режим по следующим формулам:

$$P'_{\text{к}} = \frac{P'_{\text{к}AB} + P'_{\text{к}BC} + P'_{\text{к}AC}}{2}$$

;

$$U'_{\text{к}} = \frac{\sqrt{3}}{6}(U'_{\text{к}AB} + U'_{\text{к}BC} + U'_{\text{к}AC})$$

,

где

$$P'_{\text{к}AB}$$

,

$$P'_{\text{к}BC}$$

,

$$P'_{\text{к}AC}$$

,

$$U'_{\text{к}AB}$$

,

$$U'_{\text{к}BC}$$

,

$$U'_{\text{к}AC}$$

— потери и напряжения короткого замыкания, измеренные в однофазных схемах.

При возбуждении обмоток, соединенных в треугольник, свободную фазу на стороне питания не закорачивают.

Потери и напряжение короткого замыкания, соответствующие номинальному току обмотки, вычисляют по формулам:

для напряжения короткого замыкания $U_{\text{к}}$, % номинального напряжения:

$$U_{\text{к}} = \frac{U'_{\text{к}} I_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}} I'} \cdot 100$$

,

где $I_{\text{ном}}$ и $U_{\text{ном}}$ — номинальные значения тока и напряжения той обмотки, к которой подводят напряжение; I' — ток, при котором проводили опыт.

Потери, измеренные при опыте короткого замыкания и приведенные к номинальному току, приводят в расчетной температуре обмоток 75°С. Для этого определяют сумму потерь в обмотках I^2r, которую вычисляют по сопротивлению, измеренному при постоянном токе; при подсчете суммы потерь для автотрансформаторов учитывают действительные значения токов в отдельных частях обмоток. Значение I^2r определяют для температуры, при которой проводили опыт короткого замыкания.

Затем определяют разность потерь

$$P_{доб} = P_к - \Sigma I^2 r$$

.

Потери $I^2 r$ приводят к расчетной температуре обмоток (75°С) по формуле

$$\Sigma I^2 r_{ном} = \Sigma I^2 r K_1$$

,

а потери $P_{доб}$ по формуле

$$P_{доб.ном} = P_{доб} \frac{1}{K_1}$$

где

$$K_1 = \frac{T + 75}{T + \vartheta}$$

; — температура обмоток, при которой проводили опыт короткого замыкания; T — коэффициент, равный для медных обмоток 235, а для алюминиевых — 245.

Потери короткого замыкания, приведенные к расчетной температуре, принимают:

$$P_{к.ном} = \Sigma I^2 r_{ном} + P_{доб.ном}$$

.

Если отношение

$$\frac{P_{\text{доб.ном}}}{\Sigma I^2 r_{\text{ном}}} \le 0,1$$

то приведение потерь короткого замыкания к расчетной температуре допускается проводить по формуле

$$P_{\text{к.ном}} = P_{\text{к}} K_1$$

.

Напряжение короткого замыкания $U_{\text{к.ном}}$, %, соответствующее номинальной температуре, вычисляют по формуле

$$U_{\text{к.ном}} = \sqrt{(U_{\text{а}} K_1)^2 + U_{\text{р}}^2}$$

,

где $U_{\text{а}}$, $U_{\text{р}}$ — активные и реактивные составляющие напряжения короткого замыкания в процентах при опыте короткого замыкания, вычисленные по формулам:

$$U_{\text{а}} = \frac{P_{\text{к}}}{P_{\text{ном}}}$$

;

$$U_{\text{р}} = \sqrt{U_{\text{к}}^2 - U_{\text{а}}^2}$$

,

где $U_{\text{к}}$ — напряжение короткого замыкания, %, соответствующее номинальному току, определенное по данным опыта; $P_{\text{к}}$

— потери короткого замыкания, соответствующие номинальному току, определенные по данным опыта; $P_{ном}$ — номинальная мощность трансформатора.

Допускается не приводить напряжение короткого замыкания к расчетной температуре, если активная составляющая $U_а$ не превышает 15% напряжения короткого замыкания $U_к$.

В случае применения при испытании измерительных трансформаторов рекомендуется учитывать их угловые погрешности.

Отличие $U_к$ от заводских данных более чем на 2% может являться признаком неисправности трансформатора (деформации обмоток), и в этом случае должны быть выяснены причины изменения $U_к$ трансформатора.

Приложение 7 ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ КОНТРОЛЬНОЙ ПОДСУШКИ ИЛИ СУШКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОСЛЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА

1. Трансформаторы, прошедшие ремонт с полной или частичной сменой обмоток или изоляции, подлежат сушке независимо от результатов измерения.

2. Трансформаторы, прошедшие капитальный ремонт, могут быть включены в работу без контрольной подсушки или сушки при соблюдении условий проведения ремонта и времени пребывания активной части на воздухе в соответствии с требованиями настоящего приложения, а также при соответствии изоляционных характеристик масла и обмоток требованиям данного приложения. При сравнении характеристик изоляции до и после капитального ремонта следует также учитывать влияние качества масла на характеристики изоляции согласно разд. 4 настоящей Инструкции и Нормам испытания электрооборудования.

3. Условия включения трансформаторов после капитального ремонта без контрольной подсушки или сушки.

I группа. Трансформаторы на напряжение до 35 кВ включительно мощностью до 1000 кВ·А.

Сопротивление изоляции за время ремонта не должно снижаться более чем на 40% или быть не ниже данных, указанных в табл. П7.1; пробивное напряжение масла должно соответствовать требованиям «Норм испытания электрооборудования».

Таблица П7.1

Характеристика трансформатора	Значения R_{60}, МОм, при температуре, С						
	10	20	30	40	50	60	70
Напряжение до 35 кВ включительно независимо от мощности	450	300	200	130	90	60	40
Напряжение 110 кВ независимо от мощности	900	600	400	260	180	120	80

II группа. Трансформаторы на напряжение 35 кВ мощностью выше 1000 до 10000 кВ·А включительно.

Сопротивление изоляции за время ремонта не должно снижаться более чем на 40% или быть не ниже данных, указанных в табл. П7.1, отношение R_{60}/R_{15} при температуре 10—30°С не должно быть менее 1,3, а характеристики масла соответствовать требованиям «Норм испытания электрооборудования».

III группа. Трансформаторы на напряжение 35 кВ мощностью более 10000 кВ·А.

Сопротивление изоляции после ремонта не должно быть ниже значений, указанных в табл. П7.1, tg или C_2/C_{50} не должны превышать значений, приведенных в табл. П7.2, П7.3, отношение R_{60}/R_{15} при температуре 10—30°С должно быть не менее 1,3, а характеристика масла — соответствовать требованиям «Норм испытания электрооборудования».

Таблица П7.2 Наибольшие допустимые значения tg изоляции обмоток трансформаторов в масле

Характеристика трансформатора	Значения tg, %, при температуре, С						
	10	20	30	40	50	60	70
35 кВ мощностью более 10 000 кВ·А и 110—150 кВ независимо от мощности	1,8	2,5	3,5	5	7	10	14
220—500 кВ независимо от мощности	1	1,3	1,6	2	2,5	3,2	4,0

Таблица П7.3 Наибольшие допустимые значения С2/С50 изоляции обмоток трансформаторов в масле

Характеристика трансформатора	Значения C_2/C_{50} при температуре, °С						
	10	20	30	40	50	60	70
До 35 кВ включительно независимо от мощности	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8
110—150 кВ независимо	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7

IV группа. Трансформаторы на напряжение 110 кВ и выше.

Приращения *C/C* не должны превышать значений, приведенных в табл. П7.4.

Таблица П7.4 Наибольшие допустимые значения С/С изоляции обмоток трансформатора без масла

Характеристика трансформатора	Значение *C/C*, %, при температуре, °С				
	10	20	30	40	50
Напряжение 110 кВ и выше независимо от мощности:					
отношение *C/C*	8	12	18	29	44
приращение отношений *C/C*, измеренных в конце и начале ремонта (приведенных к одной температуре)	3	4	5	8,5	13

Сопротивление изоляции за время ремонта не должно снизиться более чем на 30%, а его значение — быть не ниже данных, указанных в табл. П7.1, tg или C_2/C_{50} не должны повыситься соответственно более чем на 30 и 20%, а их абсолютные значения — не превышать данных, указанных в табл. П7.2, П7.3; отношение R_{60}/R_{15} при температуре 10—30°С должно быть не менее 1,3, а характеристики масла — соответствовать требованиям «Норм испытания электрооборудования».

Примечания: 1. При рассмотрении условий включения трансформаторов без контрольной подсушки или сушки характеристики масел, заливаемых в трансформаторы, должны соответствовать требованиям «Норм испытания электрооборудования».

2. При заливке после ремонта трансформаторов трансформаторным маслом с другими, чем у слитого масла, характеристиками может наблюдаться изменение значений сопротивления изоляции и tg, что должно учитываться при комплексной оценке состояния изоляции трансформатора введением поправок на изменение tg масла (п. 4.24 настоящей Инструкции).

3. Сопротивления изоляции tg, C_2/C_{50} должны измеряться при одной и той же температуре или приводиться к одной базисной температуре (п. 4.23 настоящей Инструкции).

4. Значения R_{60}, tg, C_2/C_{50} и *C/C* относятся ко всем обмоткам рассматриваемого трансформатора.

4. Контрольную подсушку обмоток трансформатора проводят в следующих случаях:

а) при появлении признаков увлажнения масла или твердой изоляции, установленных осмотром или измерениями на трансформаторах, проходящих капитальный ремонт;

б) если продолжительность пребывания на воздухе активной части трансформатора при капитальном ремонте превышает время, указанное в п. 2 данного приложения;

в) если характеристики изоляции, измеренные при капитальном ремонте трансформатора, не соответствуют нормам данного приложения.

1) Сушат обмотки трансформатора в следующих случаях:

а) если контрольной подсушкой характеристики изоляции не приведены в соответствие с требованиями данного приложения;

б) если продолжительность пребывания на воздухе активной части трансформатора при капитальном ремонте более чем вдвое превышает время, указанное в п. 5.2 данного приложения.

5. Капитальный ремонт трансформатора необходимо проводить в помещении или на открытом воздухе при устойчивой ясной погоде.

1) Температура активной части в течение всего времени пребывания на воздухе должна превышать температуру точки росы окружающего воздуха не менее чем на 5°С и во всех случаях не должна быть ниже 10°С.

Если естественные условия окружающей среды не обеспечивают этого требования, то трансформатор перед ревизией должен быть прогрет.

Температура активной части в процессе пребывания на воздухе определяется любым термометром (кроме ртутного), установленным на поверхности наружной обмотки.

Температура точки росы окружающего воздуха в зависимости от его температуры и влажности определяется по табл. П7.5.

Относительная влажность воздуха определяется психрометром по разности показаний сухого и смачиваемого термометров по табл. П7.6.

2) Продолжительность работ, связанных с пребыванием активной части на воздухе при соблюдении упомянутых выше требований, не должна превышать при относительной влажности воздуха:

для трансформаторов на напряжение до 35 кВ

до 75% ..... 24 ч до 85% ..... 16 ч

для трансформаторов на напряжение 110-500 кВ

до 75%..... 16 ч до 85% ..... 10 ч

Если во время вскрытия трансформатор будет прогрет (в течение всего периода нахождения активной части на воздухе) до температуры поверхности наружной обмотки, превышающей на 10°С температуру окружающего воздуха, то время пребывания активной части на воздухе удваивается.

3) При относительной влажности воздуха более 85% вскрытие активной части допустимо проводить только в закрытом помещении или во временном сооружении (тепляке), где можно создать необходимые условия для вскрытия активной части.

4) При проведении монтажных и ремонтных работ с использованием ловушки вымораживания паров и глубокоосушенного воздуха время нахождения активной части трансформаторов на воздухе определяется согласно инструкциям завода — изготовителя трансформатора.

Таблица П7.5 Определение точки росы воздуха в зависимости от его температуры и относительной влажности

Относительная влажность, %	Температура воздуха, °С																							
	0	5	10	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35
90	-1	3,5	8,5	13,3	14,3	15,7	16,4	17,3	18,2	19,2	20,3	21,2	22,1	23,3	24,2	25,1	26	27,1	28,2	29,1	30,1	31	31,8	33
85	-2	2,5	7,5	12,4	13,3	14,3	15,2	16,4	17,3	18,3	19,3	20,3	20,9	22,2	23,1	24,2	25	25,8	27	28,2	29,1	29,8	30,9	31,7
80	-3	1,8	6,5	11	12,2	13,2	14,3	1,6	16,1	17,2	18,3	19,3	20,3	21,1	22,1	22,8	23,2	24,9	25,3	27	28	29	29,8	30,5
75	-3,5	0,8	5,8	10,2	11,3	12,2	13,3	14,3	15,3	16,3	17,2	18,3	19,3	20,2	21	22	22,8	23,8	24,8	26	26,8	27,8	28,6	29,5
70	-4,4	-0,2	4,5	9,5	10,3	11	12	13	14	15	16	17	17,8	19	20,1	20,8	21,8	22,6	23,8	24,5	25,5	26,5	27,3	28,3
65	-5	-1	3,4	8,3	9	10	10,9	11,8	12,7	13,8	14,8	15,7	16,6	17,7	18,7	19,6	20,3	21,3	22,3	23,2	24,2	25,3	26,1	26,8
60	-6,8	-2	2,8	7	8	8,6	9,8	10,5	11,5	12,4	13,4	14,4	15,4	16,5	17,3	18,2	19,1	20,1	21,3	22,4	22,8	23,7	24,6	25,4
55	-7,5	-3,8	1	5,7	6,5	7,5	8,3	9,8	10,2	11	11,8	13	13,9	14,8	15,8	16,8	17,6	18,6	19,7	20,5	21,4	22,3	23,4	23,9
50	-8,5	-4,3	-0,5	4,3	5	6	6,8	7,8	8,6	9,5	10,5	11,5	12,4	13,2	14,3	15,4	16	17	17,9	19,3	19,8	20,7	21,5	22,3
45	-9,8	-5,5	-1,8	2,5	3,5	4,5	5,8	6,1	7	8	8,5	9,7	10,6	11,5	12,4	13,3	14,3	15,2	16,1	17	18	18,9	19,8	20,5
40	-11	-7	-3,8	1	1,8	2,4	3,5	4,4	5,3	6,3	7	8	8,9	9,8	10,5	11,5	12,2	13,3	14,2	15,3	16	17,2	17,9	18,5
35	-12,8	-9	-4,5	-1	-0,3	0,8	1,5	2,4	3,2	4,3	5	6	6,9	7,6	8,5	9,5	10,3	11	11,8	13,3	13,5	14,8	15,5	16,3
30	-14,5	-10,5	-6,5	-3	-2	-1,5	-0,5	0,5	1	2	3	3,5	4,5	5,5	6,3	7	8	8,6	9,5	10,3	11	12	13,3	13,8
25	-16,5	-13	-9	-4,8	-4,8	-3,5	-3	-2,3	1,5	-0,7	0	1	1,8	2,5	3,5	4,3	5	6	6,9	7,6	8,5	9,3	10	10,7
20	-19	-15,3	-11,8	-8	-7	-6,5	-5,5	-4,8	-4,3	-3,5	-3	-2	-1,2	-0,2	0	1	2	2,5	3	4,5	5	6	6,5	7,3

Таблица П7.6 Психрометрическая таблица для комнатного психрометра для температур 0—25°С

Показания смачиваемого термометра, °С	Разность показаний сухого и смачиваемого термометра, °С																				
	0	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	5,5	6	6,5	7	7,5	8	8,5	9	9,5	10
0	100	90	81	73	64	57	50	43	36	31	26	20	16	11	7	3	-	-	-	-	-
1	100	90	82	74	66	59	52	45	39	33	29	23	19	16	11	7	-	-	-	-	-
2	100	90	83	75	67	61	54	47	42	35	31	26	23	18	14	10	-	-	-	-	-
3	100	90	83	76	69	63	56	49	44	39	34	29	26	21	17	13	10	-	-	-	-
4	100	91	84	77	70	64	57	51	46	41	36	32	28	24	20	16	14	11	-	-	-
5	100	91	85	78	71	65	59	54	48	43	39	34	30	27	23	19	17	13	10	-	-
6	100	92	85	78	72	66	61	56	50	45	41	35	33	29	26	22	19	16	13	10	-
7	100	92	86	79	73	67	62	57	52	47	43	39	35	31	28	25	22	18	15	12	11
8	100	92	86	80	74	68	63	58	54	49	45	41	37	33	30	27	25	21	18	15	14
9	100	93	86	81	75	70	65	60	55	51	47	43	39	35	32	29	27	24	21	18	17
10	100	94	87	82	76	71	66	61	57	53	48	45	41	38	34	31	28	26	23	21	19
11	100	94	88	82	77	72	67	62	58	55	50	47	43	40	36	33	30	28	25	23	20
12	100	94	88	82	78	73	68	63	58	56	52	48	44	42	38	35	32	30	27	25	22
13	100	94	88	83	78	73	69	64	61	57	53	50	46	43	40	37	34	32	29	27	24
14	100	94	89	83	79	74	70	65	62	58	54	51	47	45	41	39	36	34	31	29	26
15	100	94	89	84	80	75	71	67	63	59	55	51	49	46	43	41	37	35	33	31	28
16	100	95	90	84	80	76	72	67	64	60	57	53	50	48	44	42	39	37	34	32	30
17	100	95	90	84	81	76	73	68	65	61	58	54	52	49	46	44	40	39	36	34	31
18	100	95	90	85	81	76	74	69	66	62	59	65	53	50	47	45	42	40	37	35	33
19	100	95	91	85	82	77	74	70	66	63	60	57	54	51	48	46	43	41	39	37	34
20	100	95	91	86	82	78	75	71	67	64	61	58	55	53	49	47	44	43	40	38	36
21	100	95	91	86	83	79	75	71	68	65	62	59	56	54	51	49	46	44	41	38	37
22	100	95	91	87	83	79	76	72	69	65	63	60	57	55	52	50	47	45	42	40	38
23	100	96	91	87	83	80	76	72	69	66	63	61	58	56	53	51	48	46	43	41	39
24	100	96	92	88	84	80	77	73	70	67	64	62	59	56	53	52	49	47	44	42	40
25	100	96	92	88	84	81	77	74	70	68	65	63	59	58	54	52	50	47	45	44	42