



ТРАНСФОРМАТОРЫ

С.А. ФАРБМАН
А.Ю. БУН
И.М. РАЙХЛИН

РЕМОНТ
И МОДЕРНИЗАЦИЯ
ТРАНСФОРМАТОРОВ



621.311
9-24

ТРАНСФОРМАТОРЫ

Выпуск 29

С. А. ФАРБМАН

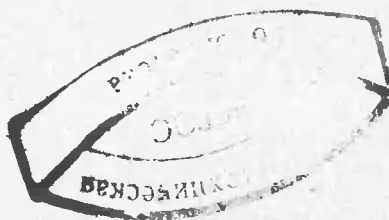
А. Ю. БУН

И. М. РАЙХЛИН

44070

РЕМОНТ И МОДЕРНИЗАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Издание третье, переработанное
и дополненное



«ЭНЕРГИЯ»

МОСКВА 1976

6П2.1.082

Ф 24

УДК 621.314.2.004.67/68

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

*Г. В. Алексенко, В. В. Бритчук, Б. Б. Гальперин, С. Д. Лизунов,
А. И. Майорец, И. Ю. Мелешко, Г. Н. Петров, С. И. Рабинович,
С. П. Розанов, А. В. Сапожников, Л. Н. Шифрин*

**Самуил Аронович Фарбман,
Аркадий Юделевич Бун,
Илья Маркович Райхлин**

Ремонт и модернизация трансформаторов

**Редактор А. И. Аскинази
Редактор издательства М. И. Николаева
Технический редактор Г. Г. Самсонова
Корректор И. А. Володяева**

Сдано в набор 23/III 1976 г.

Подписано к печати 10/VIII 1976 г.

T-15712

Формат 84×108^{1/32}

Бумага машинописная

Усл. печ. л. 32,34

Уч.-изд. л. 35,75

Тираж 20 000 экз.

Зак. 593

Цена 2 р.

Издательство «Энергия», Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10.

Московская типография № 10 Союзполиграфпрома при Государственном комитете Совета Министров СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10.

Фарбман С. А. и др.

Ф 24 Ремонт и модернизация трансформаторов. Изд. 3-е, перераб. и доп. М., «Энергия», 1976.

616 с. с ил. (Трансформаторы. Вып. 29).

Перед загл. авт.: С. А. Фарбман, А. Ю. Бун, И. М. Райхлин.

В книге приведены основные сведения о конструкциях и расчетах различных трансформаторов и рассмотрена технология ремонта и модернизации трансформаторов средних (1000 кВ·А) и больших мощностей напряжением до 220 кВ включительно в условиях проведения этих работ на месте эксплуатации.

Даны отдельные справочные и вспомогательные сведения, необходимые для ремонта и модернизации трансформаторов.

Второе издание книги вышло в 1966 г.

В третьем издании все сведения как основные, так и вспомогательные значительно обновлены и дополнены.

Книга предназначена для работников, занятых восстановлением и модернизацией трансформаторов. Она рассчитана на инженерно-технических работников, мастеров и квалифицированных рабочих, занятых ремонтом и эксплуатацией трансформаторов.

Ф $\frac{30307-507}{051(01)-76}$ 78-76

6П2.1.082

© Издательство «Энергия», 1976 г.

ПРЕДИСЛОВИЕ К ТРЕТЬЕМУ ИЗДАНИЮ

Со времени выпуска второго издания (1966 г.) в трансформаторостроении произошли значительные изменения, повышающие качество трансформаторов, а именно: уменьшены потери, облегчена изоляция, снижены габариты и трудоемкость производства. Это достигнуто за счет применения холоднокатаной стали взамен горячекатаной, улучшения систем охлаждения и широкого распространения РПН.

Кроме того, внедрены новые, более совершенные конструкции переключающих устройств, вводов, арматуры и охлаждающих устройств.

Это делает не всегда целесообразным ремонт силовых трансформаторов общего назначения, изготовленных по ГОСТ 401-41, поэтому сведений по этим трансформаторам в третьем издании нет. Эти сведения даны во втором издании.

Целесообразность ремонта трансформаторов, изготовленных по ГОСТ 401-41, должна устанавливаться для каждого трансформатора в отдельности в зависимости от года выпуска, его мощности, потерь холостого хода, состояния магнитной системы и бака. При ремонте этих трансформаторов, в частности реконструкции обмоток и их изоляции, выборе испытательных напряжений, реконструкции отдельных узлов и деталей, а также модернизации трансформаторов, рекомендуется руководствоваться материалами настоящего издания.

Третье издание книги значительно обновлено и дополнено.

В третьем издании более подробно описан ремонт магнитопроводов из холоднокатаной стали бесшпильной конструкции; дана полная номенклатура выпускаемых в настоящее время всеми отечественными трансформаторными заводами силовых трансформаторов общего и специального назначения; приведены новые данные по изоляции трансформаторов, вводам, арматуре

и охлаждающим устройствам; дополнен расчет обмоток с принудительным движением в них масла, а также написана вновь глава «Конструкции и ремонт переключающих устройств».

При освещении вопросов ремонта и модернизации трансформаторов авторы использовали как свой многолетний опыт, так и практику различных ремонтных организаций и отдельных работников, а также имеющуюся соответствующую литературу. Кроме того, были использованы руководящие технические материалы электропромышленности по трансформаторостроению.

Авторы выражают благодарность инженерам Г. В. Антонову, М. И. Ройзенману и канд. техн. наук В. В. Порудоминскому за помощь в получении отдельных материалов, а также за полезные советы и замечания.

Все замечания по настоящей книге просим направлять по адресу: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10, издательство «Энергия».

Авторы

ГЛАВА ПЕРВАЯ

ОСНОВНЫЕ ВИДЫ РЕМОНТНЫХ РАБОТ

В практике имеют место три основных вида ремонтных работ:

1) восстановительный ремонт, когда восстанавливаются или заменяются новыми какие-либо части трансформатора по причине их изношенности или выхода из строя; параметры трансформатора, а также конструкции этих частей при этом не изменяются и остаются в заводском исполнении;

2) реконструкция, когда конструкция каких-либо частей трансформатора изменяется, а параметры трансформатора остаются при этом без изменения, например изменяется конструкция обмоток вследствие их динамической неустойчивости, в частности концентрическая обмотка заменяется непрерывной, или изменяется конструкция прессовки (осевой стяжки) обмоток, в частности прессовка путем расклинивания заменяется прессовкой с помощью нажимных колец и прессующих болтов и т. п.;

3) модернизация, когда изменяются параметры трансформатора: мощность, напряжение, ток, схема и группа соединения обмоток и пр.; при модернизации изменяется, как правило, и конструкция отдельных частей трансформатора: обмоток, отводов, вводов и пр.

Реконструкция и модернизация, строго говоря, не являются ремонтными работами, но, учитывая, что эти работы осуществляются не в заводских условиях, а непосредственно на местах и что при этом переделываются лишь отдельные части трансформатора, тогда как другие именно ремонтируются, оба эти вида работ практически относят к ремонтным. Обычно эти работы приурочиваются к капитальному ремонту трансформатора.

Во всех этих случаях приходится иметь дело с готовым трансформатором и, в частности, с готовыми магнитопроводом и баком, что определяет как активное сечение стали магнитопровода, так и все те размеры и габариты, в которые необходимо укладываться при любом виде ремонтных работ, в том числе и при модернизации.

Помимо указанных трех основных видов ремонтных работ, в практике имеет место еще профилактический ремонт без подъема или с подъемом активной части. Этот вид ремонта сводится в основном к периодическому осмотру трансформатора и устранению различных небольших дефектов, обнаруженных в процессе осмотра.

В настоящей книге этот вид ремонта не рассматривается.

1-1. ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫЙ РЕМОНТ

Из всех указанных основных видов ремонтных работ восстановительный ремонт является наиболее простым, поскольку в этом случае ничего не изменяется и задача ремонтного персонала сводится только к знанию определенной технологии и умению практически эту технологию выполнить.

Основное требование при восстановительном ремонте — это выполнять по возможности все так, как это было сделано заводом. Если приходится делать некоторые отступления (например, заменять провода обмоток), то они должны быть тщательно продуманы и обоснованы, чтобы не нарушить работоспособности трансформатора и не ухудшать его качественных показателей.

1-2. РЕКОНСТРУКЦИЯ

Более сложной является реконструкция той или иной части трансформатора в целях устранения выявленных недостатков и повышения надежности работы, а также перегрузочной способности трансформатора.

Здесь помимо знания технологии и умения ее применить необходимо находить такое решение, которое отвечало бы своему назначению и которое можно было бы реально осуществить в данных, вполне определенных габаритах.

Рассмотрим несколько примеров.

Пример 1. На химическом заводе работало большое количество преобразовательных трансформаторов иностранной фирмы для

питания ртутных металлических выпрямителей мощностью по $2 \times \times 5000$ кВт·А, которые систематически выходили из строя. Анализ аварий показал, что основной причиной являлись неудачная конструкция обмоток и ненадежные крепления отводов. Обмотки были выполнены фирмой как многослойные цилиндрические со сложной транспозицией и оказались электродинамически нестойкими. Возникла необходимость реконструкции обмоток, а соответственно и отводов, причем требовалось сохранить все параметры трансформаторов без изменения. Фирма вложила в каждый трансформатор по 4,5 т меди, и заменять такое количество меди было нецелесообразно — надо было использовать старый провод.

Было принято решение выполнить обмотки по типу обмоток наших отечественных преобразовательных трансформаторов, которые зарекомендовали себя как весьма надежные. Однако при новой конструкции обмоток оказалось возможным вложить в существующие габариты трансформатора только 3,5 т старого провода. Это снижало мощность трансформатора с 2×5000 до 2×3500 кВт·А.

Поскольку снижение мощности было недопустимо, одновременно с реконструкцией обмоток была осуществлена реконструкция системы охлаждения: масляное охлаждение с естественной циркуляцией масла было заменено масляно-водяным с принудительной циркуляцией с установкой водяного маслоохладителя и насосов. Это позволило соответственно увеличить плотность тока в обмотках, а возросшие в связи с этим потери отвести более эффективно. Таким образом, в результате проведенной реконструкции обмоток, отводов и системы охлаждения были сохранены требуемые параметры и одновременно достигнута необходимая электродинамическая стойкость, а соответственно и надежность значительного количества трансформаторов, которые после реконструкции работают безаварийно уже около 20 лет.

Пример 2. На электростанции, питающей ответственных потребителей, работали в блоках мощностью 100 МВт группы однофазных трансформаторов ЗХОДГ-40000/220 Московского электрозавода имени В. В. Куйбышева. С течением времени изменился характер нагрузки трансформаторов, это вызывало в отдельные периоды их перегрузку выше установленных норм. Такие перегрузки создавали в эти периоды большие превышения температуры масла над охлаждающей средой, что могло привести к аварии. Необходимо было повысить не мощность трансформаторов, а их перегрузочную способность.

Для этого у трансформаторов с системой охлаждения Д была проведена реконструкция этой системы с введением дополнительной циркуляции масла. По всасывающему маслопроводу насосом ЭЦТ-63/10 горячее масло забирается из-под крышки трансформатора и нагнетается в нижнюю часть бака в среду холодного масла. Эта перекачка как бы помогает естественной циркуляции масла, и за счет ее температура масла по высоте бака усредняется, а так называемый центр охлаждения смещается вниз и масло в верхних слоях становится холоднее. Это позволяет дополнительно перегружать трансформатор.

Наибольшей эффективности эта система достигает при определенной скорости масла, ограниченной не только снизу, но и сверху, чтобы не снижался температурный градиент между верхними и нижними патрубками радиаторов и соответственно теплосъем радиаторов. Скорость масла регулируется задвижкой после насоса. На-

гнетательный маслопровод разветвляется и подает масло по нескольким (4×6) патрубкам, расположенным равномерно по периметру бака трансформатора, этим устраняются тепловые перекосы. Впоследствии такая реконструкция была осуществлена на нескольких электростанциях Урала и зарекомендовала себя очень хорошо.

Пример 3. На ряде электростанций в блоках с турбогенераторами мощностью 150 МВт работали трансформаторы типа ТДЦГ-180000/110 Запорожского трансформаторного завода. Их система охлаждения ДЦ была выполнена с навешенными на бак спаренными охлаждающими устройствами, собранными из калориферов типа КФБО-11 со стальными трубками.

Тяжелые климатические условия, в которых находились трансформаторы (среднегодовая температура +9°C, летом температура воздуха доходит до 40°C и держится длительное время), а также конструктивные недостатки этих охлаждающих устройств приводили к частым недопустимо высоким нагревам и превышениям температур масла в верхних слоях в баке трансформатора. Во избежание аварии приходилось снижать нагрузку блока.

Тепловые испытания трансформаторов (в летнее время) подтвердили необходимость реконструкции системы охлаждения. Эта реконструкция была разработана и выполнена сначала на двух трансформаторах, а после проверки ее результатов повторными тепловыми испытаниями — и на всех остальных трансформаторах с подобной системой охлаждения.

Эта реконструкция заключалась в расщеплении спаренных охлаждающих устройств, в установке на каждое охлаждающее устройство дополнительно по два вентилятора и в вынесении охлаждающих устройств на отдельно стоящие фундаменты. В результате этого теплосъем каждого охлаждающего устройства повысился с 140—160 до реконструкции до 240—270 кВт после реконструкции.

Описанная реконструкция охлаждающих устройств позволила снимать с энергоблоков максимально возможную мощность даже с некоторым запасом по температуре.

1.3. МОДЕРНИЗАЦИЯ

Наиболее сложным видом ремонтных работ является модернизация, во время которой изменяются параметры, а соответственно и конструкция отдельных частей трансформатора. В каждом отдельном случае приходится находить свое решение в зависимости от задания, назначения, предъявляемых требований и конструкции подлежащего модернизации трансформатора.

Наибольшие трудности возникают, если требуется повысить мощность трансформатора. Такое требование наиболее часто предъявляется к электропечным трансформаторам, мощность которых оказывается недостаточной по отношению к возросшим производственным возможностям питаемых ими электропечей.

Повышение мощности трансформатора в существующих габаритах возможно за счет: 1) лучшего использования магнитопровода, т. е. повышения магнитной индукции; 2) вложения в те же габариты большего количества меди; 3) более эффективной системы охлаждения; 4) общего комплекса всех указанных факторов.

Увеличение мощности за счет повышения магнитной индукции, принятой заводом, как правило, исключается, так как готовый магнитопровод обычно рассчитан на оптимальную магнитную индукцию.

В отдельных редких случаях, при низких значениях магнитной индукции (1,2—1,3 Т) в горячекатаной стали, принятой на заводе, можно допустить небольшое увеличение ее (в пределах 5—10%).

Однако для горячекатаной электротехнической стали значение магнитной индукции во всех случаях не должно превышать 1,48 Т, а для холоднокатаной стали 1,65 Т.

При стыковой магнитной системе трансформатора допускают меньшее значение магнитной индукции, чем при шихтованной. Для электропечных трансформаторов берут меньшее значение магнитной индукции, чем для силовых общего назначения.

В практике модернизации мощность увеличивают, как правило, или за счет размещения в тех же габаритах большей массы металла обмоточного провода, или за счет применения более эффективной системы охлаждения, или за счет одновременного использования обоих этих мероприятий. Чтобы разместить в тех же габаритах большую массу металла обмоточного провода и при этом сохранить магнитную индукцию, близкую к заводской, а также выдержать необходимые изоляционные расстояния и все прочие требования, вытекающие из задания, назначения и условий работы подлежащего модернизации трансформатора, необходимо, как правило, находить решение, принципиально отличное от заводского как по расположению, так и по конструкции обмоток.

Так, например, электропечные трансформаторы, имеющие чередующиеся обмотки и винтовую обмотку НН в виде коротких катушек с витками из многих параллельных проводов, удается модернизировать с повышением мощности на 60% и более, заменяя чередующиеся обмотки концентрическими и выполняя обмотку НН наружной. Можно обмотку НН выполнить при этом или

дисковой с двойными катушками и большим количеством параллельных групп, располагаемых равномерно по всей высоте стержня, или в виде голых медных цилиндров (см. рис. 3-9, а—в).

Снижение испытательных напряжений промышленной частоты и как следствие облегченная конструкция главной и продольной изоляции позволяет в свою очередь разместить в тех же габаритах большую массу металла обмоточного провода. Это также возможно, если модернизация производится на старых моделях магнитопроводов.

Но увеличение мощности влечет за собой увеличение нагрузочных потерь (потерь короткого замыкания). Это в свою очередь может потребовать замены существующей системы охлаждения более эффективной, например естественно-масляной системы циркуляционной с водяным или воздушным маслоохладителем.

Применяя более эффективную систему охлаждения, можно решить задачу определенного повышения мощности трансформатора без каких-либо других его переделок, обеспечив при этом необходимую термическую стойкость трансформатора, т. е. допустимую температуру обмоток и масла.

Однако электропечные трансформаторы (средних и больших мощностей) имеют, как правило, циркуляционное охлаждение, которое с увеличением мощности трансформатора иногда оказывается недостаточным. В этом случае может помочь устройство направленного принудительного циркуляционного охлаждения, когда в нижней части бака создается напорная камера, из которой поступившее в нее из охладителя холодное масло направляется принудительно непосредственно в обмотки и тем самым эффективно их охлаждает. Более подробные сведения о циркуляционном охлаждении с направленным движением масла и его эффективности даны в приложении 10.

В отдельных случаях, если это допускает технологический процесс, можно увеличить номинальную мощность трансформатора за счет уменьшения общего диапазона регулирования напряжения и повышения нижнего предела этого диапазона. Как известно, при большом диапазоне регулирования и низком пределе его номинальная мощность трансформатора сильно отличается от типовой мощности.

Модель трансформатора выбирается не по номинальной, а по типовой мощности, а типовую мощность определяют количеством закладываемых в трансформатор активных материалов (стали и металла провода). Чем больше диапазон регулирования напряжения и меньше нижний предел этого диапазона, тем больше требуется заложить в трансформатор активных материалов. При этом активное сечение стали определяется магнитной индукцией и числом витков, соответствующим верхнему пределу напряжения, тогда как для получения нижнего предела напряжения приходится включать в обмотку ВН большое число витков. Магнитная индукция при этом падает, и модель оказывается недоиспользованной.

При модернизации имеется готовый магнитопровод, соответствующий типовой мощности трансформатора. Поэтому, уменьшая общий диапазон регулирования и повышая нижний предел напряжения, можно увеличить в определенных пределах номинальную мощность трансформатора и тем самым улучшить использование модели.

Рассмотрим несколько примеров осуществленной модернизации трансформаторов.

Пример 1. Электропечной трансформатор типа ЭТЦП-10000/10, выпущенный Московским электрозаводом имени В. В. Куйбышева в 1960 г., имел следующие параметры:

Номинальная мощность	4500—3580 кВ·А
Номинальные напряжения	10 500/178—149—128— 112—89 В
Номинальные токи	248—196/14 600—17 400— 20 300—23 200 А
Схема и группа соединений	$\Delta/\Delta-0$
Напряжение короткого замыкания	4,87%

В связи с увеличением мощности и изменением режима работы электрической печи, питаемой этим трансформатором, возникла необходимость повысить его номинальную мощность, а также напряжения низкой стороны НН. У трансформатора были заменены обмотки, изменена схема и группа соединений и установлен более мощный маслоохладитель МП-37 вместо стоявшего ранее МП-21.

После модернизации по результатам испытаний трансформатор был перемаркирован на следующие параметры:

Номинальная мощность	8000—7600—7230—6080— 5625 кВ·А
Номинальные напряжения	10 500/384—365—347— 292—270 В
Номинальные токи	440—418—398—335— 310/12 000 А
Схема и группа соединений	$\Delta/Y-11$
Напряжение короткого замыкания	10,76%

Пример 2. Промышленному предприятию для питания карбидных электропечей потребовался электропечной трансформатор РПН проходной мощностью 7000 кВ·А, напряжением 6300/142—87,5 В. Оно обратилось к электроремонтному предприятию с просьбой изготовить такой трансформатор, переделав из силового трансформатора типа ТМ-7500/35 Московского электрозавода имени В. В. Куйбышева.

Такая переделка потребовала разработки и изготовления фактически нового трансформатора с использованием существующих магнитопровода и бака, в размеры которых необходимо было вписать принципиально другие узлы трансформатора. Здесь необходимо было произвести весьма сложную модернизацию силового трансформатора с изменением не только его параметров, но и назначения, т. е. режима работы.

Силовой трансформатор имел следующие параметры:

Номинальная мощность	7500 кВ·А
Номинальные напряжения	38 000 ± 5% / 6600 В
Номинальные токи	107,5—136/656 А
Схема и группа соединений	Y/Δ-11
Напряжение короткого замыкания	7,78%
Потери холостого хода	21 300 Вт
Потери короткого замыкания	70 900 Вт

Электроремонтное предприятие выполнило расчет трансформатора в необходимом объеме и разработало проект, в котором предусматривались и впоследствии были выполнены следующие работы: а) изготовление и установка новых обмоток; б) изготовление и установка нсей изоляции; в) изготовление и монтаж новых отводов ВН с использованием фирменных вводов НН; г) изготовление и монтаж новых отводов НН; д) реконструкция ярмовых балок с изготовлением и установкой осевой прессовки обмоток; е) реконструкция бака для размещения отводов НН и переключающего устройства РПН; ж) замена крышки бака с изготовлением и установкой шинных вводов НН; з) модернизация расширителя с установкой воздухоосушителя; и) установка переключающего устройства типа РНТ-13А-625/35 Тольяттинского электротехнического завода; к) замена масляного охлаждения с естественной циркуляцией масла (М) масляно-водяным с принудительной циркуляцией (Ц) с компоновкой всех элементов системы охлаждения на базе маслоохладителя типа МП-37.

Тип трансформатора после модернизации — ЭТПЦ-9500/6М. По результатам испытаний установлены его параметры:

Номинальная мощность	7000—4315 кВ·А
Номинальные напряжения	6300/142—87,5 В
Номинальные токи	641—396/28 400 А
Схема и группа соединений обмоток ¹	Δ/Y-11
Напряжения короткого замыкания на ступени НН 142 В	11,25%
То же на ступени НН 87,5 В	19,8%
Потери холостого хода	13 000 Вт
Потери короткого замыкания	139 100 Вт

Пример 3. На некоторых электростанциях были установлены повышающие трехобмоточные однофазные трансформаторы типа

ОДТГ-40000/220, выпущенные Московским электрозаводом за период 1933—1955 гг. Эти трансформаторы работали в блоках с турбогенераторами мощностью 110 МВт и одновременно связывали между собой системы 220 и 110 кВ. Трансформаторы имели следующие параметры:

Номинальные мощности обмоток	40/40/40 МВ·А
Номинальные напряжения	$\frac{242}{\sqrt{3}} \pm 2 \times 2,5\% / 121 / 13,8 \text{ кВ}$
Схема и группа соединения в трехфазной группе	$Y_0/\Delta/\Delta-11-11$
Магнитная индукция в активной стали	1,45 Т
Напряжения короткого замыкания для пар обмоток трансформатора:	
ВН—СН	22,62%
ВН—НН	14,42%
СН—НН	8,06%
Потери холостого хода	117 кВт
Потери короткого замыкания в двухобмоточных режимах для:	
ВН—СН	275,6 кВт
ВН—НН	266,2 кВт
СН—НН	203,6 кВт

Примечание. Напряжения и потери короткого замыкания приведены к мощности обмоток 40 000 кВ·А.

У части этих трансформаторов за время их работы произошел естественный износ изоляции, и поэтому встал вопрос об их капитальном ремонте с заменой обмоток.

Теперь в подобных случаях на электростанциях устанавливаются уже не такие трансформаторы, а повышающие автотрансформаторы, так как при этом повышается взаимное резервирование сетей и исключается необходимость установки дополнительного автотрансформатора связи. Поэтому электроремонтные предприятия Минэнерго по проекту ЦКБ Главэнергоремонта осуществили модернизацию указанных трансформаторов, переделав их в автотрансформаторы.

Как известно, перевод на автотрансформаторную схему повышает проходную мощность, которая становится равной

$$P_{\text{пр}} = P_{\text{тип}}/\alpha,$$

где α — коэффициент, равный $(k-1)/k = (U_1 - U_2)/U_2$; k — коэффициент трансформации.

В нашем случае проходная мощность автотрансформатора будет равна 80 МВ·А, так как $k=2$ и $\alpha=0,5$.

При модернизации потребовалось изготовить новую обмотку ВН из меди большего в 2 раза сечения, а число витков в обмотке ВН, исходя из сочетания напряжений, в 2 раза уменьшить.

Таким образом, объем меди в обмотке ВН автотрансформатора по сравнению с трансформатором не изменяется.

Но, учитывая, что трансформаторы выполнены на старых моделях магнитопроводов и по старым нормам испытательных напряжений, нашли возможность дополнительного размещения обмоток

(до 35%). Это позволило повысить мощность обмотки НН примерно на 17%, а обмоток ВН и СН — более чем на 60%. Применение облегченной конструкции главной и продольной изоляции (согласно новым нормативам трансформаторных заводов) дало возможность разместить в окнах магнитопровода стальные прессующие кольца и заменить расклиновку, т. е. значительно улучшить прессовку обмоток. Кроме того, при изготовлении новых обмоток СН было предусмотрено соединение их в трехфазной группе в звезду, что позволило ликвидировать сдвиг фаз между напряжениями 220 и 110 кВ, который имел место до модернизации трансформаторов.

При модернизации трансформаторов в автотрансформаторы были выполнены следующие работы: а) изготовление и установка новых обмоток ВН, СН и НН, а также главной изоляции; б) изготовление и установка стальных прессующих колец и связанная с этим механическая обработка ярмовых балок; в) выполнение новой схемы отводов и установка нового устройства ПБВ на стороне ВН в связи с увеличением мощности; г) установка новых вводов и трансформаторов тока; д) монтаж контрольных кабелей; е) реконструкция системы охлаждения Д — замена крыльчаток дутьевых вентиляторов крыльчатками новой конструкции; ж) сварочные и механические работы по переделке бака и крышки.

После модернизации по результатам испытаний, проведенных по расширенной программе, автотрансформатор был обозначен ОДТГА-80000/220 с параметрами:

Номинальная мощность	66,6/66,6 Авто/46,6 МВ·А
Номинальные напряжения	$\frac{242}{\sqrt{3}} \pm 2 \times 2,5\% / \frac{121}{\sqrt{3}} / 13,8 \text{ кВ}$
Схема и группа соединений в трехфазной группе	$Y_0 \text{ авто} / \Delta - 0 - 11$
Магнитная индукция в активной стали	1,377 Т
Напряжения короткого замыкания между обмотками:	
ВН—СН	10,3%
ВН—НН	16,88%
СН—НН	10,62%
Потери холостого хода	117 кВт
Потери короткого замыкания в двухобмоточных режимах для:	
ВН—СН	239,1 кВт
ВН—НН	327,5 кВт
СН—НН	248,6 кВт
Потери короткого замыкания в комбинированном режиме при мощностях:	
НН — 46,6 МВ·А } ВН—66,6 МВ·А	335,8 кВт
СН — 20,0 МВ·А }	
НН — 46,6 МВ·А } СН—66,6 МВ·А	335,8 кВт
ВН — 20,0 МВ·А }	

Модернизация действующих трансформаторов с повышением их мощности и изменением параметров экономически целесообразна и является одним из существенных средств повышения производительности технологических агрегатов.

Так, производственное предприятие «Электропромремонт» Министерства электротехнической промышленности модернизировало на заводах страны с повышением мощности за последние 5 лет 380 электропечных трансформаторов и трансформаторных агрегатов номинальной мощностью 1000—45 000 кВ·А в единице на общую мощность около 2 000 000 кВ·А. Это дало прирост мощности только за счет модернизации около 500 000 кВ·А. Экономический эффект составил при этом 8,5 млн. руб.

Модернизация электропечных трансформаторов с повышением их мощности и изменением параметров производилась на заводах металлургической, химической, машиностроительной, тракторной, автомобильной, судостроительной и других отраслей промышленности непосредственно на местах их установки.

Модернизация трансформаторов позволила повысить на заводах указанных отраслей промышленности производительность установленных электропечей, а также освоить технологические процессы получения новых металлов и сплавов.

В свою очередь широкое внедрение в цветной металлургии силовых полупроводниковых преобразователей на электролизе и тяге потребовало модернизации трансформаторов для питания ртутных выпрямителей с целью их использования для питания силовых полупроводниковых выпрямителей. Для этого объединение «Уралэнергоцветмет» модернизировало ряд трансформаторов с полной заменой обмоток и соответствующим увеличением номинальной мощности на 25—30%. При этом наиболее экономичным оказалось использование полупроводниковых выпрямителей с мостовой схемой выпрямления, при которой обеспечивается повышение мощности и к. п. д. как трансформатора, так и всего преобразовательного агрегата.

Когда повышения мощности не требовалось, трансформаторы модернизировали без замены обмоток только изменением схемы соединения. Типовой проект такой модернизации трансформатора ТМРК-12800/10 был разработан объединением «Уралэнергоцветмет» и разослан заводам цветной металлургии. В результате было модернизировано около 35 электролизных трансформаторов, что обеспечило экономию электроэнергии свыше 7 млн. кВт·ч в год.

ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ТРАНСФОРМАТОРАМ

А. Общие требования

Любой вид ремонтных работ требует грамотного и сознательного выполнения их, а для этого надо знать, от чего зависят работоспособность и надежность того или иного трансформатора.

С этой точки зрения необходимо хотя бы коротко напомнить как общие требования, которые предъявляются к каждому трансформатору, так и специальные дополнительные требования, которые предъявляются к тем или иным трансформаторам или группе трансформаторов в зависимости от их мощности, класса изоляции, назначения и условий работы.

Следует заметить, что технические требования к ремонту силовых трансформаторов общего назначения приведены в технических условиях ТУ 16.519.012-71 Министерства электропромышленности.

К каждому трансформатору предъявляются приведенные ниже требования, которым он должен во всех случаях удовлетворять.

2-1. ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ПРОЧНОСТЬ

Согласно этому требованию любой трансформатор должен выдерживать различные перенапряжения — кратковременные воздействия, которые могут превышать рабочее напряжение в несколько раз.

Различают коммутационные перенапряжения, которые воздействуют на трансформатор при всяких переходных процессах и режимах его работы (включение и отключение трансформатора, резкое изменение нагрузки и т. п.), и атмосферные, которые возникают на вводах трансформатора при атмосферных (грозовых) разрядах, а также при перекрытии на линии вблизи трансформатора, т. е. при резком спаде напряжения, так называемом срезе волны напряжения.

Воздействие на трансформатор перенапряжений зависит как от их значения (амплитуды U_0), так и от их продолжительности. Амплитуда атмосферных перенапряжений больше, чем амплитуда коммутационных перенапряжений, и достигает до 10-кратного и более значения

фазного напряжения, однако продолжительность атмосферных перенапряжений значительно меньше и не превышает нескольких десятков микросекунд.

На конструкцию и размеры изоляции трансформатора влияют как коммутационные, так и атмосферные перенапряжения, однако при решении вопроса об электрической прочности продольной изоляции трансформатора исходят из анализа явлений, которые имеют место при различных атмосферных перенапряжениях, так как они оказываются наиболее опасными для этой изоляции обмоток. Амплитуда и форма волны атмосферного перенапряжения, проникающего в обмотки трансформатора, в сильной степени зависят от того, как далеко находится место атмосферного разряда или перекрытия на линии, а также от защиты подстанции и подхода к ней и т. п.

Грозовые разряды вызывают, как правило, отдельные короткие электрические импульсы с большой амплитудой (рис. 2-1). В этих импульсах различают начальный и конечный периоды. Начальный период протекает очень быстро, причем время подъема напряжения от нуля до максимума измеряется микросекундами. Эту часть кривой называют фронтом волны (рис. 2-1).

Скорость процесса в начальный период столь велика, что в момент, когда волна с крутым (коротким) фронтом достигает трансформатора, ток не проходит по виткам обмотки вследствие их большого индуктивного сопротивления, а практически протекает по емкостной цепочке обмотки. Иначе говоря, в первый (начальный) момент падения весьма крутой (прямоугольной) волны на трансформатор обмотку его можно приближенно представить как цепочку емкостей C и K (рис. 2-2), считая, что обмотки состоят из отдельных независимых витков.

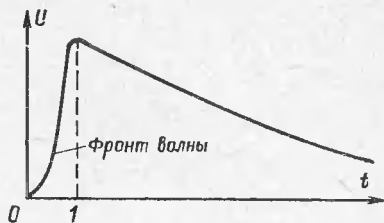


Рис. 2-1. Волна напряжения, имеющая характер аperiodического импульса.

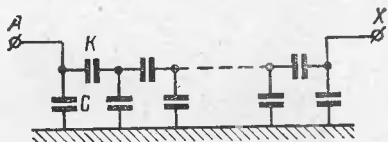


Рис. 2-2. Емкостная цепочка обмотки.

Начальное распределение напряжения по емкостной цепочке обмотки зависит в этот момент от коэффициента $\alpha = \sqrt{C/K}$, где C — поперечная емкость, т. е. емкость между катушками и заземленными частями, а K — продольная емкость, т. е. емкость между отдельными элементами продольной изоляции обмотки (рис. 2-2). В обычных трансформаторах $\alpha = 5 \div 15$. Как показывает расчет, при таких значениях α распределение напряжений по емкостной цепочке обмотки крайне неравномерно и почти не зависит от того, заземлен ли конец обмотки или нет.

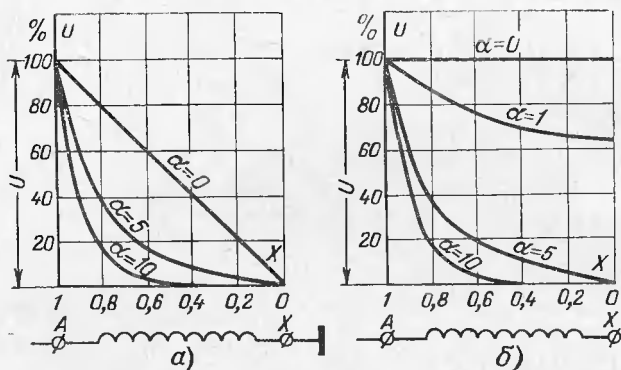


Рис. 2-3. Начальное распределение напряжения по емкостной цепочке обмотки.
а — при заземленном конце обмотки; б — при незаземленном конце обмотки.

На рис. 2-3 даны кривые начального распределения напряжений по емкостной цепочке обмотки при разных значениях α как при заземленном (рис. 2-3, а), так и при незаземленном (рис. 2-3, б) конце обмотки. Здесь U — амплитуда фронта волны напряжения; x — расстояние рассматриваемого элемента от конца обмотки в долях полной длины обмотки.

Из кривых рис. 2-3 следует, что в начальный период воздействия волны с крутым фронтом наиболее опасные напряжения возникают для изоляции начальных катушек обмотки. Непосредственно для первых катушек опасные напряжения возникают при резком спаде напряжения — срезе волны, который происходит при пере-

крытии линии вблизи трансформатора. Форма волны при срезе показана на рис. 2-4.

Явление среза волны опасно тем, что новое распределение потенциалов появится в этом случае под действием волны с фронтом $U_1 + U_2$.

Значение обратного пика U_2 зависит от того, как далеко от трансформатора находится место среза волны. Поэтому часто $U_1 + U_2$ бывает больше амплитуды U .

Итак, в обычных трансформаторах при начальном (емкостном) распределении наибольшее напряжение получается на начальных катушках обмотки.

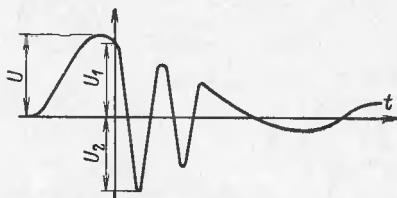


Рис. 2-4. Срезанная волна импульса напряжения.

В связи с наличием индуктивности обмотки первоначальное распределение напряжений переходит в конечное после некоторого колебательного процесса, в котором принимают участие не только емкости отдельных элементов обмотки, но и их индуктивности. Таким образом, в течение переходного процесса схему обмотки трансформатора следует представлять уже в виде элементов емкостей C и K и самоиндукции L (рис. 2-5). При этих колебаниях потенциалы отдельных точек обмотки могут оказаться больше амплитуды волны и во много раз превзойти рабочее напряжение в этих точках (рис. 2-6, а, б).

Напряжение между отдельными точками (катушками) обмотки (импульсные градиенты) могут также возрасти и быть во много раз больше, чем при нормальном режиме. В результате этого в трансформаторе возможны пробои, а также перекрытия (поверхностные разряды) изоляции.

Уровень перенапряжений определяется степенью электрической защиты, осуществляемой разрядниками, и другими видами ее, установленной на подстанциях, трансформаторах и линиях пе-

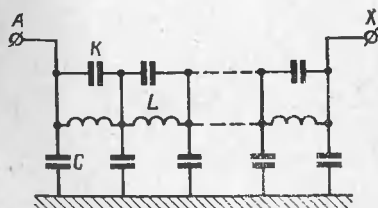


Рис. 2-5. Схема обмотки в виде цепочки индуктивностей и емкостей.

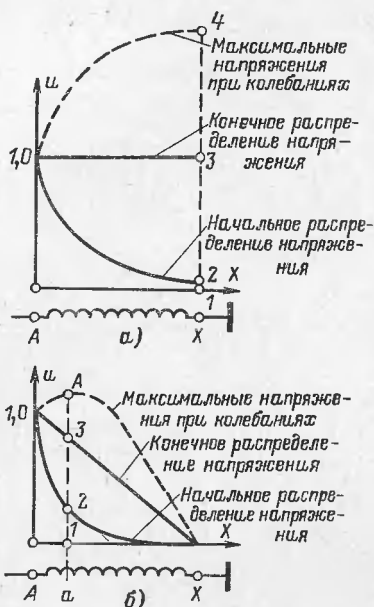


Рис. 2-6. Кривые начального и конечного распределения напряжений.

а — для обмоток с изолированной нейтралью; б — для обмоток с заземленной нейтралью.

ными частями должна выдерживать указанные в табл. 2-1 испытательные напряжения.

В масляном трансформаторе различают внутреннюю (масляную) и внешнюю (воздушную) изоляции. К внутренней (масляной) изоляции относятся главная и продольная изоляции обмоток, а также изоляции отводов, переключающих устройств и т. п.

Главная изоляция — изоляция данной обмотки трансформатора до заземленных частей и до других обмоток, а продольная изоляция — изоляция между слоями, между витками и между катушками данной обмотки. То же относится к изоляции отводов, переключающих устройств и т. п. К внешней (воздушной) изоляции относятся наружная изоляция вводов, воздушные промежутки между вводами, а также расстояния по воздуху от вводов до заземленных частей.

редачи. Эти уровни определяются стандартом на разрядные и испытательные напряжения (ГОСТ 1516-73).

Для проверки соответствия изоляции изготовленного трансформатора на заводах проводятся импульсные испытания (типовые) и испытания изоляции повышенным напряжением промышленной частоты (50 Гц) в течение 1 мин (контрольные). При ремонтных работах проводятся только контрольные испытания.

Значения испытательных напряжений промышленной частоты для каждого класса изоляции обмоток даны в табл. 2-1.

Изоляция каждого трансформатора как по своей конструкции, так и по расстояниям между токоведущими и заземлен-

Таблица 2-1

**Испытательные напряжения промышленной частоты (50 Гц)
для испытаний главной изоляции обмоток масляных
трансформаторов общего назначения вместе с вводами
по ГОСТ 1516-73**

Класс напряжения обмотки, кВ	Наибольшее рабо- чее напряжение, кВ	Испытательное одноминутное напряже- ние, кВ	
		по отношению к кор- пусу и другим об- моткам	между фазами
3	3,6	18	—
6	7,2	25	—
10	12,0	35	—
15	17,5	45	—
20	24,0	55	—
35	40,5	85	—
110	126,0	200	200
150	172,0	230	275
220	252,0	325	400

Примечание. Испытательные напряжения промышленной частоты для испытаний главной изоляции обмоток масляных трансформаторов для преобразователей вместе с вводами указаны в ГОСТ 16772-71.

В приложении 2 даны для трансформаторов различных классов напряжения допустимые изоляционные расстояния как для главной и продольной изоляций обмоток, так и для изоляции отводов, переключателей ответвлений и вводов.

Указанные расстояния приняты для отечественных трансформаторов.

Внутренняя изоляция масляного трансформатора состоит: из сплошной твердой изоляции (между соседними витками, между соприкасающимися вплотную изолированными вводами и т. п.), из чисто масляных промежутков (между голыми отводами, между шпилькой ввода и стенкой бака и т. п.) и комбинированной изоляции, т. е. из сочетания масляных промежутков с твердой изоляцией (главная изоляция обмоток, изоляция между катушками и т. п.).

Твердая изоляция в сочетании с маслом применяется в виде покрытий и барьеров.

Покрытие — слой изоляции, плотно облегающий металл электрода, например, изоляция витка обмотки в масляном промежутке до бака или изоляция отвода в промежутке до ярмовой балки и т. п.

Барьеры — цилиндры, угловые шайбы и другие прямые и фасонные перегородки из твердой изоляции, помещенные в масляном промежутке между электродами.

Как в чистомасляном промежутке, так и в комбинированной изоляции электрическую прочность определяет пробой масла, так как электрическая прочность масла меньше, чем у большинства твердых диэлектриков, применяемых в трансформаторах.

При твердой изоляции электродов напряженность в масле будет тем меньше, чем меньше диэлектрическая проницаемость твердой изоляции отличается от диэлектрической проницаемости масла. Поэтому изоляция отводов бумагой будет более эффективной, чем изоляция локотканью, которая имеет более высокую диэлектрическую проницаемость.

При симметричных электродах, т. е. электродах, имеющих одинаковую напряженность электрического поля, например двух круглых стержнях, необходимо изолировать оба электрода. В неоднородном электрическом поле, например острое — плоскость, необходимо изолировать острое как имеющее большую напряженность электрического поля. При электродах отвод — плоскость, например отвод — стенка бака, изоляция отвода дает значительное увеличение пробивного напряжения масляного промежутка.

Барьеры дают эффект лишь при сравнительно небольшой толщине их, которая определяется в основном механической прочностью. Барьеры, как и покрытия, повышают пробивное напряжение масла при напряжении 50 Гц в однородном электрическом поле, причем при голых электродах применение барьеров дает больший эффект, чем при изолированных. Барьеры следует располагать ближе к электроду с меньшим радиусом закругления, например перегородка между обмоткой и стенкой бака ставится ближе к обмотке.

Барьеры в виде цилиндров между обмотками повышают прочность главной изоляции как при напряжении переменного тока, так и при импульсах, причем барьеры из электрокартона имеют при прочих одинаковых условиях более высокую электрическую прочность, чем конструкция с бумажно-бакелитовыми цилиндрами, так как у электрокартона диэлектрическая проницаемость ниже, а электрическая прочность выше, чем у бумажно-бакелитовых цилиндров.

В неоднородном поле барьер, помещенный вблизи острия, значительно повышает напряжение полного пробоя в промежутке между электродом и барьером. Эти пробои сначала повреждают поверхность барьера, а при многократном повторении могут вызвать поверхностный разряд вокруг барьера; поэтому размеры барьера должны быть достаточно большими (выступы цилиндров и шайб за обмотки).

Необходимо иметь в виду, что напряженность электрического поля при пробоях в масляных промежутках с увеличением их размеров снижается. Поэтому в главной изоляции обмоток класса 110 кВ и выше канал от обмотки до ближайшего цилиндра, а также между соседними цилиндрами не делают больше 20—25 мм.

Указанное обстоятельство является одной из причин того, что в главной изоляции обмоток класса 110 кВ и выше применяют не один, а два или три цилиндра. Это дает возможность получить относительно небольшие масляные каналы.

В приложении 2 (рис. П2-1, П2-7 и П2-8) даны конструктивные схемы главной изоляции трансформаторов 110 и 220 кВ.

Применение угловых шайб и плоских, а также угловых барьеров позволяет осуществить значительно более компактную изоляционную конструкцию.

На повышение электрической прочности внутренней изоляции оказывает большое влияние технологическая обработка изоляции, а именно: удаление влаги из изоляции, степень пропитки твердой изоляции маслом и удаление воздушных включений.

Одним из опасных воздействий на электрическую изоляцию трансформатора является атмосферное перенапряжение. С этой точки зрения, чтобы повысить электрическую прочность и тем самым надежность трансформатора, необходимо соблюдение двух условий: 1) не допускать воздействия волн перенапряжений выше предела, установленного для данного класса изоляции обмоток; 2) выровнять начальное распределение напряжения вдоль обмотки и сблизить его с конечным распределением, чтобы тем самым уменьшить колебания при переходных процессах и снизить перенапряжения между витками и катушками обмотки.

Для выполнения первого условия применяются различные устройства так называемой внешней защиты:

а) заземляющие тросы, протянутые над линией, для защиты как линии, так и соединенных с нею трансформаторов от прямых ударов молнии; б) разрядники для уменьшения амплитуды фронта волны; в) дроссельные катушки для уменьшения крутизны фронта волны и т. п.

Для выполнения второго условия, т. е. для выравнивания начального (емкостного) распределения напряжения, применяется так называемая емкостная защита или емкостная компенсация (емкостные кольца обмоток, экранирующие витки обмотки, экраны емкостной защиты обмотки, специальные конструкции и т. п.).

При классе напряжения до 35 кВ импульсные градиенты невелики и поэтому нет необходимости в применении специальных средств защиты от атмосферных перенапряжений, так как обычная изоляция провода марок ПБ и АПБ, выполненная из телефонной или кабельной бумаги толщиной 0,45 мм на обе стороны, достаточна и для начальных витков и катушек. Провода при напряжении 110 кВ и выше имеют усиленную изоляцию 1,35 мм и больше на обе стороны. Кроме того, у отечественных трансформаторов класса напряжения 110 кВ и выше входные катушки имеют дополнительную, так называемую катушечную изоляцию, для чего эти катушки целиком по радиальному размеру обматываются в полуперекрытие лентой из кабельной бакелизированной бумаги (приложение 2). Однако при номинальном напряжении 110 кВ и выше усиления только продольной изоляции обмотки уже недостаточно, так как с увеличением размеров изоляции, например масляных каналов между входными катушками, уменьшается емкость между ними и возрастает перепад импульсного напряжения (импульсный градиент).

Поэтому для защиты изоляции обмоток у трансформаторов класса изоляции 110 кВ и выше применяются различные способы, сводящиеся к изменению электрической емкости витков или секций обмотки, чтобы обеспечить большие продольные емкости и тем самым получить начальное более равномерное распределение напряжения по виткам, приближающееся к конечному распределению.

Изменение емкости витков обмотки достигается присоединением к ним специальных экранирующих витков или емкостных колец, создающих дополнительные емкости. Различная емкость экранирующих витков обмотки

достигается различным расстоянием между ними и экранируемыми секциями.

Для снижения максимальных градиентов между витками первых катушек обмотки применяются емкостные кольца. Благодаря дополнительной емкости, создаваемой емкостным кольцом обмотки между первым и последующим витками первой катушки, перенапряжения, приходя-

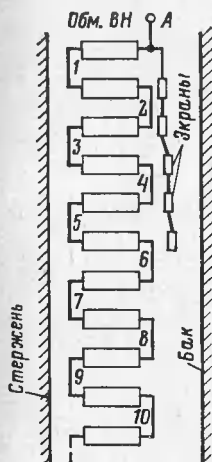


Рис. 2-7. Схема обмотки с частичной емкостной защитой с помощью экранирующих витков обмотки.

1—10 — катушки.

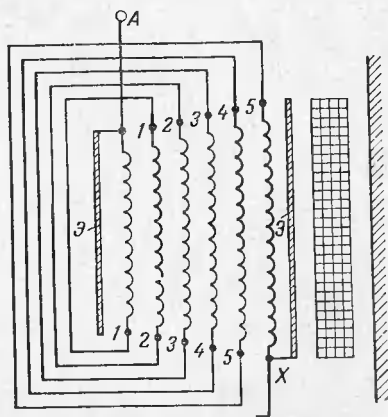


Рис. 2-8. Схема экранированной многослойной обмотки высокого напряжения.

1—5 — слои обмотки; Э — экран емкостной защиты трансформатора.

дящиеся на эту катушку, распределяются по ее виткам более равномерно. Кроме того, емкостные кольца обмотки выполняются с закругленными краями, что обеспечивает выравнивание электрического поля у краев обмотки.

Для защиты входных катушек обмотки в последнее время стали применять так называемую градицию изоляции, при которой различная емкость входных катушек обмотки достигается различной толщиной изоляции входных катушек и различным размером масляного канала между катушками, причем у первых катушек он равен 6—8—10 мм и увеличивается постепенно у последних до 12—14—16 мм.

В результате изоляция трансформаторов с учетом внешней защиты их от перенапряжений надежно противостоит воздействиям последних. Такие трансформаторы называются грозоупорными (рис. 2-7 и 2-8).

Технология изготовления различных элементов изоляции, а также средств емкостной защиты описана в гл. 8.

2-2. ТЕРМИЧЕСКАЯ СТОЙКОСТЬ

Изоляционные материалы в трансформаторах быстро разрушаются, если они подвергаются длительному воздействию температуры свыше 100°C .

Чем выше температура обмоток, тем интенсивнее происходит старение их изоляции. Опытным путем установлено, что повышение температуры на 8°C сокращает срок службы масляного трансформатора примерно в 2 раза. Продолжительность службы каждого трансформатора рассчитывается на срок его амортизации (обычно 20 лет). Если в течение этого срока изоляция трансформатора работает нормально, то такой трансформатор называют термически стойким. У трансформатора, обладающего термической стойкостью, ни одна часть не должна перегреваться сверх установленных норм при работе на номинальную мощность в заданном режиме нагрузки. Кроме того, трансформатор должен выдерживать в течение своего срока службы короткие замыкания, которые могут иметь место во время эксплуатации.

Наибольшие допустимые температуры и превышения этих температур над температурой окружающей среды отдельных частей масляных трансформаторов при номинальной мощности и длительном режиме как при естественно-масляном, так и при циркуляционно-масляном охлаждении не должны превышать значений, указанных в табл. 2-2. Эти температуры не должны непрерывно поддерживаться в трансформаторе путем форсирования его нагрузки, так как это значительно сократит срок его службы. Указанные температуры установлены исходя из того, что температура окружающей среды колеблется в течение суток и года; так же колеблется и нагрузка. Лишь при этом условии приведенные выше температуры допустимы и обеспечивают работу трансформатора в течение нормального срока его амортизации.

Для трансформаторов, работающих с дутьем, обычно указывается номинальная мощность как при включен-

Наибольшие допустимые превышения температуры отдельных частей масляного трансформатора над температурой окружающей среды

Температура охлаждающей среды при этом не должна быть выше:

- а) для воды — 25°C у входа в охладитель;
 - б) для воздуха — естественно изменяющаяся температура охлаждающего воздуха не выше плюс 40 и не ниже минус 45°C ;
- кроме того: а) средняя суточная температура воздуха не выше плюс 30°C ;
- б) среднегодовая температура воздуха не выше плюс 20°C .

Части трансформатора	Допустимые превышения температуры, $^{\circ}\text{C}$	Метод испытания
Обмотки	65	Измерение сопротивления
Поверхности магнитопровода и конструктивных элементов	75	С помощью термометра
Масло в верхних слоях:		
исполнение герметизированное	60	То же
или с устройством, полностью защищающим масло от соприкосновения с окружающей средой		
в остальных случаях	55	" "

Примечания: 1. Для электропечных трансформаторов, работающих внутри помещений, где окружающий воздух может длительно иметь температуру плюс 40°C , допустимые превышения температуры меньше на 10°C .

2. Для обмоток трансформаторов для преобразовательных установок допустимые превышения температуры плюс 60°C .

3. Для обмоток трансформаторов питания преобразовательных установок, обмоток встроенных уравнильных реакторов, токоограничивающих реакторов схем РПН и других встроенных в баки трансформаторов изделий в отдельных случаях допускается превышение температуры до 65°C .

4. В трансформаторах мощностью более 63 МВ·А и в трансформаторах, питающих преобразовательные агрегаты с напряжением преобразователя до 100 В и током свыше 6300 А, в отдельных точках магнитопровода и конструктивных элементов допускается превышение температуры металлических поверхностей до 85°C , если испытаниями доказано, что это превышение нигде не превзойдено.

ном, так и при отключенном дутье. У отечественных трансформаторов эта мощность при отключенном дутье равна 50% мощности при включенном дутье; у трансформаторов для преобразовательных устройств — 60%; у трансформаторов иностранных фирм она составляет 60—80%.

Трансформаторы с масляно-водяным и масляно-воздушным циркуляционным охлаждением должны всегда

работать при включенном охлаждении независимо от нагрузки, так как охлаждающая поверхность этих трансформаторов, имеющих гладкие баки, при естественном масляном охлаждении настолько мала, что она не может отвести даже потерь холостого хода мощных трансформаторов¹.

В трансформаторах мощностью не более 250 МВ·А с охлаждением ДЦ и Ц в случае аварийного прекращения искусственного охлаждения (прекращение работы вентилятора при охлаждении ДЦ, циркуляции воды при охлаждении Ц, циркуляции масла при охлаждении ДЦ и Ц) допускается поддерживать номинальную нагрузку в течение 10 мин (или режим холостого хода в течение 30 мин) после прекращения искусственного охлаждения. Если по истечении указанного времени температура верхних слоев масла не достигла 80°C, допускается поддерживать номинальную нагрузку до достижения температуры верхних слоев масла 80°C, но не более 1 ч после прекращения искусственного охлаждения.

Данный пункт распространяется и на случай одновременного прекращения работы водяных и масляных насосов при охлаждении Ц или масляных насосов и вентиляторов при охлаждении ДЦ.

Для трансформаторов мощностью более 250 МВ·А применяют те же нормы, но заменяют 80 на 75°C.

Короткое замыкание трансформатора, как правило, длится очень недолгое время. Однако температура обмоток может достигнуть за это время значения, опасного для целостности изоляции. В связи с тем, что в нормальной эксплуатации короткие замыкания бывают относительно редко, считают допустимой температуру для кратковременного нагрева медных обмоток 250 и алюминиевых обмоток 200°C.

В этих условиях нагрева длительность короткого замыкания согласно союзным нормам (ГОСТ 11677-65)

¹ По ГОСТ 11677-65.

В трансформаторах с естественной циркуляцией масла и дутьем (охлаждение Д) при отключении всех вентиляторов допускается номинальная нагрузка в течение следующего времени в зависимости от температуры окружающего воздуха:

Температура окружающего воздуха, °C	—15	—10	0	+10	+20	+30
Допустимая продолжительность, ч	60	40	16	10	6	4

равна $\tau = 900/k^2$ (но не более 5 с), где k — кратность установившегося тока короткого замыкания, т. е.

$$k = I_k/I_n = 100/u_k.$$

В табл. 2-3 даны кратности установившегося тока короткого замыкания k и допустимые длительности τ_k протекания его в зависимости от напряжения короткого замыкания u_k .

Т а б л и ц а 2-3

Допустимые кратности и длительности тока короткого замыкания в зависимости от u_k

u_k , %	Кратность k	τ_k , с	u_k , %	Кратность k	τ_k , с
4,0	25	1,45	7,0	14,3	4,4
5,0	20	2,25	7,5	13,3	5,1
5,5	18,2	2,8	8,0	12,5	5,7
6,5	15,4	3,75	10,5	9,5	10,0

В каждом трансформаторе имеют место потери холо-
стого хода (потери в активной части магнитопровода)
и нагрузочные потери при нагрузке в металле обмоток
и отводов, а также в конструкциях. Все эти потери дол-
жны быть отведены в окружающую среду, иначе отдель-
ные части трансформатора нагреются до недопусти-
мо высоких температур и разрушат изоляцию транс-
форматора.

В приложении 10 даны краткие сведения об охлаж-
дающих устройствах, которые находят применение
в различных трансформаторах для отвода тепла.

Для того чтобы любая система охлаждения была
эффективной, необходимо обеспечить свободный доступ
масла ко всем частям трансформатора, в частности
к магнитопроводу и обмоткам. С этой целью как в маг-
нитопроводе, так и в обмотках, а также между обмотка-
ми устраивают охлаждающие каналы. Размеры каналов
оказывают существенное влияние на эффективность от-
вода тепла, а соответственно и на температуру обмоток.
С этой точки зрения ширина канала не должна быть
меньше 1% его высоты и не меньше 5 мм независимо от
высоты.

При чередующихся обмотках в трансформаторах со стержневыми магнитными системами размер канала в осевом направлении в обмотке должен быть не меньше 10% радиального размера обмотки.

2-3. ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКАЯ СТОЙКОСТЬ

Механические усилия в обмотках трансформатора возникают от взаимодействия тока, протекающего в обмотке, с магнитным полем рассеяния.

Поле рассеяния трансформатора может быть представлено как сумма двух полей: продольного, линии маг-

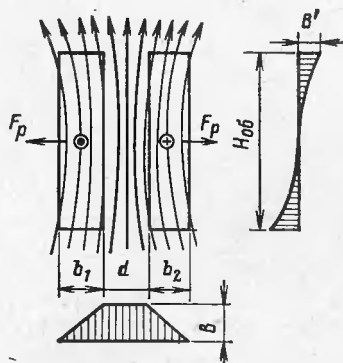


Рис. 2-9. Продольное и поперечное поля рассеяния при концентрических обмотках.

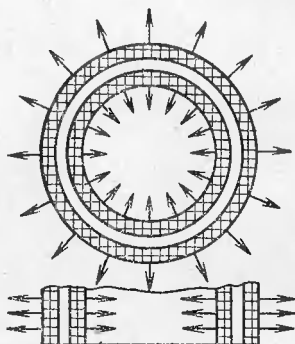


Рис. 2-10. Растягивающие и сжимающие радиальные силы при концентрических обмотках.

нитной индукции которого направлены параллельно оси обмотки, и поперечного, магнитные линии которого расходятся радиально (рис. 2-9).

В концентрических обмотках взаимодействие продольного поля рассеяния с токами, протекающими по обмоткам, вызывает радиальные усилия F_p , которые действуют на обмотки, стремясь растянуть радиально наружную обмотку и, наоборот, сжать внутреннюю обмотку (рис. 2-10).

Взаимодействие поперечного поля рассеяния с токами, протекающими по обмоткам, вызывает осевые усилия $F_{ос}$, которые стремятся сжать обмотки по их высоте. В симметричных обмотках значения сжимающих усилий малы и обычно не учитываются. Однако в несимметричных обмотках, имеющих неодинаковую высоту и нерав-

номерное распределение витков с током по высоте стержня, осевые усилия стремятся увеличить ту несимметрию, в силу которой они возникли, и могут достигнуть больших и опасных значений (рис. 2-11).

При чередующихся обмотках распределение осевых $F_{ос}$ и радиальных F_p усилий отличается от распределения в concentрических обмотках (рис. 2-12). Для чередующихся обмоток поток рассеяния направлен радиально и механические усилия в каждой магнитно-уравновешенной группе будут стремиться отделить обмотки од-

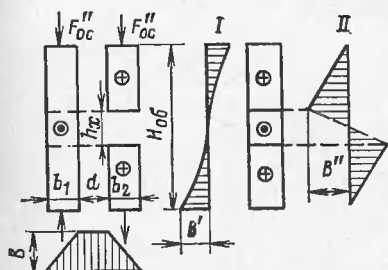


Рис. 2-11. Осевые силы при несимметричных concentрических обмотках.

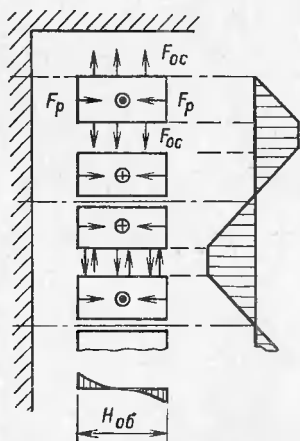


Рис. 2-12. Осевые и радиальные силы в чередующихся обмотках.

ной группы от другой. Поэтому две крайние обмотки будут оказывать давления на верхние и нижние ярма, а все средние обмотки будут испытывать сжимающие силы, равные $F_{ос}$.

Радиальные усилия при чередующихся обмотках и их одинаковых радиальных размерах малы и не учитываются.

Как радиальные, так и осевые усилия достигают наибольших значений при коротких замыканиях. Поэтому при механических расчетах учитывается не только установившийся ток короткого замыкания, но и затухающая постоянная составляющая тока короткого замыкания.

Требование электродинамической стойкости состоит в том, чтобы ни одна часть трансформатора не могла деформироваться даже при повторном действии весьма больших сил, которые возникают при коротких замыка-

ниях и действуют на обмотки и другие детали трансформатора.

Согласно союзным нормам (ГОСТ 11677-65) трансформаторы должны выдерживать без повреждений и

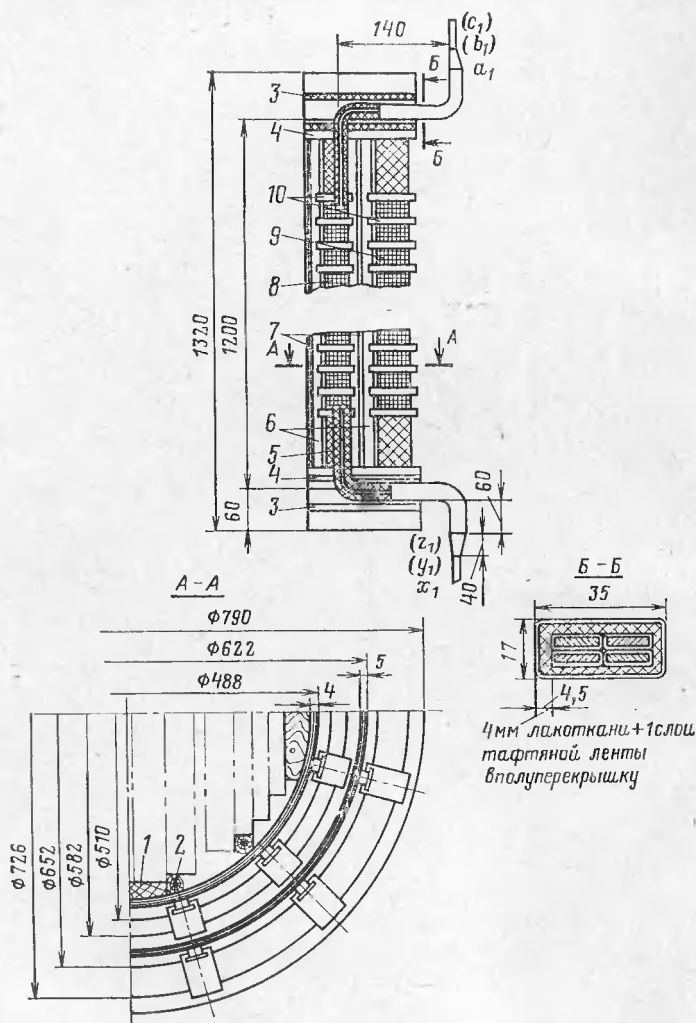
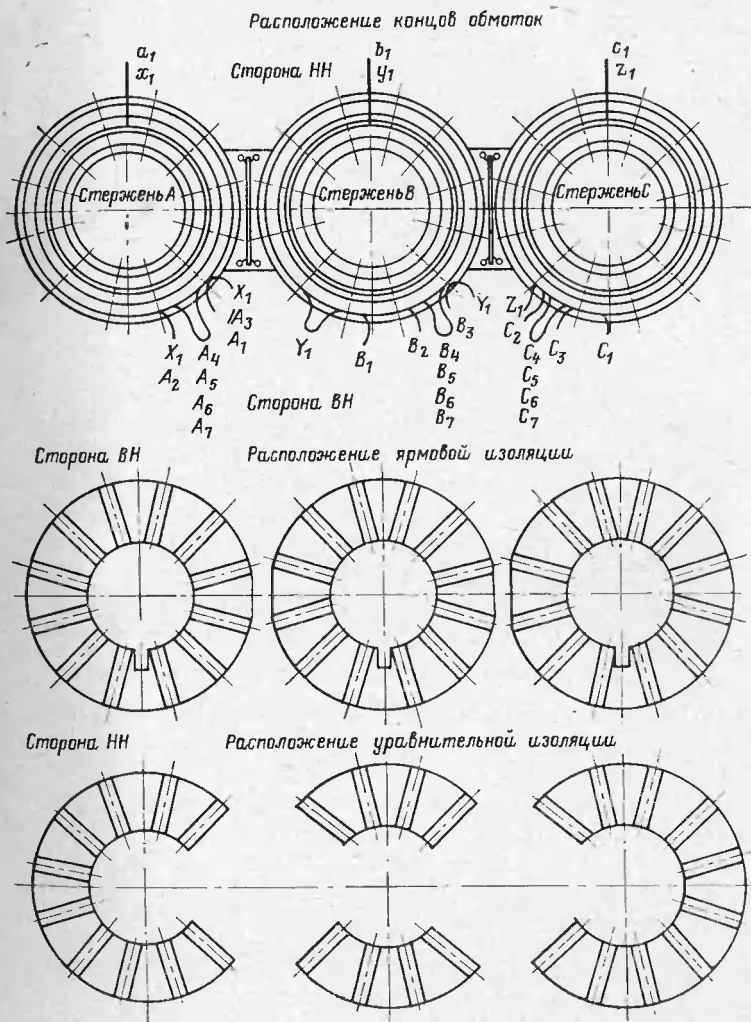


Рис. 2-13. Установка обмоток

1 — деревянные расклинивающие планки; 2 — деревянные расклинивающие кольца; 6 — электрокартонные рейки; 7 — бумажно-бакелитовые электро

остаточных деформаций внезапные короткие замыкания на зажимах вторичной обмотки при значениях установившегося тока короткого замыкания, не превышающих 25-кратного номинального тока обмотки.



трансформатора типа ТД-10000/35.
 стержни; 3 — уравнивательная изоляция; 4 — ярмовая изоляция; 5 — уравниватель-
 8 — обмотка НН; 9 — обмотка ВН; 10 — дистанционные прокладки из
 картона.

Исходя из требований электродинамической стойкости обмотки трансформатора должны быть надежно закреплены как в радиальном, так и в осевом направлениях. На рис. 2-13 дан чертеж установки обмоток, из которого следует, что внутреннюю обмотку расклинивают относительно магнитопровода деревянными круглыми стержнями и фасонными планками.

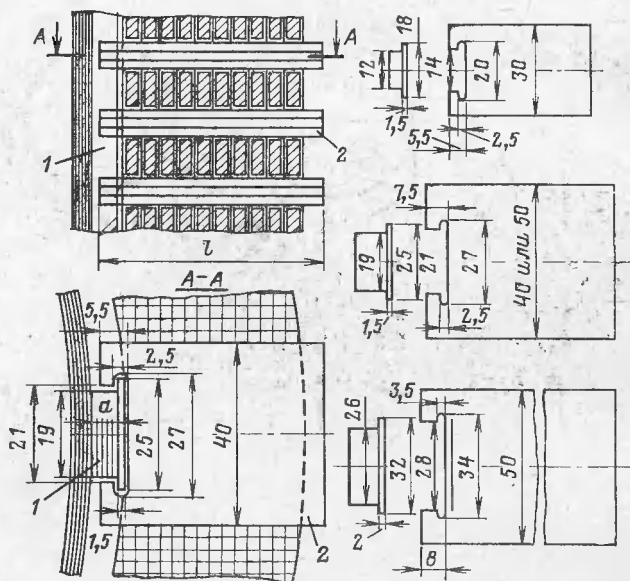


Рис. 2-14. Рейки и прокладки из электрокартона для непрерывных, винтовых и других обмоток.

1 — рейка; 2 — прокладки; a — толщина рейки; l — длина прокладки.

Внутренняя непрерывная или винтовая обмотка отделяется от цилиндра наружной обмотки выступами прокладок, образующими горизонтальные масляные каналы во внутренней обмотке. Между выступом прокладки, считая от середины ее торца, и цилиндром наружной обмотки оставляют зазор 2—3 мм.

Прокладки, образующие горизонтальные масляные каналы в наружных обмотках, имеют выступы за радиальный размер обмотки. (Выступ прокладок и шайб за радиальный размер наружной обмотки у трансформаторов до 35 кВ включительно равен 10 мм и у трансформаторов 110 кВ и выше до 15 мм.)

Способность трансформатора выдерживать короткие замыкания в значительной мере зависит от того, насколько плотно обмотки зажаты в осевом направлении.

В непрерывных, а также винтовых обмотках горизонтальные масляные каналы образуются прокладками из электрокартона. У прокладок с одного торца выштамповываются вырезы в виде ласточкина хвоста. Этими вырезами прокладки закрепляются на продольных вертикальных рейках (рис. 2-14). Число реек, а соответственно и прокладок по окружности определяется расчетом на механическую прочность обмоток при коротких замыканиях.

Для ориентировки могут служить следующие данные:

Трансформаторы 630—1000 кВ·А . .	8—10 реек
Трансформаторы 1600—6300 кВ·А . .	10—12 реек
Трансформаторы 10 000 кВ·А и выше	Число реек должно быть таким, чтобы расстояние между их осями по среднему диаметру наружной обмотки было 150—200 мм

У большинства выпускавшихся ранее отечественных трансформаторов, а также трансформаторов зарубежных фирм осевая прессовка (стяжка) обмоток производилась клиньями, забиваемыми равномерно между верхним ярмом и обмоткой. Вследствие усушки деталей продольной изоляции из электрокартона, а также ярмовой, опорной и уравнильной изоляции осевая прессовка может нарушиться и тогда клинья полностью или частично выпадут. Это приводит к выходу из строя трансформаторов, в особенности электропечных и преобразовательных, работающих в тяжелых условиях (часты аварийные режимы). Поэтому как при ремонтах, так и в особенности при модернизации таких трансформаторов осевую прессовку обмоток путем расклинивания целесообразно заменять прессовкой с помощью нажимных колец и прессующих болтов (рис. 2-15,а), которую, как правило, применяют у трансформаторов больших мощностей. Однако для установки такого прессующего устройства необходимо иметь дополнительное место по высоте окна магнитной системы 60—90 мм, которого в данном готовом магнитопроводе может не оказаться. В этом случае возможны различные другие решения, которые даны в приложении 4.

В процессе эксплуатации происходит усадка обмоток вследствие усыхания бумажно-картонной изоляции. По-

Этому приходится время от времени подпрессовывать обмотки, подвинчивая нажимные винты, что требует периодического вскрытия трансформатора. Чтобы этого избежать, были разработаны различные конструкции автоматической подпрессовки обмоток в процессе работы трансформатора.

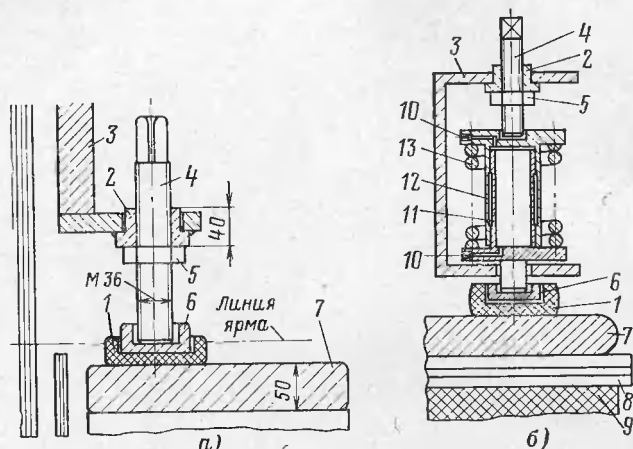


Рис. 2-15. Осовая прессовка обмоток.

а — при помощи стального прессующего кольца и нажимных винтов; б — посредством гидропружинного запорного устройства; 1 — текстолитовый башмак; 2 — фасонная гайка; 3 — ярмовая балка; 4 — стальной нажимной винт; 5 — контргайка; 6 — стальной башмак; 7 — стальное прессующее кольцо; 8 — ярмовая изоляция; 9 — обмотка; 10 — нипцеля; 11 — внутренний стакан; 12 — наружный стакан; 13 — винтовая пружина.

Наиболее эффективной является конструкция с гидропружинным запорным устройством (рис. 2-15,б), простая и дешевая в изготовлении, оправдавшая себя на ряде мощных трансформаторов 110—220 кВ и реакторов 500 кВ (разработана работниками «Мосэнергоремонта»).

Гидропружинное устройство конструктивно представляет собой два вставленных один в другой стальных взаимно подвижных цилиндра (стакана) 11 и 12, заполненных трансформаторным маслом и совмещенных со сжатой винтовой пружиной 13, расположенной снаружи цилиндров (рис. 2-15,б). При усадке изоляции обмоток стаканы под воздействием разжимающейся пружины раздвигаются и во внутреннюю их полость засасывается из бака трансформатора дополнительно необходимое количество масла через отверстия нижнего и верхнего

ниппелей 10. При коротком замыкании электродинамические усилия от обмоток передаются на гидродомкраты, давление масла в полостях цилиндров резко возрастает и масло запирается конусной частью ниппеля. Гидропружинное устройство размещается между прессующим кольцом 7 и нажимными винтами 4.

Возможны и другие варианты описанной конструкции. На рис. 2-15,б показан вариант установки гидропружинного устройства в ярмовой балке 3.

В процессе сборки после сушки активной части заворачивают нажимные винты до упора в стаканы и навинчивают контргайки, а далее в процессе работы трансформатора подпрессовка происходит автоматически. Трансформаторное масло, которым заполнен резервуар гидропружинного домкрата, выдерживает ударные нагрузки очень большой силы. Поглощая энергию удара, масло служит прекрасным амортизатором.

Б. Специальные требования

Специальных требований может быть очень много. Поэтому мы ограничимся рассмотрением лишь основных дополнительных требований, которые должны быть учтены при ремонте, реконструкции и модернизации трансформаторов.

2-4. ВОЗМОЖНОСТЬ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ

Требованию о возможности работать параллельно должны удовлетворять, как правило, силовые трансформаторы общего назначения.

Параллельной работой двух трансформаторов и более считается работа, при которой одноименные вводы этих трансформаторов соединены как с первичной, так и со вторичной стороны.

При идеальной параллельной работе необходимо выполнять условия: 1) между трансформаторами не должны протекать уравнивающие токи; 2) токи нагрузки должны совпадать по фазе; 3) токи нагрузки должны распределяться между трансформаторами пропорционально номинальным мощностям последних.

Чтобы это обеспечить, необходимо соблюдение следующего.

1. Напряжения обмоток и коэффициенты трансформации должны быть одинаковыми; различаться они могут в соответствии с допусками по ГОСТ 11677-65. Для коэффициентов трансформации этот допуск составляет: а) $\pm 1\%$ для трансформаторов, у которых эти коэффициенты меньше 3; б) $\pm 0,5\%$ для всех прочих трансформаторов, а также для автотрансформаторов с высшим напряжением 10 кВ и более.

2. Напряжения короткого замыкания должны быть одинаковыми и могут различаться на $\pm 10\%$ (допуск по ГОСТ 11677-65).

3. Группы соединений должны быть тождественными.

2-5. ПОВЫШЕННАЯ ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКАЯ СТОЙКОСТЬ

Этому требованию должны, как правило, удовлетворять преобразовательные трансформаторы для питания ртутных выпрямителей, а также электропечные.

В ртутных выпрямителях вследствие различных причин происходят «обратные зажигания», когда один из анодов мгновенно делается катодом и токи от других анодов устремляются к нему. В этом случае обмотки трансформаторов, питающие ртутные выпрямители, претерпевают очень большие механические усилия, вследствие чего требуется усиление электродинамической стойкости обмоток и отводов у трансформаторов, питающих ртутные выпрямители.

В свою очередь электропечные трансформаторы часто работают в тяжелых условиях резко изменяющейся нагрузки, значения которой изменяются в пределах холостой ход — короткое замыкание. При этом обмотки и отводы электропечных трансформаторов претерпевают значительные усилия, возникающие при частых внезапных коротких замыканиях. Поэтому обмотки и отводы у электропечных трансформаторов должны иметь повышенную электродинамическую стойкость.

Может быть очень много специальных дополнительных требований к тем или иным трансформаторам или группе трансформаторов в зависимости от их мощности, класса изоляции, назначения и условий работы; в частности, отметим следующие (оказывающие влияние на конструкцию трансформаторов): род установки — наружный или внутренний и как следствие различные типы и конструкции вводов; диапазон регулирования напря-

жения, система и способ регулирования, число ступеней, переключение обмоток трансформатора без возбуждения или под нагрузкой, способ переключения, система привода и т. п.

ГЛАВА ТРЕТЬЯ

КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ СПЕЦИАЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Основным типом трансформатора является силовой трансформатор общего назначения. Различные конструкции этих трансформаторов подробно описаны в соответствующей литературе [Л. 2, 4, 6]. Поэтому в гл. 3 конструкции силовых трансформаторов общего назначения не рассматриваем. Отдельные справочные данные, необходимые при ремонте, реконструкции и модернизации трансформаторов, даны в приложениях.

Рассмотрим кратко конструктивные особенности некоторых трансформаторов специального назначения, в частности электропечных, преобразовательных и регулировочных, с которыми часто приходится иметь дело ремонтным работникам.

3-1. ЭЛЕКТРОПЕЧНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

Электропечные трансформаторы имеют следующие отличительные особенности: а) низкие вторичные напряжения (десятки и сотни вольт); б) большие вторичные токи, достигающие в отдельных установках до 100 000 А и более (карбидные печи мощностью 40 000 и 60 000 кВт·А); в) электродинамическая стойкость при частых коротких замыканиях; г) большой диапазон и многоступенчатость регулирования напряжения (в отдельных установках до 50% при нескольких десятках ступеней); д) возможность регулирования по фазам в отдельных установках (прямоугольные карбидные и ферросплавные печи с расположением электродов по продольной оси в одной плоскости); е) способность к значительным перегрузкам; ж) герметичность и нечувствительность к загрязнению (работа в условиях металлургического и химического производства).

Электропечные трансформаторы выполняются как однофазными, так и трехфазными. Они строятся как со стержневой, так и с броневого магнитной системой. Пре-

обладают электропечные трансформаторы (отечественные) со стержневой магнитной системой.

Магнитопроводы у таких трансформаторов аналогичны трансформаторам общего назначения.

Эти трансформаторы выполняются как с чередующимися, так и с концентрическими обмотками.

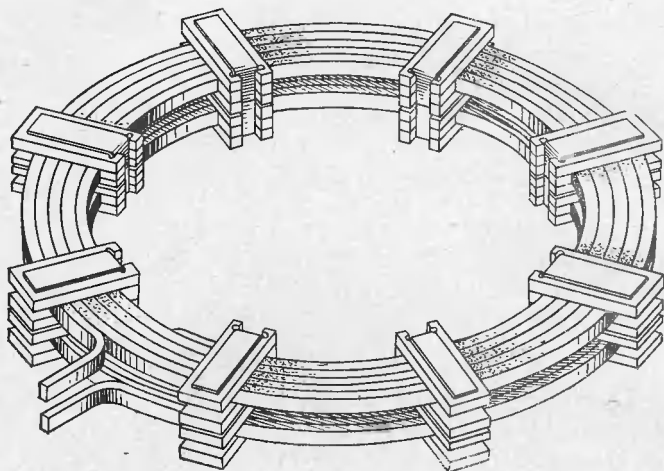


Рис. 3-1. Двойная дисковая катушка с замковыми прокладками.

В отечественных конструкциях с чередующимися обмотками обмотки ВН выполняются в виде нескольких двойных дисковых катушек (рис. 3-1), а обмотки НН—винтовыми из «коротких» катушек с витками из многих параллельных проводов (рис. 3-2, а, б).

Для возможности припайки большого количества параллельных проводов, составляющих концы катушек, к шинным отводам концы последних предварительно обрабатывают (рис. 3-3).

В зависимости от мощности, а соответственно и тока чередующиеся обмотки позволяют иметь на каждом стержне несколько одинаковых параллельных цепей. Это в сочетании с большим сечением витка обмотки НН, выполняемого из многих параллельных проводов, дает возможность строить электропечные трансформаторы на относительно большие вторичные токи. Для того чтобы иметь при этом относительно небольшое напряжение

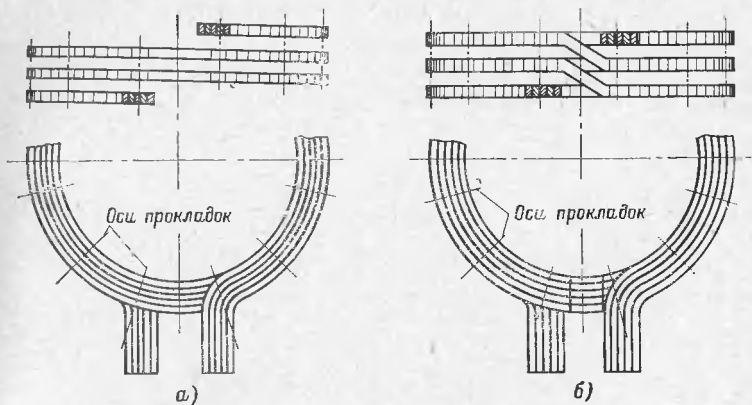


Рис. 3-2. Короткая катушка винтовой обмотки с витками из многих параллельных проводов.

а — без перегиба проводов; *б* — с перегибом проводов.

рассеяния, в каждой параллельной цепи делается несколько одинаковых групп чередующихся катушек, причем способы чередования катушек ВН и НН могут быть в отдельных трансформаторах различными, в особенности при наличии в одной из обмоток (обычно ВН) регулировочных витков. Однако при любом чередовании катушек ВН и НН обмотки обязательно должны быть расположены симметрично как по отношению друг к другу, так и по отношению к вертикальной, а также средней по высоте горизонтальной осям (рис. 3-4, *а*, *б*). Такое расположение необходимо потому, что всякая несимметрия вызывает увеличение напряжения рассеяния, а также добавочных потерь и механических усилий. При чередующихся обмотках магнитные потоки рассеяния, замыкаясь каждый вокруг своей обмотки, проходят па-

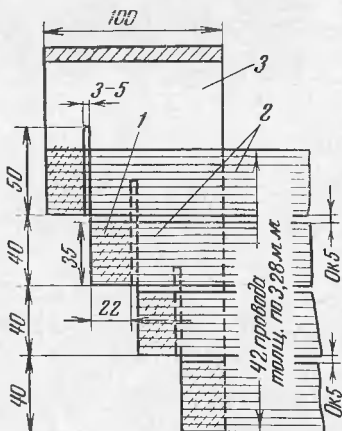


Рис. 3-3. Припайка большого количества параллельных проводов к концу шинного отвода.
1 — площадь пайки; 2 — параллельные провода; 3 — обработанный конец шинного отвода.

параллельно радиальному размеру проводов, образующих витки, и перпендикулярно их осевым размерам (рис. 3-5). Поэтому параллельные провода витка НН не требуют перекладки (транспозиции). Наоборот, провода будут пересекаться линиями магнитного поля рассеяния по осевой стороне провода и для уменьшения добавочных потерь осевые размеры проводов должны быть по возможности минимальными.

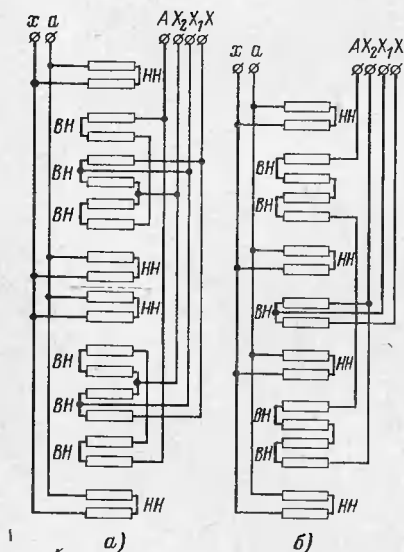


Рис. 3-4. Схема симметричного чередования катушек ВН и НН.
а — с параллельными ветвями; б — с регулировкой между группами.

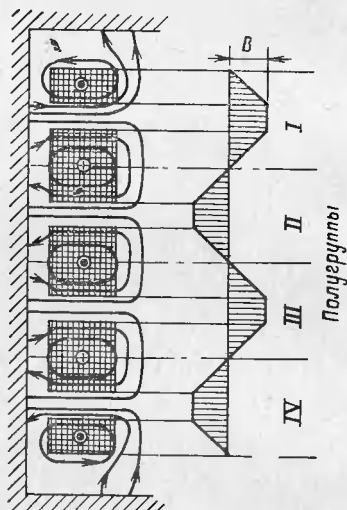


Рис. 3-5. Поле рассеяния симметричной чередующейся обмотки.

Однако при указанной конструкции обмотки НН, когда виток состоит из многих параллельных проводов, имеет место неравномерное распределение тока в витке по параллельным проводам. Это происходит по двум причинам: во-первых, параллельные провода, образующие виток, имеют разные диаметры, а соответственно и активные сопротивления; во-вторых, вследствие изгиба линий магнитного поля рассеяния внутренние провода витка сцепляются с наибольшим числом магнитных линий этого поля и в них наводится наибольшее напряжение рассеяния, а в наружных проводах — меньшее напряжение рассеяния. Поэтому появляется уравнивающий ток,

в результате чего крайние провода как внутренние, так и наружные перегружаются и притом тем больше, чем больше параллельных проводов в витке. Это ограничивает мощность трансформатора.

В зарубежных конструкциях электропечных трансформаторов с чередующимися обмотками обмотки НН выполняются также в виде «коротких» винтовых катушек, но витки у них делаются обычно не из многих параллельных проводов, а из листовой меди в виде двух параллельных дисков, располагаемых один в другом (рис. 3-6). Такая конструкция является более надежной и имеет лучшую теплоотдачу, однако она менее технологична в изготовлении.

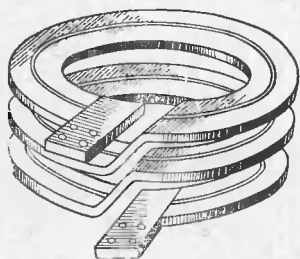


Рис. 3-6. Короткая катушка винтовой обмотки из листовой меди.

Как в отечественных, так и в зарубежных конструкциях электропечных трансформаторов с чередующимися обмотками обмотки НН часто выполняются из голых (неизолированных) проводов. Во избежание быстрой порчи масла все голые обмотки должны быть покрыты бакелитовым лаком или эмалью 624с и запечены.

Получили широкое распространение электропечные трансформаторы со стержневой магнитной системой с концентрическими обмотками. Эти трансформаторы строятся обычно как трехобмоточные, ближе к стержню располагается регулировочная обмотка, выполняемая или в виде многослойной цилиндрической (несколько катушек одна в другой), или в виде непрерывной, или в виде винтовой (рис. 3-7 и 3-8).

Основная обмотка ВН располагается в середине и делается в виде непрерывной без регулировочных витков. Обмотка НН является наружной. Она выполняется при этом или дисковой из двойных дисковых катушек и имеет большое количество параллельных групп, располагаемых равномерно по высоте стержня (рис. 3-9,а), или в виде медных голых цилиндров, изготавливаемых из листовой меди (рис. 3-9,б, в).

Примеры выполнения катушек НН в виде коротких медных цилиндров, а также их концевых отводов даны на рис. 3-10 и 3-11.

Установка обмоток НН в виде медных цилиндров показана на рис. 3-11.

Вследствие искривления линий магнитного поля у концов обмоток при выполнении обмотки НН в виде многих параллельных групп начальная и конечная груп-

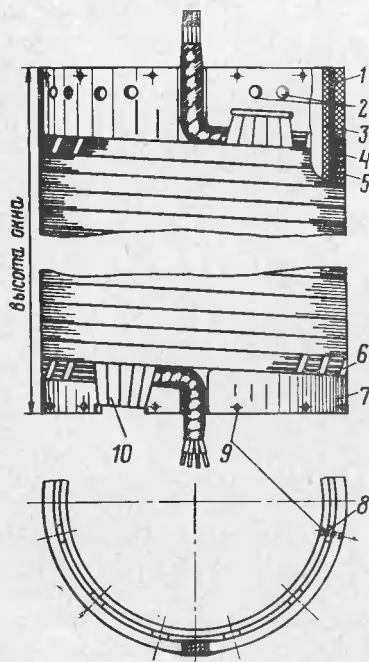


Рис. 3-7. Многослойная цилиндрическая регулировочная обмотка (четыре катушки одна в другой) электропечного трансформатора.

1 — верхний уравнивающий бумажно-бакелитовый клин; 2 — отверстия для прохода масла; 3 — бумажно-бакелитовый цилиндр; 4 — виток обмотки; 5 — полоса из электрокартона между отдельными проводами; 6 — бандаж из хлопчатобумажной ленты, скрепляющий отдельные провода при намотке; 7 — нижний уравнивающий бумажно-бакелитовый клин; 8 — продольная рейка, образующая канал между обмоткой и цилиндром; 9 — заклепки, скрепляющие сверху и снизу уравнивающие клинья с цилиндром; 10 — бандаж, закрепляющий концы обмоток.

пы перегружаются по току по сравнению с остальными группами. Испытания показали, что эта перегрузка может достигать 30% и более.

Для ограничения этого явления необходимо начальные и конечные катушки обмотки ВН, противолежащие начальным и конечным группам обмотки НН, выполнять с меньшим количеством витков, чем во всех остальных катушках ВН, а также увеличивать каналы между катушками с уменьшенным количеством витков.

При концентрических обмотках потоки рассеяния, замыкаясь каждый вокруг своей обмотки, проходят через провод параллельно его осевому размеру (рис. 3-12).

В виду указанного для уменьшения добавочных потерь в обмотках параллельные провода, образующие виток в цилиндрической обмотке, располагаются, как

правило, в осевом направлении обмотки, а не в радиальном; в непрерывных и дисковых обмотках, если виток состоит из параллельных проводов, эти провода обязательно перекладываются (транспонируются), т. е. при

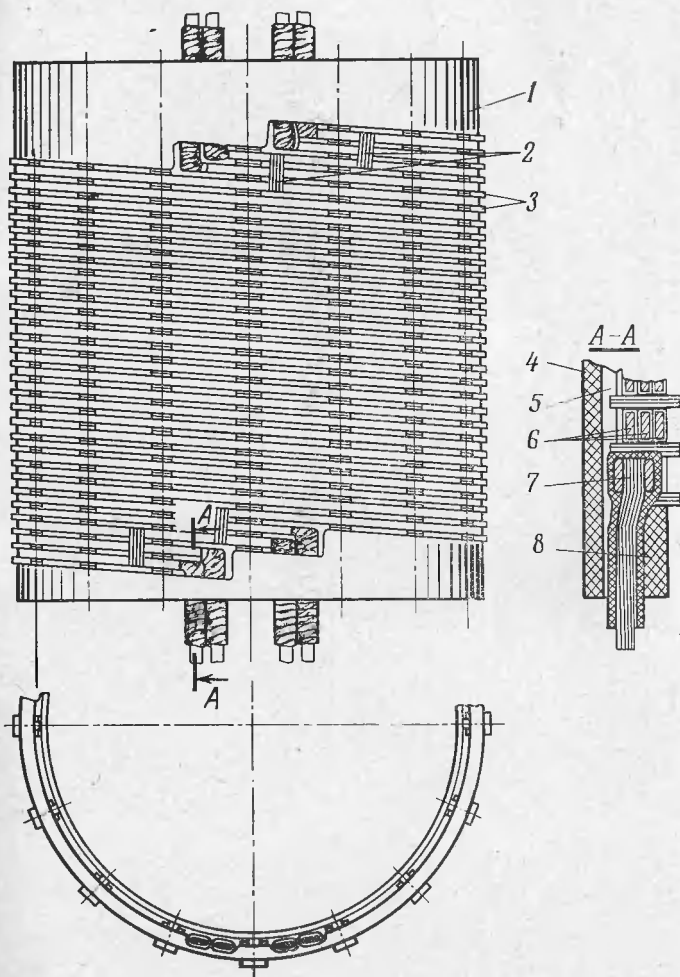


Рис. 3-8. Четырехходовая винтовая регулировочная обмотка (четыре катушки одна в другой) мощного электропечного трансформатора.

1 — верхний уравнивающий бумажно-бакелитовый клин; 2 — шпигатный бандаж, закрепляющий концы обмотки; 3 — дистанционные прокладки; 4 — бумажно-бакелитовый цилиндр; 5 — продольная рейка; 6 — виток из трех параллельных проводов; 7 — усиленный выводной конец из ленточной меди; 8 — нижний уравнивающий клин.

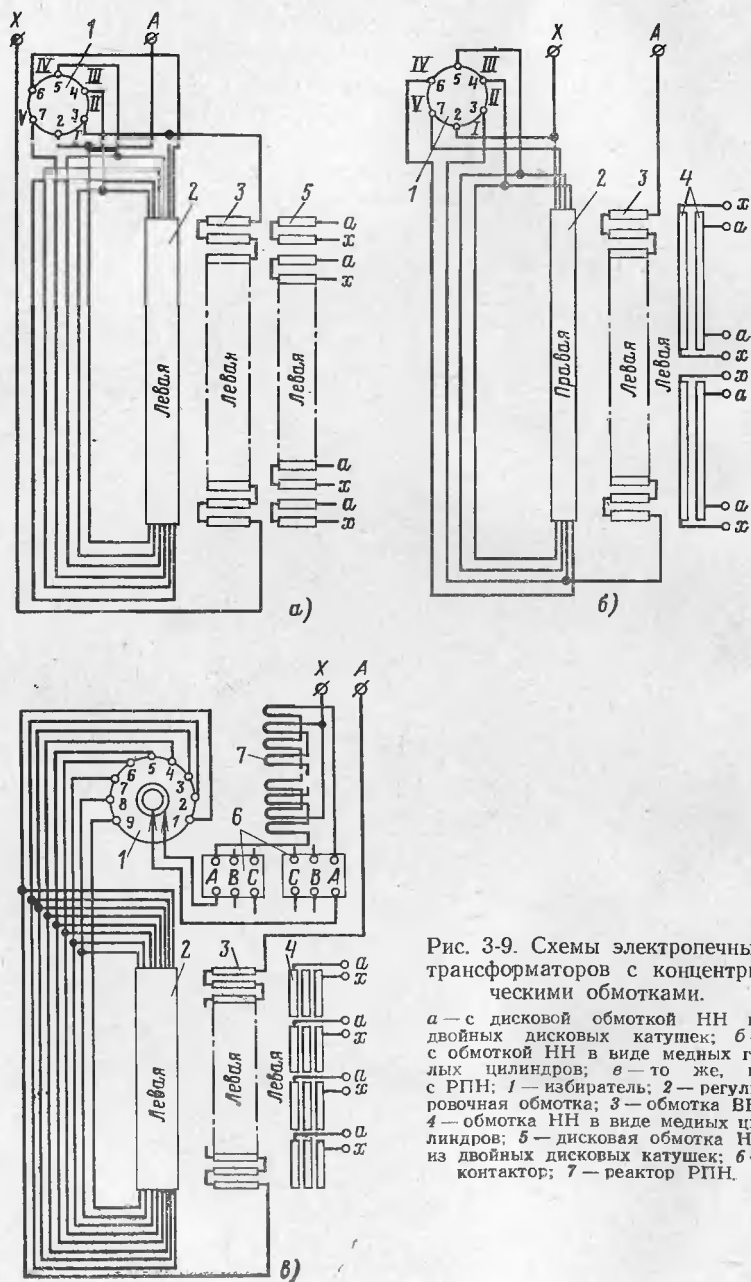


Рис. 3-9. Схемы электропечных трансформаторов с концентрическими обмотками.

а — с дисковой обмоткой НН из двойных дисковых катушек; б — с обмоткой НН в виде медных голых цилиндров; в — то же, но с РПН; 1 — избиратель; 2 — регулировочная обмотка; 3 — обмотка ВН; 4 — обмотка НН в виде медных цилиндров; 5 — дисковая обмотка НН из двойных дисковых катушек; 6 — контактор; 7 — реактор РПН.

переходе из катушки в катушку меняются местами. Транспозиция обязательна и в винтовых обмотках, поскольку виток такой обмотки состоит из нескольких параллельных проводов, расположенных радиально.

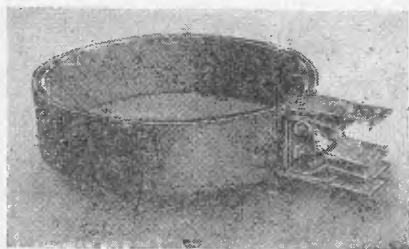


Рис. 3-10. Катушка НН в виде коротко-
го медного цилиндра с углубленными
внутренними концевыми отводами.

По тем же причинам радиальные размеры проводов, образующих виток, при концентрических обмотках должны быть по возможности минимальными.

Электропечные трансформаторы как с чередующимися, так и с концентрическими обмотками строятся на на-

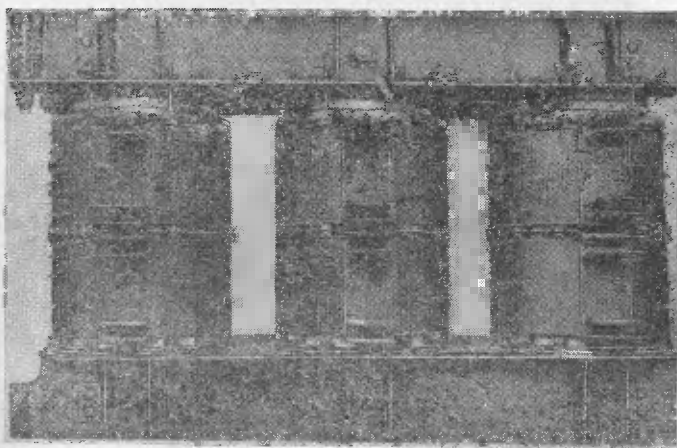


Рис. 3-11. Установка обмоток НН в виде медных цилиндров
при модернизации электропечного трансформатора 9000 кВ·А
с повышением мощности до 11 000 кВ·А.

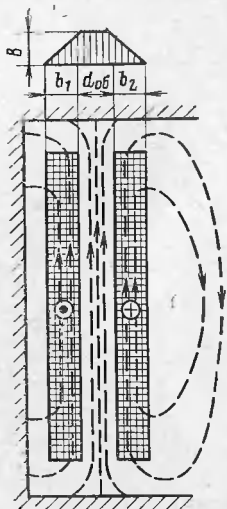


Рис. 3-12. Поле рас-
сечения при концен-
трических обмотках.

пряжение ВН до 35 кВ включитель-
но. Для больших карбидных печей
выпускается трансформатор мощ-
ностью 60 000 кВ · А на напряжение
ВН 110 кВ и выполняется как трех-
обмоточный с concentрическими об-
мотками.

Опрессовку обмоток или их осевое
крепление у электропечных транс-
форматоров со стержневой магнит-
ной системой как с чередующимися,
так и с concentрическими обмотка-
ми целесообразно осуществлять (и
обычно осуществляют) нажимными
кольцами и прессующими болтами.

При concentрических обмотках
конструкция изоляции и изоляцион-
ные расстояния у электропечных
трансформаторов такие же, как и
у трансформаторов общего назначе-
ния. Учитывая требования повышен-
ной механической прочности, целесо-

образно применять при этом более толстые и жесткие бу-
мажно-бакелитовые цилиндры, а также более частое рас-
положение по окружности реек и прокладок, образующих
вертикальные и горизонтальные масляные каналы.

Обмотки ВН и НН при чередующихся обмотках со-
бираются на одном и том же жестком бумажно-бакели-
товом цилиндре. Здесь также целесообразно применять
более толстые цилиндры и более частое расположение
реек и прокладок по окружности. При чередующихся
обмотках применяются, как правило, так называемые
замковые П-образные прокладки (рис. 3-13), изготов-
ляемые из электрокартона. Как следует из рис. 3-13, эти
прокладки состоят из длинных штампованных пластин 1
с торцовым вырезом в виде «ласточкина хвоста», корот-
ких штампованных пластин «заполнителя» 2 и «замка»
3, который приклеивается к крайним пластинам 1 и
скрепляет всю прокладку. Замковые прокладки устана-
вливаются при окончательной сборке группы катушек и
охватывают каждую катушку изнутри с ее торца
(рис. 3-1). Высоту пластин «заполнителя» делают на
1 мм меньше расчетного расстояния между пластинами,
учитывая осевую стяжку катушек. Для скрепления на-

ружных концов замковых прокладок часто применяют «прошивку» (рис. 3-14), для чего с наружного торца прокладок делают вырезы в виде ласточкина хвоста, в которые вставляют рейки. Замковые прокладки, на которых собираются катушки дисковых обмоток, позволяют уста-

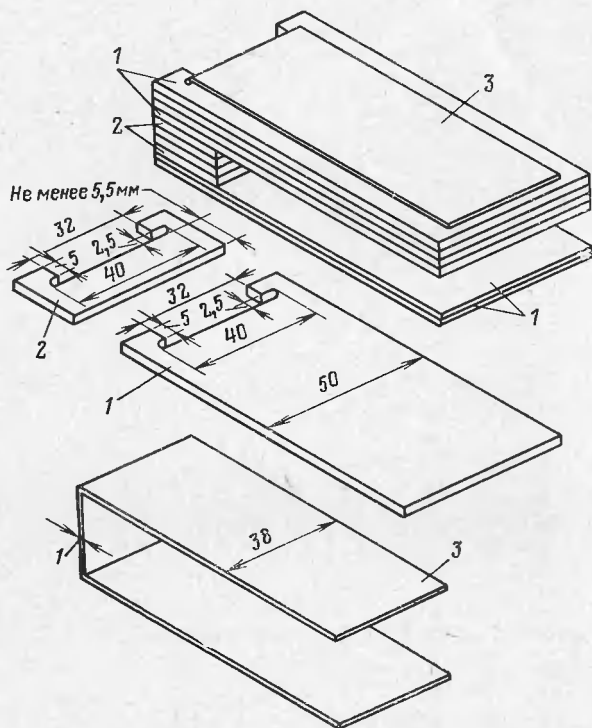


Рис. 3-13. Замковая прокладка.

1 — длинные пластины; 2 — короткие пластины «заполнителя»;
3 — «замок».

навливать между обмотками ВН и НН, а также между отдельными группами катушек ВН целые изоляционные шайбы с выступами как внутрь, так и наружу. Шайбы при чередующемся расположении обмоток играют роль цилиндров, причем выступы шайбы позволяют сделать ее электрически равнопрочной как на пробой, так и на перекрытие (рис. 3-15).

Однако такая конструкция изоляций, когда внутренние выступы межобмоточных и межкатушечных шайб фактически перекрывают вертикальный канал между цилиндром и обмотками, затрудняет циркуляцию масла и ухудшает охлаждение внутренних проводов, расположенных ближе к стержню магнитопровода. Если учесть, что эти внутренние провода в витках обмотки НН и без

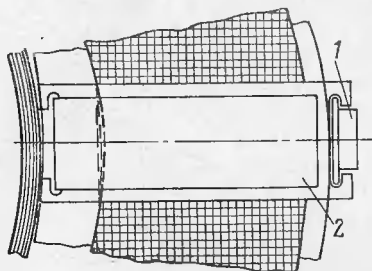


Рис. 3-14. Замковая прокладка с внешней прошивкой.
1 — наружная рейка (прошивка); 2 — замковая прокладка.

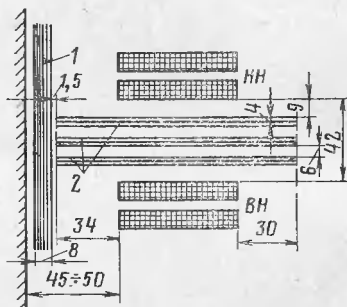


Рис. 3-15. Главная изоляция чередующихся обмоток 35 кВ.
1 — бумажно-бакелитовый цилиндр;
2 — электрокартонные шайбы.

того сильнее нагружены током, ухудшение их охлаждения еще более усугубляет опасность превышения температуры. Это обстоятельство заставляет увеличивать осевой размер каналов между катушками, в особенности у мощных трансформаторов, а также брать небольшие плотности тока. Все это увеличивает расход активных материалов.

Некоторые зарубежные фирмы («Сименс») применяют при чередующихся обмотках вместо прокладок бумажные бандажы, наматываемые на диски катушек ВН или на виток катушек НН на определенную толщину (рис. 3-16).

Для уменьшения изоляционного расстояния между обмотками ВН и НН при чередующихся обмотках при напряжении ВН 35 кВ некоторые зарубежные фирмы применяют угловые шайбы. Это уменьшает габариты магнитопровода, а соответственно и всего трансформатора, но одновременно усложняет и удорожает конструкцию изоляции. На рис. 3-17,а—в даны примеры установки обмоток электропечных трансформаторов со

стержневыми магнитными системами как с чередующимися, так и с concentрическими обмотками.

Отводы ВН у электропечных трансформаторов по своему выполнению, расположению, изоляции и изоляционным расстояниям, а также креплению аналогичны отводам трансформаторов общего назначения. Электропечные трехфазные трансформаторы, например, для сталеплавильных печей выполняются, как правило, с переключением на стороне ВН с треугольника на звезду (в период расплавления твердой шихты необходима наибольшая мощность, поэтому трансформатор в этот период включается в треугольник, а рафинировка металла требует пониженных мощности и напряжения, поэтому на этот период трансформатор переключается на стороне ВН на звезду). Переключение с треугольника на звезду производится не под нагрузкой, и для переключения трансформатор отключается масляным выключателем со стороны ВН от питающей его сети. В современных конструкциях регулировочное устройство совмещает устройства для переключения с треугольника на звезду и обратно, и устройства регулирования ступеней напряжения при соединении обмоток в треугольник и в звезду. На рис. 9-11 показано такое устройство.

Отводы НН электропечных трансформаторов выполняются из голых медных шин, а так как вторичные обмотки имеют несколько параллельных групп, то и отводы НН состоят соответственно (на каждую фазу) из ряда параллельных шин. Если на стороне НН звезда, то соединение фаз в звезду производится, как правило, внутри трансформатора, а все начала фаз в соответствующем порядке выводятся на крышку. Если на стороне НН треугольник, то все начала и концы фаз выводятся

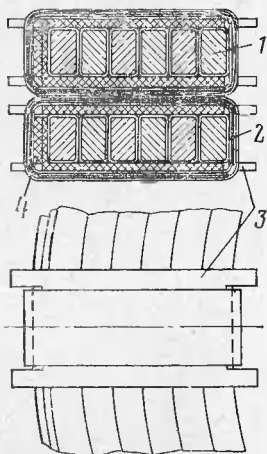


Рис. 3-16. Горизонтальные масляные каналы, образуемые с помощью бандажей.

1 — виток катушки; 2 — бандаж из кабельной бумаги; 3 — прокладки из электрокартона; 4 — выравнивающие полосы из электрокартона.

(в соответствующем порядке) на крышку и соединение в треугольник производится в этом случае непосредственно на самой печи.

В трансформаторе при нагрузке наряду с полем рассеяния обмоток есть и поле рассеяния отводов, которое вызывает дополнительное напряжение рассеяния, а также дополнительные потери от вихревых токов как

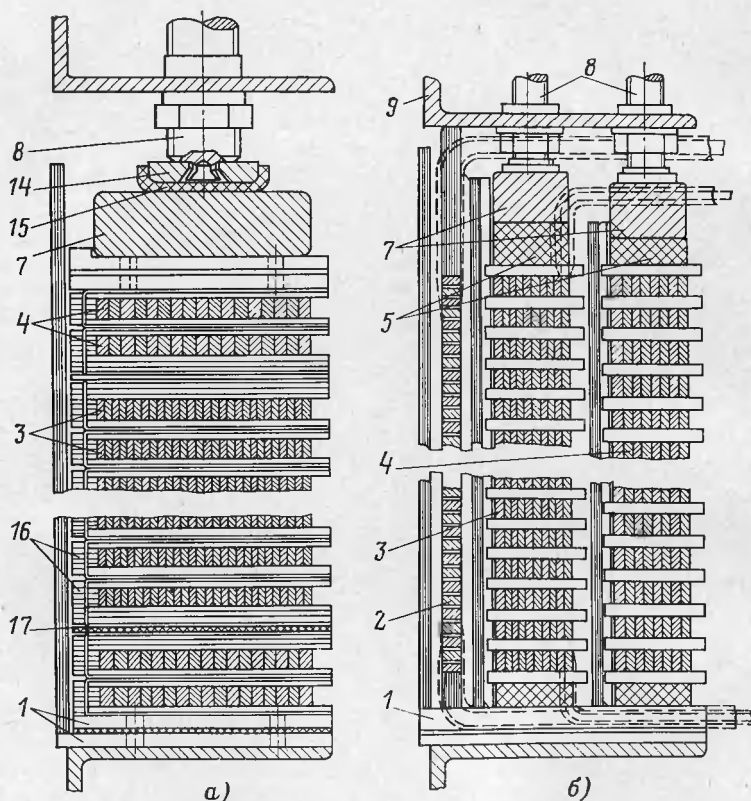


Рис. 3-17. Установка обмоток электропечных трансформаторов со стемами с различным расположением

а — чередующиеся; *б* — концентрические с наружной дисковой обмоткой НН
а — концентрические с наружной обмоткой НН в виде медных цилиндров; ровочная обмотка; 3 — обмотка ВН; 4 — обмотка НН; 5 — уравнивающие стальные разрезные прессующие кольца; 8 — нажимные винты; 9 — нижняя изолирующая гетинаксовая пластина; 11 — стальной стакан; 12 — уравниватель рейки; 14 — подвижная стальная «пятка»; 15 — изолирующий стакан; 16 — зам 17 — электрокартонная изолирующая шайба между обмотками ВН и НН, а так

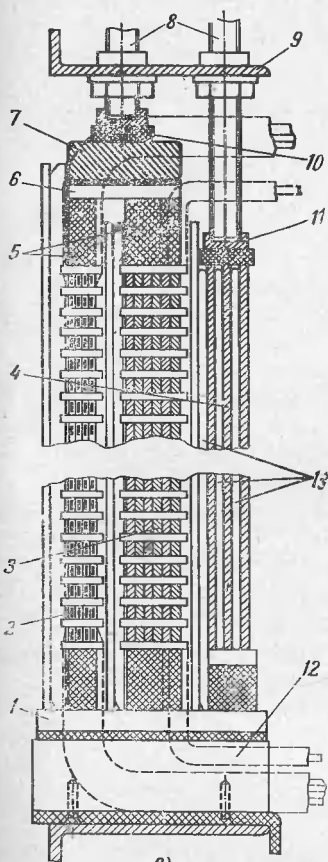
в близко расположенных стальных частях (стенки бака, ярмовые балки и т. п.), так и в самих отводах. Эти дополнительные потери зависят от тока в отводах, от геометрических размеров и расположений (взаимного и относительно стальных частей). Поскольку вторичные токи у электропечных трансформаторов достигают больших значений, то и дополнительные потери, вызываемые полем рассеяния отводов НН,

будут весьма значительными. Поэтому для уменьшения указанных дополнительных потерь конструкция и расположение отводов НН у электропечных трансформаторов должны отвечать определенным правилам.

1. Шины должны обязательно располагаться ребрами к стенке бака и на небольшом расстоянии друг от друга (плоскости шин параллельны). У отечественных трансформаторов расстояние между шинными отводами обычно не превышает 10—12 мм; для предохранения от возможных замыканий между отводами при коротких замыканиях по всей длине шин прокладывают и закрепляют полосы из электрокартона шириной, равной ширине шин плюс 5 мм. Расстояния от шин до стенки бака, а также до обмоток должны быть не меньше ширины шины.

2. Шины должны правильно чередоваться (рис. 3-18); такое чередование значительно ослабляет поле рассеяния отводов.

Согласно правилу 1 шинные вторичные отводы



в)

стержневыми магнитными си-
и конструкцией обмоток.

из двойных дисковых катушек;
1 — ярмовая изоляция; 2 — регули-
кольца; 6 — верхняя изоляция; 7 —
полка верхней ярмовой балки; 10 —
ная изоляция; 13 — гетинаксовые
ковые электрокартонные прокладки;
же в разрывах обмотки ВН.

должны располагаться возможно ближе друг к другу. Участок шин между соседними креплениями рассчитывается на изгиб, как балка с равномерной нагрузкой, закрепленная на концах. Напряжение на изгиб для меди при токе короткого замыкания принимается равным $(6-8) 10^7$ Па ($600-800$ кгс/см²). При этом максимально допустимое расстояние между соседними креплениями вторичных отводов получается не больше 300—400 мм.

Крепление шинных вторичных отводов обычно выполняют планками из листового гетинакса, который прочнее

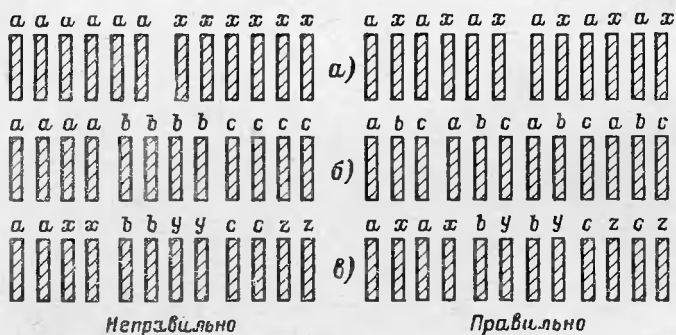


Рис. 3-18. Чередование шин отводов.

а — однофазный трансформатор; *б* — то же трехфазный (отводы от линейных концов обмотки); *в* — то же трехфазный (отводы от начал и концов обмоток фаз).

дерева и не дает усадки. Пакет из шин 100×10 мм стягивается гетинаксовыми планками толщиной 20—30 мм и скрепляется стальными шпильками 10—12 мм. Чтобы шпильки не нагревались от вихревых токов, зазор между ними и шинами должен быть не меньше 5 мм. Иногда пакеты из широких шин (до 200 мм) стягиваются литьими латунными накладками.

Учитывая частые толчки, имеющие место при работе электропечного трансформатора, шинные отводы НН соединяют с вводами, как правило, через промежуточные демпферы (компенсаторы), которые набираются из медных лент определенных ширины и длины и толщиной 0,3—0,5 мм. С одного конца ленты спаиваются между собой и с концом отвода электропайкой; другой конец пропаявается оловянным припоем и имеет отверстие для

шпильки ввода. В средней части отдельные ленты не спаяны; этим создается гибкость демпфера.

Демпфер при присоединении к вводу изгибается петлей. При шинных вводах НН у электропечных трансформаторов конец демпфера, пропаянный оловянным припоем, присоединяется к облуженному концу шинного ввода болтами с шайбами, гайками и контргайками (рис. 3-19). При вторичных обмотках в виде медных цилиндров выполнение концевых отводов от обмоток получается более сложным.

На рис. 3-10 показано примерное выполнение концевых отводов от медных цилиндров.

Все необходимые сведения по вводам как для трансформаторов общего назначения, так и для электропечных трансформаторов даны в приложении 6, а по охлаждающим устройствам — в приложении 10.

Электропечные трехфазные трансформаторы имеют схемы соединения обмоток Δ/Y , Δ/Y_0 или Δ/Δ , так как они работают, как правило, при неравномерной нагрузке по фазам.

В прямоугольных печах, у которых электроды расположены не в вершинах треугольника, а по продольной оси в одной плоскости, имеют место так называемые «дикая» и «мертвая» фазы, поэтому в таких печах необходимо вести процесс с регулированием мощности по отдельным фазам. При схеме Δ/Δ такое регулирование по отдельным фазам производят «по току» передвижением электродов, т. е. изменяя сопротивления дуги в отдельных фазах. Такое регулирование требует от плавильщика большого опыта и мастерства и создает определенные трудности в достижении равномерного плавления шихты под всеми электродами и использовании при этом допустимой мощности трансформатора.



Рис. 3-19. Соединение отводов с вводами через промежуточные демпферы.

Более удобным в этом отношении является регулирование мощности в отдельных фазах путем изменения напряжения. Повышая напряжение на «мертвой» фазе и, наоборот, понижая его на «дикой» фазе, можно относительно легко добиться равномерного плавления шихты под всеми электродами и использовать при этом допустимую мощность трансформатора.

Однако, как следует из теории работы трансформатора при несимметричной нагрузке [Л. 6], такая разрегулировка напряжения по фазам возможна лишь при схеме Δ/Y и пятистержневом магнитопроводе или при трехфазной группе.

Все необходимые сведения по схемам регулирования напряжения, а также по переключающим устройствам как для трансформаторов общего назначения, так и для электропечных трансформаторов даны в гл. 9.

3-2. ТРАНСФОРМАТОРЫ ДЛЯ ПИТАНИЯ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Для сокращения эти трансформаторы будем называть преобразовательными. Они имеют следующие отличительные особенности.

а) Главное различие между преобразовательным и обычным силовым трансформаторами (общего назначения) состоит в том, что вследствие вентильного действия выпрямителя каждый анод его работает только в течение части периода; поэтому условия работы первичной и вторичной обмоток преобразовательного трансформатора будут неодинаковыми. Преобразовательный трансформатор питается с первичной стороны синусоидальным напряжением, а каждая фаза вторичной обмотки будет находиться под током только часть периода, поэтому токи в первичной обмотке будут неправильными по форме и несинусоидальными.

б) В ртутных выпрямителях возможны «обратные зажигания», во время которых на одном из анодов появляется катодное пятно, в результате чего этот анод теряет вентильные свойства и между ними и другими анодами получается короткое замыкание. В связи с этим преобразовательные трансформаторы должны иметь повышенную механическую прочность обмоток и отводов, позволяющую неоднократно выдерживать без остаточных деформаций те большие механические усилия, которые

возникают в обмотках трансформатора при обратных зажиганиях.

в) Конструктивно преобразовательные трансформаторы аналогичны трансформаторам общего назначения, но они имеют две или четыре обмотки НН и соответственно более сложную схему соединения.

Номинальные величины. Некоторые номинальные величины преобразовательных трансформаторов отличаются по своему определению от номинальных величин трансформаторов общего назначения.

а) Номинальная мощность преобразовательного трансформатора есть мощность его первичной (сетевой) обмотки P_1 , поскольку именно эта мощность подводится к трансформатору из сети.

б) Мощность вторичной (вентильной) обмотки P_2 есть произведение номинального вторичного напряжения U_2 на действующее значение тока во вторичной обмотке I_2 при полной нагрузке на стороне выпрямленного тока.

в) Номинальные значения выпрямленного напряжения и выпрямленного тока есть напряжение U_B и ток I_B при полной нагрузке вентилья.

Схемы преобразовательных установок [Л. 6]. В преобразовательных установках трехфазного тока применяют обычно трансформаторы, обмотка НН которых имеет 6 или 12 фаз, так как в этом случае уменьшаются пульсации выпрямленного тока и напряжения. Поскольку выпрямитель нагружает трансформатор несимметрично и его фазы работают поочередно, необходимо так соединять выпрямители или вентильные обмотки в преобразовательном трансформаторе, чтобы имело место равновесие первичных и вторичных м. д. с. на каждом стержне, т. е. чтобы в магнитопроводе преобразовательного трансформатора не мог появиться некомпенсированный, одинаково направленный во всех трех стержнях магнитный поток.

Соотношения между основными электрическими величинами в преобразовательном трансформаторе зависят от того, по какой схеме соединения работает преобразовательная установка. Эти соотношения между основными электрическими величинами даны для каждой схемы соединений в расчетном формуляре (см. табл. П14-1).

Рассмотрим несколько типичных схем преобразовательных установок, а именно: трехфазную мостовую,

звезда — двойной зигзаг и звезда — две обратные звезды с уравнительным реактором.

Отечественные преобразовательные установки обычно выполняются по схеме звезда — две обратные звезды с уравнительным реактором, как наиболее полно отвечающей требованиям для преобразовательных установок.

а) Трехфазная мостовая схема (рис. 3-20, а—г). В этой схеме в любой момент работают два анода: один из четной группы, имеющий наибольшее напряжение, а другой из нечетной группы, имеющий наименьшее напряжение.

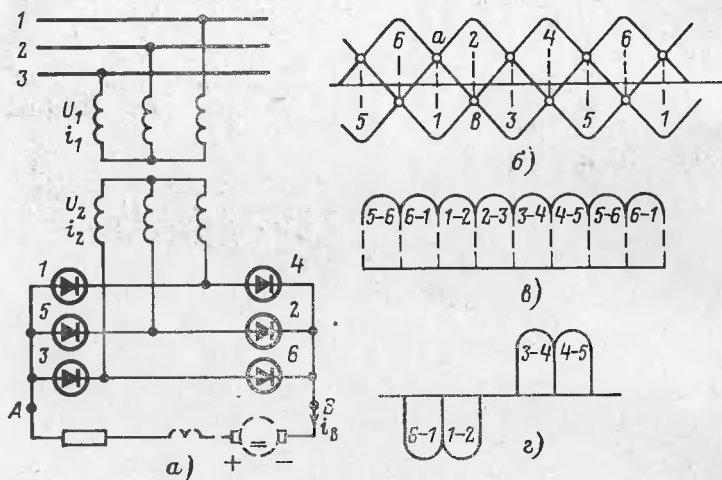


Рис. 3-20. Трехфазная мостовая схема.

а — схема соединений; б — вторичные фазные напряжения трансформатора; в — выпрямленное напряжение; г — вторичный фазный ток трансформатора.

На рис. 3-20, б показаны кривые вторичных фазных напряжений трансформатора, а на рис. 3-20, в — кривые вторичных линейных напряжений, которые получаются как разности двух соответствующих фазных напряжений. В этой схеме каждые два любых работающих анода включены в линейное вторичное напряжение, поэтому кривая этого напряжения будет являться и кривой выпрямленного напряжения. Выпрямленное напряжение (рис. 3-20, в) имеет шестикратные пульсации. Если выпрямитель нагружен только на активное сопротивление, то кривая выпрямленного тока будет иметь такую же форму, как и кривая выпрямленного напряжения,

На рис. 3-20,г изображена кривая выпрямленного тока в каждой фазе вторичной обмотки трансформатора; часть кривой под осью абсцисс дает ток в аноде 1, который работает поочередно с анодами 6 и 2, а часть кривой над осью абсцисс дает ток в аноде 4, который работает поочередно с анодами 3 и 5. Кривые выпрямленного напряжения и тока показывают, что при мостовой схеме включения выпрямителей имеют место мень-

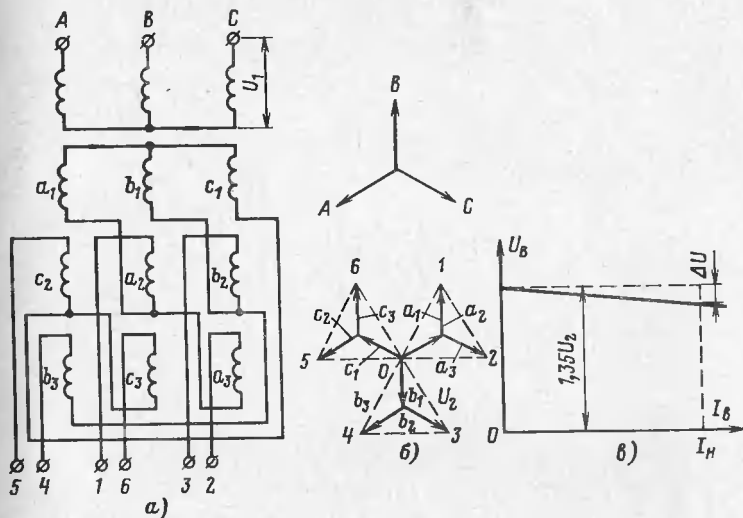


Рис. 3-21. Схема звезда — двойной зигзаг.

а — соединение обмоток; *б* — диаграмма э. д. с.; *в* — внешняя характеристика преобразовательного трансформатора; 1—6 — зажимы и соответствующие им точки векторной диаграммы.

шие пульсации выпрямленного напряжения, чем в трехфазной схеме с выведенной нейтралью. В этом отношении мостовая схема эквивалентна шестифазной схеме с выведенным нулем. При мостовой схеме первичные и вторичные м. д. с. уравновешены, в связи с чем добавочный однофазный поток в магнитопроводе отсутствует.

б) Схема звезда — двойной зигзаг (рис. 3-21,а—в). При этой схеме первичная обмотка преобразовательного трансформатора соединяется в звезду, а каждая фаза вторичной обмотки делится на три равные части, которые соединяются зигзагом, причем две части включаются согласно, а одна — встречно по отно-

шению к первичной обмотке. В результате звезда э. д. с. $a_1-b_1-c_1$ повернута относительно звезды $A-B-C$ на 180° , а э. д. с. a_2 и a_3 , b_2 и b_3 , c_2 и c_3 геометрически вычитаются соответственно из э. д. с. a_1 , b_1 , c_1 (рис. 3-21,б). Напряжения U_2 выражены векторами 01, 02, ..., 06 и образуют симметричную шестифазную систему. На рис. 3-21,в показана внешняя характеристика преобразовательного трансформатора при схеме соединения звезда — двойной зигзаг, которая имеет более кру-

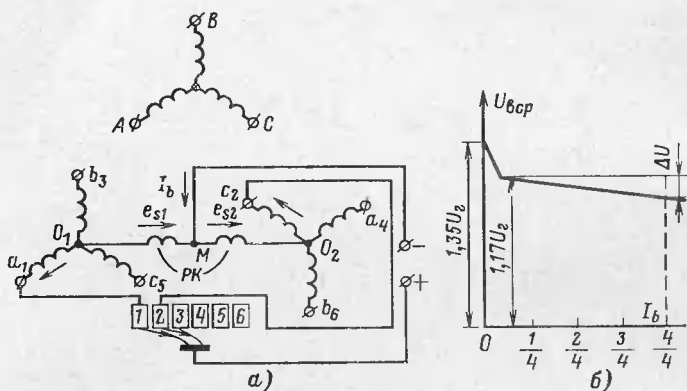


Рис. 3-22. Схема звезда — две обратные звезды с уравнильным реактором.

а — схема соединения; *б* — внешняя характеристика; 1—6 — зажимы.

той наклон, чем у трансформатора общего назначения, так как по вторичной обмотке преобразовательного трансформатора протекает постоянная составляющая тока, которая увеличивает потоки рассеяния и добавочные потери. Напряжение короткого замыкания у трансформаторов при схеме соединения звезда — двойной зигзаг составляет обычно 4—5%.

в) Схема соединения звезда — две обратные звезды с уравнильным реактором (рис. 3-22,а, б). При этой схеме на каждом стержне имеются две вторичные обмотки. Одна из них соединена в прямую звезду (так называемая нечетная звезда — зажимы a_1 , b_3 , c_5), а другая — в обратную звезду (четная звезда — зажимы a_4 , b_6 , c_2).

Здесь буквы *a*, *b*, *c* обозначают стержень, на котором расположена обмотка, а цифровой индекс — порядок

зажиганий анодов. Благодаря уравнительному реактору обе звезды работают параллельно и нагрузочный ток распределяется пополам между обеими звездами. Это облегчает работу анодов и повышает нагрузочную способность выпрямителя, так как при данном значении выпрямленного тока I_B на каждый из двух параллельно работающих в данный момент анодов приходится примерно половина тока I_B .

Второе преимущество данной схемы соединения состоит в том, что при одновременной параллельной работе двух анодов каждая фаза вторичной обмотки нагружается током в течение $1/3$ периода, т. е. каждый из анодов загорается на 30° раньше, чем при шестифазном режиме, и затухает на 30° позже. Таким образом, при этой схеме каждый анод работает не одну шестую периода (как это имеет место при схеме звезда — двойной зигзаг), а одну треть периода или так же, как в трехфазном преобразовательном устройстве. Схема же в отношении всех других свойств остается при этом шестифазной. Указанный переход работы выпрямителя с шестифазного режима на трехфазный позволяет лучше использовать преобразовательный трансформатор.

При схеме звезда — две обратные звезды с уравнительным реактором внешняя характеристика преобразовательного трансформатора (рис. 3-22,б) имеет также более крутой наклон, чем у трансформаторов общего назначения: $\Delta U = U_{ов} - U_B$, где $U_{ов}$ — идеальное выпрямленное напряжение, которое было бы, если бы не было падения напряжения ΔU .

Падение напряжения при номинальной нагрузке обусловлено, во-первых, падением напряжения в дуге выпрямителя, которое обычно составляет 25 В и почти не зависит от нагрузки; во-вторых, активным падением напряжения в трансформаторе, реакторах, кабелях и т. п.; в-третьих, индуктивным падением напряжения от рассеяния в трансформаторе и реакторе, если последний установлен перед трансформатором.

Напряжение короткого замыкания преобразовательного трансформатора при данной схеме обычно составляет 5—10%.

У 12-фазного трансформатора обмотки состоят из двух параллельных цепей, из которых в каждой вторичная обмотка имеет прямую и обратную звезды и уравнительный реактор. Уравнительный реактор имеет сталь-

ной двухстержневой магнитопровод и обычно винтовую обмотку, состоящую из двух одинаковых ветвей с коэффициентом трансформации, равным 1 (рис. 3-23). Ветви соединяют так, чтобы токи обеих ветвей магнитно уравновешивали друг друга. Таким образом, постоянная

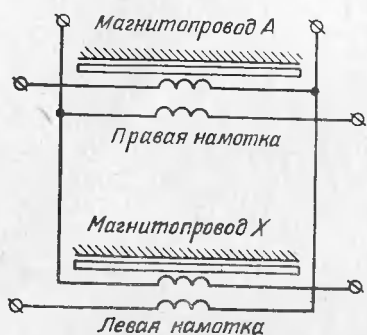


Рис. 3-23. Схема обмоток уравнивающего реактора.

магнитного потока в стержне уравнительного реактора не возникает. По каждой ветви течет выпрямленный ток, равный половине I_B , а также очень небольшой переменный ток, возбуждающий в магнитопроводе реактора переменный магнитный поток тройной частоты (150 Гц).

Роль уравнительного реактора заключается в том, что индуцированное в нем напряжение уравни-

вает потенциалы соседних по номерам анодов и заставляет их гореть одновременно. Пусть, например, анод 1 имеет в данный момент наибольшее напряжение; тогда по цепи анода потечет выпрямленный ток. Этот ток, проходя по левой половине уравнительного реактора, создает в ней поток, который наведет в обеих половинах э. д. с. e_1 и e_2 . При нарастании анодного тока э. д. с. e_1 направлена так, что она будет противодействовать этому нарастанию и снизит напряжение фазы O_1a_1 относительно точки M . Наоборот, э. д. с. e_2 в правой половине реактора, имея то же направление, что и э. д. с. e_1 , будет стремиться повысить напряжение O_2c_2 относительно точки M . В результате напряжения фаз O_1a_1 и O_2c_2 выравниваются и аноды 1 и 2 будут работать параллельно. Соответственно в следующие части периода будут работать параллельно аноды 2 и 3, 3 и 4, 4 и 5, 5 и 6. В каждый данный момент горят один анод из нечетной группы и один анод из четной. Таким образом, весь выпрямленный ток делится пополам: одна половина течет к очередному аноду нечетной группы, а другая — к очередному аноду четной. Поэтому уравнительный реактор называют также разделяющим. Многофазные схемы соединения преобразовательных трансформаторов применяются для подав-

ления высших гармонических в несинусоидальной кривой первичного фазного тока. Если вторичная обмотка имеет m фаз, то в кривой первичного фазного тока будут все гармонические с номерами, равными $km + 1$, где k — целое число. При этом, чем больше номер гармонической, тем меньше ее амплитуда.

Все эти высшие гармонические крайне нежелательны. Они создают дополнительные потери; вызывают резонансные колебания; создают вредные шумы в близлежащих установках связи и т. п.

Чем значительней удельный вес преобразовательной установки в питающей ее энергетической системе, тем сильнее сказывается вредное влияние высших гармонических и тем большее число фаз требуется выбрать для преобразовательного трансформатора. Практика показывает, что при обычно имеющей место несимметрии напряжения сети гармонические все же полностью не исчезают.

Конструктивные требования к преобразовательным трансформаторам. Основное требование, которое предъявляется к этим трансформаторам, — это повышенная механическая прочность обмоток и других узлов трансформатора. В соответствии с этим требованием обмотки преобразовательных трансформаторов должны иметь значительную торцовую поверхность и выполняться, как правило: обмотки ВН — в виде непрерывных или нескольких дисковых с катушками из двойных дисков, а НН — таких же дисковых или винтовых. Все обмотки НН одного стержня должны быть расположены симметрично,

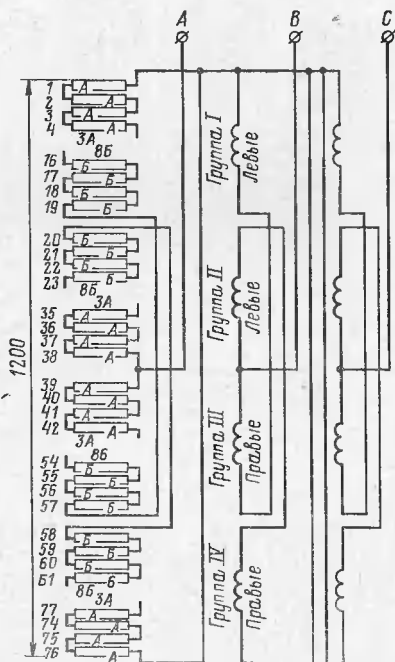


Рис. 3-24. Схема обмоток ВН 12-фазного преобразовательного трансформатора.

$\downarrow$ — 76 — катушки.

Конструкция прессовки должна надежно обеспечивать осевую стяжку обмоток и поэтому выполняется в виде нажимных колец и прессующих болтов (рис. 2-15, а); кроме того, верхние и нижние ярмовые балки связываются вертикальными шпильками.

Все изделия из электрокартона (прокладки, кольца, шайбы и т. п.), из которых выполняется продольная изоляция обмоток, должны быть предварительно обра-

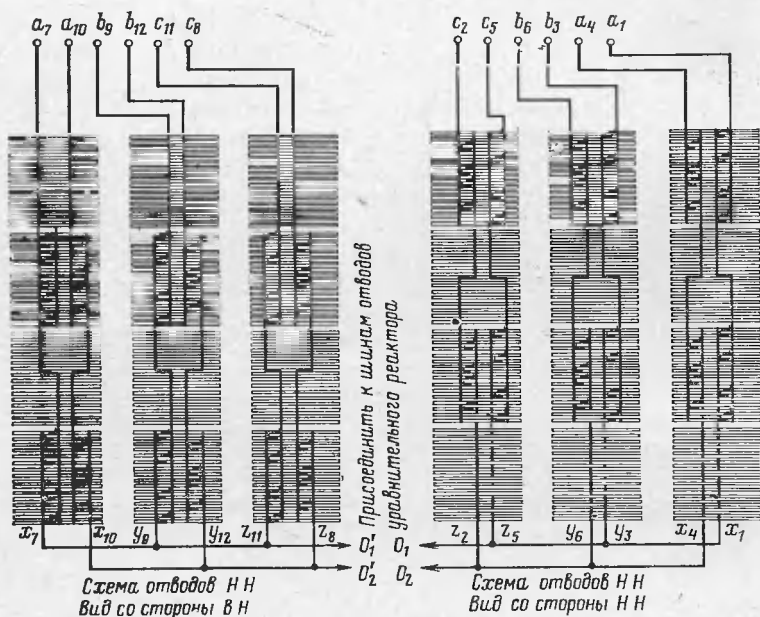


Рис. 3-25. Схема обмоток и отводов НН преобразовательного трансформатора мощностью 8500 кВ·А.

ботаны, т. е. высушены, опрессованы, пропитаны и запечены, чтобы исключить дальнейшую усушку и усадку этих изделий в процессе работы трансформатора и тем самым сохранить осевую стяжку обмоток. Отводы, в особенности от вторичных обмоток, должны быть надежно закреплены.

Мощные отечественные преобразовательные трансформаторы выполняются со стержневыми шихтованными магнитными системами и concentрическими обмотками,

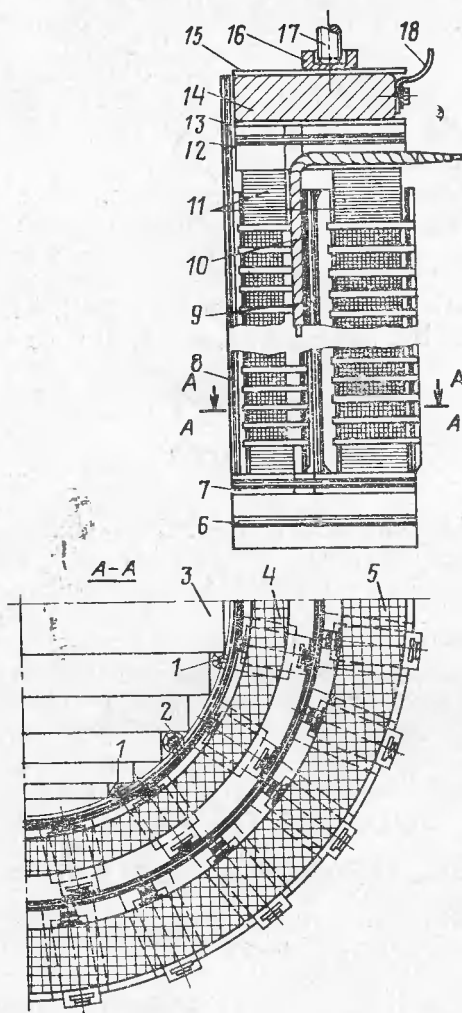
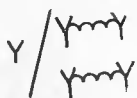


Рис. 3-26. Установка обмоток преобразовательного трансформатора мощностью 8500 кВ·А.

1 — деревянный стержень $\varnothing 18 \times 1430$ мм; 2 — то же $\varnothing 22 \times 1430$ мм; 3 — магнитопровод; 4 — обмотка ВН; 5 — обмотка НН; 6 — уравнивательная изоляция; 7 — нижняя яровая изоляция; 8 — цилиндр обмотки ВН; 9 — цилиндр обмотки НН; 10 — концы обмоток ВН; 11 — уравнивательные кольца; 12 — верхняя яровая изоляция; 13 — электрокартонная шайба $\varnothing 500/870 \times 3$; 14 — стальное нажимное кольцо; 15 — электрокартонная шайба $\varnothing 500/860 \times 4$; 16 — стальной стаканчик; 17 — прессующий болт; 18 — медная лента $0,3 \times 30 \times 250$ для заземления нажимного кольца.

причем обмотка ВН — внутренняя, а НН — наружные. Эти трансформаторы 12-фазные, и обмотки их состоят из двух параллельных цепей, из которых каждая выполнена по схеме звезда (или треугольник) — две обратные звезды с уравнительным реактором. Уравнительные реакторы (по одному в каждой параллельной цепи) расположены в баке трансформатора.

Для более полного представления о конструкции преобразовательного трансформатора на рис. 3-24 и 3-26 даны схемы обмоток и отводов, а также показана установка обмоток отечественного 12-фазного трансформатора мощностью $8500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$, 13 360/765 В ($U_{\text{ов}} = 895 \text{ В}$ и $U_{\text{в}} = 800 \text{ В}$), $I = 386 \text{ А}$, $I_{\text{в}} = 2 \cdot 4500 \text{ А}$ со схемой



Коэффициент полезного действия преобразовательных трансформаторов несколько ниже, а масса несколько больше, чем у трансформаторов общего назначения.

Преобразовательные трансформаторы выполняются как с естественно-масляным (без дутья или с дутьем), так и с циркуляционным масляным охлаждением и имеют внешнее оформление (баки, крышка, арматура и т. п.) такое же, как и у трансформаторов общего назначения.

В табл. П1-6 приведены технические данные отечественных преобразовательных трансформаторов.

3-3. РЕГУЛИРОВОЧНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

В электролизных установках требуется частое регулирование выпрямленного напряжения при полном токе. Это регулирование осуществляется переключением под нагрузкой при помощи регулировочного трансформатора, который устанавливается перед преобразовательным трансформатором и составляет с ним один агрегат.

Обычно регулировочный трансформатор выполняется как трехфазный масляный автотрансформатор, который имеет проходную мощность, равную номинальной мощности преобразовательного трансформатора. В свою очередь ток I' и напряжение U' автотрансформатора

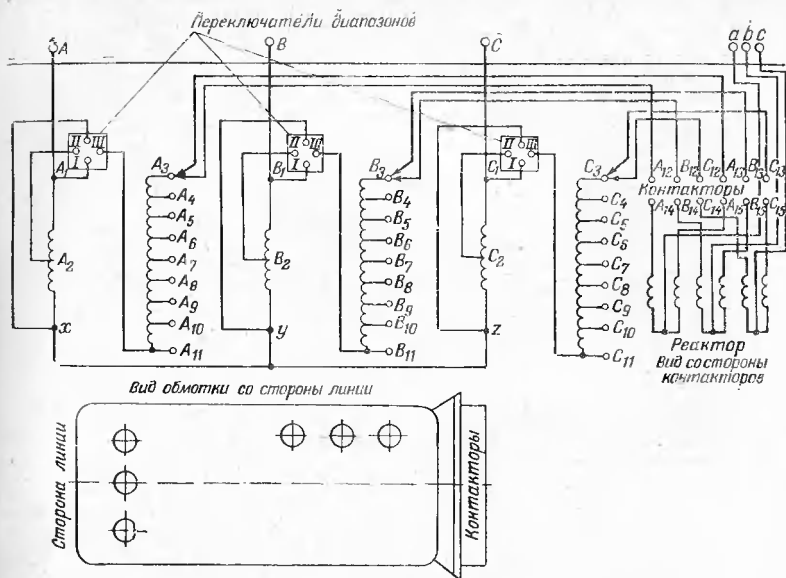


Рис. 3-27. Паспортная схема регулировочного автотрансформатора типа АТМН-8500/10.

A_1-A_{11} , B_1-B_{11} , C_1-C_{11} — регулировочные ответвления.

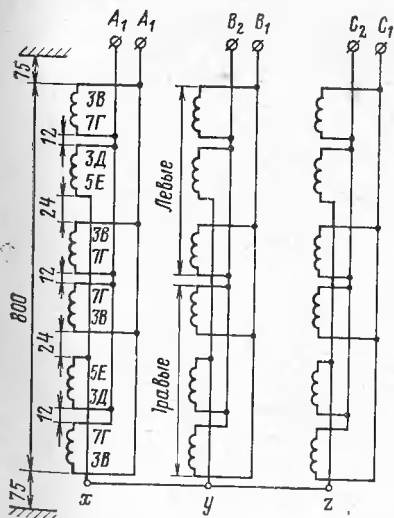


Рис. 3-28. Схема непрерывной обмотки возбуждения автотрансформатора типа АТМН-8500/10.

Цифры и буквы около обмотки — количество и тип катушек.

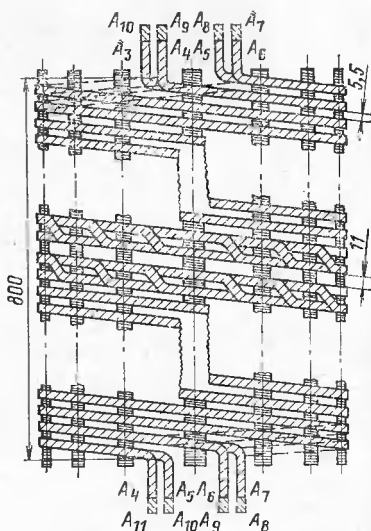


Рис. 3-29. Четырехходовая винтовая регулировочная обмотка автотрансформатора типа АТМН-8500/10.

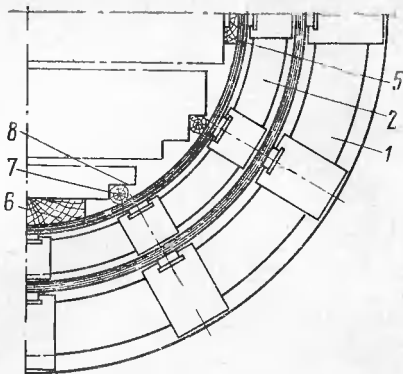
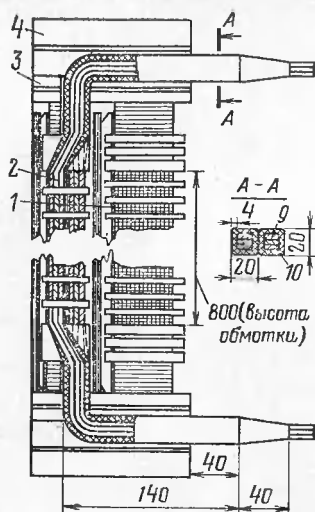


Рис. 3-30. Установка обмоток автотрансформатора типа АТМН-8500/10.

1 — обмотка возбуждения; 2 — регулировочная обмотка; 3 — ярмовая изоляция; 4 — уравнивательная изоляция; 5 и 6 — расклинивающие планки; 7 — расклинивающий стержень 14×490 мм; 8 — полоса из электрокартона $0,5 \times 40 \times 940$ мм; 9 — изоляция из лакоткани; 10 — бадаж из тафтовой ленты.

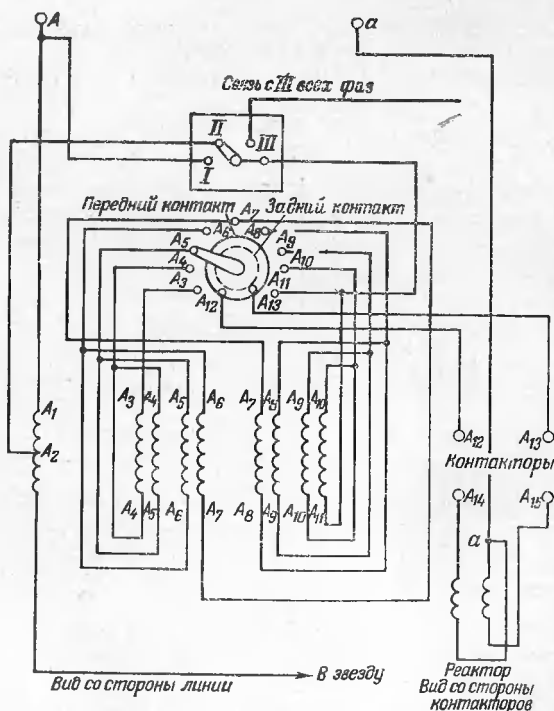


Рис. 3-31. Монтажная схема автотрансформатора типа АТМН-8500/10.

равны току I_1 и напряжению U_1 преобразовательного трансформатора.

На рис. 3-27 дана паспортная схема такого регулируемого отечественного автотрансформатора типа АТМН-8500/10 с переключающим устройством РПН (16 одинаковых ступеней по 220 В, т. е. 3520 В) с реактором 140 кВ·А, 254 В, $I_{\text{макс}} = 368$ А, $I = 0,5I_{\text{н}} = 184$ А. Автотрансформатор имеет три диапазона регулирования, из которых первые два служат для рабочего регулирования, а третий — для формовки ртутного выпрямителя. Переключение диапазонов производится не под нагрузкой (ПБВ).

Приведенные на рис. 3-28—3-31 данные дают достаточное представление о конструкции подобного типа автотрансформаторов.

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ

РАСЧЕТЫ ПРИ РЕМОНТНЫХ РАБОТАХ

4-1. СОДЕРЖАНИЕ, ОБЪЕМ И СХЕМА РАСЧЕТА

При ремонтных работах приходится часто производить различные расчеты, содержание и объем которых несколько отличаются от заводских, поскольку при этом обычно исходят из существующих магнитной системы, а также бака, крышки и т. п. Содержание и объем расчета определяются характером и видом ремонтных работ, а также наличием паспортной таблички и заводской расчетной записки.

При восстановительном ремонте со сменой обмоток при наличии паспорта и заводской расчетной записки, если используется старый провод или новый, но тех же размеров, никаких расчетов не делают. В этом случае восстановительный ремонт производят руководствуясь заводской расчетной запиской, которую руководитель ремонта и обмотчик должны уметь прочитать и убедиться в том, что она не содержит ошибок. Ниже приводится типовая расчетная записка Московского электрозавода имени В. В. Куйбышева и дается ее описание.

Если при ремонте размеры провода необходимо изменить, то производят весь расчет обмоточных данных и заполнения окна магнитопровода, а также поверочный расчет напряжения и потерь короткого замыкания и поверочный тепловой расчет. Иногда при изменении размеров провода приходится изменять конструкцию обмоток, а также магнитную индукцию в магнитопроводе и плотности тока в обмотках. В этом случае производят выбор типа обмоток и изоляционных расстояний, а также поверочный расчет потерь и тока холостого хода. При отсутствии заводской расчетной записки, а тем более паспортной таблички трансформатора все указанные расчеты являются необходимыми. В этих случаях основанием для расчетов служат тщательные замеры магнитопровода, обмоток, бака и т. п. подлежащего ремонту трансформатора.

Общая схема расчета трансформатора при ремонтных работах

Порядок расчета	Содержание расчета	Исходные данные
Определение основных электрических величин	Линейные и фазные значения токов и напряжений, а в отдельных случаях и мощности на всех ступенях регулирования	Паспортная табличка трансформатора. Задание по трансформатору в части его номинальных значений и регулирования, а также схемы и группы соединений
Определение параметров магнитопровода	Активное сечение стержней и ярм. Магнитная индукция в стержнях и ярмах. Массы стержней и ярм. Потери в ток холостого хода	Ведомость осмотра и дефектировки. Заводская расчетная записка. Данные из опыта холостого хода при номинальном напряжении. Стандарт на соответствующие трансформаторы
Расчет обмоток	Выбор расположения и типа обмоток. Выбор изоляции и изоляционных расстояний главной и продольной изоляций	Задание по трансформатору и его назначение. Ведомость осмотра и дефектировки. Заводская расчетная записка. Испытательные напряжения. Соответствующие данные по обмоткам по ремонту
Определение параметров короткого замыкания	Расчет обмоток: 1) число витков на фазу и на различных ступенях регулирования; 2) выбор плотностей тока; 3) выбор провода и его изоляции для начальных и основных катушек; 4) радиальное и осевое строение катушек и обмоток; 5) подсчет массы обмоток	Задание по трансформатору. Заводская расчетная записка. Соответствующие параметры трансформатора до ремонта. Стандарт на соответствующие трансформаторы в части потерь и напряжений короткого замыкания
Тепловой расчет	Потери короткого замыкания: 1) основные потери в металле обмоток; 2) добавочные потери в металле обмоток; 3) потери в отводах; 4) потери от потока рассеяния; 5) суммарные потери Напряжение короткого замыкания: 1) активная составляющая напряжения короткого замыкания; 2) напряжение рассеяния (основное и добавочное); 3) напряжение короткого замыкания; 4) механические усилия в обмотках Подсчет удельных тепловых нагрузок в обмотках. Поверочный расчет охлаждения трансформатора	Ведомость осмотра и дефектировки. Заводская расчетная записка. Параметры трансформатора до ремонта. Стандарт на трансформаторы в части допустимых превышенных температур обмоток и масла над температурой окружающей среды

При модернизации, когда изменяются те или иные параметры трансформатора, а соответственно и отдельные конструкции, все расчеты приходится производить в полном объеме как до модернизации, так и после нее, чтобы можно было сделать необходимые выводы и сравнения. В отдельных случаях приходится рассчитывать несколько вариантов, с тем чтобы найти наиболее правильное и оптимальное решение.

Однако при любом виде ремонтных работ надо сохранять при расчетах значение магнитной индукции, близкое к заводскому, а также обеспечить электрическую прочность, термическую и электродинамическую стойкость трансформатора и соответствующее значение напряжения короткого замыкания.

Здесь дается общая схема расчета трансформатора при ремонтных работах (табл. 4-1).

4-2. ТИПОВАЯ РАСЧЕТНАЯ ЗАПИСКА МОСКОВСКОГО ЭЛЕКТРОЗАВОДА

Все расчеты при ремонтных работах оформляются в виде расчетной записки, которая является основным документом при производстве этих работ. При восстановительном ремонте, когда ничего не изменяется и есть заводская расчетная записка, все работы производят, руководствуясь ею. Когда заводской записки нет или когда осуществляется модернизация трансформатора, составляют новую расчетную записку, на основании которой и ведут работы.

Все необходимые расчеты производятся по соответствующим формулам, которые даны в приложении 14 в той последовательности, какая указана в общей схеме расчета.

Здесь приводится типовая расчетная записка Московского электротехнического завода имени В. В. Куйбышева для трансформаторов общего назначения средних и больших мощностей и дается ее краткое описание. Для лучшего понимания записки, а также самостоятельного составления ее в указанной расчетной записке приводится конкретный пример расчета трехфазного двухобмоточного трансформатора типа ТМ-10000/35.

Записка состоит из двух частей: основные данные (табл. 4-2) и обмоточные данные (в зависимости от числа обмоток), по которым производится намотка обмоток (табл. 4-3 и 4-4).

Кроме указанных основных данных (табл. 4-2), в записке могут быть дополнительные данные, что часто встречается в записках на специальные трансформаторы, когда места, отведенного для тех или иных расчетов в основных листах, оказывается недостаточно (например, при расчете реактивного падения напряжения или потерь и т. п.).

Основные данные трансформатора (в самой записке цифровые данные по трансформатору ТМ-10000/35 указаны без скобок, а в пояснениях к записке — в скобках).

Лист 1 содержит следующие данные:

1. Паспортные данные, а именно: тип (ТМ-10000/35); номинальная мощность, кВ·А (10 000); частота, Гц (50); схема и группа соединения ($Y_0/\Delta-11$); напряжение, В ($35\,000 \pm 2 \times 2,5\% / 6600$); установка (наружная). Эти данные берутся из паспортной таблички или задания по трансформатору. Здесь указаны не все паспортные данные; в частности, не указаны потери и напряжение короткого

Расчетная записка

Московский электромеханический завод имени В. В. Куйбышева	Основные данные трансформатора	Тип ТМ-10000/35	Трансформатор	
			19 ____	1-й лист листов
Заказчик		Заказ		
		Щиток		
		Установка	наружная внутренняя	
Мощность, кВ·А, 10 000; частота, Гц, 50; схема Y ₀ /Δ-11				
Напряжение, В, 35 000 ± 2×2,5/6600				
Обмотки	ВН	СН	НН	
Испытание главной изоляции	Напряжением, кВ=85	Напряжением, кВ	Напряжением, кВ = 25	
Отводы	ПБОТ — 6; 95 мм ²		В фазе: шина — 4,4×25; в линии: шина — 5×40	
Вводы	(4) 35 кВ; 174 А		(3) 6,6 кВ; 875 А	
Переключатели	(35 кВ); 174 А; стержней — 6		—	

Остов — одинарный стержневой шихтованный; сталь лакированная; 0,5 мм

Диаметр стержня, мм	Высота окна, мм	Активное сечение, см ²	Магнитная индукция, Т	Ватты на 1 кг	Чистая масса стали, кг
470	1200	Стержень — 1368	1,449	3,12	Стержни — 3743
МО, мм 780	—	Ярмо — 1437	1,380	2,85	Ярма — 4367

Механическое усилие на стержень	Раднаторы трубчатые сварные: 9 шт., 2285 мм
Бак: Размеры в свету: 2500×1150 мм Высота: 2650 мм	Расширитель — диаметр 610×2220 мм
Передвижение — поперечное; катки — гладкие; юлей	Вентилятор дутья — Воздух — м ³ /мин, — мм; H ₂ O —
Масса, кг: сталь — 8110 мель — 2260 прочее — 1130	Электродвигатель вентилятора: Тип — — кВт, — В, — об/мин
Активная часть — 11 500 Бак — 2552 Раднаторы — 4104 Расширитель — 148 Воды — 135 Тележка — 378 Дутье — Прочее — 83	Габаритные размеры, мм В плане Высота — до крышки — до выводов — до выхлопной трубы —
Бак с арматурой: 7400 Масло: 7600	Количество масла Бак Раднаторы Расширитель
Полная масса: 26 500	Параллельная работа

Московский электротехнический В. В. Кудышева	Расчет трансформатора	Тип ТМ-10000/35	Трансформатор	
			19 _____	2-й лист листов
Обмотки: Напряжение ВН 35 кВ				
Мощность, кВ·А, 10 000				
Напряжение НН 6,6 кВ, мощность, кВ·А, 10 000				
Вольт Виток	$\frac{36\ 750}{21\ 200} ; \frac{35\ 870}{20\ 720} ; \frac{34\ 130}{19\ 700} ; \frac{33\ 250}{19\ 200}$ В		6600 В	
Ток, А	157; 161; 165; 169; 174		875 (505)	
По. ные витки	482; 471; 460; 448; 436		150	
Прокладки	12 по окружности: 40×62 мм		12 по окружности: 40×60 мм	
Число катушек на стержень (всего 64)	4А;	52В;	4С;	4D
Число витков в катушке	5;	8;	6;	$5\frac{1}{2}$
Размеры провода	$A - \frac{12,5 \cdot 2,83}{13,85 \cdot 4,18}$ (2 параллели) Остальные — $\frac{9,30 \cdot 2,1}{9,8 \cdot 2,6}$ (2 параллели)		$\frac{12,5 \cdot 3,05}{13,3 \cdot 3,55}$ (4 параллели)	
Поперечное сечение, мм²	35,1×2=70,2; 19,2×2=38,4		37,8×4=151,2	
Плотность тока, А/мм²	2,35; 4,29		3,34	

Средняя длина витка, м	3,14×0,703=2,21 м	3,14×0,554=1,74 м
Полная длина, м (провода всех фаз)	3203=133+3070 м	784=1,74·3·150 м
Сопротивление (фазы обмотки), Ом	0,0135+0,57=0,5835 Ом	$0,0213 \cdot \frac{261,3}{151,2} \approx 0,037$ Ом
Масса меди, кг	$\frac{(84)}{90} + \frac{(1050)}{1085} = \frac{(1134)}{1175}$	$\frac{(1050)}{1085}$ $\Sigma = \frac{(2194)}{2260}$

Строение обмоток, мм

ВН

А—1,03 [4,23(2·5)] = 44 + 1 = 45;
В—1,03 [2,6(2·8)] = 43 + 1 = 44;

С и D—1,03 [2,6(2·6)] = 32+10+1=43;
↓
разгон каналы 416

Регулировочная зона по высоте:
медь—9,8·8=79
разрыв—28·1=28
каналы—6·7=42
149

НН

Радиальный размер
1,03 [3,55(4·3)] = 44 + 1 = 45
Осевой размер:
13×52=676—провод
24×5=120
5,5×46=253 373—каналы
1049

Опрессовка (—12)
обмотка= 1037
до ярм — 163
окно — 1200
Разгон:
13×4=52
24×4=96
148

Московский электротехнический завод имени В. В. Куйбышева	Расчет трансформатора	Тип ТМ-10000/35	Трансформатор	
			19—	3-й лист листов
Обмотка СН —	Мощность, кВ·А	Радиальное строение, мм		
Напряжение, В		Радиус стержня 235		
Ток, А		+ 5 расклиновка		
Полные витки		240		
Прокладки		+ 4 цилиндр		
Число катушек на стержне		244		
Размеры провода:		+ 11 рейки		
поперечное сечение, А/мм ²		255		
Средняя длина витка		+ 44 НН		
Полная длина		299		
Электрическое сопротивление		+ 1		
Масса меди (для обмотки СН)		300		
		+ 13 канал		
		313		
		+ 5 цилиндр		
		318		
		+ 12 рейки		
		330		
		+ 43 ВН		
		373		
		+ 1		
Строение обмотки		Диаметр ВН — 748		
		32 — между фазами		
		МО — 780		

	Реактивное падение напряжения
Цилиндры, мм: 480/488×1145—3 шт. мягкие 626/636×1145—3 шт. мягкие	
Угловые шайбы, мм	Расстояние до бака: 2500—(1560+748)=192 мм; 1150—748=402 мм

$$u_s = \frac{24,8}{10^4} \frac{505 \cdot 150 \cdot 188,6 \cdot 0,964}{44 \cdot 103,7} = 7,5\%,$$

$$\text{где } \Sigma RD = \frac{4 \cdot 4 \cdot 27,7}{3} + \frac{4 \cdot 3 \cdot 35,15}{3} + 3 \cdot 1 \cdot 31,45 = 188,6 \text{ см; } k_R = 0,984$$

$$u'_{s0} = 2,75\%; u_{s0} = 7,5 \cdot 1,0275 \approx 7,7\%$$

$$\frac{1037}{44 + 43 + 31} = \frac{1037}{118} = 8,8; k_R \approx 0,964$$

$$u'_s = 2,76\%; u_{s0} = 7,5 \cdot 1,0275 \approx 7,7\%$$

$q_3, \text{Вт/м}^2$	528	Масло 47,5°C	Масло 39,6+35=74,6°C	1/4
$q_3, \text{Вт/м}^2$	—	—	—	2/4
$q_{\text{маг}}, \text{Вт/м}^2$	—	—	—	3/4
$q_{\text{ог}}, \text{Вт/м}^2$	—	—	—	4/4
$q_{\text{вн}} = 21,4 \frac{165 \cdot 8 \cdot 4 \cdot 29 \cdot 1,0152}{0,782 \cdot 102,8} = 1540$	—	66,6°C	66,6+35=101,6°C	5/4
$q_{\text{нн}} = 21,4 \frac{505 \cdot 3 \cdot 3 \cdot 34 \cdot 1,046}{0,724 \cdot 111,2} = 1420$	—	°C	°C	6/4

Контроль числа витков

Вихревые потери, потери от рассеяния и механические усилия

$$\text{Вихревые потери: } P_{\text{вих.в.н}} = \frac{3,8 (50 \cdot 16 \cdot 64 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 19,2)^2}{10^7} = 1,52\%$$

$$P_{\text{вих.н.н}} = \frac{3,8 (50 \cdot 12 \cdot 52 \cdot 3 \cdot 05 \cdot 37,8)^2}{10^7} = 4,6\%$$

Потери в конструкциях:

$$P_{\text{конс}} = \frac{2,2 \cdot 7,72 \cdot 144902 \cdot 13685 \cdot 10373 \cdot 10^{-12}}{6300 [1037 + 2(525,5 - 314,5)]^2} = 5100 \text{ Вт}$$

Таблица обмоточных данных ВН

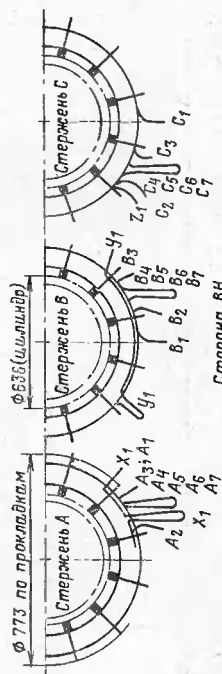
Напряжение, кВ, 36 700		Количество витков 482				Катушек 64		Количество стержней 3			Мощность, кВ·А, 10 000		
Ка- тушки	Штук	Каждая катушка			параллельных проводов	Марка и размер провода	Масса провода, кг	Длина провода, м	Размер, мм		Диаметр, мм		Изоляция между слоями витками
		слоев	витков в слое	всего витков					осевой	радиальный	внутренний	наружный	
A	4	5	1	5	2	ПБ 12,5·2,83 13,85·4,18	84 (90)	266	13,9	45	660	750	—
B	52	8	1	8	2				9,8	44	660	748	—
C	4	6	1	6	2	ПБ 9,8·2,1 Изоляция нормальная	1050 (1085)	6140	9,8	43	660	746	2 мм*·5*
D	4	5 1/2	1	5 1/2	2				9,8	43	660	746	2 мм*·5*

Плaшмя

Расчетная длина обмотки 1060, прессовка 23, после прессовки 1037 мм.

*Разгон полюсов из электрокартона для выравнивания радиальных размеров катушек (секций).

- Примечания: 1. На один стержень изготовить непрерывную обмотку, состоящую из 4 катушек A, 52 катушек B, 4 катушек C и 4 катушек D, намотанных на 12 рейках. Цилиндр мягкий Ø 626/646×1145 мм.
2. Намотка левая.
3. Рейки 1 после прессовки обрезать по опорным кольцам 4.
4. Обмотка должна иметь указанные осевые размеры после прессовки.



По окружности равномерно распределить 12 прокладок

5. Длина концов l_1 и петель (в одну сторону) по 200 мм.
6. Масса и длина провода даны на весь трансформатор.
7. Катунки A, B и C будут иметь увеличение радиального размера в местах переходов на толщину одного провода.

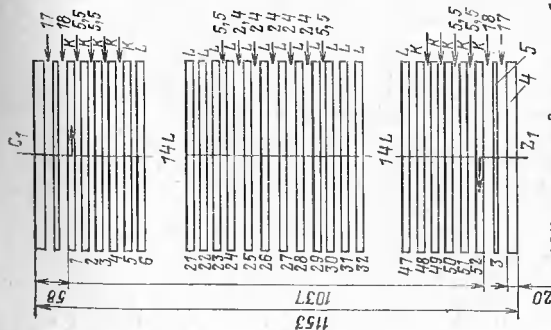
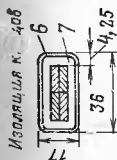
№	Наименование	Количество, шт.	Материал	Масса, кг
1	Клин (рейка) 12×1350	36	Электрокартон	11,5
2	Прокладка 2/62	9000	"	44,6
3	Прокладка 1×62	80	"	0,2
4	Кольцо 664/754×20	6	"	12,1
5	Шайба 664/754×3	6	"	1,8

Таблица обмоточных данных НН

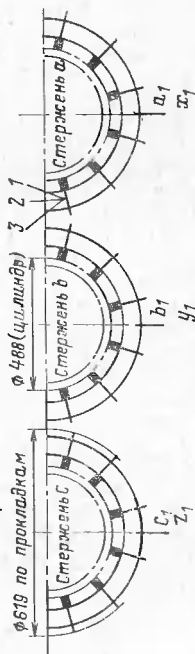
Напряжение, В, 6600		Количество витков 150				Марка и размер проводов	Масса провода, кг	Количество стерж- ней 3		Мощность, кВт, А, 10 000				
Ка- тушки	Штук	Каждая катушка			Парал- лельных проводов			Длина прово- да, м	Размер ка- тушки, мм	Диаметр, мм	Изоляция между			
		с-оев	витков в слое	всего витков							внут- ренний	наруж- ный	слоями	витками
K	10	2 ^p / ₁₂	1	2 ⁹ / ₁₂	4	ПБ 12,5.3.05 Изоляция нормальная	1060 (1085)	3148	13,0	45	510	600	—	—
L	42	2 ⁿ / ₁₂	1	2 ¹¹ / ₁₂	4				13,0	45	510	600	—	—
						Плашмя								

Расчетная длина обмотки 1049, прессовка 12, после прессовки 1037 мм.

- Примечания: 1. На один стержень изготовить непрерывную обмотку, состоящую из 10 катушек K и 42 катушек L, намотанных на 12 рейках. Цилиндр мягкий Ø 480/488×1145 мм.
 2. Намотка левая.
 3. Концы обмотки изолировать лакокраской по 4 мм на сторону и тафтяной лентой 0,25 мм на сторону.
 4. Рейки 1 после прессовки обрезать по опорным кольцам 4.
 5. Обмотка должна иметь указанные осевые размеры после опрессовки.
 6. Длина концов от опорных колец 500 мм.
 7. Масса и длина проводов указаны на весь трансформатор.



Все неукрепленные каналы по 5,5 мм



Прокладки равномерно расположить 12 прокладок

Сторона НН

№	Наименование	Количество, шт.	Материал	Масса, кг
1	Клин (рейка) 11×1350	36	Электрокартон	11,5
2	Прокладка 2×60	6900	"	35,2
3	Прокладка 0,5×60	5300	"	6,5
4	Кольцо Ø 514/604×20	6	"	9,6
5	Шайба Ø 514/604×3	6	"	1,2
9	Лента 0,25×20	—	Тафтяная лента	—
7	Лента 0,24	—	Лакоткань	—

замыкания u_k . Однако эти данные могут быть определены лишь после того, как рассчитаны обмотки и установлены их параметры и строение. Поэтому в записке МЭЗ они даются на четвертом листе основных данных трансформатора.

2. Испытательные напряжения обмоток, кВ: ВН (85), НН (25), которые берутся, исходя из класса изоляции обмоток, по табл. 2-1 и которые (гл. 2) определяют все изоляционные расстояния и размеры изоляции (см. приложение 2).

3. Данные по отводам, вводам и переключателям, а именно: отводы ВН (кабель ПБОТ-6, 95 мм²), НН (в фазе шина 4,4×25; в линии шина 5×40 мм); вводы ВН (количество 4), 35 кВ, 174 А; соответственно НН (3), 6,6 кВ, 875 А; переключающие устройства ВН (35 кВ), 6 стержней, 174 А. Выбор проводников для отводов (круглый, шина, изолированный провод или кабель), а также их сечения и изоляции производится в зависимости от напряжения, тока и сложности схемы. Для трансформаторов средних и больших мощностей напряжением до 220 кВ круглые проводники (учитывая поверхностный эффект и гибкость) применяют диаметром не более 12 мм. При большем сечении отводов используют шину или кабель (например, типа ПБОТ). Из условий электрической, а также механической прочности диаметр диаметра круглого отвода должен быть: для средней мощности не меньше 4 мм, для большой мощности не меньше 12 мм.

Данные для выбора сечений различных проводников для отводов указаны в приложении 5, а для выбора изоляции и изоляционных расстояний — в приложении 2. Все данные по вводам указаны в приложении 6, а по переключающим устройствам — в гл. 9. Изоляционные расстояния от вводов в масле и на воздухе и расстояния от переключателей указаны в приложении 2.

4. Параметры магнитопровода, а именно: тип остова (одинарный, стержневой, шихтованный); сталь (лакированная); толщина листов стали, мм (0,5); диаметр стержня, мм (470); высота окна, мм (1200); межосевое расстояние стержней (МО), мм (780); активное сечение стали, см²: стержней (1368) и ярм (1437); магнитная индукция, Т: в стержнях (1,449) и ярмах (1,38); удельные потери в стали в зависимости от марки стали и магнитной индукции (см. табл. П14-4), Вт/кг; в стержнях (3,12) и ярмах (2,86); чистая масса, кг: стержней (3743) и ярм (4367), всего (8110).

Поскольку при ремонтных работах магнитопровод уже имеется, параметры его являются основными исходными данными при необходимости расчета и изготовления новых обмоток (см. приложение 14-2). При отсутствии заводской расчетной записки все размеры магнитопровода получают из непосредственных замеров, а активное сечение, магнитную индукцию, массу и т. п. определяют по соответствующим формулам (см. приложение 14-2).

5. Механические усилия на стержень, Н. В примере они не подсчитаны и поэтому не приводятся. Если возникает необходимость в их определении, то в разделе «Параметры короткого замыкания» формуляра даны соответствующие формулы.

6. Данные по баку, радиаторам, расширителю и охлаждающим устройствам, а также массы отдельных элементов и трансформатора в целом. При ремонтных работах этими данными можно пользоваться как справочным материалом. Если они не указаны в заводской расчетной записке, то они могут быть взяты из приложения 1 по данным для аналогичных трансформаторов.

Листы 2 и 3 содержат данные о параметрах и строении обмоток.

1. Параметры обмоток, а именно: мощность каждой обмотки, кВ·А: ВН (10 000), НН (10 000); напряжение одного витка (44); линейные (числитель) и фазные (знаменатель) напряжения на каждой ступени регулирования, т. е. +5%, +2,5%, номинал, — 2,5% — 5%, В (см. записку, лист 2); токи линейные и фазные на каждой ступени регулирования, А; витки на фазу на каждой ступени регулирования.

В данной записке введена графа «Мощность каждой обмотки», так как в трехобмоточном трансформаторе общего назначения, а также в специальных трансформаторах мощности отдельных обмоток не всегда одинаковы. Значения указанных параметров обмоток получаются путем расчетов по соответствующим формулам (см. приложение 14-1 и 14-3).

2. Строение и размеры обмоток и их отдельных элементов (катушек, витков и пр.), а также главной и продольной изоляции (прокладки, цилиндры, угловые шайбы), размеры вертикальных и горизонтальных масляных каналов и т. п. (см. записку листы 2 и 3).

а) При выборе числа прокладок по окружности руководствуются соображениями, указанными в § 2-3.

б) Различие отдельных катушек в обмотках по числу витков, размерам и изоляции провода и т. п. (в примере: ВН — 4А, 52В, 4С, 4Д и НН — 10К и 42Л) вызывается рядом условий, а именно требованиями: защиты входных катушек от импульсных перенапряжений; четного числа катушек в каждой половине обмотки, а также четного числа регулировочных катушек, когда необходимо, чтобы начальные, конечные и регулировочные ответвления выходили наружу обмотки; обеспечения заданного регулирования напряжения и т. п.

в) Общее число катушек на стержень, а также размеры отдельных катушек по осевому направлению обмотки и размеры горизонтальных каналов между катушками выбирают так, чтобы общая высота обмотки после опрессовки поместилась в окне магнитопровода и при этом были обеспечены: 1) необходимые с точки зрения электрической прочности расстояния от обмотки до ярм (см. приложение 2); 2) место для размещения прессующего устройства (см. приложение 4); 3) размеры горизонтальных масляных каналов с точки зрения электрической прочности между входными и остальными катушками, а также разрыва в регулировочной зоне обмотки (см. приложение 2); размеры горизонтальных масляных каналов, необходимые с точки зрения охлаждения витков и катушек (см. § 2-2).

г) Опрессовка обмотки берется равной 3—5% расчетной высоты столба прокладок из электрокартона, образующих горизонтальные масляные каналы.

д) При расчете заполнения окна магнитопровода по высоте подсчитывают отдельно высоту регулировочной зоны обмоток ВН и СН, а также разгона обмотки НН (назначение разгона указано в гл. 9).

е) Осевое строение различных обмоток подсчитывается по формулам, указанным в приложении 14-3.

Всякое нарушение симметрии в распределении витков с током в одной обмотке по отношению к распределению витков с током в другой обмотке дает соответствующие увеличения осевых усилий

при концентрических обмотках и радиальных усилений при чередующихся обмотках. Поэтому размеры обмоток в осевом их направлении в первом случае и радиальные размеры обмоток во втором должны быть одинаковыми.

ж) При выборе размеров проводов, если необходимо изготовить обмотку на новые параметры, приходится учитывать: а) допустимую плотность тока, A/mm^2 , с точки зрения тепловых нагрузок и потерь как для начальных, так и для основных секций и витков (см. приложение 14-3); б) соотношение между осевым и радиальным размерами провода как с точки зрения учета воздействия магнитных полей рассеяния (идет ли поток рассеяния перпендикулярно или параллельно тому или иному размеру провода, образующего виток), так и с точки зрения технологической, т. е. возможности намотать из такого провода данный тип обмотки. Например, при изготовлении непрерывной обмотки, которая в отечественной практике выполняется с перекладкой нечетных катушек, наименьшее сечение витка, обеспечивающее его устойчивость при перекладке, примерно 6 мм^2 при размере провода по оси обмотки $4,4\text{ мм}$.

В свою очередь число параллельных проводов в витке непрерывной обмотки с учетом добавочных потерь от несовершенства транспозиции допускается не более 4. Таким образом, максимальное сечение витков в непрерывной обмотке ограничивается суммарным сечением четырех параллельных проводов такого наибольшего размера, который допустим по добавочным потерям, а также по выполнению изгиба на ребро при переходе. При концентрических обмотках для обеспечения минимума добавочных потерь радиальный размер провода в непрерывных и винтовых обмотках, направленный перпендикулярно потоку рассеяния, должен быть по возможности минимальным. Кроме того, учитывая технологию изготовления этих обмоток, отношение осевого размера провода a к радиальному b желательно иметь в пределах $2,5-3,5$.

з) С учетом указанных соображений окончательные размеры проводов выбираются такими, которые позволяют разместить обмотки в окне данной готовой магнитной системы как радиально, так и по высоте с выполнением при этом всех требований, определяющих электрическую прочность, термическую и электродинамическую стойкость обмоток.

и) Изоляция проводов, образующих виток, определяется классом изоляции обмоток (см. приложение 2).

к) В табл. 14-2 даны размеры прямоугольных обмоточных проводов (их сечений и изоляции), которые выпускаются отечественной промышленностью и на которые следует ориентироваться при расчете обмоток.

л) Радиальные размеры различных обмоток подсчитываются по формулам, которые даны в приложении 14-3.

м) На листе 2 записки указаны выбранные для нашего примера размеры проводов и их изоляции (числитель — размеры голых проводов, знаменатель — размеры проводов с изоляцией) как для входных, так и для основных катушек, а также (в скобках) число параллельных проводов, образующих виток: ВН (2 параллели) и НН (4 параллели). Дальше указано общее сечение меди витка, $мм^2$, с учетом сечения провода и числа параллельных проводов, а также плотности тока в витке, A/mm^2 .

н) Заполнение окна магнитной системы в радиальном направлении дается на листе 3 записки.

Расчет заполнения окна в радиальном направлении ведется от диаметра стержня магнитопровода или, вернее, от диаметра окружности, описанной вокруг стержня магнитопровода, с учетом зазора на размещение деталей, раскрепляющих цилиндр внутренней обмотки от стержня.

С учетом размещения указанных распорных деталей зазор между описанной окружностью стержня магнитопровода и внутренним диаметром первого изоляционного цилиндра берут не менее:

При диаметре стержня	100—150 мм	3,5 мм
” ” ”	150—500 мм	5 мм
” ” ”	> 500 мм	1% диаметра стержня

Затем идет радиальный размер главной изоляции внутренней обмотки от стержня. Эта изоляция обычно состоит из жесткого бумажно-бакелитового цилиндра определенной толщины и высоты или мягкого цилиндра определенной толщины, наматываемого из листов электрокартона, а также из вертикального масляного канала, образуемого рейками, которые предварительно набирают из полос электрокартона, склеивают бакелитовым лаком, опрессовывают и запекают (см. рис. 2-13 и 2-14). Числу реек соответствует число прокладок по окружности, образующих горизонтальные масляные каналы в непрерывных или винтовых обмотках, так как эти прокладки своими торцовыми вырезами закрепляются в процессе намотки обмоток на указанных рейках. Толщину и высоту цилиндра, а также радиальный размер масляного канала устанавливают, исходя из значения испытательного напряжения для данной обмотки, а также обеспечения ее охлаждения (см. приложение 2 и гл. 2).

При выборе толщины цилиндра следует учитывать также его механическую прочность как в зависимости от мощности трансформатора (масса обмотки), так и от назначения и условий работы трансформатора (электропечные и преобразовательные трансформаторы).

Дальше идет радиальный размер внутренней обмотки (обычно НН). К этому размеру прибавляют 1 мм на перекладку при переходах. Затем идет радиальный размер главной изоляции между обмотками. Эта изоляция обычно состоит из двух масляных каналов и жесткого или мягкого цилиндра у трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно и нескольких масляных каналов и, как правило, двух мягких цилиндров при напряжении 110 кВ (см. рис. П2-1) и трех и более мягких цилиндров при напряжении выше 110 кВ (см. рис. П2-6 и П2-7).

о) При непрерывной или винтовой внутренней обмотке первый канал между внутренней обмоткой и цилиндром наружной обмотки создается наружными выступами прокладок, образующих горизонтальные масляные каналы во внутренней обмотке, а второй канал между цилиндром и наружной обмоткой (обычно ВН), а также каналы между цилиндрами образуются рейками. Толщина и высота цилиндров, а также размеры каналов устанавливаются с учетом тех же требований, что и для внутренней обмотки, исходя из значения испытательного напряжения обмотки ВН.

Дальше идет размер наружной обмотки в радиальном направлении, к которому также добавляют на перекладку при переходах 1 мм и устанавливают наружный диаметр этой обмотки. Вычтя этот диаметр из значения МО, получают расстояние между фазами, ко-

торое должно быть не меньше размера, указанного в табл. П12-2 для соответствующего значения испытательного напряжения наружных обмоток.

Таким образом, при расчете заполнения окна магнитной системы по радиусу необходимо разместить в радиальном направлении в окнах имеющегося магнитопровода все расклинивающие детали, изоляцию и сами обмотки и обеспечить при этом соответствующие изоляционные расстояния и размеры изоляции, а также размеры вертикальных масляных каналов, достаточные для охлаждения обмоток.

При этом расчете устанавливаются расстояния от стержня до внутренней обмотки, между обмотками и между фазами, а также диаметры цилиндров, внутренние и наружные диаметры обмоток и толщина реек.

п) После того как закончены расчеты по осевому и радиальному заполнению окна имеющегося магнитопровода, подсчитывают по каждой обмотке: 1) длину витка $l_w = \pi D_{ср}$, м (в примере: для ВН $3,14 \cdot 0,703 = 2,21$ м и для НН $3,14 \cdot 0,554 = 1,74$ м); 2) полную длину витков обмоток всех трех фаз (в примере: для ВН $2,21 \cdot 5 \cdot 4 \cdot 3 + 2,21 \cdot 462 \cdot 3 = 133 + 3070$ м и для НН $1,74 \cdot 150 \cdot 3 = 784$ м) и 3) активное сопротивление фазы каждой обмотки: $R = \rho l w / s$ при $\Theta = 75^\circ\text{C}$ (в примере: для ВН $0,0213 \cdot 20 \cdot 2,21 / 70,2 + 0,0213 \cdot 440 \cdot 2,21 / 38,4 = 0,0135 + 0,57 = 0,585$ Ом; для НН $0,0213 \cdot 1,74 \cdot 150 / 151,2 = 0,037$ Ом, где 0,0213 — удельное электрическое сопротивление меди при $\Theta = 75^\circ\text{C}$).

р) Затем по формуле (П14-62) подсчитывают массы обмоток, кг (в примере: для ВН $84/90 + 1050/1085 = 1134/1175$; НН $1060/1085$ и всего $2194/2260$, где числитель — масса голых проводов, а знаменатель — изолированных).

с) Лист 3 записки, помимо заполнения окна магнитной системы в радиальном направлении, включает в себя параметры и строение обмотки СН, если трансформатор трехобмоточный, а также количество и размеры цилиндров и угловых шайб.

Кроме того, на листе 3 подсчитываются размеры до бака, а также реактивное падение напряжения, т. е. напряжение рассеяния (см. записку, лист 3).

т) Расстояния до бака подсчитывают: 1) по длине, м: $A_6 - (2MO + D_{вн})$, где A_6 — длина бака в свету (в примере: 2,5 м), MO — расстояние между осями стержней и $D_{вн}$ — наружный диаметр обмотки ВН [в примере: $2,5 - (1,56 + 0,748) = 0,192$ м]; 2) по ширине, м: $B_6 - D_{вн}$, где B_6 — ширина бака в свету (в примере: $1,15 - 0,748 = 0,402$ м).

у) Напряжение рассеяния u_s для трансформаторов общего назначения и concentрических обмоток МЭЗ подсчитывают по формулам (П14-92) и (П14-93)

$$\left(\text{в примере: } u_s = \frac{24,8}{10^4} \frac{505 \cdot 150 \cdot 188,6 \cdot 0,964}{44 \cdot 103,7} = 7,5\% \right).$$

Здесь 505 — фазный ток в обмотке НН, А; 150 — полное число витков на фазу в обмотке НН; 188,6 — сумма, см:

$$b_2 R_{2ср} / 3 + b_1 R_{1ср} / 3 + d_{об} R_{ср 1-2}$$

(в примере: $0,44 \cdot 0,277 / 3 + 0,43 \cdot 0,3515 / 3 + 0,31 \cdot 0,3145 = 0,407 + 0,503 + 0,976 = 1,886$ м = 188,6 см; 0,964 — коэффициент Роговского [по (П14-13) или по табл. П14-5] (в примере $H_{об} / \lambda = 1,037 / (0,044 +$

$+0,043+0,031)=1,037/0,118=8,8$; по табл. П14-5 этому значению соответствует $k_R=0,964$).

Здесь 44 — напряжение витка, В; 1,037 — высота обмотки, м; $24,8/10^4$ — коэффициент [по формуле (П14-92)].

ф) Добавочное напряжение рассеяния u'_s подсчитывают по формуле (П14-94).

Расчет трансформаторов общего назначения ведут для ступени номинального напряжения, т. е. когда в обмотке ВН отключена половина регулировочных витков, что составляет по высоте половину регулировочной зоны (для нашего примера 0,0745 м, или $0,0745 \cdot 100/1,037=7,12\%$ общей высоты обмотки). Этот результат и надо было бы подставить как значение h_{o6} в формулу (П14-94). Однако в обмотке НН против регулировочной зоны сделан разгон, равный по высоте регулировочной зоне. Такой разгон уменьшает значение h_{o6} в 2 раза. Поэтому в формулу (П14-94) надо подставить значение $h_{o6}=3,56\%$. Таким образом, добавочное напряжение рассеяния в нашем примере составит:

$$u'_s = \frac{h_{c6}}{2} \left(1 + 0,5 \frac{\pi H_{c6}}{\lambda} \frac{h_{c6}}{100} \right) = \\ = \frac{3,56}{2} \left(1 + 0,5 \frac{3,14 \cdot 103,7}{11,8} \frac{3,56}{100} \right) = 2,75\%.$$

х) Общее напряжение рассеяния будет равно:

$$u_{os} = u_s (1 + u'/100) = 7,5 \cdot 1,0275 \approx 7,7\%.$$

Лист 4 записки включает:

1. Потери, Вт, при $\Theta=75^\circ\text{C}$: а) в металле каждой обмотки (эти потери могут быть подсчитаны по формулам (П14-66) — (П14-69) — основные и добавочные от вихревых токов при номинальной нагрузке; б) в отводах; в) в конструкциях (от полей рассеяния); г) суммарные в металле обмоток; д) в активном сечении магнитопровода и е) суммарные в трансформаторе (см. лист 4 записки). Все указанные потери могут быть подсчитаны по соответствующим формулам (см. приложение 14, II и IV).

Как видно из данных листа 4 записки, МЭЗ подсчитывает основные потери в металле обмоток по формуле $P'_m = mI^2_{\phi} R$, Вт, считая I_{ϕ} и R' для ступени номинального напряжения; m — число фаз. В нашем примере: для ВН $3 \cdot 165^2 \cdot 0,5835 = 45\,500$ Вт и для НН $3 \cdot 505^2 \cdot 0,037 = 28\,300$ Вт, а $m=3$.

Добавочные потери в обмотках от вихревых токов МЭЗ считает по формулам (П14-69) и (П14-75), а потери в конструкциях (от рассеяния) — по формуле (П14-81). [В примере: а) вихревые потери ВН равны 1,52%, т. е. $0,0152P'_{1м} = 0,0152 \cdot 45\,500 = 690$ Вт и для НН равны 4,6%, т. е. $0,046P'_{2м} = 0,046 \cdot 28\,300 = 1300$ Вт; б) потери в конструкциях 5100 Вт (см. записку лист 4).

2. Поверхность охлаждения, м^2 , бака, радиаторов и полную. Подсчет поверхности ованного бака производят по формуле (140) формуляра. В нашем примере: $[2(2,5-1,15) + 3,14 \cdot 1,15]2,65 + 0,75 \times \times 2,61 = 16,42 + 1,96 = 18,38 \text{ м}^2$.

Поверхности радиаторов в данном случае равны $9 \cdot 20,6 = 185,4 \text{ м}^2$, где 20,6 — эффективная поверхность охлаждения двой-

ного радиатора при вертикальном расстоянии между осями патрубков 2285 мм (см. табл. П10-2).

Таким образом, полная поверхность охлаждения в нашем примере составит $18,33 + 185,4 = 203,78 \text{ м}^2$.

3. Удельные тепловые нагрузки, Вт/м², бака и обмоток.

Эти нагрузки подсчитывают по формулам (П14-135) и (П14-121) — (П14-124). Для нашего примера:

$$q_6 = 107\,210 / 203,78 = 528 \text{ Вт/м}^2;$$

$$q_{\text{ВН}} = 21,4 \cdot 165 \cdot 8 \cdot 4,29 \cdot 1,0152 / 0,782 \cdot 102,8 = \\ = 1540 \text{ Вт/м}^2 \text{ (для катушек ВН);}$$

$$q_{\text{НН}} = 21,4 \cdot 505 \cdot 3 \cdot 3,34 \cdot 1,046 / 0,724 \cdot 11 \cdot 2 = 1420 \text{ Вт/м}^2 \text{ (для катушек НН).}$$

4. Превышение температуры, °С, над окружающим воздухом:

а) масла в верхних слоях $\Delta\Theta_{\text{мас/воз}}$; б) обмотки ВН $\Delta\Theta_{\text{В об/воз}}$ и в) обмотки НН $\Delta\Theta_{\text{Н об/воз}}$.

Превышение температуры подсчитывается по соответствующим формулам приложения 14, разд V.

Для нашего примера при естественном масляном охлаждении:

$$\text{а) } \Delta\Theta'_{\text{мас.воз}} = 1,2 \cdot 0,262 q_6^{0,8} = 1,2 \cdot 0,262 \cdot 528^{0,8} = 1,2 \cdot 39,6 = \\ = 47,5^\circ\text{С};$$

$$\text{б) } \Delta\Theta_{\text{В об/воз}} = \Delta\Theta_{\text{В об/мас}} + \Delta\Theta'_{\text{мас/воз}};$$

$\Delta\Theta_{\text{В об/мас}}$ — для непрерывной наружной обмотки

$$0,358 k_{\text{к}} q_{\text{ВН}}^{0,6} = 0,358 \cdot 0,93 \cdot 1540^{0,6} = 27,0^\circ\text{С};$$

$$\Delta\Theta_{\text{В об/воз}} = 27 + 39,6 = 66,6^\circ\text{С};$$

$$\text{в) } \Delta\Theta_{\text{Н об/воз}} = \Delta\Theta_{\text{Н об/мас}} + \Delta\Theta'_{\text{мас.воз}};$$

$\Delta\Theta_{\text{Н об/мас}}$ — для непрерывной внутренней обмотки

$$0,41 k_{\text{к}} q_{\text{НН}}^{0,6} = 0,41 \cdot 0,96 \cdot 1420^{0,6} = 29,8^\circ\text{С};$$

$$\Delta\Theta_{\text{Н об/воз}} = 29,8 + 39,6 = 69,4^\circ\text{С}.$$

5. Активное падение напряжения u_a , %, и напряжение короткого замыкания u_k , %, вычисляют по формулам (П14-88) и (П14-98). В нашем примере:

$$u_a = P_{\text{к}} / 10 P_{\text{н}} = 81\,390 / 10 \cdot 10\,000 \approx 0,814\%$$

и

$$u_k = \sqrt{0,814^2 + 7,7^2} = 7,72\%,$$

здесь $P_{\text{н}}$ — мощность, кВт·А.

6. Намагничивающий ток подсчитывают по формуле (П14-50):

$$i = P_{\mu} / 10 P_{\text{н}} = 268\,400 / 10 \cdot 10\,000 = 2,68\%,$$

где P_{μ} — намагничивающая мощность, Вт·А;

$$P_{\mu} = p_{\mu\text{с}} G_{\text{с}} + p_{\mu\text{яр}} G_{\text{яр}} + p_{\mu\text{ст}} S_{\text{ст.ст.}}$$

Удельные намагничивающие мощности p_m берут по табл. П14-4

в зависимости от значений магнитной индукции в стержнях и ярмах, В·А/кг, а в стыках — в зависимости от магнитной индукции в стержнях, В·А/см², причем общая намагничивающая мощность стыков равна удельной мощности, умноженной на активное сечение S_c стержней, см², и число стыков $n_{ст}$.

Таблицы 4-3 и 4-4 типовой расчетной записки МЭЗ включают обмоточные данные, по которым производят намотку обмоток. Табличные обмоточные данные по каждой обмотке, а также эскизы обмоток со всеми размерами понятны сами по себе и не требуют дополнительных пояснений.

Типовая расчетная записка МЭЗ вместе с помещенными в ней примером расчета и всеми сделанными пояснениями, а также приложение 14 дают все необходимые сведения и формулы, которые нужны для различных расчетов при том или ином виде ремонтных работ [Л. 6—7].

4-3. ОСОБЕННОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ С АЛЮМИНИЕВЫМИ ОБМОТКАМИ

В ряде стран выпускались и частично еще выпускаются трансформаторы с алюминиевыми обмотками. Такие силовые трансформаторы общего назначения выпускаются и у нас.

Объясняется это сравнительно медленным развитием добычи и производства меди при все возрастающей потребности в ней, тогда как производство алюминия растет очень быстро и там, где это целесообразно и оправданно, медь стараются заменить алюминием.

Цена обмоточного алюминиевого провода марки АПБ на 5—7% ниже цены медного обмоточного провода марки ПБ. В табл. 4-5 приведены основные физические свойства проводов из меди и алюминия.

Таблица 4-5

Основные физические свойства материалов для обмоточных проводов [Л. 8]

Материал	Удельное электрическое сопротивление ρ , Ом·м 10^{-6}		Плотность, кг/м ³
	при 20°C	при 75°C	
Медь электротехническая	0,0175	0,02135	8900
Алюминий	0,0282	0,0344	2700

Из данных табл. 4-5 следует: удельное электрическое сопротивление алюминиевых проводов в 1,61 раза больше медных; 2) плотность алюминия в 3,3 раза меньше плотности меди; 3) при одинаковых размерах (сечении и длине) и одном и том же токе потери в алюминиевых проводах будут в 1,61 раза больше, чем в медных; следовательно, для того чтобы при одном и том же токе потери в алюминиевых и медных проводах были одинаковы, необходимо снизить плотность тока в алюминиевых проводах в 1,27 раза, для чего во столько же раз увеличить их сечение. Масса алюминиевых проводов составит тогда 0,385 массы медных; 4) при одинаковых

массе и длине потери в алюминиевом проводе будут в 2 раза меньше, чем в медном.

Из сравнения алюминиевых проводов с медными следует, что принципиально возможно создание таких трансформаторов с алюминиевыми обмотками, в которых при одинаковых токах будут иметь место небольшие потери и стоять эти трансформаторы будут не дороже, чем с медными обмотками.

Увеличение объема алюминиевых обмоток по сравнению с эквивалентными медными увеличивает стоимость работ по намотке обмоток; кроме того, пайка или сварка алюминиевых проводов значительно сложнее, чем медных.

Увеличение объема алюминиевых обмоток в свою очередь увеличивает расход отдельных изоляционных материалов, в частности бумажно-бакелитовых цилиндров (примерно на 30—35%), а также электрокартона и пропиточных лаков (примерно на 50—60%).

Однако увеличение стоимости намотки и пайки, а также материалов компенсируется уменьшением массы и стоимости обмоточного провода. В результате стоимость рационального спроектированного трансформатора с алюминиевыми обмотками практически не отличается от стоимости эквивалентного трансформатора с медными обмотками.

П. М. Тихомиров [Л. 7] отмечает, что анализ серий трансформаторов показал следующие приближенные отношения параметров трансформаторов с алюминиевыми и медными обмотками, имеющих одинаковую мощность и одинаковые характеристики холостого хода и короткого замыкания:

- | | |
|--|---|
| 1. Диаметр стержня магнитопровода | $D_{с.а} \approx (0,9 \div 0,95) D_{с.м}$ |
| 2. Высота окна магнитопровода | $h_{с.а} \approx (1,4 \div 1,5) h_{с.м}$ |
| 3. Межосевое расстояние стержней (МО) | $l_{с.а} \approx (1 \div 1,05) l_{с.м}$ |
| 4. Высота магнитопровода (стержни плюс два яра) | $H_{маг.а} \approx (1,15 \div 1,3) H_{маг.м}$ |
| 5. Витки в обмотке | $w_a \approx (1,25 \div 1,1) w_m$ |
| 6. Масса металла обмоток | $G_{об.а} \approx (0,63 \div 0,65) G_{об.м}$ |
| 7. Масса стали магнитопровода | $G_{ст.а} \approx G_{ст.м}$ |
| 8. Плотность тока в обмотках | $\Delta_a \approx (0,55 \div 0,6) \Delta_m$ |
| 9. Растягивающие напряжения в обмотках при коротких замыканиях | $\sigma_{р.а} \approx (0,35 \div 0,4) \sigma_{р.м}$ |
| 10. Удельная тепловая нагрузка | $q_a \approx (0,6 \div 0,7) q_m$ |

Из приведенных соотношений параметров «алюминиевых» и «медных» трансформаторов видно, что для применения алюминия должны разрабатываться другие трансформаторы, отличающиеся конфигурациями и размерами.

При ремонте же и модернизации трансформаторов приходится иметь дело уже с готовыми магнитопроводом и баком. В силу указанного замена в этом случае меди алюминием или обратно с получением при этом заданных параметров не всегда возможна. В каждом конкретном случае это должно решаться соответственно техническими и экономическими расчетами.

В приложении 14 и табл. П14-2 наряду с формулами и данными для расчета трансформаторов с медными обмотками приведены формулы и данные для расчета трансформаторов с алюминиевыми обмотками. Одновременно дана технология пайки и сварки алюминиевых проводов, шин и листов (приложение 13).

ЧАСТЬ ВТОРАЯ

ТЕХНОЛОГИЯ РЕМОНТА И МОДЕРНИЗАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

ГЛАВА ПЯТАЯ

РАЗБОРКА И ДЕФЕКТИРОВКА ТРАНСФОРМАТОРОВ

5-1. ОЗНАКОМЛЕНИЕ С РАБОТОЙ И ДОКУМЕНТАЦИЕЙ ПО ТРАНСФОРМАТОРУ

При любом виде ремонтных работ с подъемом активной части разбирают трансформатор и в процессе разборки производят его дефектировку, т. е. выявляют комплектность и состояние как трансформатора в целом, так и отдельных его узлов и деталей, а также характер аварии и ее причину. На основании данных дефектировки уточняют характер и объем ремонта.

Прежде чем приступить к разборке и дефектировке трансформатора, необходимо выяснить на месте: 1) назначение трансформатора; 2) в каких условиях он работал или будет работать (характер нагрузки, наличие толчков и перегрузок, загрязненность воздуха и т. п.); 3) специальные требования; 4) какие дефекты и неисправности наблюдались и наблюдаются в процессе его эксплуатации (течь, быстрое старение, повышенная температура масла, ненормальный нагрев крышки или вводов; повышенные потери; повышенный шум и т. п.); 5) каким ремонтам и реконструкциям подвергался трансформатор, кем, когда и по каким причинам.

Затем необходимо ознакомиться со всей технической и эксплуатационной документацией по трансформатору, в частности: а) с паспортом трансформатора; б) с аварийными актами; в) с журналами ревизий и ремонтов; г) с протоколами испытаний; д) с протоколами анализов и испытаний масла и т. п.

Собранные сведения необходимо проанализировать и составить предварительное заключение о состоянии трансформатора, его слабых местах и возможных дефектах, которые могли вызвать как аварию, так и ненормальности при его работе.

Для ориентировки в приложении 11 приведены основные типичные виды повреждений трансформаторов, их признаки, возможные причины и способы выявления.

Все сведения, полученные в результате ознакомления с работой и документацией по трансформатору, должны быть занесены в соответствующие разделы «Ведомости осмотра и дефектировки», форма которой имеется в каждой ремонтной организации.

5-2. ВНЕШНИЙ ОСМОТР, ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ ИСПЫТАНИЯ И УСТАНОВЛЕНИЕ КОМПЛЕКТНОСТИ

Внешний осмотр

Прежде чем разбирать трансформатор, производят тщательный внешний осмотр как трансформатора в целом, так и его отдельных частей. При этом обращают внимание на конструктивные особенности и состояние каждой части, а также устанавливают комплектность трансформатора. На все недостающие части составляют отдельный список, который прикладывают к ведомости осмотра и дефектировки. При внешнем осмотре как трансформатора в целом, так и его отдельных частей проверяют, нет ли загрязненностей, течей масла, механических повреждений (пробоин, вмятин, трещин, короблений), коррозии; проверяют состояние уплотнений и крепежных деталей, масломерного стекла, мембраны, мест сварки и креплений, исправность кранов и пробок; устанавливают необходимость покраски.

При осмотре вводов обследуют состояние шпилек (обгар, срыв резьбы), фарфорового изолятора (сколы, трещины, следы разрядов по поверхности, загрязнения); проверяют, нет ли течи масла через уплотнения, армировку, шпильки, внутренних повреждений в изоляторе (если отсутствуют внутренние повреждения, при легком постукивании по изолятору звук получается чистым и звонким, при наличии повреждений — звук глухой).

При осмотре ручного привода переключающего устройства барабанного типа классов напряжения 35 и

110 кВ, смонтированного на крышке, обращают внимание на отсутствие внешних повреждений, течи масла во фланце и т. п. (рис. 5-3 и 11-32).

У трансформаторов, регулируемых под нагрузкой (РПН), оборудованных переключающим устройством типа РНТ с разрывом тока через токоограничивающий реактор, а также с быстродействующими контакторами и токоограничивающими активными сопротивлениями (например, типа РС-3) осматривают приводной механизм (состояние контактов, мальтийских шестерен и других частей механизма, наличие смазки в масленках и подшипниках приводного механизма). Кроме того, осматривают все другие части переключающего устройства, расположенные снаружи и доступные для осмотра (см. рис. 5-13).

Если позволяет состояние привода, то, чтобы убедиться в его работоспособности, производят все переключения в прямом и обратном направлении, предварительно ознакомившись с инструкцией по эксплуатации переключающего устройства.

При осмотре приборов защиты и контроля (газовое реле, термометрический сигнализатор, термометр и пр.) обращают внимание на отсутствие внешних повреждений и течи масла. В дальнейшем после съема каждого прибора и его осмотра прибор отправляют в лабораторию для проверки и испытания.

При осмотре охлаждающих устройств обследуют дутьевые вентиляторы и их двигатели, а при системе ДЦ — также охладители и маслопроводы, проверяя, нет ли загрязненности, каково состояние уплотнений и т. д. При системе масляно-водяного охлаждения типа Ц обследуют все элементы системы: задвижки, насосы, водяные маслоохладители (колонки), воздухоотделители, адсорберы, фильтры, приборы, трубопроводы, сигнальные устройства и т. п.

При осмотре термосифонных фильтров и воздухоосушителей проверяют состояние сорбента и устанавливают, есть ли необходимость в перезарядке фильтров (проверяют лабораторным испытанием адсорбционные свойства пробы сорбента). Индикаторный силикагель воздухоосушителя, пропитанный хлористым кобальтом, в сухом виде имеет голубую окраску, а увлажненный — розовую; в последнем случае его восстанавливают или заменяют. Кроме того, обращают внимание на состоя-

ние наружных частей фильтров (отсутствие внешних повреждений, течи масла, ржавчины снаружи и внутри и т. п.).

Предварительные испытания

Если предварительное ознакомление с состоянием трансформатора показывает, что могут быть произведены те или иные отдельные испытания и измерения, то, прежде чем приступить к разборке трансформатора, целесообразно их провести с тем, чтобы уточнить состояние отдельных частей трансформатора и характер самих повреждений. Методика проведения испытаний дана в гл. 13.

В приложении 12 указаны отдельные дефекты, повреждения и неисправности, которые могут быть установлены и выявлены при помощи того или иного испытания.

Результаты испытаний, которые при дефектировке необходимо будет провести, должны быть оформлены протоколом.

Необходимо в конце внешнего осмотра измерить мегаомметром 2500 В сопротивление изоляции обмоток между собой, а также по отношению к корпусу при данной окружающей температуре, которая предварительно замеряется.

На основании результатов испытаний должны быть сделаны соответствующие заключения, которые, как и результаты внешнего осмотра, заносятся в ведомость осмотра и дефектировки.

5-3. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

После внешнего осмотра наружных частей трансформатора сливают масло, откачивая его насосом через боковой нижний кран. Насос подсоединяют к сливной магистрали при помощи резинового шланга. Чтобы определить, в какую емкость слить масло, сливают немного масла в ведро. Если масло темное, т. е. горелое, его сливают в емкость для негодного масла, если масло светлое, — в емкость для масла, подлежащего сушке, очистке и восстановлению.

Перед разборкой трансформатора необходимо устроить помост. Для помоста (при ремонте на месте) изготавливают заранее несколько относительно легких

стремянок, свариваемых из труб, и заготавливают несколько досок (рис. 5-1). Стремянки устанавливают вокруг бака или активной части и укладывают на требуемой высоте на их перекладины необходимое количество досок. Такие стремянки могут быть использованы и для устройства различных стеллажей под инструмент, изоляцию, крепежные детали, приспособления и т. п.

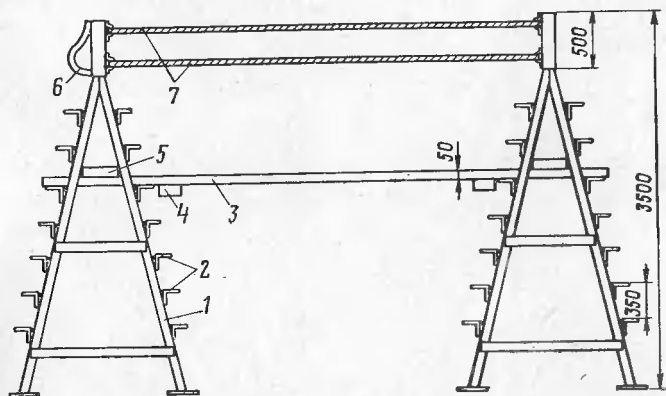


Рис. 5-1. Помост на стремянках, сделанных из труб.

1 — стремянка; 2 — перекладины из уголков; 3 — помост из досок; 4 — скрепляющая планка; 5 — поперечная доска; 6 — поручень; 7 — натянутые веревки.

Установив у стены на том или ином расстоянии друг от друга две такие стремянки и уложив на их перекладины на разной высоте доски, быстро получают необходимый временный стеллаж.

Для разборки трансформатора, кроме стремянок и досок, необходимы переносные лестницы (рис. 5-2), устройство для съема и установки обмоток в виде крестовин или траверсы с лапами, различные тросы и стропы, пеньковая веревка, переносные ящики для инструмента и крепежных деталей, набор различных ключей и несколько шпал.

Если на крышке трансформатора смонтированы армированные вводы классов напряжения 35 кВ и ниже, а также приводы от переключающих устройств барабанного типа и крышка механически не связана с активной частью, то отсоединение отводов от указанных вводов и приводов от переключающих устройств производится через люк на крышке. Если крышка механически связана с активной частью, отводы и приводы

отсоединяют после подъема активной части вместе с крышкой.

Рабочий, который будет отсоединять отводы через люк, должен освободить все карманы одежды от металлических предметов, а инструменты привязать лентой

за ближайший болт или отверстие в крышке. Обувь рабочего не должна иметь металлических гвоздей. Все соединительные и крепежные детали по мере их снятия складывают в переносный ящик, устанавливаемый на крышке вблизи отверстия люка. При работах по отсоединению отводов и в условиях слабого освещения спускают в отверстие люка переносную защищенную сеткой электролампу на 12 или 24 В.

Привод от переключающего устройства барабанного типа классов напряжения 35 и 110 кВ отсоединяют, вынимая штифт 3 (рис. 5-3) с пружинной манжетой. Этим освобождают верхнюю муфту 5 штанги 6 от соединения ее со штырем 4, который вставлен во втулку 2, насаженную на вал колпака привода.

У трансформаторов РПН, на которых установлено переключающее устройство типа РНТ (см. рис. 11-33), сливают масло из бачка контактора,

осматривают состояние контактов, снимают вал, соединяющий избиратель с контактором, и отключают концы отводов от контактора. На концы отводов и проходные

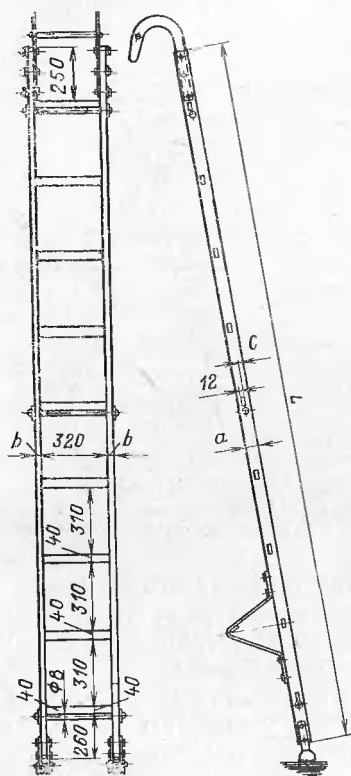


Рис. 5-2. Переносная лестница.

L	a	b	c
4050	65	28	20
3350	65	28	20
3000	60	28	17
2300	60	28	17
1950	50	28	13

болты контактора прикрепляют одноименные бирки. Для подготовки к демонтажу переключающих устройств с быстродействующими контакторами и токоограничивающими сопротивлениями типа РС-3 отсоединяют горизонтальный вал привода и через люки в стенке

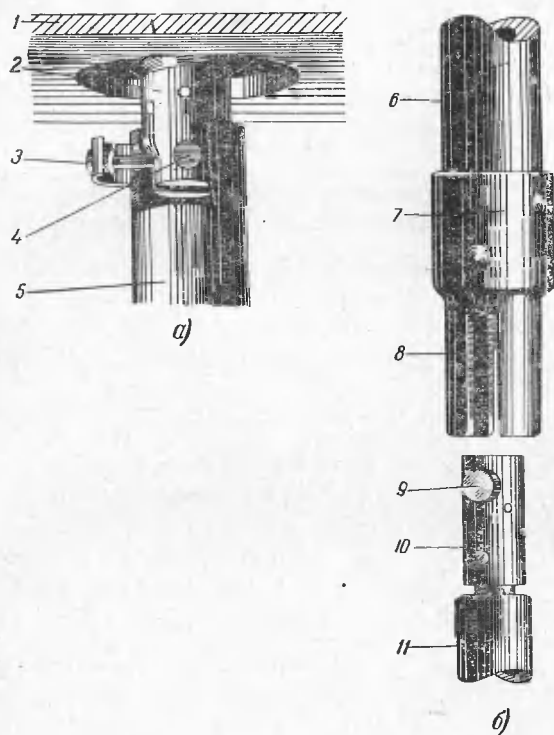


Рис. 5-3. Детали привода устройства ПБВ барабанного типа.

a — соединение верхнего конца штанги с валом привода; *б* — соединение нижнего конца штанги с коленчатым валом переключателя; 1 — крышка бака; 2 — втулка на валу привода; 3 — штифт с пружинной манжетой; 4 — штырь; 5 — верхняя муфта штанги; 6 — штанга; 7 — нижняя муфта штанги; 8 — вилка нижней муфты; 9 — штифт; 10 — переходная втулка; 11 — изоляционная втулка коленчатого вала переключающего устройства.

бака регулировочные отводы от избирателя, предызбирателя и контактора.

При любом отсоединении отводов должны соблюдаться следующие правила: а) все резьбовые крепежные детали, после того как они были сняты, должны

быть обязательно собраны, т. е. на резьбу должны быть надеты шайбы и навинчены гайки, контргайки и т. п.; б) все резьбовые детали после разборки должны быть сложены в переносную тару (ящики, ведра) до нового использования; к таре прикрепляют бирку с указанием ремонтного номера трансформатора. Если винты заржавели и не отвинчиваются, их смачивают керосином. После разборки трансформатора все металлические крепежные детали очищают от ржавчины, промывают в керосине и ревизуют. Если резьба имеет дефекты, ее по возможности восстанавливают при помощи метчиков и плашек.

5-4. ДЕМОНТАЖ И ОСМОТР ПРИБОРОВ И ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВВОДОВ

Приборы контроля температуры масла (термосигнализатор, термометр и пр.) снимают с крышки в первую очередь, чтобы не повредить их в процессе разборки. Эти приборы отправляют после осмотра в лабораторию для проверки и испытания.

Чтобы снять термометр, отвертывают колпачок на его оправе и снимают его, отвинтив отверткой винты в ее нижней части. Чтобы демонтировать термометрический сигнализатор, сначала отвинчивают винты, которыми при помощи скобочек прикреплен шланг с капилляром к стенке бака и крышке. Потом снимают термобаллон, вывернув ключом штуцер из гильзы, установленной на крышке. После этого отвинчивают винты и снимают корпус термосигнализатора, смотав осторожно (без резких перегибов) в бухту шланг капилляра.

Высоковольтные вводы (110 кВ и выше) отсоединяют и демонтируют отдельно от крышки. Предварительно подготавливают стойки для установки вводов после их демонтажа (рис. 5-4), а также соответствующие стропы и подъемные сред-

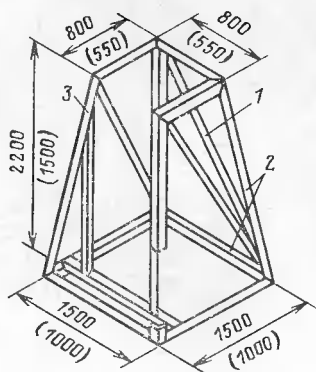


Рис. 5-4. Стойка для вводов 110—220 кВ.

1 — угловая сталь 50×50 мм; 2 — швеллер № 10; 3 — угловая сталь 75×75 мм. Размеры в скобках — для вводов 110 кВ.

ства. Демонтаж вводов 110 кВ и выше производят в основном одинаково.

Демонтаж вертикальных вводов 1 (рис. 5-5, а), установленных на крышке бака, производят в следующем порядке: а) отвертывают контактный колпак с наконечником ввода и болты, которыми крепится фланец 8 ввода; б) застропливают ввод за подъемные

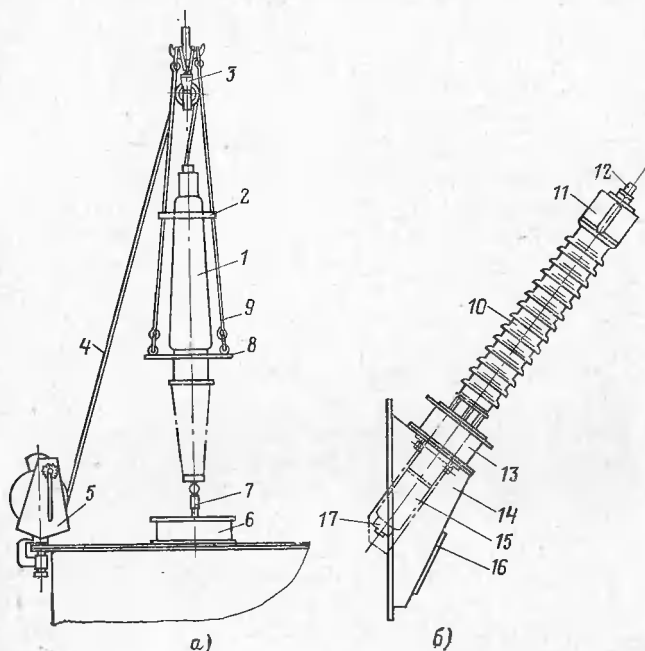


Рис. 5-5. Схема демонтажа и монтажа вводов 110—220 кВ.

а — ввод вертикальной установки на крышке трансформатора; б — ввод наклонной установки в приваренном кармане; 1 и 10 — ввод 110—220 кВ; 2 — ремень; 3 — блок; 4 — стальной трос; 5 — лебедка; 6 и 13 — переходные фланцы (адаптеры); 7 — наконечник отвода с подъемным кольцом; 8 — фланец ввода; 9 — строп; 11 — расширитель ввода; 12 — контактная клемма; 14 — карман; 15 — бумажно-бакелитовый цилиндр; 16 — люк; 17 — изолированный экран ввода.

кольца и привязывают веревкой или ремнем 2 верхнюю фарфоровую рубашку ввода к стропам 9; в) вынимают штифт из наконечника 7 отвода и привязывают к верхней части наконечника трос 4, который перекидывают через блок 3, специально подвешиваемый для этого к подъемному крюку. Трос привязывают для того, чтобы

было видно, что наконечник свободно проходит через токоведущую трубу; г) выравнивают крюк строго по оси ввода и начинают медленно поднимать ввод. При этом следят за тем, чтобы наконечник с тросом свободно уходил внутрь трубы ввода; в этом случае отвод обмотки будет оставаться на месте и не подниматься вместе с вводом.

Наклонные вводы демонтируют, последовательно перемещая их в вертикальном и горизонтальном направлениях, иногда снимая, если это удобнее, вместе с наклонным переходным фланцем (адаптером) 13 (рис. 5-5,б). Если наклонные вводы размещены в специальных карманах 14 на стенке бака и карманы съемные, вводы удобнее демонтировать вместе с карманами и устанавливать весь узел на стойку так, чтобы вводы располагались вертикально. При этом упрощается съём переходных фланцев и вводов.

Обычно наклонный ввод соединяют с отводом обмотки тросом, пропускаемым через токоведущую трубу ввода, но иногда соединение осуществляют непосредственно на нижней части токоведущей трубы. В этом случае ввод отсоединяют через люк 16 в кармане. Вынутый ввод ставят на крышку в подвешенном состоянии и снимают бумажно-бакелитовый цилиндр 15 с деревянными планками. Цилиндр и планки связывают вместе, навешивают на них бирку и укладывают на стеллаж. Таковую же бирку вешают на ввод. Трансформаторы тока, встроенные во фланцы высоковольтных вводов, на время ремонта помещают в сосуд с чистым сухим трансформаторным маслом. Затем ввод устанавливают на стойку. Армированные вводы классов напряжения 35 кВ и ниже снимают вместе с крышкой. Вводы со съемными изоляторами отсоединяют от отводов, снимая изоляторы.

5-5. ДЕМОНТАЖ И ОСМОТР ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНОЙ ТРУБЫ, РАСШИРИТЕЛЯ, ГАЗОВОГО РЕЛЕ, КРЫШКИ И ОХЛАЖДАЮЩИХ УСТРОЙСТВ

После снятия и осмотра приборов и высоковольтных вводов демонтируют предохранительную (выхлопную) трубу, расширитель, газовое реле, разболчивают и снимают крышку (у мощных трансформаторов крышка, как правило, механически не связана с активной частью) и, наконец, демонтируют радиаторы.

Предохранительную трубу сначала отсоединяют от соответствующего крепления сверху, перевязывают веревкой и стропят за крюк крана. Затем отвинчивают болты на нижнем фланце и снимают трубу с крышки, следя за тем, чтобы не повредить мембрану.

Расширитель отсоединяют сначала от маслопровода, а затем от соответствующего крепления (см. рис. 11-36) и стропят тросом за подъемные кольца. При съеме расширителя обеспечивают сохранность масломерного стекла и воздухоосушителя, если он встроен в расширитель.

Трансформаторы, оборудованные переключателем РС-3, имеют отдельное защитное реле типа RS-1000 (рис. 5-6). Реле с одной стороны соединено с камерой контактора, а с другой — с частью общего расширителя 2, отделенной перегородкой 3, представляющей собой, таким образом, как бы самостоятельный расширитель. Поэтому для снятия расширителя в этом случае отсоединяют его также и от трубы 6, идущей от реле 7.

Газовое реле и маслопроводы демонтируют после съема расширителя. Реле отправляют в лабораторию для проверки и испытания.

Крышку, не связанную с активной частью, разболчивают, стропят за подъемные кольца, снимают и устанавливают на козлы для очистки, дальнейшей разборки и, если надо, для ремонта.

Радиаторы или навесные охладители ДЦ демонтируют следующим образом. Закрывают радиаторные краны (задвижки на маслопроводах) и стропят радиа-

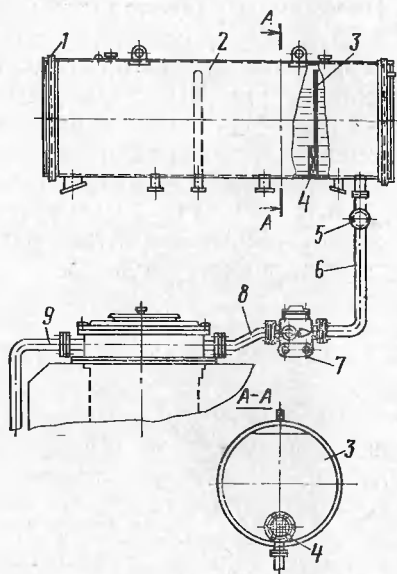


Рис. 5-6. Реле RS-1000 для защиты контактора переключателя РС-3.

1 — маслоуказатель; 2 — расширитель; 3 — перегородка; 4 — фильтр; 5 — кран; 6 и 8 — трубы $\varnothing$ 25 мм; 7 — реле RS-1000; 9 — труба сифона.

тор (охладитель) за верхнюю скобу, слегка натягивают трос и отвинчивают гайки у нижнего и верхнего фланцев. После этого радиатор (охладитель) осторожно сдвигают на шпильках, снимают, отвозят в сторону и укладывают горизонтально на деревянные планки. Радиаторы укладывают друг на друга в штабели по нескольку штук, перекладывая их досками или планками. Охладители ДЦ укладывают отдельно, следя за тем, чтобы не повредить трубки и крыльчатки вентиляторов. На фланцы радиаторов и маслопроводов устанавливают заглушки или вставляют в патрубки деревянные проваренные в масле пробки. (О маслопроводах систем охлаждения ДЦ с выносными охлаждающими устройствами и Ц — см. приложение 10.) Для очистки, промывки и перезарядки снимают термосифонный фильтр, отсоединяя его от патрубков.

Все демонтируемые части тщательно осматривают, обнаруженные дефекты заносят в ведомость осмотра и дефектировки.

5-6. ПОДЪЕМ АКТИВНОЙ ЧАСТИ И ЕЕ ВНЕШНИЙ ОСМОТР

Сняв крышку или вместе с крышкой, если она механически связана с активной частью, поднимают активную часть и устанавливают на выкладку. Если в полу есть решетка для стока масла в емкость, выкладку делают над решеткой. Если решетки нет, для стока остатков масла устанавливают противень, сваренный из листов стали, и над ним делают выкладку из железнодорожных шпал. Если выкладка представляет собой два ряда шпал, уложенных друг на друга в виде клетки, то шпалы скрепляют металлическими скобами.

Активную часть стропят за подъемные кольца, если она механически связана с крышкой (рис. 5-7,а), или за подъемные планки, если не связана (рис. 5-7,б). Угол между стропами на крюке должен быть не больше 30°. Активная часть должна висеть на крюке строго вертикально, без наклонов и перекосов. Предварительно крановщик должен проверить работу всех механизмов и тормозов крана. Поэтому активную часть сначала приподнимают не более чем на 300 мм над дном бака и убеждаются в том, что она застроплена правильно и что все тормоза и механизмы крана работают исправно.

Затем ее снова опускают на дно бака, поднимают, перевозят к месту установки и опускают на выкладку.

Во время подъема ни одна деталь активной части не должна задевать за стенки бака. Поднимать, перевозить и опускать активную часть надо осторожно, без рывков и раскачиваний. При опускании активной части необходимо обеспечить, чтобы она установилась на выкладке устойчиво, без наклонов и перекосов. После этого активную часть расстропливают и освобождают кран.

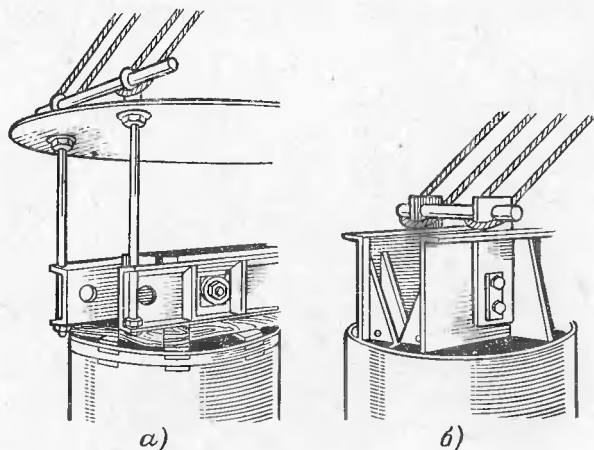


Рис. 5-7. Подъем активной части.
а — за кольца; б — за планки.

У мощного трансформатора с баком колокольного типа, т. е. с разъемом внизу, после подъема «колокола» (верхней съемной части) активная часть остается на днище бака и в таком виде производится ее внешний осмотр.

У высоковольтных трансформаторов 110—220 кВ имеется сложная изоляция и емкостная защита, барьеры различной формы: цилиндры 4 (рис. 5-8), угловые шайбы 6, ярмовые барьеры 10 и междуфазная изоляция (перегородки) 8, а также емкостные кольца обмотки 9, экранирующие витки обмотки и т. п.

В связи с внедрением более совершенных разрядников и снижением испытательных напряжений главная изоляция высоковольтных трансформаторов упрощена. Для примера на рис. 5-9 показана современная конст-

рукция главной изоляции у выпускаемых трансформаторов класса напряжения 110 кВ, где уменьшено количество барьеров и нет угловых шайб только в регулировочном концентре, который выполнен в виде отдельных внешних обмоток. Кроме того, ограничена специальная емкостная защита только емкостными кольцами обмоток *ЕК* в регулировочном концентре,

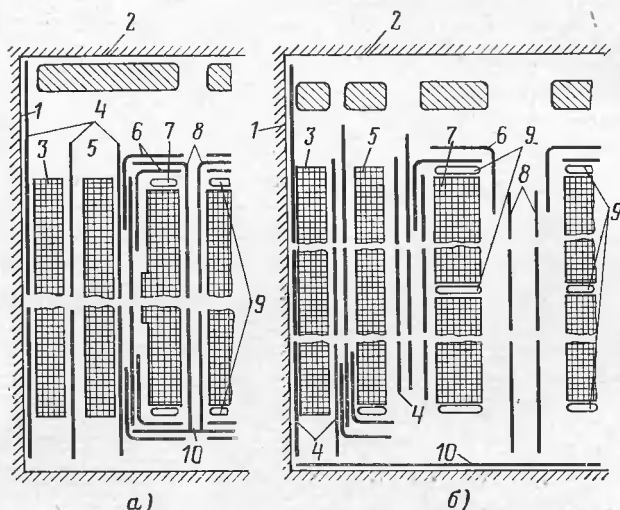


Рис. 5-8. Расположение барьеров главной изоляции трансформатора. а — трансформатор 110 кВ; б — то же 220 кВ; 1 — стержень магнитопровода; 2 — ярмо; 3 — обмотка НН; 4 — изоляционные цилиндры из электрокартона; 5 — обмотка СН; 6 — угловые шайбы; 7 — обмотка ВН; 8 — междофазная перегородка; 9 — емкостные кольца обмотки; 10 — ярмовой барьер.

а также емкостным кольцом в обмотке *ВН*, через которое осуществляется ввод в середину обмотки. Экранирующие витки отсутствуют, уменьшены отдельные изоляционные расстояния.

Чтобы осмотреть у трансформаторов 220 кВ активную часть после ее отделения от бака, необходимо снять наружные барьеры (кезинги). В современных высоковольтных трансформаторах наружные барьеры закрывают только среднюю часть обмотки и не касаются ярмовой изоляции. Они скрепляются бандажами из нескольких рядов электрокартонных поясов, нарезанных лентами шириной 40—60 мм из листа большемерного электрокартона толщиной 2 мм. В старых конструкциях

Technical drawing showing a cross-section of a multi-layered industrial structure, likely a furnace or reactor. The drawing includes various layers, components, and dimensions.

Dimensions (mm):

- Top section: 70, 90, 20
- Bottom section: 20, 80
- Central section: 24, 4, 4, 12, 25, 8, 4, 9, 10, 6, 6, 6, 6, 6, 6, 8, 10, 10, 26, 10, 200, 320, 70

Labels and Components:

- HH**: Horizontal structure on the left.
- БН**: Central vertical structure.
- ЕК**: Circular components on the right.
- РД_{2р}**: Rectangular components on the right.
- РД_{ТОН}**: Rectangular components on the right.
- Г**: Small component at the bottom center.

←6, ←8, ←10 — размеры каналов между катушками, мм.

При съеме кезингов сначала снимают барьер, наиболее удобный по своему местоположению, а затем поочередно остальные. При съеме и складировании отмечают их верх и низ и навешивают на них бирки, на которых указывают порядковый номер для безошибочной установки их на сборке в прежнее положение.

При внешнем осмотре активной части прежде всего обращают внимание на ее общее состояние [загрязненность, внешние повреждения и разрушения, кусочки оплавленной меди («корольки»), обгары, обрывы, пробои и разряды] и на состояние опрессовки. Затем тщательно осматривают конструкцию и состояние каждого отдельного элемента активной части. Результаты внешнего осмотра уточняют по мере разборки активной части и заносят в ведомость осмотра и дефектовки.

5-7. ОСМОТР ОСНОВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ АКТИВНОЙ ЧАСТИ

Магнитопровод. Все современные трансформаторы выполняются с магнитопроводами из холоднокатаной трансформаторной стали толщиной пластин 0,35 мм, у которых, как правило, применяется бесшпильная конструкция крепления и прессовки стержней и ярма. Пакеты стержней прессуют стальными ленточными бандажами 3 (рис. 5-10,а) или бандажами из стеклоленты 8 (рис. 5-10,б); пакеты ярма прессуют стальными полубандажами 5 (рис. 5-10,б). Предварительно пакеты активной стали ярма прессуют концевыми шпильками, которые вставляют в отверстия на концах ярмовых балок вне активной стали.

Верхние и нижние ярмовые балки связывают вертикальными шпильками или замковыми вертикальными пластинами из немагнитной стали (рис. 5-11), проложенными под бандажи по оси крайних пакетов стержней и сцепленными с ярмовыми балками. Замковые пластины применяют, чтобы разгрузить активную сталь магнитопровода от воздействия механических сил при коротких замыканиях, а также при подъеме мощного трансформатора.

Для равномерного распределения нагрузок по всем трем стержням и замковым пластинам применяют устройство с клином 3 для выбора зазора между шипом 1 замковой пластины и опорным шипом 4 ярмовой балки. Чтобы при этом не уменьшались опорные поверхности шипов замковой пластины и ярмовой

балки, шип 1 замковой пластины имеет цилиндрическую форму. На него надевают опорное самоустанавливающееся кольцо 7 со скосом, соответствующим скосу клина 3. Для выбора зазора в замковых соединениях отдельных фаз между шипами замковых пластин и ярмовых балок подтягивают клиновые вкладыши с по-

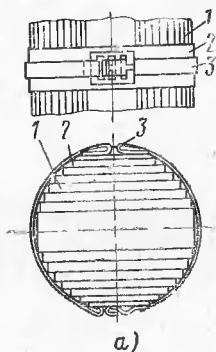
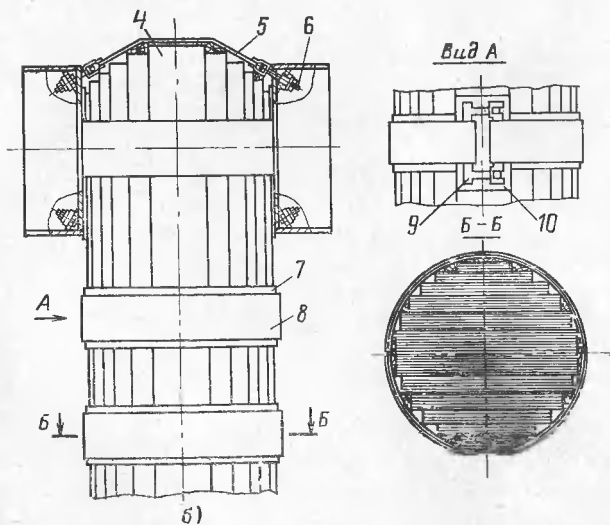


Рис. 5-10. Бесшпильная конструкция крепления и прессовки стержней и ярм магнитопровода.

а — стальной бандаж стержня; б — стеклобандажи стержня и стальной полубандаж ярма; 1 и 4 — активная часть магнитопровода; 2 и 7 — подбандажная электрокартонная изоляция, $\delta=2$ мм; 3 — стальной бандаж с пряжкой; 5 — полубандаж для ярма; 6 — стяжной винт; 8 — стеклобандаж; 9 — пряжка стеклобандажа; 10 — изоляция пряжки.



мощью винтов и стропят винты контргайками. Кольца 7 выравнивают при этом все отклонения при выполнении скосов.

Конструкции магнитопроводов из холоднокатаной стали с толщиной пластин 0,35 мм без отверстий

в активной стали имеют меньшие потери холостого хода и габаритные размеры и являются в настоящее время основными.

При внешнем осмотре таких магнитопроводов устанавливают конструкцию и состояние крепления и прессовки стержней и ярм; отсутствие внешних признаков повреждений стальных пластин и их изоляции (потемнение, цвета побежалости, следы нагрева, мест-

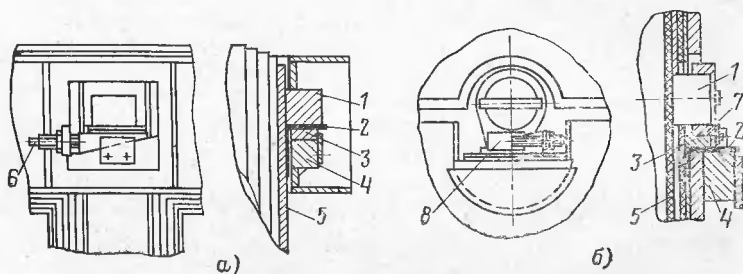


Рис. 5-11. Замковые пластины.

а — клиновое устройство выбора зазора между шипами ярмовой балки и замковой пластины; б — клиновое устройство с самоустанавливающимся кольцом; 1 — шип замковой пластины; 2 — изоляционная прокладка; 3 — клин для выбора зазора; 4 — опорный шип ярмовой балки; 5 — замковая пластина; 6 — винт для стопорения клина; 7 — самоустанавливающееся кольцо; 8 — удерживающая пластина со шпилькой.

ное замыкание и выгорание, пожар в стали, заусенцы, изломы и т. п.); состояние каналов в активной стали; состояние стыков и изоляции в стыках; состояние изоляций бандажей и полубандажей, а также ярмовых балок (проверяют мегаомметром); конструкцию и состояние заземления; отсутствие ржавчины и загрязненности.

Обмотки и изоляция. При внешнем осмотре обмоток устанавливают: расположение их на магнитопроводе; схему соединений; тип обмоток ВН, СН, НН, регулирующей (непрерывная, винтовая одно- или многоходовая, дисковая, цилиндрическая одно- или многослойная, переплетенная и т. п.); состояние витковой, продольной, ярмовой, уравнивающей и всей главной изоляции (цвет, эластичность, хрупкость, отсутствие расслоения, вспучивания, трещин, следов пробоев и разрядов, механических повреждений и т. п.). Особое внимание обращают на состояние дополнительной изоляции входных катушек обмоток и емкостных колец обмоток, поскольку в практике наблюдаются случаи проникновения масла

под дополнительный слой изоляции, вспучивание этой изоляции и частичное закрытие масляных каналов между катушками. Все это нарушает циркуляцию масла, вызывает местные перегревы, быстрое окисление масла в замкнутом объеме, разложение изоляции и ускоренное ее старение. Также обращают внимание на конструкцию и состояние прессовки обмоток, качество изоляции отдельных элементов прессующего устройства, а также заземлений прессующих стальных колец.

Отводы. При осмотре отводов обращают внимание на состояние их изоляции, а также на состояние паек, резьбовых соединений, демпферов, системы креплений и т. п.

Элементы переключающих устройств. При осмотре переключателей ответвлений и избирателей устанавливают: тип, конструкцию, расположение, крепление, сочленение с приводом, а также состояние самого узла и его отдельных деталей (контактов, пружин, изолирующих цилиндров и планок, штанги, деталей крепления и сочленения с приводом). Обращают внимание на отсутствие оплавления и выгорания контактных поверхностей; следов пробоев, разрядов и перекрытий на изолирующих деталях; трещин и поломок на деталях креплений и штанге; механических повреждений. Подробно дефектировка переключающих устройств рассматривается в гл. 9.

5-8. ИЗМЕРЕНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИ ОСМОТРЕ АКТИВНОЙ ЧАСТИ

При осмотре активной части, ее отдельных элементов и деталей необходимо произвести ряд замеров и определений с целью установления размеров магнитопровода и обмоток, числа витков, изоляционных расстояний, состояния изоляции и т. п.

1. Для установления основных размеров магнитопровода необходимые замеры производятся следующим образом (рис. 5-12): для проверки расстояния между осями стержней $МО$ замеряется длина ярма $l_{яр}$ и ширина средней основной ступени сечения стержня a_c ; тогда для трехфазного трехстержневого магнитопровода $МО = (l_{яр} - a_c) / 2$ мм, а для однофазного двухстержневого $МО = l_{яр} - a_c$, мм; высота окна H_0 или стержней определяется как расстояние между внутренними пло-

скостями верхнего и нижнего ярм в свету. Измерять высоту необходимо в глубине окна, как можно ближе к середине толщины ярм; диаметр стержня D_c замеряют как диагональ основного среднего пакета или же вычисляют по формуле $D_c = \sqrt{a_c^2 + b_c^2}$, где a_c — ширина основного среднего пакета, а b_c — его толщина, мм.

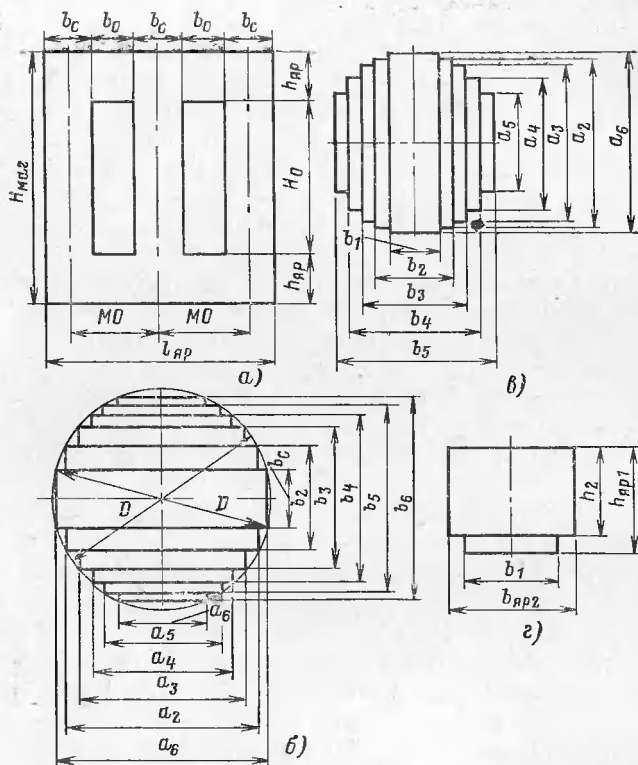


Рис. 5-12. Эскиз магнитопровода.

а — магнитопровод; б — сечение стержня; в — сечение многоступенчатого ярма; г — сечение двухступенчатого ярма.

Размеры магнитопровода: MO , высота окна и диаметр стержня — являются весьма ответственными, и поэтому нужно их замеры с особой тщательностью. То же относится и к замерам ширины и толщины отдельных пакетов, а также толщины каналов и прокладок

между пакетами. Как известно, активное сечение стали стержней и ярм есть сумма сечений их отдельных пакетов (за вычетом каналов и прокладок), умноженная на коэффициент заполнения сечения, учитывающий изоляцию пластин стали [см. формулу (П14-32)]. Поэтому ошибки в замерах отдельных пакетов дадут неправильное значение активного сечения стали, а соответственно и неправильное расчетное значение магнитной индукции.

Во избежание ошибок все указанные отдельные замеры необходимо проверять и сопоставлять с общими размерами магнитопровода. Высота окна плюс две высоты ярма должны дать общую высоту магнитопровода; сумма толщин отдельных пакетов, включая каналы и прокладки, должна дать общую толщину стержня; двойное значение MO плюс ширина основного среднего пакета дадут длину ярма в трехфазном стержневом магнитопроводе и т. п.

2. Когда задание по трансформатору и его состояние требуют полной дефектировки, то определить размеры катушек и обмоток, отдельные изоляционные расстояния (в частности, заполнение окна магнитопровода в радиальном направлении), размеры цилиндров, числа витков в отдельных катушках, конструкцию и состояние внутренних обмоток, а также конструкцию и состояние всей внутренней изоляции (от обмотки до стержня и между обмотками) необходимо с разборкой активной части и снятием обмоток хотя бы одной фазы. В этом случае все указанные данные и размеры определяют путем непосредственного осмотра и прямых замеров. Некоторые определения и размеры можно установить и без разборки активной части и снятия обмоток.

Весьма ответственными данными при дефектировке обмоток являются размеры провода, а также определение числа витков на фазу. Для получения наиболее точных размеров провода замер этих данных необходимо производить как с изоляцией, так и без нее, а также в нескольких точках. Окончательный результат получается по среднему значению отдельных замеров. Основным размером является размер голого провода, определять который следует особо тщательно. Для отечественных трансформаторов полученные в результате замеров размеры провода необходимо сравнить со стандартными размерами обмоточных проводов, выпускае-

мых нашей кабельной промышленностью (см. табл. 14-2). Замеры провода производят микрометром, а при отсутствии последнего — штангенциркулем.

Число витков на фазу определяют различно в зависимости от того, известны ли точно линейные значения напряжений ВН и НН, т. е. есть ли паспорт трансформатора или табличка на баке, а также производится ли дефектировка с разборкой или без разборки активной части и снятием обмоток. В первом случае число витков в обмотке НН можно, как правило, определить путем непосредственного подсчета, а именно установить: число катушек, число слоев в отдельных катушках, число витков в слое, число витков в катушке и, таким образом, подсчитать число витков в обмотке и число витков на фазу.

Зная линейные значения напряжений ВН и НН, а также схему соединений каждой обмотки (звезда, треугольник, зигзаг), можно по формулам приложения 14, разд. I, определить напряжение одного витка u_n , а затем установить и число витков на фазу в обмотке ВН.

Если имеется паспорт трансформатора, то дефектировка обмоток производится без разборки активной части и съема обмоток, а если отсутствует паспорт, то число витков на фазу в обмотках можно определить при помощи контрольной обмотки. Для этого одну из фаз наружной обмотки ВН обертывают листами электрокартона на толщину 1—2 мм и поверх полученного таким образом мягкого цилиндра наматывают изолированным проводом то или иное известное небольшое число витков (12—20), располагая их равномерно по всей высоте обмотки. На данную фазу обмотки ВН подают низкое напряжение (120—380 В) и по вольтметрам, подключенным к концам контрольной обмотки, а также к концам обмоток ВН и НН, замеряют как значения напряжения, поданного на обмотку ВН, так и значения напряжений, трансформируемых в обмотках НН и «контрольной». Поскольку число витков и напряжение на контрольной обмотке точно известны, а также известны имеющие место в этом случае фазные напряжения обмоток ВН и НН, то число витков на фазу в этих обмотках можно легко подсчитать по приложению 14, I и III. Вольтметры для указанных замеров необходимо брать класса точности 0,2 или 0,5 с такими

шкалами, которые позволяли бы получать отчетливые показания.

3. Состояние бумажной изоляции провода, а также состояние электрокартона, из которого в основном изготовляется вся изоляция трансформатора, определяется в зависимости от эластичности, твердости или хрупкости, а также тех деформаций, которые получаются при нажатии пальцем, царапании ногтем и полном изгибе или изгибе под углом.

Практикой установлена следующая классификация изоляции трансформатора.

1-й класс — изоляция хорошая; электрокартон нехрупкий, при полном изгибе вдвое, но без сдавливания мест изгиба, не ломается и не дает трещин; изоляция провода эластичная, при нажатии пальцем не дает остаточных деформаций, при царапании ногтем не разрушается, с трудом снимается с провода, будучи снята с помощью надреза при изгибе не ломается; цвет изоляции светлый.

2-й класс — изоляция удовлетворительная; электрокартон нехрупкий, при изгибе под углом не ломается, но при полном изгибе дает трещины; изоляция провода твердая, при нажатии пальцем не дает трещин и деформаций, будучи снята с провода с помощью надреза, при изгибе не ломается, но дает мелкие трещины; цвет изоляции светлый.

3-й класс — изоляция ограниченно годная; электрокартон при полном изгибе ломается; изоляция провода хрупкая, при нажатии пальцем дает мелкие трещины или деформации; цвет изоляции потемневший.

4-й класс — изоляция плохая; электрокартон при изгибе до прямого угла ломается, а изоляция провода при нажатии рукой дает значительные деформации или разрушения; цвет изоляции темный.

При определении состояния изоляции следует основное внимание обращать не на цвет ее, а на эластичность и отсутствие деформаций, трещин и разрушений при нажатии пальцем, а также при изгибах. Темный или потемневший цвет изоляции иногда является следствием не плохого или ограниченно годного состояния изоляции, а поглощения из масла темного осадка, что имеет место, если обмотка не пропитана лаком. В свою очередь хорошая пропитка и сильная запечка обмоток могут также вызвать некоторое потемнение изоляции.

5-9. РАСЧЕТНАЯ ПРОВЕРКА ДАННЫХ ЗАМЕРОВ, ОПРЕДЕЛЕНИЙ И ИСПЫТАНИЙ

Для того чтобы исключить те или иные ошибки, которые могут иметь место в процессе дефектировки при всех указанных выше замерах, определениях и испытаниях, необходимо произвести проверку расчетом и сопоставлением полученных ранее основных данных как по магнитопроводу, так и по обмоткам. Все проверки тех или иных величин производят по формулам приложения 14, а полученные в результате значения сопоставляют с данными практики, установленными нормами, общими размерами магнитопровода и обмоток и, наконец, с соответствующими значениями тех же величин у аналогичных трансформаторов.

Ниже даются указания по расчетной проверке и сопоставлению основных данных по магнитопроводу и обмоткам.

1. Рассчитать по формулам (П14-32) и (П14-35) активное сечение стали стержней по диаметру стержня с учетом коэффициентов заполнения круга и сечения стержня и сопоставить его с ранее подсчитанным активным сечением как сумма сечений отдельных пакетов.

2. Подсчитать по формулам (П14-38) и (П14-39) магнитную индукцию в стержнях и ярме и сопоставить ее с допустимыми значениями магнитной индукции (для горячекатаной стали, как правило, не более 1,48 и не менее 1,4 Т, для холоднокатаной стали не более 1,65 и не менее 1,55 Т).

3. Сопоставить замеры расстояний от обмоток до стержня, между обмотками, между фазами, от обмотки до ярм и других заземленных частей с минимально допустимыми расстояниями по нормам для соответствующего класса напряжений (см. табл. П2-1 и рис. П2-1, П2-6 и П2-7).

4. Произвести проверочный расчет заполнения окна магнитопровода как в радиальном направлении, так и по высоте окна (см. пример, помещенный в расчетной записке) и сравнить результаты с данными непосредственных замеров высоты окна и межосевого расстояния MO).

5. Произвести проверочный расчет размеров обмоток в радиальном и осевом направлениях в зависимости от типа и конструкции обмоток [см. формулы (П14-53)—

(П14-61)] и сравнить данные расчета с данными непосредственных замеров.

6. Зная фазный ток в обмотке, размеры, а соответственно и сечение провода, число параллельных проводов в витке и число параллельных групп, вычислить по формуле (П14-52) плотность тока в каждой обмотке и сопоставить ее с допустимыми практикой значениями для плотностей тока в масляных трансформаторах. То же необходимо проверить и в отношении отводов.

Если результаты расчетных проверок и сопоставлений будут соответствовать данным непосредственных замеров, определений и испытаний, а также окажутся в пределах установленных норм и практически допустимых значений, то следует считать, что дефектировка выполнена качественно.

5-10. ДЕМОНТАЖ ОТВОДОВ И ПЕРЕКЛЮЧАЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Закончив внешний осмотр активной части, ее разбирают для выполнения капитального ремонта с заменой обмоток, а иногда и ремонта магнитопровода.

Отсоединение регулировочных отводов. Если крышка механически связана с активной частью, то последнюю, как указывалось, поднимают вместе с крышкой. В этом случае разборку активной части начинают с отсоединения отводов от армированных вводов 35 кВ и ниже, а также привода переключающего устройства, если он барабанного типа. Затем освобождают крышку от подъемных шпилек и снимают ее. После этого демонтируют отводы и переключатель ответвлений (избиратель).

Предварительно эскизируют расположение отводов и их креплений со сторон ВН и НН (а также СН, если трансформатор трехобмоточный), нумеруют отводы и крепежные детали, прикрепив к ним бирки с соответствующими номерами и обозначениями сторон. Если позволяют схема и конструкция крепления, после отсоединения всех отводов демонтируют их целиком вместе с креплениями и в таком виде устанавливают у стены, временно закрепив их, чтобы они не упали.

Все неразъемные соединения (пайки) предварительно очищают от изоляции, аккуратно разрубая или расплавляют.

Устройства ПБВ после отсоединения регулировочных отводов снимают, как правило, отдельно от конструк-

ции их крепления и укладывают горизонтально на стеллаж или в отдельный ящик.

Устройства РПН состоят из трех основных частей: контактора, избирателя и приводного механизма. Они могут быть с токоограничивающим реактором типа РНТ или с быстродействующими контакторами и токоограничивающими сопротивлениями типов РС-3, РНОА и др. Контактторы у устройств типа РНТ помещаются в специальном баке, смонтированном на стенке основного бака (рис. 5-13) и заполненном маслом.

Избиратель переключающего устройства РНТ (см. рис. 11-12) установлен обычно на верхнем ярме активной части, и после отсоединения регулировочных ответвлений обмотки, а также открепления от стальных пластин, соединяющих верхние ярмовые балки, его снимают краном и устанавливают на стеллаж. Реактор переключающего устройства РНТ (см. рис. 9-22) установлен обычно на нижнем ярме активной части; после отсоединения и осмотра его снимают краном за подъемные кольца и помещают на стеллаж.

Прежде чем снимать избиратель и реактор, а также отсоединять от них отводы, делают эскиз монтажной схемы расположения, крепления и присоединения к ним всех отводов. Нумеруют в натуре и на эскизе отводы и

Рис. 5-13. Размещение аппаратуры устройства РПН с токоограничивающим реактором на баке трансформатора.

1 — масляный бак устройства; 2 — бак приводного механизма; 3 — кожух вертикального вала.

планки крепления, прикрепив к ним соответствующие бирки. При этом отмечают состояние и необходимость того или иного ремонта или замены.

У трансформаторов класса напряжения 110 кВ с переключающим устройством РС-3 последнее снимают до подъема активной части. Для этого отсоединяют через

люки все отводы от избирателя, предызбирателя и контактора, отвинчивают шпильки, с помощью которых несущий фланец переключающего устройства прикреплен к фланцу на крышке («колоколе») трансформатора, и снимают металлический пояс, посредством которого нижняя часть устройства крепится в разрезном цилиндре. Затем последнее стропят за подъемные планки краном или тельфером, поднимают его, отводят в сторону и опускают в заранее подготовленный специальный бак. Помещенное в бак на время ремонта переключающее устройство заливают сухим чистым трансформаторным маслом и бак закрывают крышкой на резиновом уплотнении, поскольку переключающее устройство нельзя держать на воздухе более 8 ч.

5-11. РАСШИХТОВКА ВЕРХНЕГО ЯРМА

Для расшихтовки ярма устанавливают на необходимую высоту с обеих сторон активной части временные помосты, на которые становятся в зависимости от длины ярма один, два или больше рабочих с каждой стороны. Разборку и расшихтовку ярма при бесшпильчной конструкции крепления и прессовки производят следующим образом. Отвинчивают не до конца гайки на полубандажах (рис. 5-10,б). Поддерживая ярмовые балки краном или подкладывая под них клинья, чтобы они не упали, снимают прессующие полубандажи и концевые шпильки, укомплектовывают их деталями и укладывают на стеллаж. Предварительно стягивают ярмо П-образными скобами в шахматном порядке (рис. 5-14).

Стропят сначала одну ярмовую балку на крюк крана, освобождают ее от замковой пластины 5 (рис. 5-11), связывающей верхнюю балку с нижней (при наличии вертикальных шпилек их предварительно демонтируют), поднимают и отвозят в предусмотренное место. Также демонтируют вторую ярмовую балку. После этого снимают верхнюю уравнительную изоляцию, заполняющую выступ ярма, и расшихтовывают ярмо.

Отдельные пакеты из двух-трех пластин вынимают (от краев к середине) одновременно с двух сторон, снимая при этом постепенно П-образные скобы, стягивающие ярмо. Вынимаемые при расшихтовке стальные пластины каждый рабочий аккуратно складывает около себя на помост. По мере расшихтовки пластины снима-

ют с помоста и относят к месту складирования, где укладывают в отдельные стопки пластины, приносимые с каждой стороны. Пластины складывают на пол на чистый стальной лист или деревянный щит в сухом месте и по окончании расшихтовки и складирования закрывают бумагой.

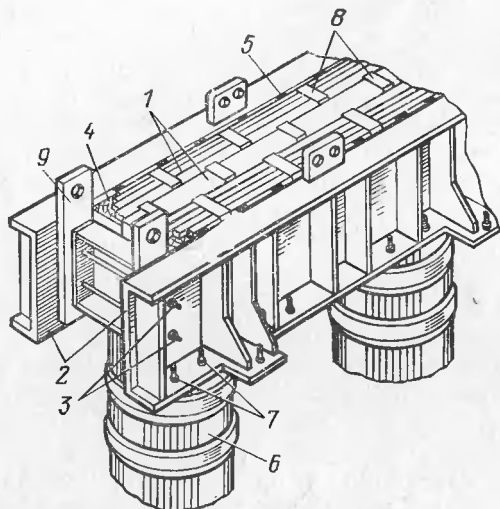


Рис. 5-14. Распрессовка верхнего ярма магнитопровода беспиленной конструкции.

1 — пластины активной части магнитопровода; 2 — ярмовая балка; 3 — концевые горизонтальные прессующие шпильки (вне активной части); 4 — деревянный брус; 5 — изоляционная прокладка (мост); 6 — вертикальная пластина стержня; 7 — винты осевой прессовки обмоток; 8 — технологические скобы; 9 — подъемное устройство.

С пластинами трансформаторной стали необходимо обращаться очень осторожно: не бросать их, не гнуть, не ударять по ним и т. п., так как всякие удары и сотрясения ухудшают магнитные свойства стали. В процессе расшихтовки тщательно осматривают отдельные пластины и их изоляцию.

Дефектные пластины складывают отдельно для их замены или восстановления.

5-12. ДЕМОНТАЖ ПРЕССУЮЩЕГО УСТРОЙСТВА, СЪЕМ ИЗОЛЯЦИИ И ОБМОТОК

После расшихтовки верхнего ярма распушенные в виде веера верхние пластины стержней связывают ремнями, снимают прессующие стальные кольца, а так-

же междупазную изоляцию, верхнюю ярмовую изоляцию, угловые шайбы, уравнительную изоляцию, заполняющую выступ цилиндров, и т. п. По мере съема изоляционных деталей со всех стержней тщательно обследуют их состояние (отсутствие изломов, трещин, следов пробоев и разрядов), навешивают на каждую деталь бирку с указанием стержня, с которого она снята, и порядкового номера ее положения. После этого все снятые детали укладывают в определенном порядке на стеллаж.

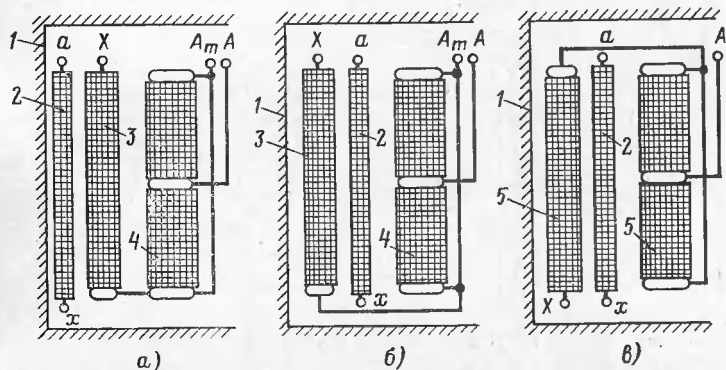


Рис. 5-15. Расположение обмоток в автотрансформаторах и трансформаторах 220 кВ.

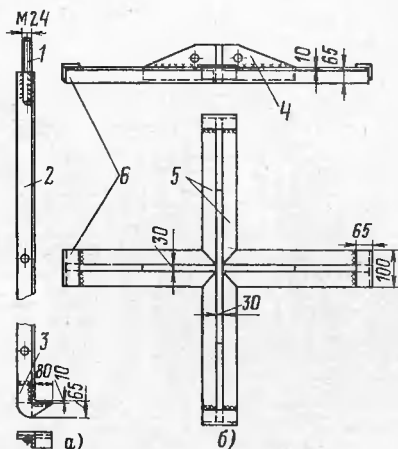
a — понижающий автотрансформатор; *б* — повышающий автотрансформатор; *в* — двухобмоточный трансформатор с двойной концентрической обмоткой ВН; *1* — стержень магнитопровода; *2* — обмотка НН; *3* — обмотка СН; *4* — обмотка ВН (последовательная часть обмотки автотрансформатора); *5* — обмотка ВН трансформатора, состоящая из двух концентров.

У автотрансформаторов обмотки ВН и СН связаны электрически спайкой их концов или емкостных колец. Поэтому перед съемом обмоток предварительно отпаивают обмотку, например, 220 кВ от емкостного кольца в понижающих автотрансформаторах (рис. 5-15, *a*) или от конца обмотки 110 кВ повышающих (рис. 5-15, *б*). У двухобмоточных трансформаторов с двойной концентрической обмоткой ВН (рис. 5-15, *в*) распаивают соединение двух концентров. Кроме того, в некоторых конструкциях трансформаторов 220 кВ с вводом в середину обмотки ВН монтируют и демонтируют по частям.

Для съема обмоток применяют различные приспособления, обычно имеющие лапы и траверсы, которые могут быть двух- и трехлучевыми. Эти же приспособле-

ния применяют для подъема и насадки обмоток (рис. 5-16, а и б).

Лапы подъемного устройства обязательно подводят под столбы прокладок. Для этого лом вставляют под соседний столб прокладок или приподнимают слегка обмотку при помощи клиньев и вставляют лапу под ближайший столб прокладок так, чтобы она захваты-



номера их местоположения, после чего детали укладывают на стеллажи. По окончании разборки активной части осматривают внутреннюю поверхность бака и конструкцию крепления активной части в баке. Бак закрывают щитом, на отверстия в нем ставят заглушки. После разборки и дефектировки трансформатора заполняют ведомость осмотра и дефектировки и составляют списки узлов и деталей, подлежащих ремонту и замене.

ГЛАВА ШЕСТАЯ

ИЗГОТОВЛЕНИЕ ОБМОТОК

6-1. ОБМОТКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ СРЕДНИХ И БОЛЬШИХ МОЩНОСТЕЙ

Изготовление обмоток является одним из наиболее ответственных видов работ при ремонте и модернизации трансформаторов.

Чтобы изменить параметры трансформатора, необходимо с учетом магнитопровода изменить параметры его обмоток.

В отечественных трансформаторах применяются все типы обмоток: непрерывная, винтовая одно-, двух- и многоходовая, дисковая, а для обмоток ВН класса напряжения выше 220 кВ — переплетная. Последняя имеет преимущества перед непрерывными обмотками, хотя процесс намотки переплетенных обмоток более сложный, а значит, и более трудоемкий. Недостатком переплетенных обмоток является, кроме того, увеличенное межвитковое напряжение, что требует усиленной витковой изоляции. В процессе намотки переплетенных обмоток витки соседних катушек (секций) переплетаются, что положительно сказывается на первоначальном распределении импульсных напряжений и позволяет отказаться от экранирующих витков обмотки и дополнительной катушечной изоляции входных дисковых катушек.

В связи с увеличением числа ступеней регулирования напряжения под нагрузкой применяют в качестве регулировочных обмоток (РО) цилиндрические многослойные обмотки, выполняемые в виде отдельных наружных обмоток. В этом случае широко применяются двухслойные цилиндрические обмотки с отдельными концентрическими грубой (РО_{гр}) и тонкой регулировки

($P_{O_{\text{тон}}}$) (рис. 5-9). Как правило, эти обмотки выполняют на бумажно-бакелитовых цилиндрах проводом прямоугольного сечения плашмя или на ребро.

В зависимости от мощности, проходящего по обмоткам тока и числа ступеней регулирования обмотки выполняют одно-, двух- или многоходовыми из нескольких параллельных проводов в виде нескольких слоев, из которых каждый — многоходовая спираль.

Витки регулировочной обмотки соединяют так, чтобы между соседними ходами рабочее напряжение не превышало напряжения двух регулировочных ступеней. Многослойные цилиндрические регулировочные обмотки имеют более высокую импульсную прочность, чем винтовые, и меньший радиальный размер¹.

6-2. ИЗГОТОВЛЕНИЕ И УСТАНОВКА ПРИСПОСОБЛЕНИЙ ДЛЯ НАМОТКИ ОБМОТОК

Для изготовления обмоток на месте ремонта необходимы следующие упрощенные приспособления: 1) козлы для установки намоточного станка и барабанов с проводом; 2) намоточный станок с редуктором и приводом; 3) шаблоны; 4) педальный выключатель; 5) зажимы для натяжения провода и крепления концов обмоток; 6) приспособления для выгибания провода; 7) скобы (вилки) для временного крепления витков при их затяжке.

Установочные козлы (рис. 6-1) для установки намоточного станка изготавливают из швеллеров относительно больших размеров (№ 20 и 30) на длину не менее 6 м. Всего изготавливают двое таких козел с ножками в виде буквы А высотой 600 мм.

Козлы должны быть устойчивыми и строго горизонтальными. Их устанавливают параллельно на том или ином расстоянии в зависимости от высоты обмотки, а соответственно и длины шаблона. К одному из козел, отступя 0,5 м от торца, приваривают снаружи площадку для установки электродвигателя и червячного редуктора.

Намоточный станок (рис. 6-1) собирают из следующих деталей.

¹ Нормаль электротехники — ОАА 629.004-68 и технические условия Запорожского трансформаторного завода ОБВ 517.286-70 включают технические требования к изготовлению обмоток.

А. На площадке 1, приваренной к одним из козел, монтируют электродвигатель и червячный редуктор, который подбирают так, чтобы вал станка делал 4—8 об/мин. Чем больше диаметр обмотки, тем меньше должна быть частота вращения станка, и наоборот. Вал редуктора должен иметь диаметр 30—40 мм. Редуктор сочленяют муфтами с одной стороны с электродвигателем, а с другой — с валом станка. Рядом с электродви-

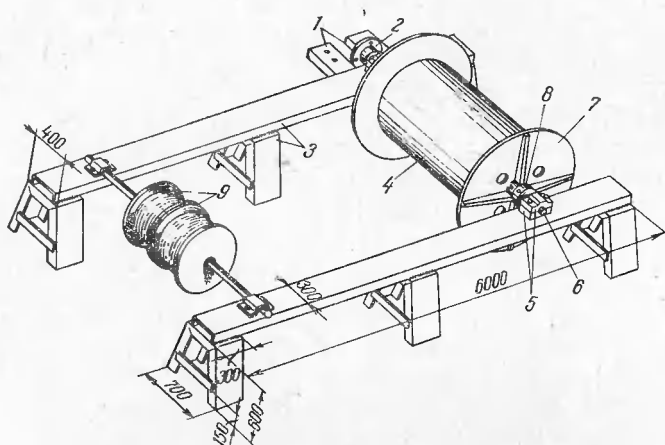


Рис. 6-1. Намоточный станок.

1 — площадка для установки редуктора с электродвигателем; 2 — соединительная муфта; 3 — козлы из швеллеров; 4 — шаблон; 5 — деревянный подшипник; 6 — стальной вал; 7 — стальной диск; 8 — гайка; 9 — барабаны с обмоточным проводом.

гателем монтируют закрытый реверсивный переключатель или перекидной рубильник, к которому от ближайшего щитка подводят питающие провода в газовой трубе.

Б. На козлах устанавливают деревянные подшипники 5 так, чтобы валы станка и редуктора были на одной линии и на одном уровне, причем вал станка должен лежать в подшипниках строго горизонтально.

В. Стальной вал 6 станка должен иметь диаметр 40—60 мм в зависимости от массы обмотки и размера пролета между козлами. Длина вала должна быть равна длине шаблона плюс 600 мм. На концах вала вытачивают шейки, которыми он ложится в подшипники, а дальше от шеек нарезают на соответствующую

длинну резьбу так, чтобы она несколько заходила внутрь шаблона.

Г. На вал станка надевают и раскрепляют на нем шаблон 4, на который и производится намотка обмоток. Шаблон центрируют на валу так, чтобы он находился на одинаковом расстоянии от козел. На рис. 6-2 показан наиболее простой шаблон, который представляет собой разрезной свальцованный цилиндр из листов стали толщиной 2—3 мм.

Д. По обе стороны от шаблона надевают на вал станка упорные металлические диски 7 (рис. 6-1) толщиной 10—30 мм, диаметром, равным наружному диаметру самой большой обмотки плюс 200 мм. Диски должны свободно насаживаться на вал. Если диски выполняются из толстого листа, то для облегчения в них делают по окружности несколько внутренних вырезов, за которые их стропят при насадке. Если диски выполняют из более тонкого листа, то, чтобы они не прогибались при подпрессовке обмоток в процессе намотки, их усиливают ребрами или шайбами, которые приваривают к дискам с их наружной стороны. Затем наворачивают на резьбу вала станка гайки 8 и зажимают шаблон между указанными дисками. В одном из дисков делают наружный вырез для крепления конца обмотки.

Е. Раскрепление шаблона на валу производят по-разному. Наиболее простой способ — раскрепление с помощью нескольких деревянных крестовин, которые туго вставляют в металлический разрезной цилиндр и вместе с ним насаживают на вал. Однако при этом надо иметь отдельные крестовины для разных по диаметру шаблонов. Кроме того, после намотки обмотки, чтобы вынуть шаблон, крестовины приходится выбивать, что усложняет снятие обмотки с шаблона.

На промышленных предприятиях, если в электроремонтных цехах имеются намоточные станки серии ТТ, последние следует использовать для намотки катушек обмоток ремонтируемых трансформаторов.

Рекомендуются: для намотки обмоток трансформаторов III габарита станки модели ТТ-21 или их модификации ТТ-20 с укладчиком витков, применяемые для намотки слоевых обмоток; для трансформаторов IV—VI габаритов станки типа ТТ-23 и его модификации ТТ-24 без задней бабки для намотки дисковых катушек; типа РТ-28 и его модификации РТ-29 без задней бабки для намотки особо крупногабаритных и тяжелых катушек обмоток.

Шаблон (рис. 6-2) вальцуется на наружный диаметр, равный внутреннему диаметру жесткого бакелитового цилиндра (при намотке обмотки на таком цилиндре) минус зазор 20—30 мм, на который он может раздвигаться, или внутреннему диаметру самой обмотки (при намотке обмотки непосредственно на шаблон) минус толщина реек, образующих продольный канал между обмоткой и цилиндром, а также минус зазор 20—30 мм.

К внутренним краям шаблона приваривают на всю длину угольники с отверстиями на полках. С помощью шпилек 4, вставляемых в эти отверстия, регулируют зазор и тем самым сжимают или раздвигают шаблон на размер зазора. В зазор на всю длину вставляют деревянную рейку. Длина шаблона должна быть равна высоте бумажно-бакелитового цилиндра, на который наматывается обмотка, или высоте обмотки плюс 120—150 мм. Указанный шаблон нашел широкое применение при изготовлении непрерывных, винтовых и цилиндрических обмоток для трансформаторов средних и больших мощностей. Недостатком этого шаблона является то, что для каждого диаметра обмотки необходимо иметь свой такой шаблон.

Поэтому существуют различные конструкции раздвижных шаблонов, например шаблоны с механизированной настройкой (рис. 6-3).

На валу 3 свободно сидят два диска 1 и закреплены неподвижно четыре конические шестерни 2. Эти шестерни можно жестко фиксировать на дисках винтами 10. Диски имеют с каждой стороны Т-образные пазы 4 для размещения болтов 5 и кольцевые конусообразные пазы для закрепления корпусов лучей 11.

В корпусе луча закреплен винт 6, на конце которого сидит коническая шестерня 8, сцепленная с шестерней 2. На винт навертывается гайка-стержень 7, которая представляет собой пустотелый цилиндр и может перемещаться по винту в корпусе луча. На гайках-стержнях расположены швеллерообразные планки 9,

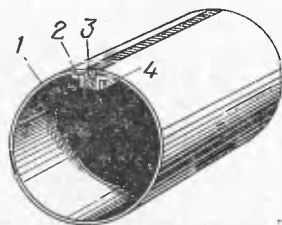


Рис. 6-2. Шаблон.

1 — стальной вальцованный цилиндр; 2 — угольники; 3 — деревянная рейка; 4 — шпилька.

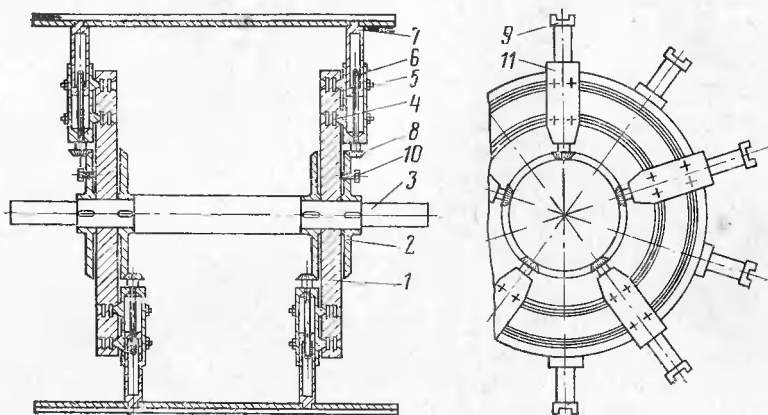


Рис. 6-3. Шаблон с механизированной настройкой.

1 — диск; 2 и 8 — конические шестерни; 3 — вал; 4 — Т-образный паз; 5 — болт; 6 — винт; 7 — гайка-стержень; 9 — швеллерообразная планка; 10 — фиксирующий винт; 11 — корпус луча.

имеющие пазы для картонных реек, которые устанавливаются при намотке обмоток.

Для настройки шаблона на необходимый диаметр закрепляют его в центрах, освобождают диски 1 относительно вала 3 и закрепляют их неподвижно относительно корпуса станка. После этого приводят во вращение шпиндель станка, связанный с валом. Вал с жестко сидящими на нем шестернями 2 вращается относительно неподвижных дисков и передает вращение на шестерни 8 и винты 6. Гайки-стержни перемещаются при этом в радиальном направлении до нужного диаметра.

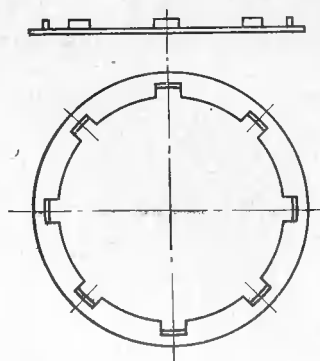


Рис. 6-4. Контрольная шайба.

На наружных диаметрах дисков нанесены деления, по которым в зависимости от числа реек обмотки производится установка (или съем) лучей 11 и планок 9. Такие шаблоны позволяют осуществлять очень тонкую настройку ($\pm 0,5$ мм) на необходимый диаметр, при

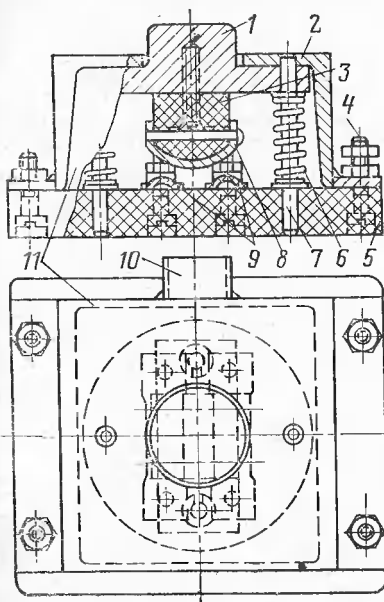
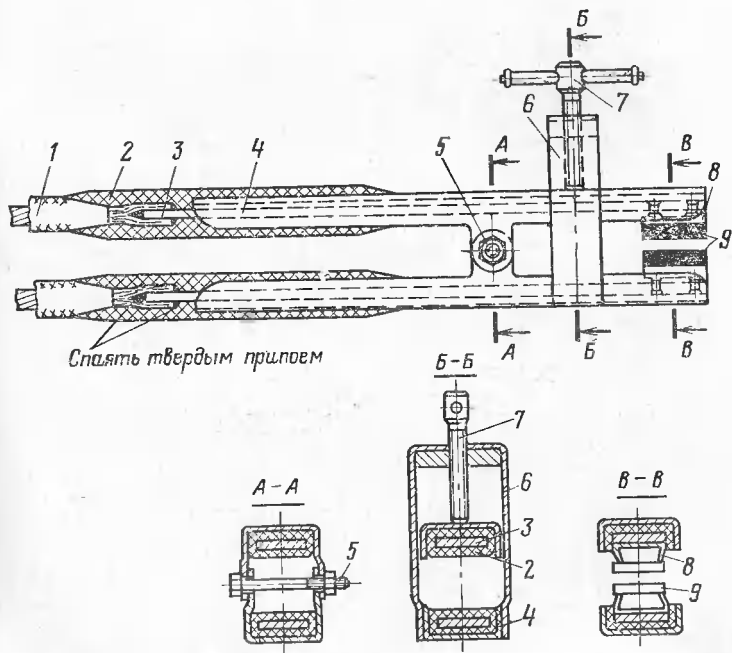


Рис. 6-5. Педальный выключатель.

1 — педаль; 2 — корпус из швеллера; 3 — текстолитовый контактодержатель; 4 — контакт для заземления; 5 — основание из текстолита; 6 — пружина; 7 — стальной штифт; 8 — подвижный контакт; 9 — неподвижные контакты; 10 — трубка для проводов; 11 — стенка корпуса.

Рис. 6-6. Электропаяльные клещи.

1 — гибкий кабель; 2 — изоляция из асбеста; 3 — медная шина; 4 — стальная коробка; 5 — шарнирный болт; 6 — зажимная скоба; 7 — винт зажимной скобы; 8 — медная обойма; 9 — угольные электроды.



этом время на настройку в несколько раз сокращается. На этих шаблонах (масса 600—3000 кг) можно наматывать обмотки трансформаторов со следующими характеристиками: внутренний диаметр 600—2800 мм, длина 1500—3200 мм, количество реек 12—48 шт., масса

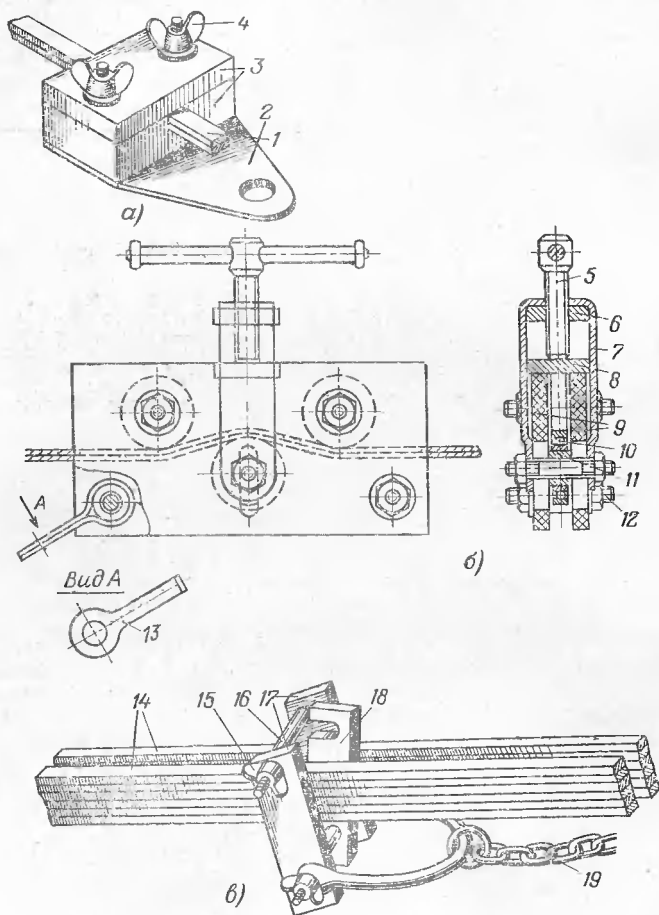


Рис. 6-7. Зажимы для натяжения обмоточного провода.

а — простой; *б* — роликовые; *в* — для намотки двухпроводных винтовых обмоток; 1 — обмоточный провод; 2 — основание зажима — стальная пластина; 3 — зажимные текстолитовые или гетинаксовые планки; 4 — зажимный винт; 5 — натяжной винт; 6 — пластина с резьбовым отверстием; 7 — металлический корпус; 8 — опорная планка; 9 — щеки из текстолита или гетинакса; 10 — шарикоподшипник; 11 — втулка; 12 — шпилька; 13 — скоба для крепления зажима; 14 — параллельные провода витка; 15 — шпилька с барашковой гайкой; 16 — трубка, свободно надеваемая на шпильку; 17 — зажимные планки; 18 — промежуточная откидная планка; 19 — цепь.

3—15 т. Рекомендуется ремонтным организациям, обладающим ремонтными мастерскими, а также ремонтным заводам, изготавливающим обмотки для трансформаторов средней и большой мощности, иметь такие шаблоны.

Описанный шаблон (рис. 6-3) включает в себя приспособление для фиксации и закрепления реек. Простые шаблоны имеют упорные диски с прорезями для уста-

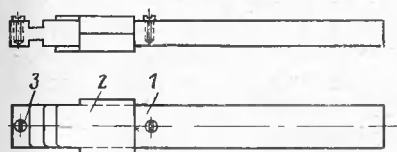


Рис. 6-8. Приспособление для выгибания провода.

1 — стальная планка с прорезями для провода; 2 — щеколда; 3 — ограничитель хода щеколды.

новки реек. Если таких прорезей нет, на концах шаблона устанавливают контрольные шайбы (рис. 6-4). При изготовлении приспособлений для намотки обмоток на месте ремонта необходимо иметь два комплекта некоторых из указанных деталей, а именно: вал станка, упорные диски и гайки, шаблон. На одном комплекте производят намотку той или иной обмотки, а на другом обмотку после ее намотки сушат и опрессовывают.

На рис. 6-5 показан педальный выключатель, который одновременно используют и при пайке твердым припоем с помощью электропаяльных клещей (рис. 6-6).

Различные зажимы для натяжения провода показаны на рис. 6-7. Их устанавливают на специальном приспособлении или на цепи, прикрепленной обычно к стойке с барабанами. Любой зажим должен обеспечивать натяжение провода, в то же время изоляция провода при его прохождении через зажим не должна задирается, рваться и т. п.

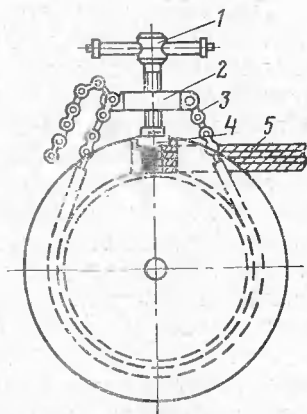


Рис. 6-9. Цепной зажим для крепления конца многопараллельной обмотки.

1 — прижимный винт; 2 — коромысло с резьбовым отверстием; 3 — цепь Галля; 4 — прижимная пластинка; 5 — конец витка из многих параллельных проводов.

Кроме основного оборудования для намотки применяют приспособления для выгибания провода при выполнении переходов, транспозиций и пр. (рис. 6-8), а также для крепления частей обмоток: витков, катушек, концов (рис. 6-9).

6-3. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

Прежде чем приступить к намотке той или иной обмотки, обмотчики знакомятся с расчетной запиской и чертежом обмотки, включая развертку с указанием всех переходов, транспозиций и конструктивных элементов, а также получают технологическую карту и материальную спецификацию. Затем обмотчики готовят в соответствии с указанными документами необходимые приспособления и аппараты для внутренней пайки и сварки проводов. Кроме того, обмотчики готовят плиты и шпильки для стяжки и прессовки обмоток, деревянные и металлические подставки, устанавливаемые между прессующими плитами и торцами обмоток при их стяжке и прессовке, набор рабочего и мерительного инструментов (монтажный нож, ключи, напильники, плоскогубцы, кусачки, молоток, рычажные ножницы, ручные тиски, портновские ножницы, киянки, микрометр, штангенциркуль и пр.), а также электроизоляционный материал (электрокартон толщиной 0,5—2 мм, кабельную, телефонную и крепированную бумагу, лакоткань, тафтяную и киперную ленту и т. п.) и различные припои (серебряный и медно-фосфорный) в виде узких пластинок или прутков.

Обмотчики получают изоляцию, необходимую для данного типа обмоток (продольные рейки, дистанционные прокладки, шайбы, выравнивающие клинья, пояски, коробочки из электрокартона, жесткие бумажно-бакелитовые цилиндры, если они предусмотрены конструкцией обмотки, опорные и емкостные кольца и т. п.) и барабаны с соответствующим проводом. После этого собирают всю установку для намотки обмотки, устанавливают и закрепляют соответствующий шаблон, продувают его сухим, чистым сжатым воздухом и протирают обтирочными концами; устанавливают и закрепляют приспособление для фиксации реек и сами рейки с набором прокладок, соответствующий зажим для натяжения провода, проверяют размеры провода, устанавливают на стойку

барабаны с обмоточным проводом, заправляют провода через зажим на рейки, пускают станок и регулируют натяжение провода.

Если обмотка выполняется на жестком бумажно-бакелитовом цилиндре, его размечают перед насадкой и раскреплением на шаблоне для равномерной укладки реек по окружности. Если обмотка наматывается непосредственно на шаблон, его обертывают листом кабельной бумаги или тонкого электрокартона и размечают на нем места укладки реек цветным карандашом.

После установки шаблона на станок укладывают на шаблон вдоль размеченных линий рейки с набранными на них дистанционными прокладками. Концы реек заводят при этом в пазы контрольной шайбы или в прорези упорных дисков. Чтобы при укладке провода на рейки в процессе намотки получалась окружность, между постоянными рейками с набором прокладок устанавливают временные вспомогательные рейки. Постоянные и временные рейки закрепляют на цилиндре или шаблоне киперной лентой.

Чтобы изоляция провода при его проходе через зажим не рвалась, барабан с проводом, зажим и шаблон должны располагаться по возможности на одной прямой линии. Тогда провод, сматываясь с барабана и проходя через зажим, а затем поступая на станок, не будет изгибаться.

6-4. НАМОТКА НЕПРЕРЫВНОЙ ОБМОТКИ

Обмотки, а соответственно и отдельные катушки могут иметь левую и правую намотку. Обмотка считается левой, если обход вдоль витков совершается против часовой стрелки (рис. 6-10), и правой — если по часовой стрелке. Обычно обмотки выполняют левыми. Поворачивание на 180° непрерывной и винтовой обмоток, однослойной цилиндрической обмотки, а также двойной дисковой катушки в дисковой обмотке не меняет их направления, при поворачивании же одинарной дисковой катушки направление намотки изменяется.

Непрерывная обмотка (рис. 6-11) состоит

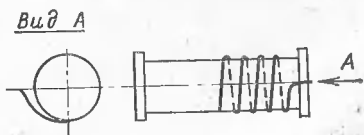


Рис. 6-10. Намотка левой обмотки.

из отдельных катушек, причем переход из одной катушки в другую производится непрерывно, без паяк. Это достигается перекладыванием витков в процессе намотки каждой нечетной катушки, если концы обмотки выводятся наружу, и каждой четной катушки, если концы обмотки выводятся внутрь. Катушки отделяются одна от другой каналами, которые создаются набором прокладок,

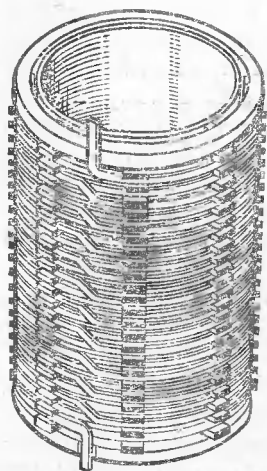


Рис. 6-11. Непрерывная обмотка.

располагаемых равномерно по окружности. Прокладки насаживают на продольные рейки. Если высота окна магнитопровода недостаточна, каналы делают после каждых двух катушек, а между дисками двойной катушки прокладывают шайбы.

Чтобы начало и конец обмотки были оба наружными или оба внутренними, число катушек в непрерывной обмотке должно быть четным. В свою очередь, чтобы регулировочные отводы в обмотке были все наружными и отходили от наружных переходов, число катушек в каждой половине обмотки, а также число регулировочных катушек должно быть четным.

При намотке левой обмотки перемещают все прокладки по рейкам влево, передвигают с края шаблона к правому упорному диску прокладки, образующие канал между первой катушкой и опорным кольцом, и начинают намотку первой перекладной катушки.

Закрепляют петлей из киперной ленты конец провода за вырез в упорном диске, освобождают натяжение провода и пускают станок в соответствующую сторону.

Витки при намотке временной катушки укладывают один на другой (рис. 6-12, I) и, когда заканчивают укладку последнего верхнего витка, плавно изгибают провод для внутреннего перехода во вторую непереключаемую катушку. Предварительно провод на месте изгиба дополнительно изолируют коробочкой длиной до 100 мм из электрокартона толщиной 0,5—1 мм, которую накладывают на провод сверху и закрепляют одним слоем

вполуперекрытие тафтяной лентой. Изгиб провода для перехода делают в загибочном приспособлении (рис. 6-13).

Производят перекладку временно намотанной первой катушки. Для этого зажимают провод, идущий от барабана, сдвигают катушку немного влево и, сбрасывая с нее верхний виток, укладывают его на рейки.

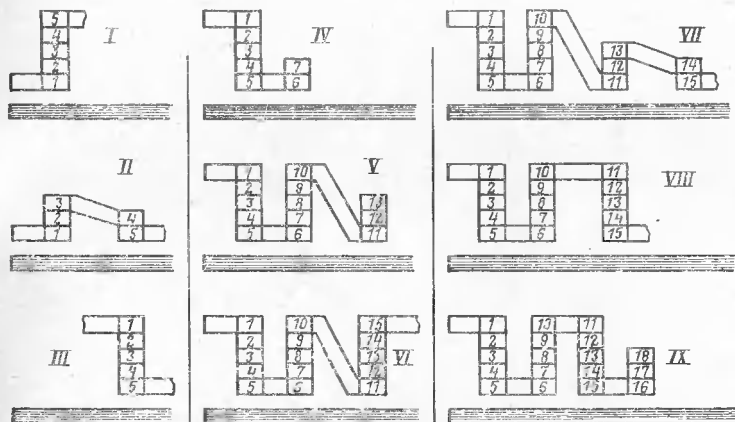


Рис. 6-12. Процесс намотки непрерывной обмотки.
1—18 — витки; I—IX — чередование перекладной и основной катушек.

Затем снимают следующий виток и укладывают его на ранее снятый и т. д. (рис. 6-12, II). Когда последний нижний виток временно намотанной первой катушки будет уложен сверху на катушку, получившуюся после перекладки (рис. 6-13, III), катушку сдвигают на место и затягивают сначала от руки, а затем путем кратковременных пусков станка при закрепленном свободном конце провода. В процессе затяжки катушку обстукивают легкими ударами киянки.

Чтобы катушка во время затяжки не рассыпалась, на нее надевают в нескольких местах по окружности спе-

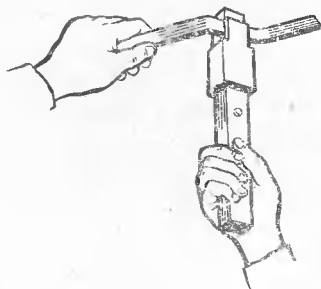


Рис. 6-13. Изгиб провода для перехода во вторую катушку.

циальные скобы 5 (рис. 6-14). После затяжки катушки снимают скобы, придвигают к ней прокладки, образующие канал между первой и второй катушками, выгибают и закрепляют начало обмотки и наматывают с необходимым натяжением провода вторую неперекладную катушку (рис. 6-12, IV).

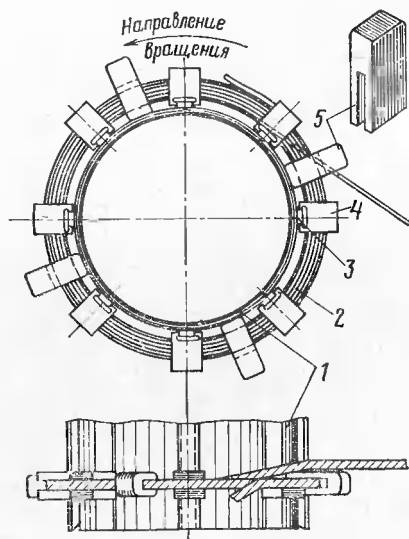


Рис. 6-14. Намотка перекладной катушки непрерывной обмотки.
1 — цилиндр; 2 — переложенная катушка; 3 — рейка; 4 — прокладка; 5 — скоба (вилка).

Начало обмотки изгибают и изолируют согласно чертежу. Под начало провода укладывают на катушку электрокартонную коробочку и закрепляют ее бандажом из киперной ленты. Так же в последующем обрабатывают и конец обмотки. После намотки второй катушки изгибают провод для наружного перехода из второй в третью перекладную катушку (рис. 6-12, V). Место изгиба предварительно изолируют электрокартонной полоской, которую накладывают на провод снизу и закрепляют в середине несколькими витками тафтяной ленты. Места изгиба для внутреннего перехода всегда изолируют электрокартонной коробочкой, накладываемой на провод сверху, а для наружного перехода —

электрокартонной полоской, которую накладывают на провод снизу.

После намотки второй перекладной катушки накладывают на обе катушки три бандаж из киперной ленты. Первым бандажом закрепляют начало обмотки, второй бандаж накладывают диаметрально противоположно первому, а третий — через одну рейку после первого. Далее весь процесс повторяют, т. е. все нечетные катушки наматывают с перекладкой витков и изгибом провода для внутреннего перехода, а все четные катушки — без перекладки витков и с изгибом провода для наружного перехода (рис. 6-12, VI—IX).

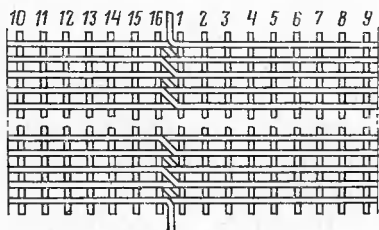


Рис. 6-15. Непрерывная обмотка в развернутом виде.

1—16 — рейки.

На рис. 6-15 показана непрерывная обмотка в развернутом виде, имеющая 16 реек по окружности. Если в каждой катушке целое число витков, то начало и конец обмотки, а также все переходы располагают в одном из пролетов. В обмотке, показанной на рис. 6-15, это сделано в 16-м пролете, т. е. между рейками 16 и 1.

Достоинством непрерывной обмотки является не только отсутствие паяк, но и то, что в ней число витков может быть не кратным числу катушек, т. е. каждая катушка может иметь дробное число витков. Знаменателем дроби берут число реек по окружности, а числителем — число, показывающее, после какой рейки надо сделать переход. Если во всех катушках целое число витков, все переходы получаются в одном пролете. В этом случае в месте перехода увеличивается радиальный размер катушки на толщину меди. При дробном числе витков в катушках все переходы смещаются от начала катушки и не дают местного увеличения ее радиального размера.

Например, обмотка имеет 16 реек по окружности, начало обмотки расположено в 16-м пролете, т. е. между рейками 16 и 1, в первой катушке 4,5 витка, во второй тоже 4,5 витка, а в остальных по $4\frac{15}{16}$ витка. Приводим дробь 4,5 к знаменателю, равному числу реек по окружности, и получаем $4\frac{8}{16}$. Тогда переход из первой катушки во вторую будет в 8-м пролете, переход из второй

катушки в третью (учитывая, что начало второй катушки находится в 8-м пролете) в 16-м пролете и дальше в 15-м, затем в 14-м и т. д.

Если при дробном числе витков не выдерживается радиальный размер катушек, его обязательно выравнивают, прокладывая между витками электрокартонные пояски.

При диаметре обмотки более 1500 мм или если ее размер в радиальном направлении больше 140 мм, переключивание витков в переключных катушках затруднительно. Поэтому такие обмотки мотают одинарными дисками, поочередно изменяя направление вращения шпинделя станка. Диски в ходе намотки соединяют пайкой.

Намотка производится поочередно с барабанов, которые располагают по обе стороны намоточного станка. Обмотчик при этом переходит с одной стороны станка на другую. Сначала он выгибает конец провода, который будет служить внутренним переходом в следующий второй диск, и закрепляет конец за шаблон. Затем наматывает первый диск, обрезает верхний конец первого барабана и закрепляет наружный конец первого диска (он же служит началом обмотки).

Обмотчик переходит на другую сторону, припаяв конец второго барабана, установленного на этой стороне, к внутреннему концу первого диска, выполненному как внутренний переход из первого диска во второй, и наматывает второй диск, пуская станок в сторону, противоположную вращению при намотке первого диска.

Третий диск наматывают подобно первому с первого барабана, четвертый подобно второму со второго барабана и т. д. Конец наружного витка третьего диска выполняют как наружный переход и спаивают с концом наружного витка второго диска, а начало внутреннего витка, выполненное как внутренний переход, спаивают с началом внутреннего витка четвертого диска и наматывают четвертый диск. Аналогично указанным четырем дискам мотают все остальные диски обмотки.

Транспозиция параллельных проводов. Иногда виток состоит не из одного, а из нескольких параллельных проводов. При этом провода должны иметь равную длину и одинаковое сцепление с полем рассеяния, иначе будут значительные дополнительные потери. Поэтому

параллельные провода, образующие виток, если они расположены перпендикулярно потоку рассеяния, должны соответственно транспонироваться, т. е. меняться местами.

В непрерывной обмотке параллельные провода меняют местами в переходах из одной катушки в другую, причем число переходов получается равным числу параллельных проводов в витке. Параллельные провода (рис. 6-16) при переходе из первой катушки во вторую меняются местами, т. е. верхние провода становятся нижними, а нижние — верхними. Чтобы это осуществить, переходы проводов смещают один по отношению к другому. Смещение производят обычно на один пролет между рейками. В результате виток, состоящий из двух параллельных проводов, занимает своими переходами два пролета, из трех — три пролета, из четырех — четыре.

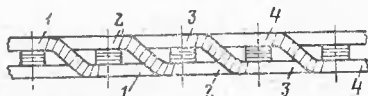


Рис. 6-16. Транспозиции параллельных проводов в непрерывной обмотке.

1—4 — параллельные провода в витке.

Практикой изготовления многопараллельных непрерывных обмоток выработано правило, согласно которому началом и концом катушки, виток которой состоит из нечетного числа параллельных проводов, считают средний провод, а при четном числе параллельных проводов — последний провод первой половины всех проводов.

Так, при двухпроводном витке это будет первый верхний провод, при трехпроводном витке — второй средний, а при четырехпроводном витке — второй провод, считая сверху, и т. д.

Место изгиба каждого из параллельных проводов для перехода из катушки в катушку предварительно изолируют электрокартоном. При изгибе для наружного перехода накладывают полосу на провод снизу, а для внутреннего — корбочку на провод сверху. Места переходов, а соответственно и изгибов проводов размечают в соответствии с чертежом обмотки в развернутом виде, где показаны и пронумерованы все рейки и пролеты и изображены все переходы и транспозиции. На чертеже наружные переходы показывают сплошными линиями, а внутренние — пунктирными.

При выполнении наружных переходов из неперекладной катушки в перекладную сначала изгибают верхний провод, а затем, идя последовательно сверху вниз, остальные. При этом смещают место изгиба для каждого последующего провода на одну рейку. Переходы всех проводов укладывают так, чтобы верхние провода переходили соответственно в нижние, а нижние — в верхние.

Для намотки перекладной катушки необходимо плавно спустить переходы с верха постоянной катушки вниз на рейки к основанию временной катушки. Для этого применяют технологический клин, который набирают ступеньками из электрокартонных полос шириной, равной примерно ширине провода вместе с изоляцией. Длину клина в зависимости от числа параллельных проводов в витке берут равной $\frac{1}{3}$ — $\frac{1}{2}$ витка.

Клин должен иметь наибольшую высоту, равную радиальному размеру катушки минус один виток. Эта высота должна постепенно уменьшаться: под вторым переходом — на толщину одного провода, под третьим переходом — еще на толщину одного провода и т. д., а за пределами всех переходов равномерно и постепенно сойти на нет. После того как клин скомплектован, его бандажируют вразгон по всей длине киперной лентой. Изготовленный таким образом клин подкладывают под переходы и плавно спускают их на рейки. Затем наматывают перекладную катушку.

При намотке первого витка перекладной катушки провода укладываются на рейки по небольшой спирали, причем начало витка несколько приподнято по сравнению с кондом. Поэтому под конец первого витка также подкладывают на некоторой длине технологический клин, набранный из электрокартонных полос. При наличии этого клина второй виток ложится без усилий и равномерно на первый виток и все временные витки устойчиво лежат один на другом. После намотки временной катушки размечают места изгибов для внутренних переходов в следующую постоянную неперекладную катушку и выгибают все параллельные провода. Предварительно место изгиба каждого провода изолируют электрокартонной коробочкой, которую накладывают на провод сверху и закрепляют лентой.

При выполнении внутренних переходов из перекладной катушки в неперекладную сначала выгибают ниж-

ний провод, а затем идя последовательно снизу вверх, все остальные. При этом смещают место изгиба для каждого последующего провода на одну рейку. Переходы всех проводов укладывают так, чтобы нижние провода переходили соответственно в верхние, а верхние — в нижние.

Между параллельными проводами, идущими с разных барабанов, наблюдаются небольшие линейные смещения вследствие разности в диаметрах этих барабанов при намотке. Чтобы смещения в процессе перекладывания витков не увеличивались, провода зажимают ручными тисками или рукой. Затем перекладывают

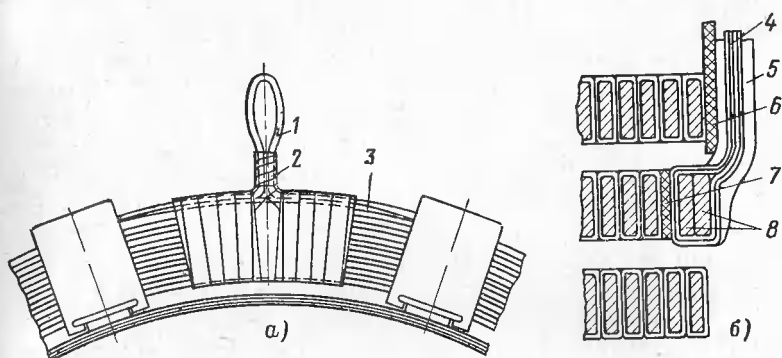


Рис. 6-17. Регулировочные ответвления.

а — наружное, выполненное в виде петли; *б* — внутреннее из полос ленточной меди; 1 — петля; 2 — бандаж из киперной ленты; 3 — электрокартонная полка; 4 — ответвления; 5 — изоляция; 6 — электрокартонная коробочка; 7 — полка из электрокартона; 8 — виток из двух параллельных проводов.

витки, наблюдая за тем, чтобы провода взаимно не смещались. Перекладывание витков из нескольких параллельных проводов производят так же, как и витков из одного провода.

Намотку непрерывных катушек производят двое рабочих; один находится по одну сторону станка, а второй — по другую.

Выполнение регулировочных ответвлений. Регулировочные ответвления у наружной обмотки выводят наружу, а у внутренней — наружу или внутрь.

Наружные регулировочные ответвления выполняют, как правило, в виде петли 1 (рис. 6-17, *а*) из того же

провода, что и витки катушки. Петлю выполняют следующим образом: отмечают на проводе место начала изгиба петли и на расстоянии 500 мм — конец ее изгиба; затем от начала и конца изгиба изолируют дополнительно провод на длине 120—130 мм навстречу. Изоляцию выполняют согласно указанию чертежа.

Освобождают провод в зажиме, выгибают плоскогубцами петлю так, как показано на рис. 6-17, а, и закрепляют ее тремя-четырьмя оборотами киперной ленты. Подкладывают под провод перед началом петли, а также после ее конца электрокартонные коробочки длиной каждая 40—50 мм или сплошную полосу 3 и накладывают на катушку с обеих сторон петли бандажи 2 из киперной ленты. После выполнения петли и ее закрепления продолжают дальнейшую намотку витка.

Внутренние регулировочные ответвления выполняют обычно из полос ленточной меди толщиной 0,5—1 мм в несколько слоев для получения необходимого сечения. Такие ответвления 4 (рис. 6-17, б) припаивают к проводам витка 8. Для этого укладывают все провода витка, к которому должно быть припаяно ответвление, отмечают риской место припайки, снимают с проводов изоляцию, подкладывают под виток медную ленту ответвления, обжимают ею провода и натягивают их.

Затем зажимают провода в ручные тиски и накладывают на виток вблизи мест пайки асбестовые компрессы, а также ограждают, если это необходимо, близлежащие места асбестовыми экранами. Для получения более свободного доступа к месту пайки поворачивают обмотку немного назад. Пайку производят сплавом медь—фосфор при помощи электропаяльных клещей. Место пайки тщательно зачищают и обрабатывают напильником и наждачным полотном, проверяя, чтобы не было наплывов, заусенцев, острых краев, затем изолируют лакотканью, которую закрепляют одним слоем тафтяной ленты вполуперекрытие.

Как наружные, так и внутренние ответвления изолируют и располагают согласно чертежу.

Внутренние ответвления располагают между цилиндром и обмоткой и укладывают по всей длине в специальные электрокартонные коробочки 6. Между проводом, к которому припаяны ответвления, и соседним проводом витка прокладывают электрокартонную полосу 7. Изоляция ответвлений должна заканчиваться всегда на

конус на длине, равной двадцатикратной ее толщине. Начало конуса должно быть выше опорного кольца на 15—20 мм.

Как наружные, так и внутренние регулировочные ответвления выполняют обычно по одному в пролете, причем если катушки имеют целое число витков, то первое ответвление располагают не в том пролете, в котором находится начало обмотки, а в предыдущем. Соответственно второе ответвление сдвигают на одну рейку от первого, третье — от второго и т. д.

При намотке левых обмоток с внутренними ответвлениями по прямой схеме намотку первой половины начинают не с конца, а с середины шаблона и ведут справа налево¹, переключая при этом не четные, а четные катушки. После окончания намотки первой половины весь шаблон поворачивают на 180° и начинают наматывать вторую половину также с середины в том же направлении, т. е. справа налево¹.

При намотке левых обмоток с внутренними ответвлениями по оборотной схеме намотку обеих половин начинают также с середины цилиндра, но шаблон после окончания намотки первой половины не поворачивают, а наматывают каждую половину от середины к соответствующему концу цилиндра. Обе половины получаются разных направлений, как это требуется при оборотной схеме.

При намотке левых обмоток с наружными ответвлениями по оборотной схеме намотку первой половины начинают с конца цилиндра и ведут к середине справа налево¹, переключая нечетные катушки. После окончания намотки первой половины шаблон поворачивают на 180° и продолжают намотку от середины, т. е. от намотанной первой половины. Вторая половина будет при этом наматываться слева направо, и обе половины получатся разных направлений.

Регулировочные ответвления выводят наружу: одну половину — сверху, а другую — снизу. В местах паек вкладывают между катушками набор прокладок, чтобы при опрессовке и насадке обмоток эти места не могли быть повреждены. Переходы из катушки в катушку в обмотках с регулировочными ответвлениями распола-

¹ При намотке правых обмоток намотку производят слева направо.

гают по возможности в пролетах, где нет ответвлений. Если это осуществить нельзя, то переход делают над ответвлением, а не под ним.

6-5. НАМОТКА ОДНОХОДОВОЙ ВИНТОВОЙ ОБМОТКИ

Винтовые обмотки применяют на стороне НН, а иногда и СН у трансформаторов средних и больших мощностей. Они бывают одно-, двух-, трех- и четырехходовыми. Одноходовые винтовые обмотки применяют при 4—10 параллельных проводах, двухходовые — при 12—20, трех- и четырехходовые — при 40 и более. Винтовые обмотки обычно применяют для напряжений до 35 кВ.

Рассмотрим изготовление одноходовой винтовой обмотки (рис. 6-18). Каждый диск этой обмотки состоит из одного витка, выполняемого из нескольких параллельных прямоугольных проводов, располагаемых плашмя. Провода, образующие виток, укладывают в радиальном направлении вплотную друг к другу. Винтовые обмотки наматывают на жестком бумажно-бакелитовом цилиндре в виде спирали с каналами между витками, которые создаются набором прокладок, располагаемых равномерно по окружности. Прокладки насаживают на продольные рейки, которые укладывают на предварительно размеченный цилиндр. Рейки образуют продольный канал между цилиндром и обмоткой. Таким образом, конструкция

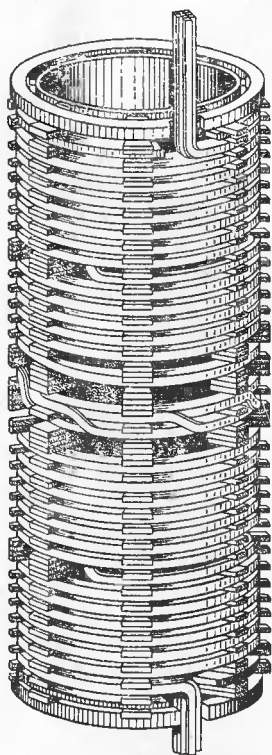


Рис. 6-18. Винтовая одноходовая обмотка.

продольной изоляции и крепежных деталей у винтовой обмотки такая же, как и у непрерывной обмотки.

Витки одноходовой винтовой обмотки образуют винтовую поверхность, как в одноходовом винте. При ее намотке возникают значительные силы упругости, которые

стремятся раскрутить витки. Поэтому начало обмотки комплектуют и зажимают в специальное приспособление, которое закрепляют на выступе универсального шаблона или упорном диске 1 (рис. 6-19) нераздвижного шаблона. Приспособление состоит из скобы 3, прижимной планки 4, нажимного винта 5 и планки 6 с резьбовым отверстием для нажимного винта. Концы проводов предварительно выгибают под прямым углом и комплектуют так, как показано на рис. 6-19. После выгиба и комплектовки восстанавливают изоляцию отдельных проводов, которая повредилась при их выгибе. Затем все концы проводов изолируют лакотканью, которую закрепляют тафтяной лентой. В процессе намотки ставят бандажки из киперной ленты (три-четыре по окружности), которые скрепляют начало обмотки с соседними дисками.

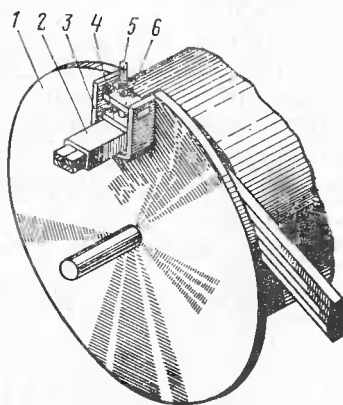


Рис. 6-19. Закрепление начала винтовой одноходовой обмотки.

1 — упорный диск; 2 — скомпонованный изолированный конец катушки; 3 — скоба зажима; 4 — прижимная планка; 5 — нажимный винт; 6 — планка.

При намотке одноходовой винтовой обмотки весь провод перематывают на отдельные барабаны по количеству параллельных проводов в витке. Барабаны устанавливают на специальной стойке один за другим. Зажим применяют такой, какой показан на рис. 5-7,в, но без откидной планки 18. Перед намоткой левой обмотки сдвигают все прокладки по рейкам влево, устанавливают на шаблон вплотную к правому диску опорное кольцо с вырезами для прохода конца обмотки и придвигают к нему прокладки, образующие канал между кольцом и первым витком. В винтовой обмотке винтовая поверхность первого крайнего витка должна быть ровной, поэтому высота набора прокладок по окружности будет разной. Эту высоту указывают для каждой отдельной рейки на чертеже обмотки в развернутом виде. Если высота набора прокладок превышает 20—25 мм, их скрепляют для устойчивости сегментами или

электрокартонными шайбами. Сегменты имеют клиновидные выступы для закрепления за рейки.

Намотав первый виток, придвигают к нему прокладку, образующие канал между первым и вторым витками, и наматывают второй виток с шагом, равным толщине провода плюс ширина канала между витками. После намотки второго витка накладывают симметрично по окружности три-четыре общих банджа из киперной ленты на оба витка и продолжают наматывать обмотку, разделяя витки прокладками. Намотку ведут до первой транспозиции параллельных проводов, которую выполняют для компенсации уравнительных токов.

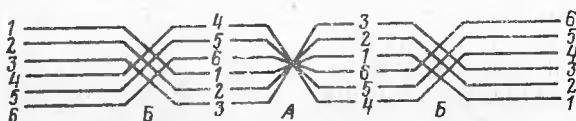


Рис. 6-20. Схема общей (А) и групповой (Б) транспозиций в одноходовой винтовой обмотке.

1-6 — провода в ветвях.

В одноходовой винтовой обмотке выполняют одну общую и две групповые транспозиции проводов. С этой целью всю обмотку делят на четыре равные части и после намотки $\frac{1}{4}$ всех витков делают первую групповую транспозицию половинным числом проводов, образующих виток (рис. 6-20, Б). После намотки половины всех витков, т. е. на середине обмотки, делают общую транспозицию (рис. 6-20, А), при которой каждый провод в отдельности меняет свое место. Наконец, после намотки $\frac{3}{4}$ всех витков делают вторую групповую транспозицию половинным числом проводов, образующих виток.

Каждая групповая транспозиция занимает три пролета (рис. 6-21, б) а общая — столько пролетов, сколько в витке параллельных проводов (рис. 6-21, а). Каждая транспозиция занимает в осевом направлении обмотки место, равное осевому размеру провода плюс размер одного канала, т. е. шагу винта обмотки. Канал К по условиям выполнения транспозиции должен быть минимальным по высоте.

Групповую транспозицию выполняют следующим образом: 1) намечают место изгиба и делят всю группу па-

параллельных проводов витка на две равные ветви при четном числе проводов или на две ветви, у которых в одной на один провод больше, при нечетном числе проводов; 2) выгибают каждый провод в отдельности в нижней ветви и изолируют провода все вместе одним слоем вполуперекрывание тафтяной лентой. На переход накладывают сверху электрокартонную коробочку, закрепляя ее лентой; 3) выгибают через две рейки каждый провод в отдельности в верхней ветви и изолируют провода все вместе так же, как и в нижней ветви. Сверху на переход накладывают электрокартонную коробочку, закрепляя ее лентой; 4) укладывают обе ветви одну на другую так, чтобы нижняя ветвь проводов перешла в верхнее положение, а верхняя — в нижнее. Расстояние между переходами оказывается при этом наполовину пустым, поэтому для закрепления свободно лежащих ветвей подкладывают два клина, набираемые из электрокартонных полос (рис. 6-21, б, поз. Z_1 и Z_2): один клин под одну ветвь, а другой — под другую.

Чтобы продолжать намотку, необходимо в процессе первой групповой транспозиции переложить все провода в натяжном зажиме: они должны укладываться в витке в том порядке, какой они заняли после транспозиции.

Групповую транспозицию одноходовой винтовой обмотки принято называть «специальной».

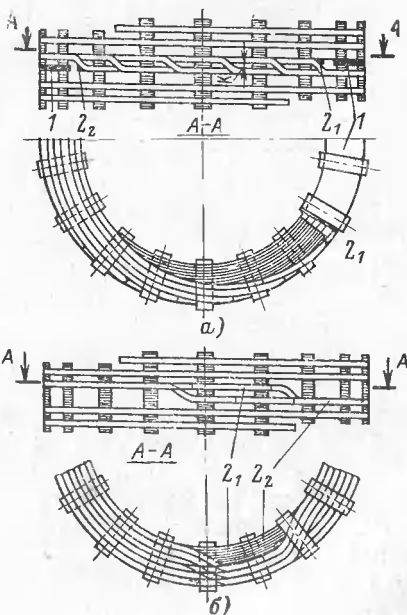


Рис. 6-21. Конструктивное выполнение транспозиций параллельных проводов одноходовой винтовой обмотки.

а — общая транспозиция; *б* — групповая транспозиция; *1* — прессованные электрокартонные сегменты с клиновыми выступами для закрепления за рейки; Z_1 и Z_2 — клинья из электрокартонных полос.

При дальнейшей намотке витков их разделяют прокладками, образующими каналы между витками. Наматывают половину всех витков, т. е. дойдя до середины обмотки, делают общую транспозицию (рис. 6-20, А).

Начало и конец общей транспозиции должны быть симметричными относительно ее середины.

Общую транспозицию выполняют следующим образом: 1) выгибают верхний провод в том пролете, который указан на чертеже. Затем, идя последовательно сверху вниз, выгибают каждый следующий провод, смещая один переход от другого на одну рейку. Вся транспозиция займет, таким образом, столько пролетов между рейками, сколько параллельных проводов в витке; 2) места изгиба каждого перехода изолируют предварительно электрокартонной коробочкой, которую накладывают на провод сверху и закрепляют лентой; 3) в местах переходов подкладывают два клина, набираемых ступеньками из электрокартонных полос (рис. 6-21, а, поз. 2₁ и 2₂). Наибольшая высота каждого клина должна равняться радиальному размеру витка минус толщина одного провода. Эта высота уменьшается под каждым переходом на толщину одного провода и, таким образом, постепенно сходит на нет. Длина клина равняется длине части окружности, занимаемой переходами всех проводов.

В процессе изготовления общей транспозиции перекладывают снова все провода в натяжном зажиме так, чтобы они укладывались в витке в том порядке, какой они заняли после транспозиции.

Общую транспозицию называют еще «стандартной» в отличие от общей транспозиции Бюда.

После выполнения общей транспозиции продолжают наматывать витки до второй групповой транспозиции, которую выполняют так же, как первую. На рис. 6-21 показано выполнение групповых и общей транспозиций для случая, когда виток винтовой одноходовой обмотки состоит из шести параллельных проводов.

Если число параллельных проводов в витке четное, то положение проводов после транспозиций будет аналогично этому. Если число параллельных проводов в витке нечетное и при выполнении первой групповой транспозиции ветвь, имеющая на один виток больше, шла сверху вниз, то при выполнении второй групповой транспозиции ветвь, имеющая на один виток больше, должна

идти также сверху вниз. Переложив после второй групповой транспозиции провода в натяжном зажиме, продолжают дальше наматывать витки до конца обмотки.

Для вывода конца обмотки надежно закрепляют бандажами из киперной ленты в трех-четырех местах последние два витка обмотки, в том числе один бандаж накладывают у выхода конца обмотки. Затем устанавливают струбцину, зажимая по столбу прокладок четыре последних витка, отмечают необходимую длину выводного конца обмотки, отрезают провода и выгибают их под прямым углом, комплектуя так же, как и у начала обмоток. Выводной конец изолируют лакотканью и закрепляют тафтяной лентой.

Транспозиции Бюда

Если число параллельных проводов в витке одноходовой винтовой обмотки кратно 4, то при намотке такой обмотки рекомендуется выполнять транспозиции Бюда.

Групповая транспозиция Бюда (рис. 6-22 и 6-23) одноходовой обмотки заключается в том, что все парал-

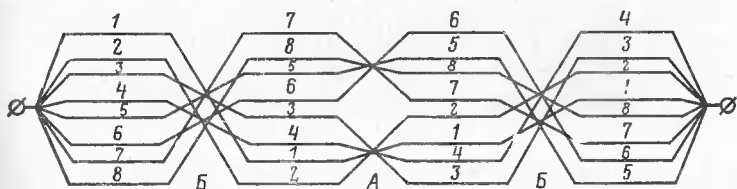


Рис. 6-22. Схема транспозиций Бюда в одноходовой винтовой обмотке.

А — общая транспозиция Бюда; Б — групповая транспозиция Бюда; 1—8 — группы параллельных проводов.

лельные провода подразделяются на четыре равные группы, которые в процессе выполнения транспозиции меняются местами. Так, верхние группы 1—4 переходят вниз, а нижние группы 5—8 переходят вверх (рис. 6-22, Б).

Групповая транспозиция Бюда состоит из четырех переходов, выполняемых через поле, и занимает семь полей по окружности обмотки (рис. 6-23).

Общая транспозиция Бюда. Общая транспозиция Бюда одноходовой винтовой обмотки заключается в том,

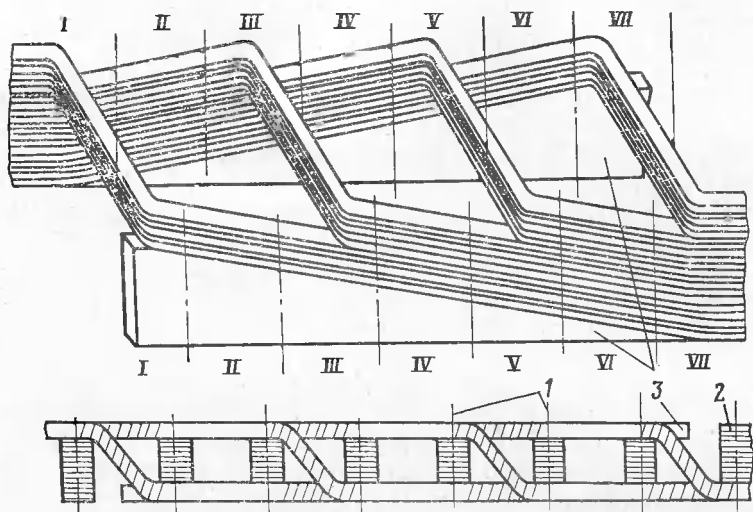


Рис. 6-23. Групповая транспозиция Бюда одноходовой винтовой обмотки из 20 параллельных проводов.

1 — оси реек; 2 — дистанционные прокладки; 3 — электрокартонные клинья; I—VII — поле.

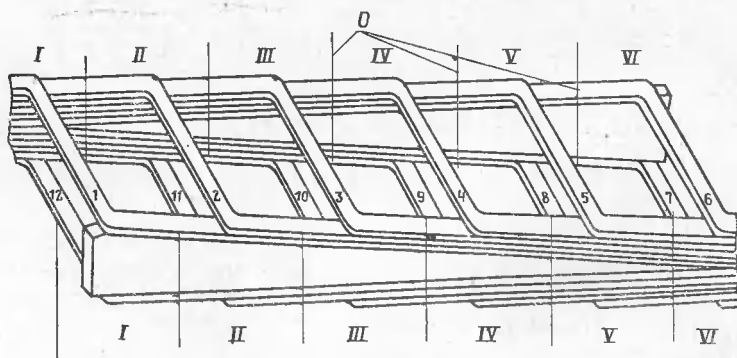


Рис. 6-24. Общая транспозиция Бюда одноходовой винтовой обмотки из 12 параллельных проводов.

O — оси реек; K — электрокартонные клинья; 1—12 — номера проводов.

что стопка проводов витка делится пополам и в обеих половинах выполняется одновременно общая транспозиция (рис. 6-22, А). Общая транспозиция Бюда занимает по окружности количество полей, равное половине числа параллельных проводов витка. В каждом поле выполняется один наружный и один внутренний переход из одного витка в другой (рис. 6-24).

6-6. НАМОТКА ДВУХ- И ЧЕТЫРЕХХОДОВОЙ ВИНТОВОЙ ОБМОТКИ С СОВЕРШЕННОЙ ТРАНСПОЗИЦИЕЙ ПАРАЛЛЕЛЬНЫХ ПРОВОДОВ

При больших токах и соответственно большом общем сечении металла проводника витка применяют двухходовую винтовую обмотку с 10—20 параллельными проводами. При таком большом числе параллельных проводов их подразделяют на две равные группы, которые в виде двух стопок располагают одну под другой по высоте обмотки. Таким образом, витки в двухходовой винтовой обмотке образуют винтовую поверхность, как в двухходовом винте, т. е. получается двойная спираль.

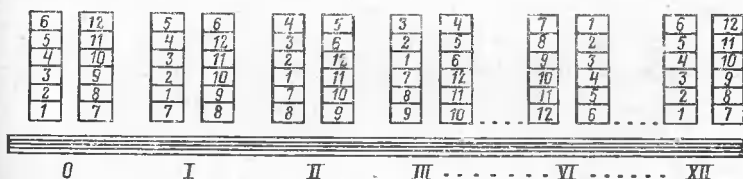


Рис. 6-25. Схема полной транспозиции параллельных проводов в двухходовой винтовой обмотке.

О — начальное положение параллельных проводов; I — положение после первой перекладки; II — то же после второй; III — то же после третьей; VI — то же после шестой; XII — то же после последней, двенадцатой перекладки; 1—12 — номера перекладки.

При намотке двухходовой винтовой обмотки применяют зажим, состоящий из двух половин, со средней откидной, разделяющей обе группы планкой (рис. 6-7, в). Барабаны с проводом располагают в две параллельные линии, устанавливая барабаны в каждой линии один за другим по числу параллельных проводов в каждой группе.

Транспозицию в двухходовой винтовой обмотке выполняют путем перекладки проводов (на определенной доле витка, указанной в расчетной записке) из одной группы в другую, причем верхний провод 6 (рис. 6-25)

из первой стопки перекладывают на верх второй стопки, а нижний провод 7 из второй стопки под низ первой стопки. Если произвести через указанные доли витка столько перекладок,

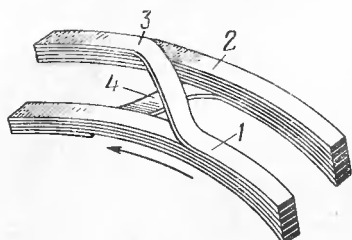


Рис. 6-26. Перекладка двух проводов.

1 — первая стопка; 2 — вторая стопка;
3 — переход из первой стопки во вторую;
4 — переход из второй стопки в первую.

сколько всего параллельных проводов в витке (XII) (рис. 6-25), то каждый из проводов побывает во всех положениях при 12 перестановках по отношению к магнитному полю и, таким образом, будет выполнена совершенная транспозиция проводов.

Между двумя рейками перекладывают только два провода, как было указано: верхний провод из первой стопки — на верх второй стопки и нижний провод второй стопки — под низ первой стопки (рис. 6-26). Перекладку этих двух проводов между двумя рейками производят без смещения переходов.

Ниже дается пример расчета полной транспозиции всех параллельных проводов в двухходовой винтовой обмотке.

Пример. Пусть обмотка имеет 30 витков, каждый виток выполнен из 16 параллелей, обмотку наматывают на 12 рейках. Всего должно быть 16 перестановок, но фактически будет 17 перестановок, так как первую и последнюю транспозицию делают на половине тех долей витка, которых будет не хватать после выполнения остальных 15 транспозиций.

Вычисляем доли витка, через которые должны быть выполнены основные транспозиции: $\frac{30}{16} = 1\frac{14}{16} = 1\frac{7}{8}$ витка. Эту дробь приводим к знаменателю, равному числу реек, т. е. к 12, и получаем: $1\frac{10,5}{12}$. Округляем дробь. Тогда доли витка, через которые должны быть сделаны основные перестановки, будут $1\frac{11}{12}$ или $1\frac{10}{12}$. Возьмем $1\frac{11}{12}$. Таким образом, 15 основных транспозиций должны быть выполнены каждая через $1\frac{11}{12}$ витка. Это дает $1\frac{11}{12} \cdot 15 = \frac{23}{12} \cdot 15 = \frac{845}{12} = 28\frac{9}{12}$ витка. У нас в обмотке всего 30 витков, т. е. недостает $\frac{13}{12}$ витка. Разделив это число пополам, получим, что первую транспозицию надо делать через $\frac{7}{12}$ витка от начала, последнюю — на $\frac{8}{12}$ витка от конца.

Намотку двухходовой винтовой обмотки производят следующим образом: а) выгибают начальные концы проводов под прямым углом, комплектуют согласно чертежу в две ветви, изолируют лакотканью и тафтяной

лентой и закрепляют в зажиме, установленном на шаблоне или упорном диске; б) надевают на провода зажим для натяжения и зажимают их; в) накладывают на начало обмотки петлю из киперной ленты; г) при намотке левой обмотки сдвигают все прокладки по рейкам

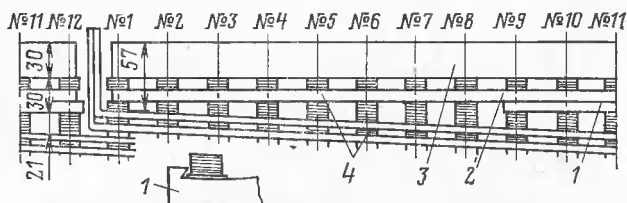


Рис. 6-27. Выравнивание опорной поверхности двухходовой винтовой обмотки.

1 — сегмент с закраинами; 2 — опорное кольцо толщиной 10 мм с разрезом; 3 — опорное кольцо толщиной 30 мм; 4 — прокладки; № 1—12 — столбики прокладок.

влево и придвигают к правым опорным кольцам 3 и 2 (рис. 6-27) набор прокладок 4 разной высоты на каждой рейке, чтобы образовать канал между первым витком и кольцом и выровнять винтовую поверхность первого витка (прокладки скрепляют для устойчивости сегментами 1); д) наматывают витки, одновременно укладывая обе ветви и разделяя их прокладками 2 (рис. 6-28), образующими каналы между ветвями и витками; е) делают первую перекладку параллельных проводов через доли витка, указанные в расчетной записке. Перекладку делают так, как указано выше, т. е. между двумя рейками перекладывают в указанном месте верхний провод из первой ветви на верх второй ветви и нижний провод из второй ветви под низ первой ветви.

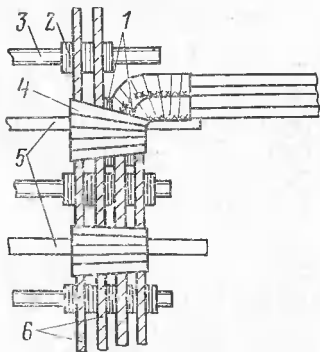


Рис. 6-28. Выгиб, комплектовка и закрепление начальных концов двухходовой винтовой обмотки.

1 — дополнительные прокладки из электрокартона; 2 — дистанционные прокладки; 3 — продольные рейки; 4 — бандажи из киперной ленты; 5 — временные технологические рейки; 6 — витки обмотки.

Предварительно в отмеченном для транспозиции месте изолируют нижний провод второй ветви, для чего накладывают на него сверху электрокартонную коробочку длиной 80—100 мм и закрепляют ее лентой. Также изолируют верхний провод первой ветви, но коробочку накладывают на провод снизу. Изолированные места выгибают и, отпустив зажим, перекладывают провода (рис. 6-26); ж) зажимают натяжное приспособление и доматывают виток; з) накладывают на начало

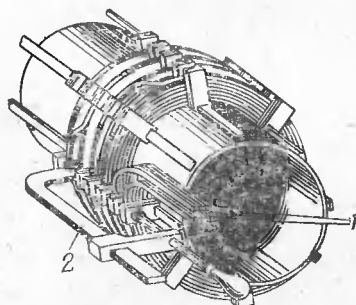


Рис. 6-29. Выгиб и закрепление струбциной конечных проводов двухходовой винтовой обмотки.
1 — концы проводов; 2 — струбцина.

обмотки и первые два витка бандажки 4 из киперной ленты (рис. 6-28); и) наматывают следующие витки и делают перекладку проводов так, как указано выше. Набор прокладок между витками и группами выполняют согласно расчетной записке; к) после последней транспозиции доматывают витки обмотки и закрепляют последние два витка бандажками из киперной ленты; л) отмечают место расположения конца обмотки и длину конечных проводов, закрепляют четыре последних

витка по столбу прокладок струбциной 2 (рис. 6-29) и отрезают конечные провода отмеченной длины; м) выгибают концы 1 проводов под прямым углом, комплектуют их в каждой ветви так же, как и начальные провода, изолируют локотканью и тафтяной лентой и закрепляют киперной лентой (пять-шесть оборотов).

Две двухходовые обмотки, соединенные вместе, представляют собой четырехходовую винтовую обмотку. В четырехходовой обмотке число параллельных проводов витка делят на четыре равные части, которые в виде четырех стопок располагают рядом одну под другой по высоте обмоток. Перекладку проводов в них производят самостоятельно в каждой двухходовой спирали, т. е. в первой двухходовой спирали провода перекладывают из первой стопки во вторую и из второй в первую, а во второй двухходовой спирали — из третьей стопки в четвертую и из четвертой в третью.

В трансформаторах большой мощности при большом числе параллельных проводов в витке двухходовую и четырехходовую винтовые обмотки выполняют с двойной транспозицией проводов, т. е. в первой половине обмотки все перестановки делают в одном направлении (верхний провод из первой стопки на верх второй и нижний провод из второй стопки под низ первой), а во второй половине обмотки — в обратном направлении (верхний провод из второй стопки на верх первой и нижний провод из первой стопки под низ второй). При обратном направлении во второй половине обмотки происходит раскручивание пучка проводов, идущих с барабанов, которые в первой половине все время закручивались.

Трехходовая винтовая обмотка (и технология ее намотки) разработана для крупных трансформаторов большой мощности, но ввиду ее сложности применяется ограниченно. В ремонтном производстве она встречается редко, поэтому в настоящей книге не рассматривается.

6-7. НАМОТКА ПЕРЕПЛЕТЕННОЙ ОБМОТКИ

Переpleтенная обмотка выполняется примерно так же, как и непрерывная, т. е. поочередно наматывают перекладные и постоянные катушки и транспонируют параллельные провода при переходах из одной катушки в другую. Разница заключается в том, что переpleтенную обмотку наматывают двумя проводами и за каждый оборот одновременно по два витка.

На рис. 6-30,а показаны четыре катушки (I—IV). Витки 1—6 первой катушки чередуются с витками 13—18 из второй катушки, а во второй катушке витки 7—12 из первой катушки чередуются с витками 19—24 второй катушки. Таким образом, каждая катушка состоит из 12 витков, но только половина из них располагается в своей катушке, а другая половина — в соседней катушке.

Как и в непрерывной обмотке, сначала наматывают шесть сдвоенных витков первой перекладной катушки, затем производят перекладку и затяжку витков этой катушки и делают внутренний переход во вторую постоянную катушку. Во внутреннем переходе провода транспонируют, т. е. верхний провод (виток 6) переходит вниз (виток 7), а нижний провод (виток 18) переходит вверх (виток 19). Дальше наматывают шесть сдвоенных витков второй постоянной катушки и переpleтают витки двух первых намотанных катушек, для чего соединяют

последний виток первой катушки (виток 12) с первым витком второй катушки (виток 13).

Делают это так. Наматыв вторую постоянную катушку, выгибают конец второго провода (виток 13) в виде перехода из первой катушки во вторую, обрезают конец первого провода (виток 12) с таким расчетом, чтобы пайка была выше перехода, и оба конца очищают от

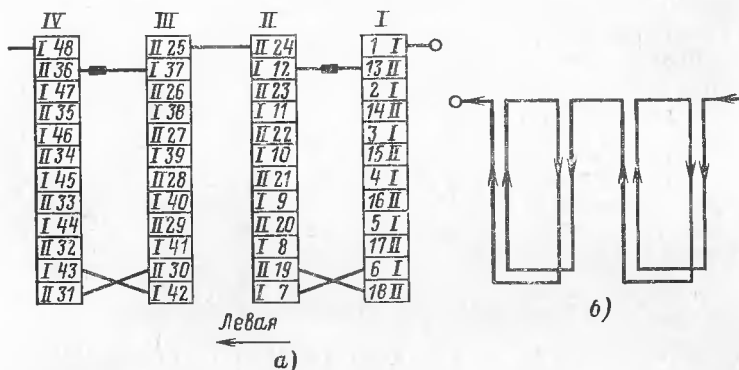


Рис. 6-30. Намотка одноходовой переплетенной обмотки.
а — схема намотки; б — направление тока в витках катушек.

изоляции, срезая бумагу на конус. Затем спаивают концы внахлестку и изолируют лентами кабельной бумаги вполуперекрытие до толщины изоляции провода, заполняя постепенно конус. Изоляцию закрепляют одним слоем тафтяной ленты вполуперекрытие.

В переплетенных обмотках витки должны быть намотаны очень плотно, отставание витков и выравнивание радиального размера полосами электрокартона не допускаются. Поэтому сдвинутые при пайке витков 12—13 их части натягивают на свое место и обеспечивают плотное прилегание их к катушке. После пайки остаются два свободных конца: конец верхнего провода I первой катушки и конец провода II второй катушки. Первый провод I изгибают, изолируют и закрепляют бандажом. Этот провод является началом обмотки. Второй провод II изгибают и изолируют, как наружный переход в третью катушку. Но для намотки третьей перекладной катушки нужны два провода, поэтому под виток 24 подкладывают конец провода I, идущего от первого бараба-

на, и скрепляют концы проводов *I* и *II* между собой бандажом из киперной ленты.

Далее приступают к намотке третьей перекладной катушки, передвинув ко второй катушке дистанционные прокладки, создающие канал между катушками. Под первый виток 25 подкладывают ступенчатый по высоте клин из электрокартона для правильного расположения переходов и плотного прилегания проводов друг к другу и наматывают шесть сдвоенных витков третьей перекладной катушки. Потом повторяют те же операции, которые выполнялись при намотке первой и второй катушек. Таким образом наматываются все катушки обмотки. Заканчивают намотку переплетенной обмотки закреплением концов и последних катушек бандажом из киперной ленты.

На рис. 6-30,б показано направление тока в витках катушки.

6-8. НАМОТКА ДИСКОВОЙ ОБМОТКИ

Входные катушки обмоток ВН у некоторых конструкций трансформаторов 220 кВ выполняют в виде двойных дисковых с дополнительной катушечной изоляцией. Число таких дисковых катушек у этих трансформаторов большое; их заранее комплектуют в самостоятельные группы. Сборка таких катушек производится на замковых прокладках (см. рис. 3-1 и 3-13).

На рис. 6-31 показан шаблон для намотки отдельных двойных дисковых катушек. Основной частью его является относительно короткий вал, который с одной стороны соединен с редуктором. На вал насаживают торцовый диск 2, диаметр которого на 200 мм больше наружного диаметра катушки, и шаблон 4, диаметр которого равен внутреннему диаметру катушки. Диск и шаблон могут представлять собой одно целое и закрепляться на валу на общей шпонке. Затем на вал надевают вспомогательный шаблон 5 для предварительной намотки катушки, который закрепляется на валу стопорным винтом 3.

Сначала наматывают временную катушку. Для этого закрепляют конец провода на шаблоне 6. Затем педалью включают станок и наматывают на шаблон 6 временную катушку. Витки укладывают свободно вдоль шаблона

по направлению стрелки. После окончания намотки временной катушки провод переводят на шаблон 5 и делают внутренний переход в постоянную катушку. Переход изолируют электрокартонной коробочкой, ее накладывают на провод сверху и закрепляют лентой.

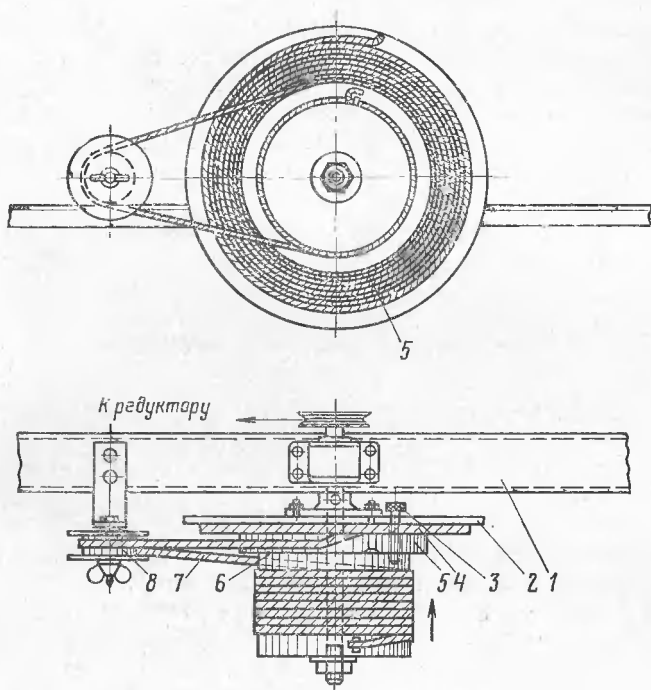


Рис. 6-31. Шаблон для намотки отдельных двойных дисковых катушек.

1 — швеллер-основание намоточного станка; 2 — торцовый диск; 3 — стопорный винт; 4 — шаблон для намотки с наложенной поверх него полосой из электрокартона; 5 и 6 — оправки для временной намотки второго диска; 7 — обмоточный провод; 8 — направляющий ролик.

Если виток состоит из нескольких параллельных проводов, то в переходе делают перестановку (транспозицию) проводов так, как это указано в § 6-4. Затем придвигают провод с переходом вплотную к торцовому диску, под провод у перехода подкладывают кусок ленты и наматывают на шаблоне 4 постоянную катушку, укла-

дывая радиально витки вплотную один на другой. После окончания намотки постоянной катушки отрезают провод, а катушку связывают у перехода ранее заложенной лентой.

После этого переключают станок на обратный ход и освобождают вспомогательный шаблон, чтобы он смог

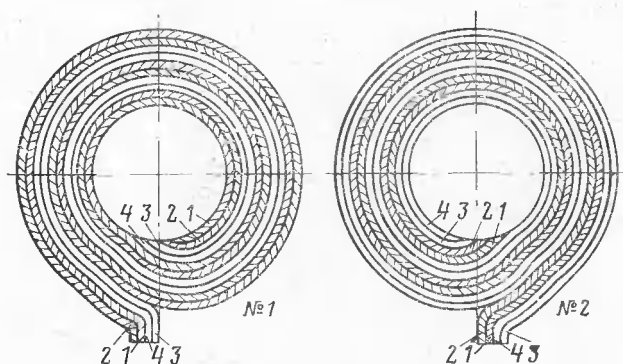


Рис. 6-32. Схема двойной дисковой катушки с нечетным числом витков (5) с разной намоткой двух групп параллельных проводов (по два и три витка в каждой из катушек).

1 и 2 — номера одинарных катушек; 1—4 — номера параллельных проводов.

свободно вращаться на валу. Затем провод временной катушки ослабляют у перехода в виде петли, которую укладывают на направляющий ролик, провод зажимают в натяжном зажиме (на рис. 6-31 не показан), включают педалью станок в обратном направлении и наматывают на шаблоне 4 рядом с намотанной постоянной катушкой вторую постоянную катушку двойной дисковой катушки. После намотки второй постоянной катушки ее закрепляют ленточным бандажом и отрезают лишний провод. Чтобы намотанную двойную катушку можно было легко снять с шаблона, подкладывают у места перехода перед намоткой первого витка электрокартонную полоску толщиной 2 мм и длиной 250—300 мм. Перед съемом намотанной катушки вытаскивают эту полоску и катушка легко снимается с шаблона.

Если общее число витков в двойной дисковой катушке нечетное, например 5, и виток состоит из n параллельных проводов, то в одном диске укладывают два витка

из n параллельных проводов, а в другом — три витка из n проводов. В результате в одном диске будет $2n$ проводов, а в другом $3n$ проводов, т. е. в одном на n проводов будет больше, и радиальные размеры дисков будут неодинаковыми. В этом случае в диске, имеющем на n проводов меньше, радиальный размер разгоняют полосками из электрокартона до радиального размера второго диска.

При четном числе параллельных проводов в витке, например $n=4$, и нечетном числе витков в двойной катушке, например, 5, разгона можно не производить, если выполнить двойную дисковую катушку следующим обра-

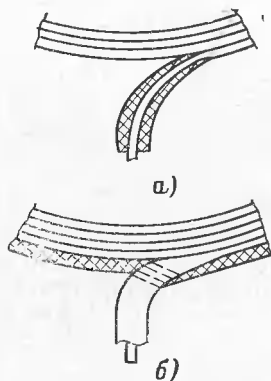


Рис. 6-33. Процесс наложения катушечной изоляции на дисковые катушки.

а — начало наложения изоляции; б — продолжение наложения.

зом: намотать в первом диске два витка всеми четырьмя параллельными проводами каждый (1—4), затем отрезать параллельные провода 3 и 4 и намотать третий виток только двумя проводами 1 и 2. Во втором диске также намотать первые два витка всеми четырьмя проводами (1—4), затем отрезать провода 1 и 2 и намотать третий виток двумя проводами 3 и 4. В результате в двух дисках двойной катушки каждый провод образует пять витков и радиальный размер по всей окружности у обоих дисков получится одинаковым (рис. 6-32).

Если обмотки имеют в начале, в конце или в середине отдельно намотанные двойные дисковые катушки, то на

них накладывают катушечную изоляцию, общую для всех витков каждого диска. Эту изоляцию выполняют лентой из кабельной бумаги, которую накладывают вполуперекрытие по всему периметру диска на определенную толщину.

Чтобы у начального конца катушки, а также у внутреннего перехода не получалось при этом разрыва, катушечную изоляцию выполняют следующим образом: сначала изолируют локотканью на конус наружный конец (рис. 6-33, а) и внутренний переход, затем начинают накладывать катушечную изоляцию (рис. 6-33, б). Первым слоем бумажной ленты обходят конец катушки и переход у корня, вторым слоем — несколько дальше корня, частично накрывая сам конец и переход, третьим слоем — еще дальше и т. д. Катушечную изоляцию выполняют сразу двумя лентами кабельной бумаги, сложенными вместе, толщиной $2 \times 0,12 = 0,24$ мм. При наложении двойной ленты вполуперекрытие получается за один обход толщина изоляции 0,5 мм на одну сторону. Чтобы получить требуемую толщину катушечной изоляции, делают нужное количество обходов.

После наложения катушечной изоляции дисковые катушки собирают на замковых прокладках, комплектуют в группы, прессуют между плитами и сушат. Затем их «пристраивают» к непрерывным частям обмотки, соединяя пайкой после наружного перехода с основной обмоткой. Предварительно переход изолируют так, как указано выше.

6.9. ОБМОТКИ ДЛЯ ЭЛЕКТРОПЕЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Обмотки электропечных трансформаторов выполняются в виде двойных дисковых катушек, а также в виде коротких винтовых катушек и цилиндров из листовой меди.

Технология изготовления дисковых катушек для электропечных трансформаторов ничем не отличается от описанной выше.

Здесь приводится технология изготовления обмоток НН, выполняемых в виде коротких винтовых катушек с витками из многих параллельных проводов (40 и более), а также в виде цилиндров из листовой меди.

Короткая винтовая катушка

Короткие винтовые катушки с витками из многих параллельных проводов для обмоток НН электропечных трансформаторов (см. рис. 3-2) имеют небольшое число витков (2—10) и выполняются на специальных приспособлениях (рис. 6-34). Для намотки этих катушек применяют деревянный шаблон 2, по окружности которого сделаны пазы. В эти пазы вставляют и закрепляют шурупами с потайной головкой стальные скобы 5. В скобы вдвигаются стальные гребенки 6 на необходимое число витков. Гребенки состоят из круглых стержней диаметром, равным расстоянию между витками винтовой катушки. Расстояния между стержнями гребенки равны высоте витка плюс небольшой припуск. Стержни гребенки вставляются в отверстия соединяющей их стальной планки и завариваются. К шаблону 2 прикрепляется шпильками стальной диск 1, имеющий выступ за пределы шаблона на высоту витка плюс 70—100 мм. В диске 1 и шаблоне 2 сделаны по окружности вырезы 10 для установки трубочин, которыми скрепляются после намотки витки катушки перед ее съемом.

Поскольку виток катушки винтовой обмотки электропечного трансформатора обычно состоит из большого числа параллельных проводов (несколько десятков), намотка такой катушки производится в несколько приемов, примерно по десяти параллельных проводов за прием. С этой целью все параллельные провода, образующие виток, разделяют на несколько пучков по числу барабанов с проводом, возможных к установке. Начало пучка параллельных проводов зажимают двумя специальными зажимами, состоящими каждый из винта 7, закрепленного неподвижно в планке 9. По винту 7 при его вращении ходит фасонная гайка 8 и закрепляет начало пучка.

При намотке первый виток пропускается через первый промежуток в гребенках, второй виток — через второй промежуток и т. д. Когда намотаны все витки катушки из первого пучка параллельных проводов, конец пучка закрепляют в зажиме, который состоит из упора 4 с резьбой и гайки 3. При вращении гайки закрепляется конец пучка. Затем провода пучка обрезают и намотанный первый пучок тем же способом наматывают следующие пучки. После намотки всей катушки устанавливают указанные выше трубочины и снимают катушку.

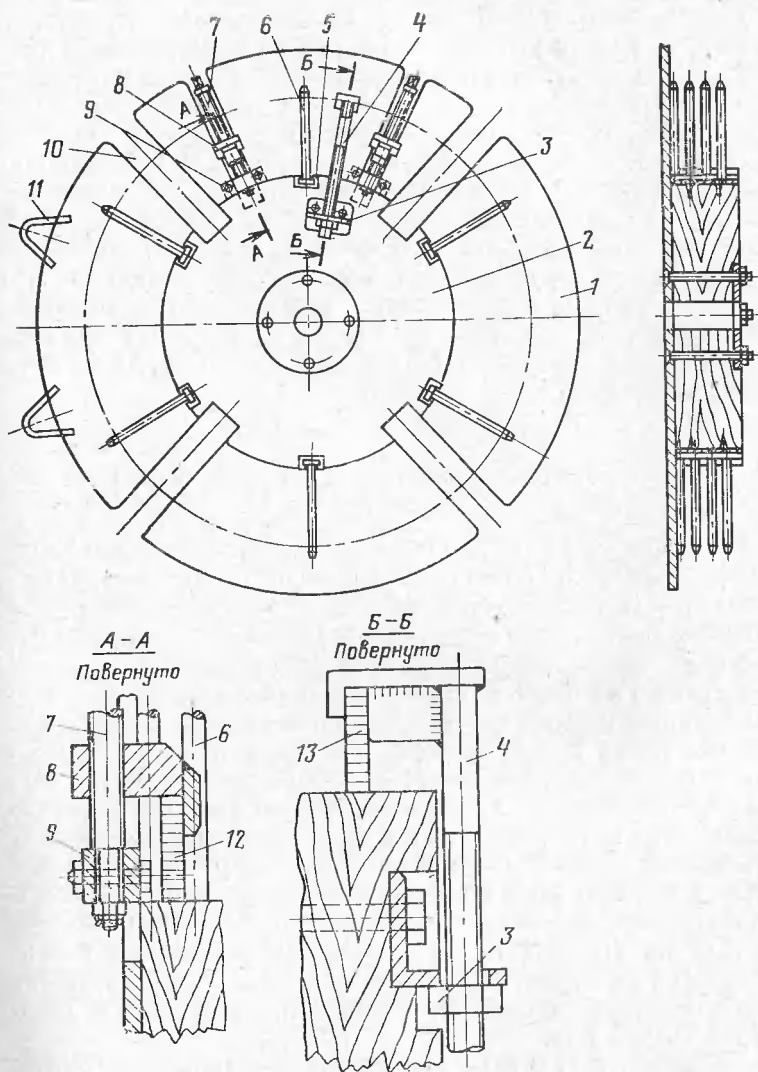


Рис. 6-34. Шаблон для намотки многопараллельных коротких катушек винтовых обмоток.

1 — стальной торцовый диск; 2 — деревянный шаблон; 3 — гайка зажима конца пучка проводов; 4 — упор зажима с резьбой; 5 — стальная скоба; 6 — стальная гребенка; 7 — винт зажима начала пучка проводов; 8 — фасонная гайка; 9 — стальная планка; 10 — паз в диске для установки струбцин; 11 — подъемные скобы; 12 — начало пучка параллельных проводов, закрепленных в зажиме; 13 — конец пучка параллельных проводов, закрепленных в зажиме.

Короткие катушки для винтовых обмоток НН электропечных трансформаторов выполняют без перегиба и с перегибом (с уточкой) проводов на каждом витке (см. рис. 3-2, а и б). Катушка без перегиба менее трудоемка в изготовлении и позволяет расположить начало и конец катушки непосредственно друг под другом. Однако такая катушка занимает больше места в осевом направлении обмотки. Поэтому иногда катушку выполняют с перегибом проводов. Начало и конец катушки приходится при этом раздвигать, а само выполнение перегибов увеличивает трудоемкость изготовления катушки. Но зато у катушки с перегибом выравнивается винтовая поверхность каждого витка, что уменьшает размер катушки в осевом направлении обмотки и делает ее механически более устойчивой.

Цилиндрические обмотки НН из листовой меди

На рис. 3-11 была показана конструкция цилиндрических обмоток НН из листовой меди. Такие конструкции обмоток НН были осуществлены при модернизации ряда отечественных электропечных трансформаторов, которые имели раньше чередующиеся обмотки, причем винтовая обмотка НН была выполнена в виде короткой катушки с витками из многих параллельных проводов. Модернизация таких трансформаторов с заменой чередующихся обмоток концентрическими и выполнением обмотки НН в виде цилиндров из листовой меди позволила увеличить мощность трансформатора в отдельных случаях на 60% и больше и одновременно повысить напряжение ВН с 6 до 35 кВ, при этом как электрическая прочность, так и электродинамическая стойкость обмоток значительно возросли. Правда, при указанной модернизации увеличивается i_k трансформатора, что несколько ухудшает коэффициент мощности установки, а также к. п. д. трансформатора.

На рис. 3-17, в был дан эскиз установки обмоток таких трансформаторов, а на рис. 3-7 и 3-8 — их регулировочные обмотки. Обмотка ВН выполняется в виде непрерывной без регулировочных отводов по технологии, которая изложена выше.

Ниже описана технология изготовления обмотки НН в виде цилиндра из листовой меди. Обычно такая об-

мотка имеет два-три витка. Для уменьшения дополнительных потерь толщина медного листа при трех витках не должна быть больше 6 мм.

Сварка медных листов. Чтобы получить длину заготовки, которая требуется для намотки указанной обмотки НН, необходимо отдельные медные листы расчетной толщины сварить по ширине листа, равной высоте цилиндра (см. приложение 13).

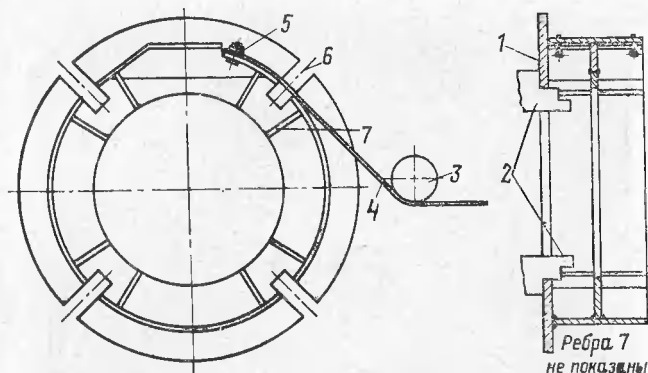


Рис. 6-35. Шаблон для намотки цилиндрических катушек из листовой меди.

1 — диск; 2 — губки патрона станка ДИП-500; 3 — направляющий ролик; 4 — медная полоса; 5 — планка, закрепляющая конец шины; 6 — вырез в диске 1 для установки струбцин; 7 — дополнительные ребра жесткости.

Намотка цилиндрической обмотки из медного листа. Для намотки обмотки из медного листа применяют шаблон (рис. 6-35) в виде сварного металлического цилиндра, имеющего длину, равную ширине медного листа (высота катушки) плюс 100 мм, и наружный диаметр, равный внутреннему диаметру катушки. С одной стороны к шаблону приваривают борт в виде диска 1, с помощью которого шаблон зажимают в распор губками 2 патрона токарного станка ДИП-500 (рис. 6-35) или его устанавливают и закрепляют на столе карусельного станка (рис. 6-36). На суппорте станка закрепляют обкатывающий ролик 3 так, чтобы он прижимал и обкатывал медный лист при намотке катушки (рис. 6-35 и 6-36). Конец медного листа закрепляют на шаблоне (рис. 6-35). В диске 1 шаблона делают четыре

выреза 6 для установки струбцин, которыми зажимают витки катушки после намотки ее перед съемом с шаблона. После намотки первого витка наматывают на него вручную по всей высоте катушки листы электрокартона на толщину канала между витками и наматывают второй виток. После намотки второго витка снова наматывают на него листы электрокартона на толщину канала между витками и делают третий виток и т. д. После

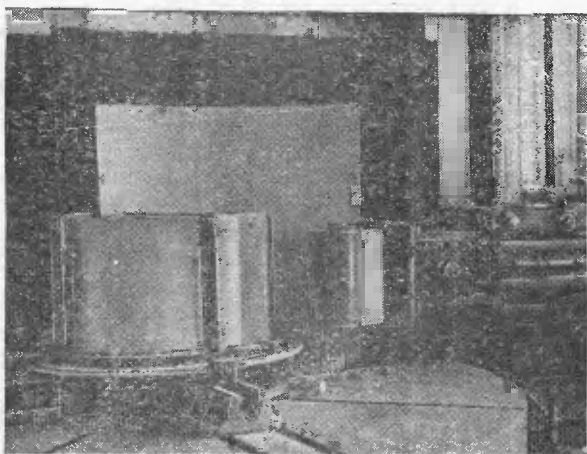


Рис. 6-36. Установка шаблона для намотки цилиндрической обмотки из медного листа на карусельном станке.

намотки последнего витка устанавливают в прорези 6 струбцины, зажимают витки, обрезают лишний конец медного листа и снимают с шаблона намотанную катушку. Затем вынимают заложенные между витками при намотке листы электрокартона и приваривают отводы. Предварительно отводы нарезают из медного листа, выгибают и приваривают (рис. 3-10). Приварку отводов производят к началу и концу катушки встык медным электродом дугой постоянного тока (см. приложение 13). После приварки отводов и зачистки мест сварки сверлят в катушке и отводах отверстия и ставят крепления (см. рис. 3-10).

Фирма «Сименс» выполняет обмотки НН трансформаторов для карбидных печей мощностью 37 000—40 000 кВт·А на ток до 90 000 А в виде двух медных полуцилиндров на общую высоту 1700—1900 мм. Обмотка основного трансформатора состоит из одного

витка; толщина медного листа 12—14 мм (рис. 6-37). Отводы НН фирма делает иначе, чем это было показано на рис. 3-10 и 3-11. Фирма отбортовывает края полуцилиндров и делает в них пропилы, разделяя их на пять-шесть парных концов. Концы лудят и в них сверлят отверстия. К указанным концам подсоединяют на болтах из немагнитной стали гибкие демпферы, к которым также на бол-



Рис. 6-37. Электродный трансформатор 40 000 кВ·А.
Вид со стороны концевых отводов обмотки НН.

тах подсоединяются трубчатые водоохлаждаемые вводы. Вводы выводятся через боковую стенку бака, имеющую соответствующее окно, которое закрывается на уплотнениях алюминиевой плитой. Плита имеет окна для прохода трубчатых вводов (на каждый двойной ввод — два отверстия). Вводы при проходе через окна плиты изолируются от последней фасонными отбортованными гетинаксовыми

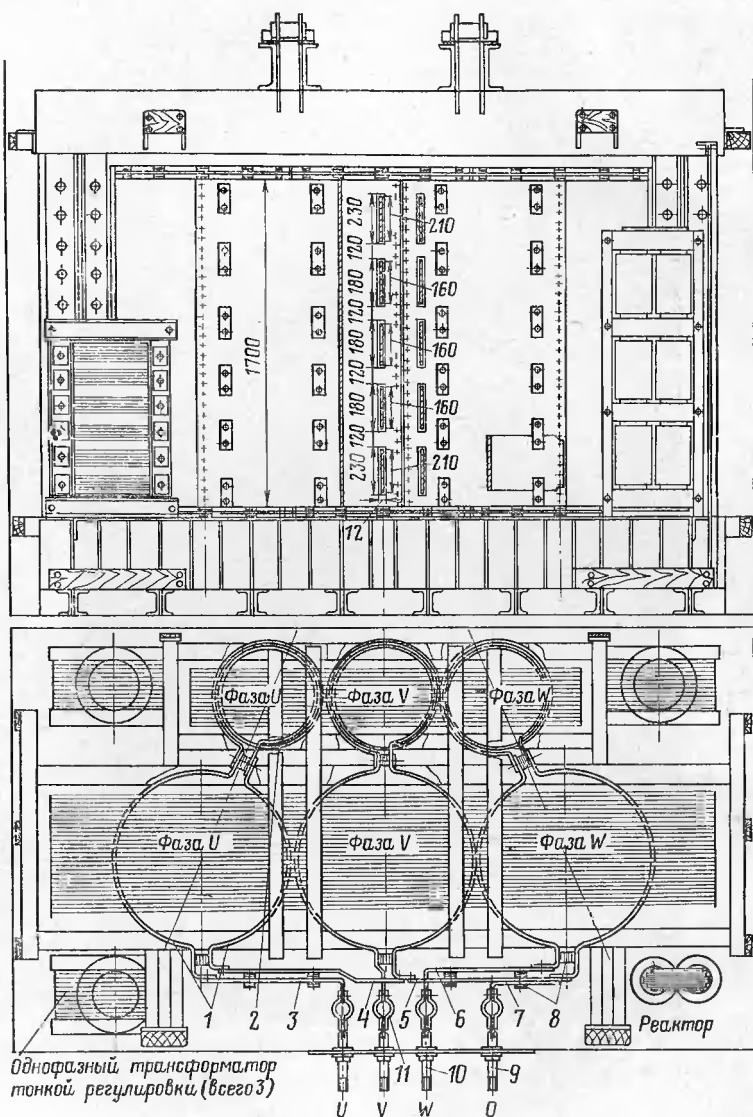


Рис. 6-38. Обмотки и выводы НН электропечного трансформатора 37 000 кВ·А.

1 — обмотка основного трансформатора; 2 — обмотка НН регулировочного вольтодобавочного трансформатора; 3 — отвод фазы U; 4 и 5 — медные листы, образующие звезду; 6 — отвод фазы W; 7 — отвод к нулевому выводу; 8 — гетинаксовые дистанцирующие планки; 9 — нулевой трубчатый вывод; 10 — линейный трубчатый вывод; 11 — демпфер.

ми шайбами и кольцами. На каждую фазу идет 10—12 трубчатых водоохлаждаемых одинарных вводов (или 5—6 двойных).

Соединение в звезду выполняют медным листом с окнами, через которые проходят изолированные начальные отводы средней фазы.

Если обмотка состоит из двух витков, то фирма отбортovывает начало первого внутреннего витка, делает в нем пропилы, разделяя отбортovанный конец на несколько частей по числу выводов, и выпускает последние изолированно через окна, которые вырезаются по высоте одно под другим в теле второго наружного витка (рис. 6-38). Такая конструкция, при которой концы внутренних витков пропускают через окна, вырезанные в меди наружного витка, уменьшает в местах пропуска сечение меди витка примерно в 2 раза. Это увеличивает плотность тока в этих местах до 12—14 А/мм². Однако, как показала практика эксплуатации таких трансформаторов, они работают достаточно длительно и надежно.

Когда обмотка состоит из одного витка, то цилиндр не наматывают, а вальцуют, для чего медный лист или пропускают через соответствующие вальцы, или вальцуют вручную на соответствующей оправке.

6-10. ИЗГОТОВЛЕНИЕ И УСТАНОВКА ЭКРАНИРУЮЩИХ ВИТКОВ ОБМОТКИ

В некоторых конструкциях трансформаторов 220 кВ для уменьшения грозовых перенапряжений на элементах продольной изоляции обмоток применены на обмотках ВН незамкнутые экранирующие витки (см. рис. 2-7). Такие витки раньше устанавливались на обмотке ВН и у трансформаторов 110 кВ (рис. 6-39). Экранирующие витки 9 выполняются из того же провода, что и витки экранируемых катушек, и поддерживаются выступами удлиненных прокладок. При этом первый экранирующий виток располагают вплотную к катушке, а следующие отделивают от катушек масляными каналами, которые образуются электрокартонными полосами, устанавливаемыми на выступах прокладок. Изменяя расстояние между витком и катушкой, а также угол охвата, изменяют емкость. На рис. 6-40 приведена схема расположения (план) экранирующих витков верхних катушек трехфазного трансформатора.

Экранирующие витки обмотки имеют усиленную изоляцию (5—6 мм на сторону). При местных ремонтах дополнительную изоляцию провода выполняют вручную, накладывая на него вполоуперекрытие соответствующее количество слоев кабельной или крепированной бумаги.

Витки, экранирующие несколько катушек обмотки, соединяют параллельно, причем переход одного витка в другой выполняют в виде петли (рис. 6-41) с внутренним радиусом примерно 20 мм. При выполнении петли изоля-

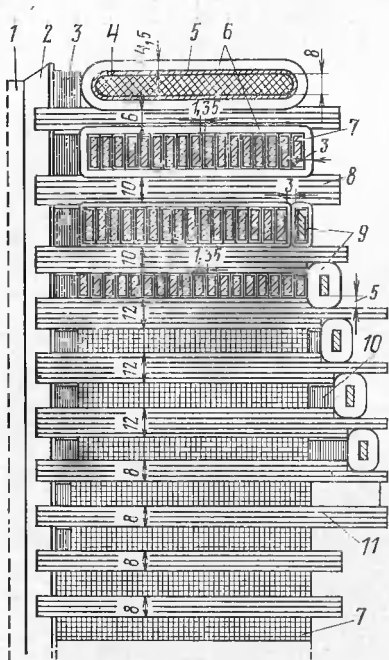


Рис. 6-39. Непрерывная обмотка 110 кВ.

1 — мягкий цилиндр, наматываемый из отдельных листов электрокартона; 2 — рейка; 3 — кольцо из полос электрокартона; 4 — прессованное кольцо из электрокартона; 5 — обмотка медной лентой с изоляцией между витками; 6 — бумажная изоляция и бандаж; 7 — катушка обмотки; 8 — прокладки; 9 — экранирующие витки обмотки; 10 — полосы электрокартона, образующие масляный канал между катушкой и экранирующим витком обмотки; 11 — опорный сегмент, спрессованный из электрокартона.

цию провода на всей длине изгиба обильно увлажняют горячей водой, иначе из-за большой толщины она будет рваться. Все начала экранирующих витков 4 (рис. 6-42), а также отводы обмоток и емкостного кольца обмотки припаивают к общей шине. Шину с припаянными к ней концами витков и отводов (гребенку) изолируют лентой лакоткани 6 шириной 20 мм вполуперекрытие на толщину 5—6 мм на сторону.

Изолировку начинают от места выхода линейного конца из гребенки. При наложении второго слоя изме-

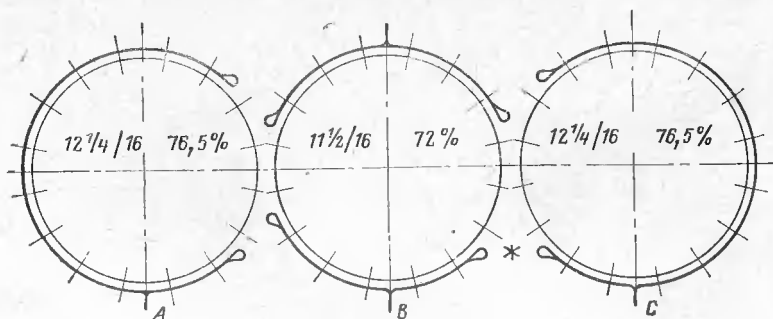


Рис. 6-40. Схема расположения (в плане) экранирующих витков верхних катушек обмотки (цифры указывают угол охвата катушек экранирующими витками в долях окружности и процентах).

няют направление, затем накладывают третий слой, опять изменяя направление, и т. д. Не прерывая ленты, продолжают изолировку и накладывают первый слой на отвод 2 емкостного кольца обмотки 1. Дойдя до конуса, делают один оборот ленты вокруг начала конуса. Изме-

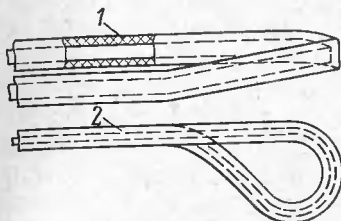


Рис. 6-41. Переход одного экранирующего витка обмотки в другой в виде петли.

1 — бумажная изоляция; 2 — поверхность экранирующего витка, обращенная к катушке

няя направление, накладывают второй слой на место пайки 5 конца дисковой катушки А и изолируют сам конец до начала конуса. На него накладывают еще один слой, изменяя направление ленты, и спускаются немного вниз. Снова изменяют направление ленты и накладывают второй слой ленты до места пайки конца экранирующего витка дисковой катушки В и т. д. Так изолируют все концы 9 экранирующих витков. Ленту укладывают равномерно и плотно, постепенно заполняя конус у выхода концов экранирующего витка, катушки и емкостного кольца. После изолировки лакотканью гребенку бандажируют одним слоем тафтяной ленты вполуперекрытие.

6-11. СБОРКА, СТЯЖКА, ПРЕССОВКА, ОТДЕЛКА И СУШКА ОБМОТОК

Обмотка ВН у некоторых трансформаторов классов напряжения 220 кВ с вводом в середине неоднородна: ее верх и низ — непрерывная обмотка, а середина — диско-

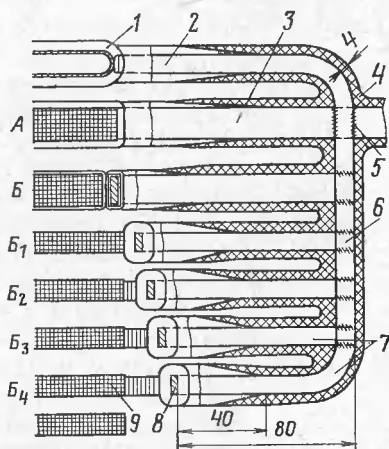


Рис. 6-42. Гребенка экранирующих витков обмотки ВН.

1 — емкостное кольцо обмотки; 2 — отвод от емкостного кольца; 3 — конец катушки А; 4 — лакоткань; 5 — места паяк; 6 — медная шина гребенки; 7 — концы экранирующих витков обмотки; 8 — экранирующие витки обмотки; 9 — катушки В₁—В₄ в непрерывной части обмотки.

вая обмотка из двух групп двойных дисковых катушек, намотанных и собранных самостоятельно.

Диски двойных катушек собираются на замковых прокладках. Предварительно на каждый диск накладывают дополнительную катушечную изоляцию из лент бакелизированной кабельной бумаги. В процессе дальнейшей сборки, прессовки и сушки катушечная изоляция уплотняется, что уменьшает проникновение масла под дополнительную изоляцию.

Сборку групп двойных дисковых катушек производят в определенном порядке. Сначала устанавливают экранирующие витки обмотки на нижние катушки обмотки, затем собирают диски двойных катушек на замковых прокладках. При сборке следят за тем, чтобы поля замковых прокладок были одинаковы, а их расположение по окружности было равномерно и строго вертикально.

По окончании сборки каждой группы дисковой обмотки проверяют размеры полей, вертикальность столбов прокладок по отвесу и производят пайку всех двойных катушек группы. Для этого выгибают концы каждой пары дисков для наружных переходов и выполняют пайку внахлестку серебряным припоем ПСр-15. Места паек зачищают, изолируют лентами лакоткани до заданной на чертеже толщины, бандажируют одним слоем тафтяной ленты вполуперекрытие и подбивают деревянным молотком запаянные и изолированные переходы к катушкам. Собранную нижнюю группу дисковой обмотки прессуют между плитами, стягивая плиты шпильками. Предварительно под верхнюю плиту ставят на верхнюю катушку деревянные или металлические подставки (плашки) так, чтобы они встали на столбы прокладок. На нижней плите подставки ставятся заранее при установке и сборке на ней в группы дисковых катушек. Затем производят пайку всех экранирующих витков обмотки на стянутой части обмотки в гребенку. Перед пайкой зачищают концы экранирующих витков обмотки на конус в местах пайки схемы на длине, равной не менее 10-кратной толщины изоляции. Поверхности конусов спаиваемых вместе экранирующих витков обмотки должны плотно прилегать друг к другу.

Гребенку изолируют лентами лакоткани, продвигаясь сверху вниз и обратно до наложения заданной толщины изоляции, а затем бандажируют одним слоем тафтяной ленты вполуперекрытие. Окончив изолировку, отделы-

вают группы, проверяя качество изолировки паяк и гребенки, а также сборки группы катушек обмотки. При этом обращают внимание на то, чтобы не было выступов, искривлений и смещений столбов прокладок, а также ворсинок и нитей от концов тафтяной ленты. Также собирают, обрабатывают, паяют, изолируют, прессуют и проверяют верхнюю группу двойных дисковых катушек обмотки, начиная с установки экранирующих витков и сборки дисков на замковых прокладках.

Собранные и спрессованные группы дисковых катушек сушат непосредственно перед сборкой активной части. Так же производят стяжку и прессовку любой намотанной обмотки. Выбор прессующих плит и стягивающих шпилек производится по табл. 6-1.

Таблица 6-1

Выбор прессующих плит и количества стяжных шпилек (М20)

Вид или мощность трансформатора	Толщина плиты, мм	Количество шпилек, шт.	Примечание
До 5600 кВ·А	16—20	3	Шпильки расположить равномерно по окружности
От 5600 до 30 000 кВ·А	24—30	4—6	То же
Свыше 30 000 кВ·А	24—30	6—8	" "
Электropечные III габарита	24—30	4	" "
Электropечные IV габарита	24—30	6	" "

Примечания: 1. Наружный диаметр плит должен быть больше наружного диаметра обмотки не менее чем на 100 мм.

2. Внутренний диаметр нижней плиты должен быть меньше наружного диаметра шаблона (или бакелитового цилиндра) не менее чем на 100 мм.

3. Внутренний диаметр верхней плиты должен быть на 10—40 мм больше внутреннего диаметра обмотки.

4. Длина стяжных шпилек для обмоток, стянутых без обойм с тарельчатыми пружинами, составляет $L = 1,1 A + 2l + 2s + 100$.

5. Длина стяжных шпилек для обмоток, подлежащих прессовке под постоянным давлением (обоймами с наборами тарельчатых пружин),

$$L = 1,1 A + 2l + 3s + h + b + 100,$$

где L —общая длина шпилек; A —расчетный размер (высота) обмотки с концевой изоляцией; l —высота подставки; s —толщина подставки; b —высота втулки; h —высота обоймы с тарельчатыми пружинами.

Диаметр окружности отверстий для шпилек должен быть примерно на 200 мм больше наружного диаметра обмотки, ширина подставок под плиты—на 20 мм больше ширины дистанционной прокладки, длина подставок—на 30 мм больше радиального размера катушки

плюс толщина рейки и, наконец, высота подставки должна быть не менее 100 мм и не более 300 мм. При установке подставок на каждый столб прокладок они не должны упираться в рейки или цилиндр, а после окончания прессовки обмотки прессующая плита не должна упираться в верхний край цилиндра, в отводы и концы обмотки. Из этого исходят, выбирая размеры подставок.

После прессовки обмотки выравнивают при помощи молотка столбы прокладок по отвесу, устраняют при помощи клиньев наклон отдельных катушек, выравнивают смещенные или изогнутые витки, поправляют изоляцию под переходами, подтягивают бандаж на концах, регулировочных петлях и экранирующих витках, изолируют поврежденные участки изоляции обмоточного провода кабельной бумагой и т. п.

Раньше обмотки подвергали прессовке, сушке и пропитке глифталевым лаком. Теперь ограничиваются только сушкой и прессовкой. На отечественных трансформаторных заводах сушку обмоток производят в вакуум-сушильных шкафах с паровым обогревом. В условиях ремонтной мастерской сушку обмоток обычно производят так же, как и на заводе, поскольку ремонтная мастерская, как правило, имеет и сушильную печь и вакуум-насос. На пути от сушильной печи к вакуум-насосу обязательно устанавливают конденсационную колонку; она защищает вакуум-насос от попадания в него воды и позволяет учитывать количество влаги, удаленной из обмотки.

Для сушки обмотки загружают на тележке в сушильную печь, герметически закрывают дверь или крышку, открывают вакуумный клапан, который соединяет пространство печи с атмосферой и служит для снятия вакуума, и включают обогрев. Температуру нагревателей поднимают не выше 110°C . Нагрев обмотки обычно длится 3—5 ч. Затем закрывают вакуумный клапан и включают вакуум-насос, создавая остаточное давление в печи ступенями по 20—27 кПа (150—200 мм рт. ст.) в течение 1 ч, а иногда и более плавно, если обмотка выполнена на бакелитовых цилиндрах. Вакуум доводят до возможно глубокого [остаточное давление $(4 \div 6,7) 10^2 \text{ Па}$ (3—5 мм рт. ст.)]. Во время сушки записывают каждую минуту в журнал: давление пара в сети, температуру и остаточное давление в печи, а также количество конденсата,

выделившегося в течение 1 ч. Сушку заканчивают, если в течение 3 ч конденсат не выделяется.

Закончив сушку, выключают обогрев, останавливают вакуум-насос, открывают клапан снятия вакуума, а затем открывают дверь или крышку. Выкатив тележку, подтягивают гайки на стяжных шпильках и снимают обмотку с тележки.

Обмотку после сушки окончательно подпрессовывают. Если она сушилась вместе с металлическим шаблоном, на котором выполнялась намотка, то производят его отделение. Это делают осторожно, чтобы не повредить обмотку, причем после длительной выдержки, когда и обмотка и шаблон остынут до 20—30°C.

Если сушку обмоток требуется произвести непосредственно перед их насадкой на стержни магнитопровода, сушку производят на месте ремонта, где собирают активную часть. Там также, как правило, имеется вакуум-насос и сушильная печь. При отсутствии печи сушку производят индукционным способом, загружая обмотку в бак трансформатора, на который намотана намагничивающая обмотка. Сушку ведут под вакуумом по той же примерно технологии, что и при сушке в печи, однако остаточное давление в баке не должно быть ниже при гладких баках (без радиаторов) [40—47 Па (300—350 мм рт. ст.)]. Температура обмотки должна быть не выше 100°C, а бака — 110—115°C.

ГЛАВА СЕДЬМАЯ

РЕМОНТ МАГНИТОПРОВОДОВ БЕСШПИЛЕЧНОЙ КОНСТРУКЦИИ¹

7.1. УСТАНОВЛЕНИЕ ДЕФЕКТОВ И УТОЧНЕНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ЗАМЕНЫ ИЗОЛЯЦИИ ПЛАСТИН МАГНИТОПРОВОДА

При ремонтах трансформаторов иногда возникает необходимость в восстановлении или полной замене изоляции пластин магнитопровода. Это связано с перешихтовкой магнитопровода. Для изоляции пластин при изготовлении магнитопроводов на трансформаторных

¹ Ремонт магнитопроводов шпильчатой конструкции — см. 2-е издание настоящей книги.

заводах применяется лак и жаропрочное изоляционное покрытие типа «карлит».

В последние годы трансформаторная сталь поставляется металлургическими заводами уже изолированной жаропрочной изоляцией. Изоляция этого типа настолько механически прочно связывается со сталью, что не наблюдается явлений ее отслаивания или сползания. Удалить эту изоляцию химическим или механическим способом очень сложно, да такая необходимость и не возникает.

Лаковая изоляция, если она выполнена некачественно, отслаивается и сползает полностью или частично. В этом случае лаковую изоляцию необходимо заменить на всех пластинах. Если лаковая изоляция выполнена качественно, то она служит очень долго и необходимость в ее полной или частичной замене может возникнуть лишь в результате внешних причин, например пожара в трансформаторе, местного пожара в стали, местного замыкания и выгорания пластин и т. п. Такие местные дефекты в магнитопроводе могут возникнуть и при покрытии пластин жаропрочной изоляцией.

Причинами возникновения местного пожара в магнитопроводе, а также местных замыканий и выгораний пластин магнитопровода являются: витковое замыкание во внутренней обмотке; касание металлической деталью стержня в двух точках, например нажимным стальным кольцом, прессующим обмотку; неправильное заземление, создающее короткозамкнутый контур, и т. п.

Признаками дефектов в магнитопроводе являются: 1) ухудшение состояния масла, в частности понижение температуры вспышки, увеличение кислотности, понижение пробивного напряжения; 2) увеличение потерь холостого хода.

В местных условиях ремонта замена изоляции стальных пластин и перешихтовка являются сложной и трудоемкой операцией, требующей большой предварительной организационно-технической подготовки и значительной затраты времени. Кроме того, на месте ремонта не всегда можно изготовить нужные приспособления. Поэтому, прежде чем решить вопрос о замене изоляции пластин, следует убедиться в действительной необходимости этого.

Уточнение решения этого вопроса производится двумя путями: 1) путем непосредственного осмотра

пластин стали стержней и ярм после расшихтовки верхнего ярма и разборки активной части; 2) специальными испытаниями.

Расшихтовка верхнего ярма производится согласно указаниям § 5-11, а демонтаж активной части трансформатора — § 5-12.

В процессе расшихтовки верхнего ярма, а также после снятия обмоток, изоляции и очистки магнитопровода производится тщательный осмотр пластин стали стержней и ярм, при этом обращается внимание как на состояние самих пластин, так и на состояние их изоляции.

При достаточной механической прочности лаковой изоляции и наличии лишь местных дефектов перелакировывают 50% пластин в каждом пакете (через пластину). Старую изоляцию, если она жаропрочная, не удаляют, а производят однократную лакировку непосредственно по ней. Также иногда исправляют дефекты и при лаковой изоляции. Незначительное увеличение при этом диаметра стержня (толщина пленки всего 0,01 мм) практического значения не имеет и может быть отрегулировано уменьшением толщины раскрепляющих деревянных планок или заменой их электрокартоном.

7-2. СПЕЦИАЛЬНЫЕ ИСПЫТАНИЯ

Если непосредственным осмотром состояния пластин и их изоляции не обнаружено очагов пожара или местных замыканий, а также не подтверждена дефектность изоляции, то необходимо произвести специальные испытания, для чего верхнее ярмо снова зашихтовывают и запрессовывают до нормальных размеров.

Для уточнения состояния изоляции пластин производят следующие испытания:

Испытание первое — измерение потерь холостого хода P'_0 , Вт.

1. Определяют потери холостого хода при зашихтованном верхнем ярме и соответствующей контрольной обмотке, обеспечивающей полное возбуждение магнитопровода, т. е. магнитную индукцию B , на которую рассчитан магнитопровод. Чтобы это обеспечить, необходимо при имеющемся на месте низком напряжении (220, 380 В) и выбранной схеме соединения (звезда или тре-

угольник) выполнить контрольную обмотку с определенным количеством витков, а именно:

$$\omega = U_{\text{ф.к}} 10^4 / 222 s_c B_c,$$

где s_c — сечение стержня, см^2 ; B_c — индукция в стержне, Т.

Сечение провода для контрольной обмотки определяется по формуле $s_{\text{пр}} = I_{0\text{к}} / \Delta$, где s — сечение, мм^2 ; $I_{0\text{к}}$ — линейный ток холостого хода, приведенный к числу витков контрольной обмотки, т. е. $I_{0\text{к}} = I_0 \omega / \omega_{\text{к}}$, где $I_0 \omega$ — м. д. с. (ампер-витки) холостого хода на фазу.

Плотность тока Δ принимается равной 3—3,5 А/мм².

До намотки контрольной обмотки стержни магнитопровода обертывают листовым электрокартоном общей толщиной 2 мм и закрепляют киперной лентой. На полученный таким образом мягкий цилиндр наматывают равномерно по высоте стержня витки контрольной обмотки. Контрольную обмотку лучше всего наматывать проводом ПРГ или ПР. Замер потерь холостого хода производится по схеме и правилам, описанным в гл. 13.

2. Замыкают крайние пластины магнитопровода по наружной поверхности проводом того же сечения, что и для контрольной обмотки, и замеряют вторично потери холостого хода P_0'' , Вт.

Если состояние изоляции пластин удовлетворительное, то разница между P_0' и P_0'' не превышает 1—2%. Большее увеличение потерь холостого хода указывает на недостаточность изоляции пластин.

Испытание второе — измерение напряжений между крайними пластинами и пакетами магнитопровода.

1. Подают напряжение $U_{\text{л.к}}$ на контрольную обмотку для полного возбуждения магнитопровода.

2. Измеряют напряжения между крайними пластинами магнитопровода по наружной и внутренней поверхностям (рис. 7-1). Измерение по наружной поверхности должно дать 0,43 u_w , т. е. 0,43 напряжения одного витка, а по внутренней — 0,57 u_w . Меньшие значения напряжений, полученные при замерах, указывают на закорачивание части пластин. Напряжения между крайними пластинами магнитопровода измеряют путем касания концами проводов от вольтметра соответствующих точек. Вольтметр выбирают со шкалой, примерно равной 1,1 u_w . На концы изолированных проводов от вольтметра

надевают для безопасности бумажно-бакелитовые трубки длиной не менее 0,5 м. Для создания лучшего контакта на концах проводов устанавливают иголки, которыми и прикасаются к пластинам магнитопровода при испытании.

3. Измеряют напряжения по пакетам согласно рис. 7-2. Отсутствие напряжения между пакетами указывает «район», в котором имеются закороченные пластины. Точное место замыкания устанавливают осмотром при разборке пакетов, входящих в дефектный район.

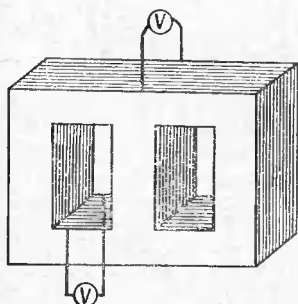


Рис. 7-1. Схема ко второму испытанию магнитопровода.

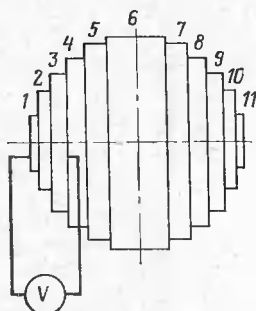


Рис. 7-2. Схема измерения напряжения по пакетам магнитопровода.
1—11 — пакеты.

Испытание третье — измерение сопротивлений постоянному току изоляции пластин отдельных пакетов.

1. Снимают контрольную обмотку без расшихтовки верхнего ярма.

2. Измеряют сопротивления постоянному току изоляции пластин отдельных пакетов стержней и ярм магнитопровода методом амперметра и вольтметра по схеме рис. 7-3.

Для измерения подбирают следующие приборы: а) аккумуляторную батарею напряжением 6—12 В при токе 0,25—2,5 А; б) ползунковый реостат на 10 Ом; в) амперметр постоянного тока со шкалой на 5 А; г) вольтметр постоянного тока со шкалой на 25 В; д) два медных электрода площадью 100—150 мм² и толщиной 3—4 мм с заостренными с одной стороны краями.

При измерении медные электроды плотно вставляют между пластинами активной стали на глубину 30—40 мм. Изоляцию пластин при этом не зачищают.

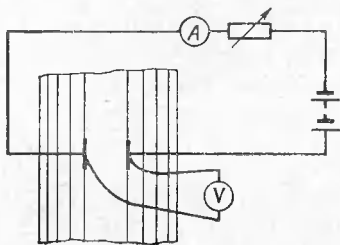


Рис. 7-3. Схема измерения сопротивлений постоянному току отдельных пакетов магнитопровода.

3. Измеряют сопротивление каждого пакета и всего магнитопровода. При этом реостатом устанавливают ток 2—2,5 А. По результатам измерений определяют удельное электрическое сопротивление изоляции между пластинами стали по формуле

$$\rho_{из} = R_{п} F_{л} / n,$$

где n — число пластин стали в пакете; $F_{л}$ — площадь пластины, см^2 ; $R_{п}$ — сопротивление пакета, Ом.

4. Результаты измерений проверяют на соответствие следующим требованиям: а) полное сопротивление изоляции магнитопровода в омах должно быть не меньше:

у однофазных трансформаторов мощностью до 20 000 кВ·А	0,8
то же свыше 20 000 кВ·А	1,1
у трехфазных трансформаторов мощностью до 16 000 кВ·А	1,2
то же свыше 16 000 кВ·А	1,6

б) сопротивление изоляции симметричных пакетов не должны различаться более чем в 1,5 раза; в) сумма измеренных сопротивлений отдельных пакетов не должна отличаться от измеренного полного сопротивления более чем на 3%; г) сопротивление изоляции, измеренное между двумя рамами, не должно отличаться от суммы полных сопротивлений обеих рам более чем на 3% [Л. 2]; д) удельное сопротивление изоляции между пластинами стали $\rho_{из}$ должно быть не менее 50—60 Ом·см².

7.3. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

Если в результате специальных испытаний и непосредственного осмотра пластин стали и их изоляции окажется необходимым заменить лаковую изоляцию на всех пластинах или на половине их, а при жаропрочной изоляции произвести однократную лакировку пластин поверх изоляции «карлита», то в соответствии с местными условиями и возможностями надо изготовить и установить все необходимые приспособления.

Чтобы разобрать магнитопровод для ремонта, а затем собрать его после ремонта, необходимо повернуть его (скантовать) из вертикального положения в горизонтальное, а после сборки — обратно из горизонтального положения в вертикальное. Такой поворот (кантовку) производят на специальном кантователе, имеющем вид саней (рис. 7-4). Примерная схема кантовки магнитопровода на кантователе из горизонтального положения

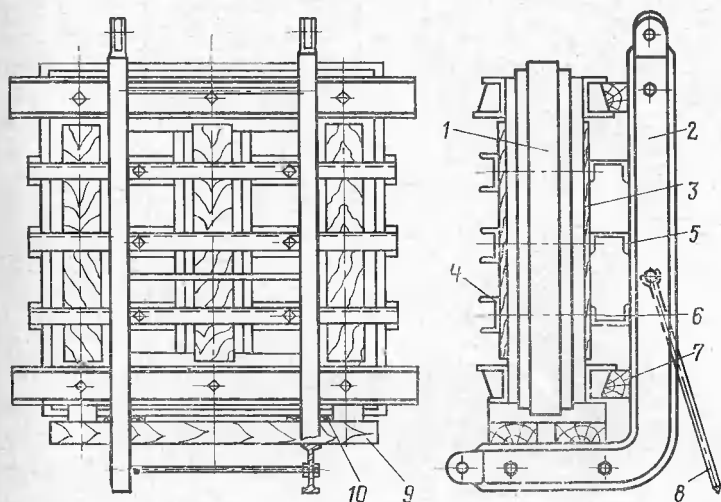


Рис. 7-4. Кантователь (сани) для разборки и сборки магнитопровода.

1 — магнитопровод; 2 — сани; 3 — деревянная подкладка; 4 и 5 — швеллеры, создающие опоры против прогиба магнитопровода при кантовке; 6 — скрепляющие шпильки; 7 — деревянный брус; 8 — подпорка; 9 и 10 — деревянные установочные и фасонные брусья.

в вертикальное показана на рис. 7-5. Однако для единичного ремонта магнитопровода изготовление кантователя нецелесообразно, поскольку он представляет собой громоздкое и дорогостоящее приспособление. Поэтому для ремонта магнитопровода мощных трансформаторов ремонтное предприятие имеет, как правило, один кантователь, который перевозит по железной дороге к месту ремонта.

Часто кантуют магнитопровод без специального кантователя. Для этого жестко стягивают магнитопровод швеллерами или двутавровыми балками и кантуют на стальном листе так, как это показано на рис. 7-6. При

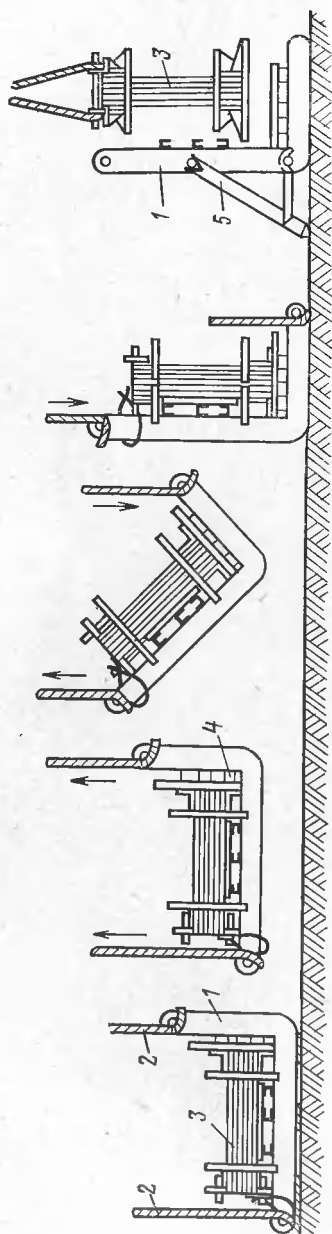


Рис. 7-5. Схема кантовки магнитопровода.

1 — кантователь; 2 — строп; 3 — магнитопровод; 4 — деревянные бруссы; 5 — упор.

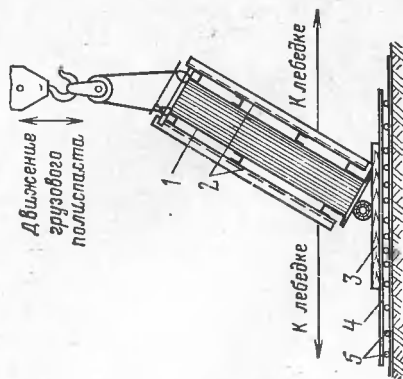


Рис. 7-6. Схема кантовки магнитопровода на стальном листе.

1 — магнитопровод; 2 — балки жесткости; 3 — деревянный настил из шпал; 4 — стальной лист толщиной 10—16 мм; 5 — катки (отрезки труб).

наличии мостового крана с двумя крюками магнитопровод, предварительно скрепленный балками, поднимают на высоту 5—10 см от пола и с помощью большого крюка осуществляют основной подъем или опускание, а малым крюком устанавливают необходимый наклон магнитопровода. При отсутствии мостового крана и наличии лишь лебедки с механизмом подъема в одной точке магнитопровод укладывают в горизонтальное положение на тележку, установленную на рельсы, и откатывают в сторону от лебедки. После сборки магнитопровода на тележке его снова подкатывают под крюк лебедки для кантовки в вертикальное положение. Для устройства тележки можно использовать катки от бака трансформатора.

Скантовав магнитопровод в горизонтальное положение, проверяют уровнем горизонтальность положения магнитопровода и устраняют перекосы при помощи подкладок. До начала разборки магнитопровода необходимо сделать его эскиз, указать точные размеры, а также расположение и толщину пакетов, схему шихтовки стержней и ярм, размер зазоров в стыках между пластинами активной стали.

Очистку пластин стали от дефектной лаковой изоляции в местных условиях ремонта производят путем их кипячения в растворе каустической соды (10%) или тринатрийфосфата (20%). Для этого применяют следующие приспособления:

а) Вблизи подвода воды и острого пара устанавливают ванну — сварную металлическую коробку (бак) для кипячения пластин стали. Если ремонт происходит летом, то коробку желательно установить на открытом воздухе и углубить в землю так, чтобы это было удобно для погружки в коробку пластин. Коробка сверху должна быть открыта. Размеры коробки примерно следующие: длина не менее 1,5 м, высота равна наибольшей ширине пластины плюс 500 мм, ширина не менее 1 м. Коробку (или бак) желательно подобрать из числа готовых, имеющихся на месте. Подвод в коробку воды и пара производится сверху с помощью газовых труб, оборудованных вблизи коробки запорными вентилями. Конец паровой трубы должен быть опущен в воду не менее чем на половину высоты коробки. Сначала в коробку пускают раствор, который заполняет ее, не доходя на 250—300 мм до верха, затем в воду пускают острый пар,

который и нагревает ее до кипения. Приготовить раствор можно и непосредственно в ванне, сначала наполнив ее водой.

б) После кипячения пластины стали должны промываться в проточной горячей воде. Для этой цели рядом с ванной для кипячения монтируют такую же ванну для промывки. В стенку ее коробки вблизи самого дна вваривают трубу с вентилем для отвода промывочной воды в канализацию. Сверху к промывочной коробке подводится вода и острый пар с помощью газовых труб, оборудованных запорными вентилями.

в) При наличии на месте подъемно-транспортных средств (крана, тельфера и т. п.) изготовляют или специальную подвеску на 100—200 пластин (в виде, например, крестовины или звезды из швеллеров с крючками для подвески), или открытый контейнер, в котором пластины стали укладывают горизонтальными рядами, прокладывая через каждый ряд слой прутков. В этом случае подвеску или контейнер с пластинами стали поднимают крапом или тельфером и опускают в ванну для кипячения. Если на месте установки ванны для кипячения и промывки отсутствуют подъемно-транспортные средства, то операции подъема и опускания пластин стали в ванны производят вручную. С этой целью заготавливают необходимое количество металлических прутков диаметром 6—8 мм двух размеров по длине для установки их как по длине, так и по ширине, а также крючки из проволоки диаметром 2—3 мм.

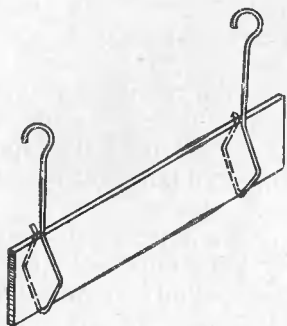


Рис. 7-7. Подвеска пластин без отверстий.

Чтобы крючки с пластинами не сдвигались по пруткам, на последних делают напильником через соответствующие расстояния небольшие углубления (зарубки) на глубину 2 мм. Чтобы прутки при их установке в свою очередь не сдвигались, концы их, которыми они устанавливаются на борта коробки, слегка расплющивают. Пластины подвешивают на пруток по длине за нижний край с помощью двух или трех крючков (рис. 7-7).

Пластины стали подвозят к месту кипячения и обратно на цеховых тележках-платформах, подвешивают с помощью крючков на прутки, поднимают вручную и, устанавливая концы прутков на борта коробки, опускают полностью в раствор. При установке прутков с пластинами необходимо, чтобы между пластинами получался зазор 30—50 мм. При загрузке и выгрузке пластин подача острого пара в раствор прекращается.

г) Кроме указанного оборудования и приспособлений для очистки пластин стали необходимы различные инвентарь и материалы, а именно: столы для протирки пластин стали, ведра, металлические щетки, тряпки, не

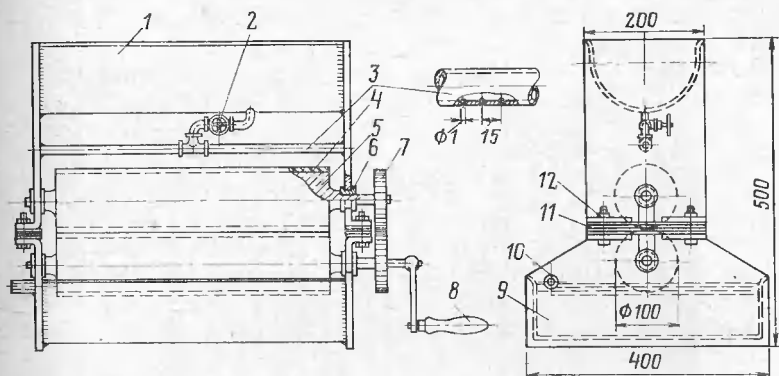


Рис. 7-8. Стаиок для лакировки пластин стали.

1 — верхний бачок; 2 — запорный кран; 3 — трубка с отверстиями; 4 — покрытие из резины; 5 — стальной вал; 6 — втулка-подшипник (латунь или бронза); 7 — шестерня; 8 — рукоятка; 9 — нижняя ванна; 10 — отводная трубка; 11 — набор подкладок (электрокартон или резина); 12 — установочный болт.

оставляющие ворса, спецодежда (защитные очки, резиновые перчатки и брезентовые рукавицы, резиновые и брезентовые фартуки), каустическая сода (NaOH) или тринатрийфосфат (Na_3PO_4).

д) Для сушки, лакировки и запечки пластин стали применяют лакировальный станок (рис. 7-8) и печь. На трансформаторных и ремонтных заводах операции сушки, лакировки и запечки совмещают в одной специальной лакировальной конвейерной установке. При ремонте на местах сооружают для этой цели упрощенную установку. Ремонтными предприятиями разработано много конструкций установок, достаточно простых в изготовлении. Одна из них показана на рис. 7-9. Она по-

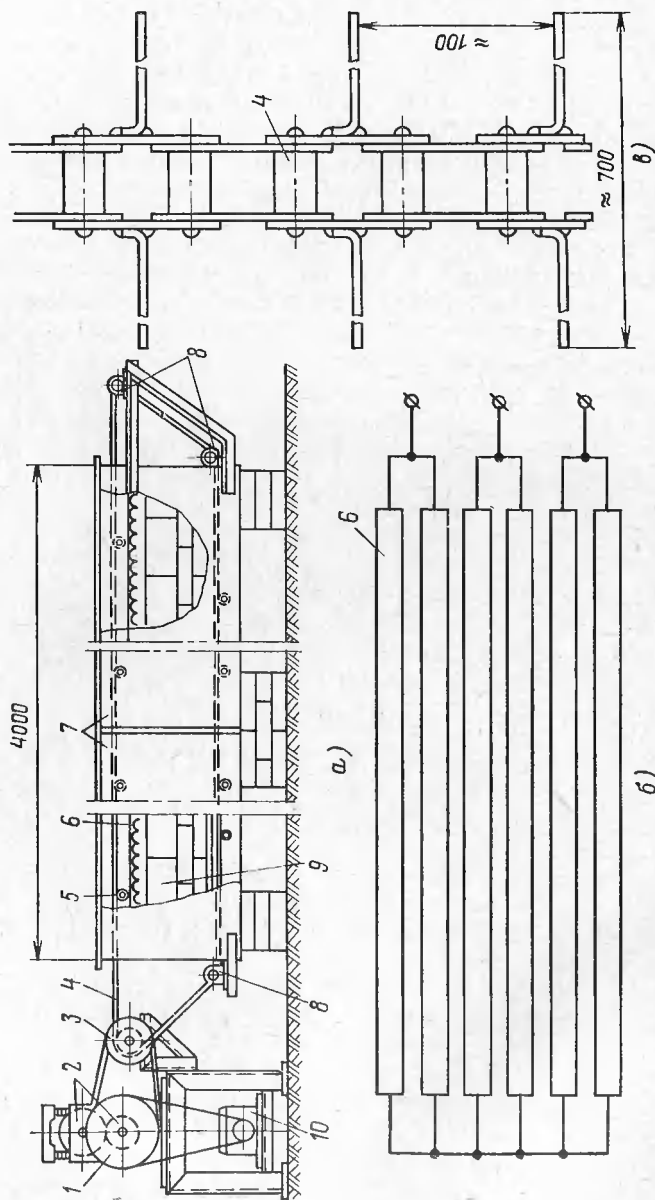


Рис. 7-9. Конвейерная установка для лакировки и запечки пластин стали.
 а — общий вид; б — схема соединения в звезду спиралей из нихромовой проволоки; 1 — шкив клиноременной передачи; 2 — резиновые валки; 3 — ведомый шкив и звездочка цепной передачи; 4 — роликовая цепь; 5 — промежуточный вал (стальной стержень со свободно надетыми отрезками трубок); 6 — нагревательные элементы; 7 — каркас печи; 8 — звездочки цепной передачи; 9 — кирпичная кладка; 10 — электродвигатель с редуктором.

звolyет осуществлять операции лакировки и запечки в виде непрерывного технологического процесса, при котором обеспечиваются высокая производительность, хорошее качество лаковой пленки и своевременный контроль в процессе производства самих операций.

Установка состоит из двух основных частей: лакировального станка и конвейерной нагревательной печи. Конвейер может быть пристроен к обычному лакировальному станку (рис. 7-8). Для этого устанавливают два кронштейна, на которых располагают приводной валик 2 (рис. 7-9), а также шкив для клиноременной передачи 1 на нижнем валу лакировального станка.

Конвейерная печь с электронагревом состоит из следующих элементов: 1) каркаса 7 в виде двух ящиков длиной по 2 м из листовой стали толщиной 3—4 мм с вырезами в торцах для прохода цепи конвейера; 2) кирпичной кладки без связующего раствора из простого или огнеупорного кирпича 9; 3) нагревательных элементов 6 из нихромовой проволоки диаметром 3 мм, навитых на токарном станке в виде спиралей на оправке диаметром 20 мм; отводы от спиралей выполняются с тройным сечением проволоки и привариваются автоматом к концам спиралей; 4) цепного конвейера, состоящего из приводного валика 2, звездочки 3, промежуточных валиков 5, велосипедной или мотоциклетной цепи 4 и электродвигателя с редуктором 10; к цепи привариваются стальные прутки или уголки для укладки листов стали.

Печь может быть закрыта сверху по всей длине листами стали, утепленными асбестом. Мощность печи при этом 25—30 кВт. Однако в этом случае печь сильно чадит и дымит и поэтому требует установки над ней низко опущенного громоздкого вентиляционного колпака с вытяжной трубой. Чтобы этого избежать, лакировальную установку монтируют в сарае или на открытом воздухе под навесом и делают полностью или частично открытой. Мощность печи в этом случае повышается до 60 кВт, но чад и дым не скапливаются, и вытяжка получается простой и облегченной. В том и другом случае печь требует предварительного прогрева в течение 2—2,5 ч. Каркас печи и лакировальный станок должны быть заземлены.

Спираль при мощности до 30 кВт соединяется в звезду, а свыше 30 до 60 кВт — в треугольник.

У лакировального станка нижний вал погружен наполовину в ванну с лаком и вращается электродвигателем или вручную. Верхний вал приводится во вращение через шестереночную передачу от нижнего. Сверху вдоль верхнего вала помещают трубочку с отверстиями, через которые на верхний вал поступает самотеком лак из бачка с запорным краном. Поступающий на верхний вал лак стекает в ванну с лаком, в которой вращается нижний вал. Ванна имеет сбоку отводную трубочку с запорным краном, на конец которой надевается резиновый шланг, который опускается другим концом в стоящее на полу ведро. При излишке лака в ванне он через шланг спускается в ведро, а из ведра может быть перелит в верхний бачок.

Верхний вал прижимается к нижнему установочными болтами. С помощью этих болтов регулируется натяг между валами. Валы вытачиваются из стальной круглой заготовки. Диаметр валов 80—100 мм, длина валов равна наибольшей ширине пластин стали плюс 100 мм. Валы обтягиваются листовой резиной толщиной 6 мм. В месте стыка концы резины срезаются по всей длине под углом 15° так, чтобы при заходе одного на другой внахлест в этом месте не получалось утолщений. Концы склеивают резиновым клеем.

Для того чтобы резина от действия лака быстро не разрушалась, ее вулканизируют. Очень удобен и устойчив в этом отношении резиновый шланг от шлангового, врубового или шахтного кабеля большого диаметра. Если 1 м такого кабеля удастся найти на месте, то, освободив осторожно без повреждений шланг от внутреннего содержимого и, сняв наружное покрытие, отрезают от него по длине два куска и натягивают плотно, без морщин и складок, на каждый вал. Диаметр вала подгоняют при этом под диаметр шланга.

Кроме лакировальной установки, необходимы следующие инвентарь и материалы: столы для укладки и проверки пластин стали после запечки, лак КФ-965 (бывший (302), растворитель лака (уайт-спирит или керосин — 20% количества лака), пожарный инвентарь и ящики с песком, аптечка первой помощи, спецодежда.

7-4. РАЗБОРКА БЕСШПИЛЕЧНОГО МАГНИТОПРОВОДА

Ремонт бесшпилечного магнитопровода производят в два приема: сначала разбивают верхнюю половину до

середины среднего пакета; пластины этой половины перелакировывают, собирают на нижней половине магнитопровода, крепят осто́в струбцинами, кантуют на другую сторону, поворачивая на 180° , и разбирают вторую половину, которая после поворота стала верхней. При этом удаление старой изоляции и лакировку начинают с пластин центрального пакета.

При разборке верхних половин нижние пакеты могут сдвинуться. Во избежание этого их закрепляют по длине стержней и ярм деревянными ступенчатыми брусками и струбцинами (рис. 7-10).

Разборку магнитопровода начинают с распрессовки ярма с помощью технологических шпилек и полубандажей, сняв полубандажи (см. рис. 5-14), а также концевые шпильки вне активной стали, если они имеются. Затем снимают вертикальные стяжные шпильки или замковые вертикальные пластины, стягивающие верхние и нижние ярмовые балки, со стороны осто́ва, обращенной кверху (с нижней стороны шпильки и замковые пластины не снимают), и демонтируют с верхней стороны осто́ва ярмовые балки вместе с изоляцией (мостами).

После этого, установив на каждый стержень в двух-трех местах временные струбцины (рис. 7-11), срубав стеклобандаж со стержней и разбирают верхнюю половину магнитопровода до середины среднего пакета, снимая по две пластины по всему контуру магнитопровода. Снимаемые пластины осматривают, имеющие механиче-

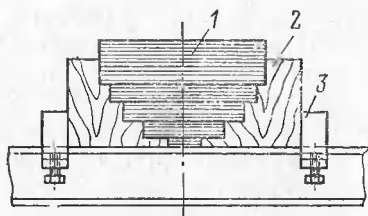


Рис. 7-10. Закрепление нижних пакетов магнитопровода.

1 — магнитопровод; 2 — ступенчатый деревянный брусок; 3 — струбцина из швеллеров.

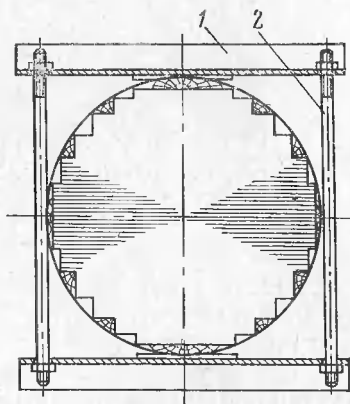


Рис. 7-11. Струбцина из швеллеров.

1 — швеллер; 2 — шпилька.

ские повреждения откладывают отдельно, а подлежащие перелакировке относят сначала к ваннам для удаления старой лаковой пленки, а потом к столам для протирки и очистки от остатков изоляции. Очищенные от старой изоляции пластины незамедлительно лакируют во избежание ржавления. Пластины, имеющие подгары, оплавления и другие дефекты, следует рассортировать так, чтобы в процессе перешихтовки их можно было равномерно распределить по всему контуру магнитопровода, чередуя поврежденные пластины с неповрежденными.

В процессе разборки и последующей сборки, а также транспортировки и подвески пластин категорически запрещается подвергать их резким ударам, бросать и изгибать. Несоблюдение этого требования приводит к значительному возрастанию потерь холостого хода трансформатора (до 20% и выше).

7.5. ОЧИСТКА ПЛАСТИН МАГНИТОПРОВОДА

Кипячение пластин для очистки их от лаковой изоляции осуществляют или в 10%-ном растворе едкого натра или в 20%-ном растворе тринатрийфосфата в воде; указанные проценты должны быть проверены опытным путем. Растворы готовят, загружая небольшими порциями едкий натр (каустическую соду) или тринатрийфосфат в ванну с водой, нагретой до 50°C. После введения каждой порции порошкообразного реактива в воду ее осторожно, без расплескивания и брызг, тщательно перемешивают до полного растворения введенного компонента.

После загрузки в коробку (бак) возможного количества пластин пускают в воду острый пар, нагревают ее до кипения и кипятят пластины до тех пор, пока с них не будет удалена лаковая изоляция. Время кипячения устанавливается опытным путем. После окончания кипячения, т. е. после удаления с пластин лаковой пленки, пластины переносят в промывочную коробку с водой, пускают в воду острый пар, открывают спуск воды в канализацию и промывают таким образом очищенные от изоляции пластины стали проточной нагретой водой в течение 15—20 мин.

При очистке старой изоляции, в особенности с применением щелочей, необходимо соблюдать правила техники безопасности, а именно: все операции по взвешив-

ванию и растворению щелочи, а также по загрузке и выгрузке пластин стали необходимо производить в резиновых перчатках, фартуках, закрытой обуви, защитных очках и с покрытой головой. Несоблюдение этих правил может привести к ожогам и травмам.

7-6. ЛАКИРОВКА И ЗАПЕЧКА ПЛАСТИН МАГНИТОПРОВОДА

Вязкость лака КФ-965, применяемого для лакировки пластин, должна быть не менее 18 с по воронке НИИЛК № 7 при 18—20°C. Разбавитель — очищенный керосин или уайт-спирит. Лак маслостойкий, горячей печной сушки; при 300—600°C сохнет не более 1 мин. Образует прочную эластичную электрически прочную пленку от светлого до темно-коричневого цвета.

После подготовки лака, заливки его, прогрева печи, а также наладки лакировального станка и всей установки производят пробную лакировку и запечку нескольких опытных образцов (пластин). После достижения необходимых качества и толщины лаковой пленки приступают к массовой лакировке и запечке пластин. Пластины, пройдя через лакировальный станок, непосредственно попадают на движущийся конвейер, проходящий через печь. Время прохождения пластин по конвейеру составляет 40—45 с. За это время происходят воспламенение и сгорание разбавителя (керосина) и запечка лаковой пленки. В конце конвейера пластины с запеченной лаковой пленкой сползают с цепей на специально подставленный стол и непосредственно на нем укладываются в стопку. Чтобы пластины после конвейера не рассыпались, а укладывались в стопку, их надо точно и одинаково направлять в лакировальный станок, а соответственно и на конвейер.

Перез запуском в лакировку и запечку пластин необходимо проверять (осмотром) на отсутствие дефектов. В свою очередь снятые с конвейера отлакированные и запеченные пластины необходимо не реже 1 раза в час проверять на толщину и качество лаковой пленки согласно § 7-2 и 7-7.

Работать на лакировальной установке необходимо в рукавицах фартуках, закрытой обуви и с покрытой головой. Корпуса всех электрических установок должны быть заземлены. Курить вблизи лакировальной установки запрещается.

7-7. КОНТРОЛЬ ПЛАСТИН МАГНИТОПРОВОДА ПОСЛЕ ЛАКИРОВКИ И ЗАПЕЧКИ

Пластины после лакировки и запечки проверяют на столе.

Лаковая пленка на отлакированных и запеченных пластинах не должна иметь отлипа, и вся поверхность пластин с обеих сторон должна быть ровной, без наплывов и пузырей, глянцевиной, блестящей, однородного темно-коричневого цвета. Пленка лака должна быть твердой и прочной — при царапании ножом не должна отслаиваться. Дефектные пластины после снятия указанных подтеков, наплывов и пузырей лакируют и запекают вновь.

Толщина двустороннего покрытия должна быть не более 0,02 мм, а одностороннего — 0,01 мм. Проверяют толщину изоляции, для чего собирают пакет из 30 однотипных пластин, зажимают его до отказа по всей длине между двумя стальными накладками толщиной 20 мм при помощи струбцин или болтов и измеряют толщину пакета. При толщине пластины 0,35 мм, а с лакировкой 0,36—0,37 мм эта толщина должна быть около 11,0 мм.

Качество изоляции проверяют путем замера сопротивления запрессованного пакета из 30 пластин так, как это указано в § 7-2.

7-8. РАСЧЕТ СТЕКЛЯННЫХ БАНДАЖЕЙ

Заготавливаются бандажные пояса из стеклоленты ЛСБ-Т на специальном приспособлении (рис. 7-12).

Число слоев ленты, размеры и количество поясов берется аналогично снятым при разборке с учетом раз-

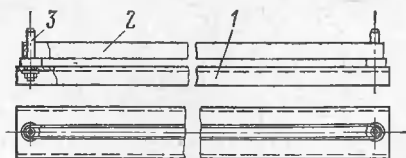


Рис. 7-12. Приспособление для намотки бандажного пояса из стеклоленты.

1 — основание — швеллер; 2 — пояс из стеклоленты; 3 — штырь.

рыва и пряжек (рис. 5-10) или в соответствии с данными расчета. Изготавливают пряжки из листовой немагнитной стали Х18Н9 (ГОСТ 5949-61) толщиной 3 мм (рис. 7-13,а), а также приспособления для стяжки бандаж (рис. 7-13,б).

При замене стальных бандажей на бандажи из стеклоленты или необходимости в проверке и уточнении данных бандажей механическая их прочность и параметры определяются приведенным ниже расчетом.

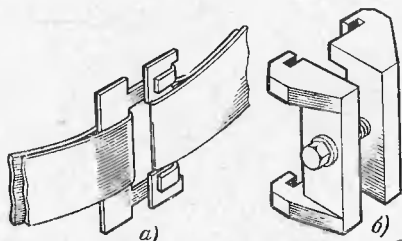
Стеклолента толщиной $a=0,2$ мм и шириной $b=20$ мм имеет площадь сечения 4 мм^2 .

Прочность ленты на разрыв $\sigma=6,4 \cdot 10^8 \text{ Па}$ (65 кгс/мм^2).

При расчете принимают: усилие натяжения ленты $N=1000 \text{ Н}$ (100 кгс); удельное давление в среднем пакете наиболее широкого стержня $p=(29-39) \cdot 10^4 \text{ Па}$ ($3-4 \text{ кгс/см}^2$); D — диаметр стержня магнитопровода, см; B — шаг бандажа, см (обычно берется равным 24 см).

Рис. 7-13. Стяжка стеклобандажа с помощью замка в виде плоской пружинки.

a — плоская пружинка из немагнитной стали Х18Н9; b — приспособление для стяжки из стали 45.



При намотке витки стеклобандажа должны равномерно располагаться по ширине бандажа.

Число витков стеклоленты в одном бандаже $n=n_{\text{в}}n_{\text{с}}$, где $n_{\text{в}}$ — число витков в слое, принимается равным $2-4$; $n_{\text{с}}$ — число слоев.

При заданном числе витков в слое определяется $n_0=pDB/2n_{\text{в}}N$. Из табл. 7-1 по значению n_0 определяется необходимое число слоев бандажа с учетом уменьшения натяжения стеклоленты в процессе

Таблица 7-1

Число слоев стеклоленты в бандаже при заданном числе витков в слое

n_0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$n_{\text{с}}$	1,50	1,75	4,25	6,0	8,0	10,0	13,5	18,5	28,5	41

полимеризации при температуре $90-100^\circ\text{C}$ во время сушки активной части. Коэффициент, учитывающий это уменьшение, $K=n_0/n_{\text{с}}=N_{\text{т}}/N$; ($N_{\text{т}}$ — действительное натяжение бандажа).

Число витков бандажа $n=n_{\text{в}}n_{\text{с}}$.

Действительное натяжение бандажа $N_{\text{т}}=KN$.

Усилие, действующее на бандаж, $N_0=N_{\text{т}}n$.

Усилие, действующее на один болт, $N_6=N_0/2$.

Пример расчета стеклянного бандажа и стяжных болтов замка

$D=40 \text{ см}$; $n_{\text{в}}=3$; $p=39 \cdot 10^4 \text{ Па}$ (4 кгс/см^2); $B=24 \text{ см}$;

$N=1000 \text{ Н}$ (100 кгс).

Тогда:

$$n_0 = pDB/2n_b N = 4 \cdot 40 \cdot 24/2 \cdot 3 \cdot 100 = 6,4.$$

Из табл. 7-1 определяем число слоев $n_c = 11$.

Тогда $K = n_0/n_c = 6,4/11 = 0,58$ и $N_T = KN = 0,58 \cdot 1000 = 580$ Н (58 кгс).

Число витков в бандаже $n = n_b n_c = 11 \cdot 3 = 33$ и усилие, действующее на бандаж, $N_0 = N_T n = 580 \cdot 33 = 19\,100$ Н (1910 кгс).

Усилие, действующее на 1 болт, $N_6 = N_0/2 = 9550$ Н (955 кгс).

Выбираем болт М10 с допустимым усилием $N_6 = 9700$ Н (970 кгс).

7-9. СБОРКА МАГНИТОПРОВОДА

Стеллажи с отлакированными пластинами доставляются к магнитопроводу и располагаются вокруг него.

Если магнитопровод разбирался до половины средних пакетов, то шихтовку начинают с укладки на них отлакированных пластин расшихтованной половины этих (центральных) пакетов по всему контуру магнитопровода, строго соблюдая при этом схему шихтовки; после этого укладывают пластины остальных пакетов в том же порядке и количестве, как они были уложены до разборки.

При укладке пластин на толщину 10—12 мм производят каждый раз их выравнивание медными подбойками через фибровую подкладку. При этом гребенки в пакетах и зазоры между пластинами не должны превышать 1,5 мм. По окончании шихтовки половины магнитопровода проверяют качество сборки пакетов.

На стержни в местах расположения бандажей устанавливают трубины (см. рис. 7-11), подложив под них электрокартонные подкладки, и опрессовывают стержни, начиная с середины стержня и переходя равномерно в обе стороны. При опрессовке необходимо соблюдать осторожность, чтобы не сдвинуть пакеты и отдельные пластины.

Укладывают осторожно ярмовые балки вместе с их изоляцией (мостами), проверяют их расположение и опрессовывают концевыми технологическими шпильками, а затем закрепляют стальными ленточными полубандажами, подложив предварительно под полубандажи электрокартонную изоляцию (см. рис. 5-10). Затем стопорят крепежные детали замковыми шайбами.

Устанавливают стяжные вертикальные шпильки, связывающие верхние и нижние ярма, закрепляют замко-

вые планки на ярмовых балках и устанавливают раскосы.

Магнитопровод закрепляют на саях (если разборка, сборка и кантовка производятся на саях); зачаливают стропы большого крюка мостового крана за рамы верхних ярмовых балок, а стропы малого крюка за рамы коротких полостей саян и кантуют магнитопровод в вертикальное положение.

После этого магнитопровод освобождают из саян, приподнимают, отводят в сторону, поворачивают на 180° и устанавливают на сани другой стороной к длинным полостям саян. Закрепив магнитопровод на саях, зачаливают стропы и проверяют надежность креплений и отсутствие перекосов; кантуют магнитопровод в горизонтальное положение и снимают стробины. Разобрав верхнюю половину магнитопровода до середины среднего пакета, закрепляют нижние уже отлакированные и собранные пакеты стали деревянными ступенчатыми брусками и стробинами из швеллеров.

Разборку, очистку, лакировку пластин и последующую сборку второй половины магнитопровода производят аналогично первой, как указано в § 7-4—7-7.

Затем опрессовывают стержни и устанавливают изоляцию и ярмовые балки, как указано выше. Проверяют все размеры. В уступы пакетов устанавливают деревянные клинья, предусмотренные заводом-изготовителем, и закрепляют на стержнях резиновыми жгутами. На места установки бандажей из стеклоленты укладывают полосы из электрокартона в качестве подбандажной изоляции по образцу заводских. В заготовленные бандажные пояса из стеклоленты вставляют пряжки (см. рис. 7-13,а), после чего последние укладывают на подбандажную изоляцию.

Бандажи затягивают специальным приспособлением (см. рис. 7-13,б) с усилием $(10-11) 10^2 \text{ Н}$ ($100-110 \text{ кгс}$). Наложение и затяжку бандажей необходимо начинать с середины стержней и продолжать в обе стороны равномерно (см. рис. 5-10,б).

Кантуют магнитопровод с саями в вертикальное положение, снимают его с саян и устанавливают на выровненную площадку на полу.

Проверяют основные размеры магнитопровода, учитывая допустимые отклонения размеров при сборке бесшпильных магнитопроводов согласно табл. 7-2.

Таблица 7-2

**Допустимые отклонения размеров при сборке
бесшпилечных магнитопроводов**

Размеры	Допустимые отклонения, мм, при диаметрах стержня	
	до 340	340—750
Наибольший зазор в местах стыков пластин и „гребенки“	1,5	1,5
Толщина стержня	—2	—3
Диаметр стержня	+3	+4
Толщина центрального пакета	+2	+3
Смещение оси стержня от вертикали на 1 м высоты	1,5	1,5
Расстояние между замками бандажей	±8	±8
Расстояние от оси стержня до замка бандаж	±5	±8

Примечание. На размеры магнитопровода после сборки влияет разновысотность ярмовых балок, которая допускается при изготовлении трансформаторов на заводе не более; для трансформаторов мощностью до 6,3 МВ·А—3 мм; свыше 6,3 до 63 МВ·А—5 мм; свыше 63 МВ·А—8 мм.

7-10. ИСПЫТАНИЕ МАГНИТОПРОВОДА

Для испытания магнитопровода после замены изоляции пластин и перешихтовки его применяют один и тот же метод для трансформаторов как средней, так и большой мощности. Для этого наматывают на магнитопровод временную обмотку так, как это было указано в § 7-2, и производят опыт холостого хода, замеряя потери холостого хода при номинальной магнитной индукции. Полученные значения потерь сравнивают с результатами измерений, полученными при испытании до замены изоляции пластин, а также с нормальными их значениями для данного трансформатора.

Оставляют магнитопровод под напряжением в течение 4—6 ч и проверяют температуры отдельных мест на ощупь, а также термомпарами, установленными в разных местах магнитопровода. При проверке температур отдельных мест на ощупь напряжение во время проверки необходимо отключать. При этом не должно быть резко выраженных местных нагревов.

Если испытания и проверка температур дают положительные результаты, то отключают напряжение, снимают временную обмотку и расшихтовывают верхнее ярмо для установки обмоток и сборки активной части.

Перед испытанием магнитопровода измеряют сопротивление изоляции бандажей и ярмовых балок относительно активной стали мегаомметром 2500 В. Сопротивление должно быть не менее 2 МОм.

ГЛАВА ВОСЬМАЯ

ИЗГОТОВЛЕНИЕ ДЕТАЛЕЙ ИЗОЛЯЦИИ И ЕМКОСТНОЙ ЗАЩИТЫ ОБМОТОК

8-1. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОБРАБОТКА ИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ

Большинство изоляционных деталей в трансформаторе (прокладки, рейки, шайбы, кольца и т. п.) изготавливается из электроизоляционного картона.

Электроизоляционный картон по ГОСТ 4194-68 бывает разных марок и толщин. Для изготовления деталей главной изоляции масляных трансформаторов используют картон марки А (эластичный, гибкий, обладающий высокой стойкостью к поверхностным разрядам в масле) при напряжении до 1200 кВ включительно и марки Б при напряжении до 220 кВ включительно. Для изготовления деталей продольной изоляции используют картон марки В (твердый, малосжимаемый под давлением). Для склеивания картона и изготовления из него изоляционных деталей масляных трансформаторов используют картон марки Г (с повышенным сопротивлением расслаиванию).

Листы электрокартона толщиной 1,0 мм марки Б имеют размеры: 3000×4000; 3000×2000; 1500×1000; 1000×1000; марки Г — 350×1100; 350×1000; 850×950.

Листы электрокартона толщиной более 1,0 мм марок А и Б имеют размеры: 3000×4000; 3000×2000; 1500×1000; 1000×1000; марки Г — 1850×3850; 1650×3800; 850×1100; 850×1000; 850×950.

Толщина электрокартона марок А и В 2—3 мм; марки Б — 1—6; Г — 1—3 мм; последний выпускается толщиной 0,5 мм в рулонах шириной не менее 980 мм.

Электрокартон имеет усадку по ширине листа в пределах 1—1,5%, а по длине листа 0,7—1,2%. Поэтому при

изготовлении из листов электрокартона изоляционных деталей прямоугольной формы размечают их так, чтобы наибольшие размеры совпадали с длиной листа.

Листы электрокартона имеют большой разброс по толщине, поэтому, прежде чем изготавливать детали, необходимо электрокартон рассортировать. Для этого толщину каждого листа измеряют микрометром. Замер производят в одной точке с допуском $\pm 0,05$ мм. Замеры рекомендуется производить не на листах, а на небольших полосах электрокартона, используя обрезки, отходы и т. п. После замеров все листы одной толщины складывают и хранят отдельными партиями, отметив мелом на каждой партии толщину ее листов.

Изоляционные детали, изготовленные из электрокартона, в процессе работы трансформатора усыхают, что ослабляет осевую прессовку (стяжку) обмоток. Такое ослабление может привести к аварии и особенно опасно для преобразовательных трансформаторов, испытывающих исключительно большие усилия и толчки при «обратных зажиганиях». Поэтому детали продольной изоляции обмоток преобразовательных трансформаторов, в частности прокладки, образующие горизонтальные масляные каналы между катушками, должны быть обязательно предварительно обработаны. Для этого электрокартон, предназначенный для изготовления прокладок, предварительно сушат, пропитывают жидким глифталевым лаком ГФ-95, запекают при $100\text{--}105^\circ\text{C}$ в течение 4—8 ч до исчезновения отлипа и опрессовывают.

Если изделия из электрокартона комплектуются в один пакет или столбик (например, при изготовлении шайб, колец, реек и т. п.), то необходимо, чтобы направление волокон в них было одинаковым, иначе будет иметь место коробление этих изделий. Направление волокон необходимо отмечать мелом на листах электрокартона еще до заготовки из них изделий.

8-2. ИЗГОТОВЛЕНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ПРОКЛАДОК

На рис. 2-14 были показаны прокладки, образующие масляные горизонтальные каналы между катушками непрерывной или дисковой обмотки, а также между витками винтовой обмотки, а на рис. 3-13 — замковые прокладки, которые находят применение при чередующихся обмотках электропечных трансформаторов со стержневыми магнитными системами.

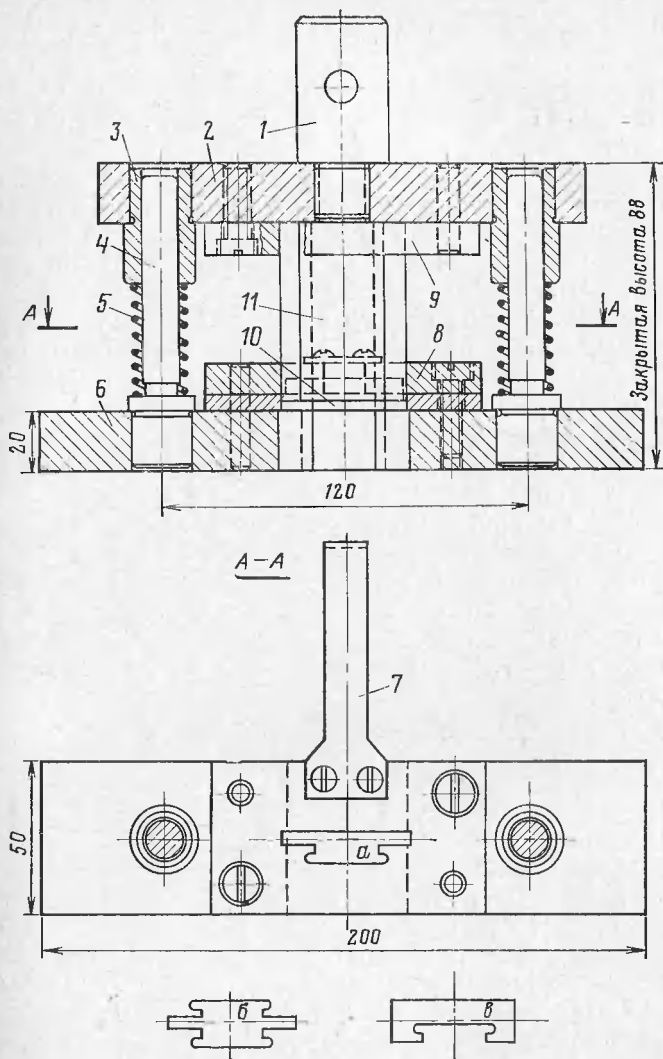


Рис. 8-1. Штамп для вырубki прокладок из электрокартона (см. рис. 2-14).

a — для прокладок с односторонней вырубкой; *б* — то же с двусторонней; *в* — для вырубki заполнителя к замковой прокладке (см. рис. 3-13); *1* — хвостовик; *2* — верхняя плита; *3* — направляющая втулка; *4* — направляющая колонка; *5* — пружина; *6* — нижняя плита; *7* — сменный упор для вырубki прокладок разных длин; *8* — съемник; *9* — пуансонодержатель; *10* — матрица; *11* — пуансон.

Для изготовления прокладок, имеющих торцевые вырубki в виде ласточкина хвоста, применяют штамп с приспособлением для регулирования длины прокладки (рис. 8-1), который может быть изготовлен на месте ремонта.

Если на месте имеется небольшой ручной или приводной пресс, то штамп должен быть увязан с ним для возможности установки его на данном прессе. Если пресса на месте нет, то для вырубки прокладок штампом может быть использован приводной редуктор от намоточного станка. Для этого редуктор соединяют муфтой с валом, на другой конец которого надевают и закрепляют эксцентрик в виде диска, имеющий эксцентриситет, равный ходу штампа (примерно 10 мм).

Для вырубки прокладок предварительно нарезают полосы электрокартона размером по ширине прокладок, устанавливают в штампе упор на необходимую длину прокладки и, пропуская полосы через штамп, производят вырубку прокладок с помощью того или иного пресса или описанного выше приспособления. В процессе штамповки необходимо просматривать прокладки, отбраковывать негодные, а также проверять время от времени штангенциркулем или микрометром их толщину.

8-3. ИЗГОТОВЛЕНИЕ РЕЕК

Рейки, на которые набирают дистанционные прокладки и которые образуют продольные масляные каналы между цилиндром и обмоткой, показаны на рис. 2-14. Они набираются из отдельных полос электрокартона, проклеенных бакелитовым лаком, и затем прессуются и запекаются. [При необходимости бакелитовый лак разбавляется этиловым спиртом до плотности 950—970 кг/м³; удельное давление при опрессовке — (40—80) 10⁵ Па; температура запечки 125—140°C]. Длина рейки обычно равна длине цилиндра, а ширина как самой рейки, так и наклеенной на нее полосы должна быть на 2 мм меньше ширины просечки в прокладке. Толщина рейки зависит от размера канала между цилиндром и обмоткой.

Полосы для реек нарезают с допуском по ширине +0,5 мм на гильотинных или дисковых ножницах. При отсутствии последних нарезку производят переносными электрическими вибрационными ножницами с установ-

ленным упором (рис. 8-2). При этом предварительной разметки не требуется. Упор устанавливается на размер, соответствующий ширине полосы. Наружный ровный край листа электрокартона опирается на вращающиеся ролики 5 упора, и ножницы отрезают полосу необходимой ширины. Полосы после нарезки промазывают с одной стороны бакелитовым лаком или одну полосу промазывают лаком с двух сторон, а на нее накладывают другую непромазанную. При отсутствии упора листы

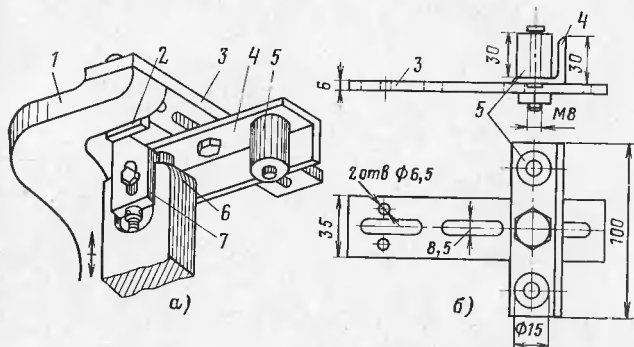


Рис. 8-2. Упор при вырезке электроножницами.

а — установка упора; *б* — упор; 1 — держатель неподвижного ножа электроножниц; 2 — неподвижный нож; 3 — планка упора, закрепляемая на держателе; 4 — уголок; 5 — роликовые упоры; 6 — держатель подвижного ножа электроножниц; 7 — подвижный нож.

электрокартона предварительно размечают цветным карандашом. Писать на изоляционных деталях простым или черным карандашом, содержащим графит, ни в коем случае нельзя, так как графит — это проводник и его попадание в электрическое поле нарушает электрическую прочность изоляции в трансформаторе.

Нижняя полоса, если рейка предназначена для насадки и закрепления прокладок, делается шире, чем сама рейка, а именно: если рейка имеет ширину 19 мм, то полосу делают шириной 25 мм (см. рис. 2-14). Края полосы должны одинаково выступать с обеих сторон за края рейки. Чтобы в процессе прессовки и запечки рейка не двигалась по нижней полосе, ее укладывают в станок (рис. 8-3), в котором ее прессуют и запекают. С этой целью каждую рейку комплектуют на толщину, равную необходимому размеру плюс 10—15% на усадку. Затем скомплектованные рейки укладывают на основание стан-

ка. Между рейками прокладывают в двух-трех местах по длине деревянные фасонные вкладыши, не позволяющие рейкам смещаться, а также искривляться при прессовке и запечке. Затем рейки прессуют, зажимая швеллером 4 с помощью болтов 1, и запекают, для чего включают электронагреватели, помещенные под основание станка 6. Нагрев осуществляют электронагревателем. Проволоку нагревателя в виде плоских змеек по-

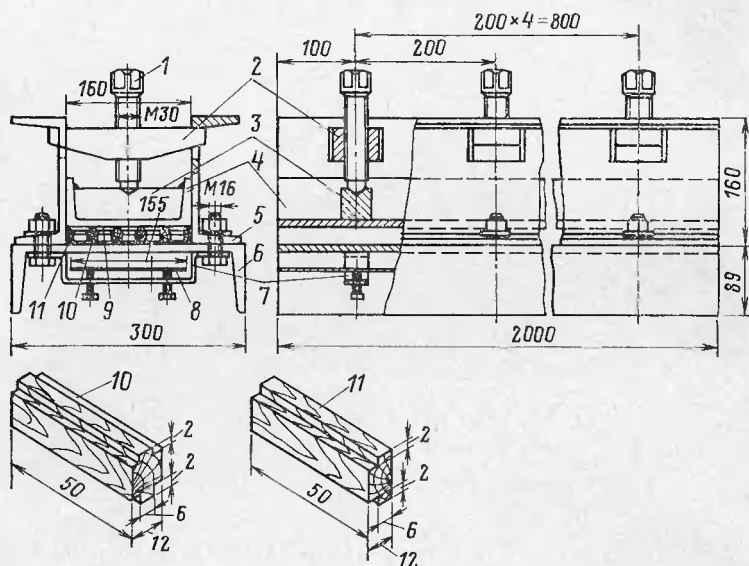


Рис. 8-3. Станок для прессовки и запечки реек.

1 — прессующий болт; 2 — опорная планка с резьбовым отверстием; 3 — ребро; 4 — прессующий швеллер; 5 — боковой швеллер; 6 — основание-швеллер; 7 — скоба; 8 — пластина, прижимающая нагревательный элемент к швеллеру 6 снизу; 9 — прессуемые и запекаемые рейки; 10 и 11 — деревянные дистанционные вкладыши.

мещают между двумя (сверху и снизу) изоляционными прокладками из асбеста или миканита, укладывают на пластину 8 (сверху) и прижимают снизу болтами к внутренней горизонтальной поверхности швеллера 6.

Общая мощность нагревателя 5 кВт. Удельную нагрузку принимают 2,5 Вт на 1 см² поверхности проволоки нагревателя. Напряжение — не более 40 В. После запечки очищают каждую рейку стеклянной шкуркой от наплывов лака.

Рейки без уширенной нижней полосы после комплектовки отдельных полос на указанную выше толщину бандажируют по всей длине киперной лентой или крепированной бумагой, зажимают в станке и запекают.

Продолжительность запечки и опрессовки реек (и других склеенных из электрокартона деталей) составляет около 1 ч при толщине до 25 мм; 1,5 ч при 26—36 мм, 2 ч при 36—80 мм и 3 ч при 80—120 мм.

8.4. ИЗГОТОВЛЕНИЕ ШАЙБ И КОЛЕЦ

При изготовлении шайб из электрокартона наносят на листы циркулем наружный и внутренний диаметры шайбы и затем вырезают ее вручную шайборезом (рис. 8-4) или электрическими вибрационными ножницами. В ремонтных условиях можно пользоваться спе-

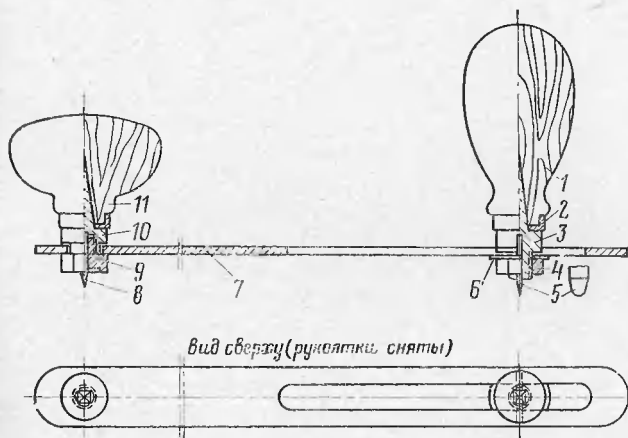


Рис. 8-4. Ручной шайборез.

1 — рукоятка ножа; 2 — колпачок рукоятки; 3 — штырь — держатель ножа; 4 — гайка; 5 — нож из ножовочного полотна; 6 — шайба; 7 — стальная пластина; 8 — игла; 9 — пятка — держатель иглы; 10 — штырь; 11 — рукоятка иглы.

циальным приспособлением (рис. 8-5), состоящим из двух резцов 1 и 2, которые могут передвигаться по рейке и закрепляться на ней при помощи винтов, вделанных в ручки 3. При вращении вокруг центрального упора 4 резцы описывают две окружности большего и меньшего размера, соответствующие наружному и внутреннему диаметрам шайбы и кольца, прорезая при этом временно материал, из которого изготовляют шайбу.

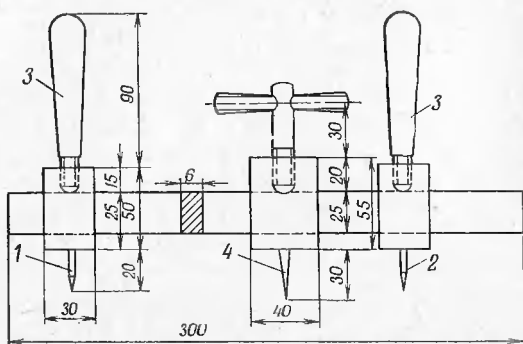


Рис. 8-5. Приспособление для вырезки шайб и колец.

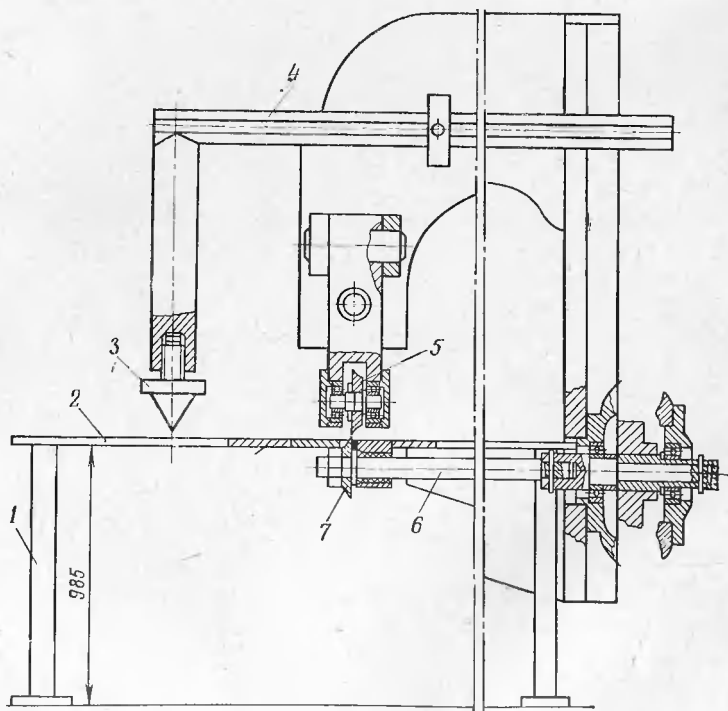


Рис. 8-6. Станок для вырезки шайб и колец.

1 — стойка; 2 — стол; 3 — центр; 4 — штанга; 5 и 7 — дисковые ножи; 6 — вал.

Хорошо зарекомендовал себя для вырезки различных прокладок, шайб, колец и т. п. станок, показанный на рис. 8-6.

Листовую заготовку размещают на столе 2 и прижимают центром 3, вылет которого устанавливают по штанге 4 в зависимости от диаметра (сначала наружного, а затем внутреннего) вырезаемой прокладки (шайбы). Нажатием педали включают электродвигатель. Через червячный редуктор вращение передается на ведущий нож 7. Ведомый нож 5 опускается в рабочее положение. Дисковые ножи 5 и 7 увлекают при своем вращении лист прокладочного материала и, заставляя его поворачиваться вокруг центра 3, вырезают прокладку необходимого диаметра. Максимальная толщина вырезаемых прокладок 5 мм.

Если из отдельных шайб необходимо комплектовать кольцо определенной толщины, то промазывают отдельные шайбы с одной стороны бакелитовым лаком (или половину всех шайб с двух сторон, чередуя промазанную шайбу с непромазанной) и комплектуют их с учетом усадки при прессовке и запечке. Напоминаем, что при комплектовке шайб в один пакет необходимо, чтобы направление волокон в них было одинаковым, иначе будет иметь место коробление шайб. После комплектовки каждое кольцо бандажируют вразбежку киперной лентой, зажимают между двумя металлическими дисками и запекают в печи при 125—130°C. После запечки кольца очищают от наплывов лака.

В условиях местного ремонта изготовление колец из электрокартона является очень трудоемкой операцией, если учесть вырезку большого количества шайб, их промазку, комплектовку, опрессовку и запечку. Поэтому кольца изготавливают зачастую из листового гетинакса марок V и VI соответствующей толщины, вырезая их на токарном или другом станке (рис. 8-7).

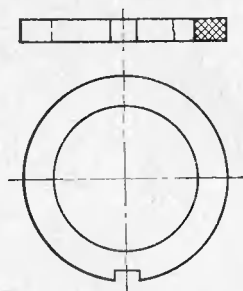


Рис. 8-7. Уравнительное кольцо с вырезом для конца внутренней обмотки.

8-5. ИЗГОТОВЛЕНИЕ И СБОРКА УГЛОВЫХ ШАЙБ

Угловые шайбы (рис. 8-8) применяют обычно в трансформаторах класса изоляции 110 кВ и выше. Угловая шайба состоит из цилиндрической части высотой 150 мм и отворота, имеющего ширину, равную радиальному размеру обмотки. Стандартная толщина шайбы 8 мм. «Мягкую» угловую шайбу собирают из отдельных слоев-заготовок (рис. 8-9,а), ширина отворота и технологический припуск 30—50 мм. Заготовки вырезают из рулонного электрокартона.

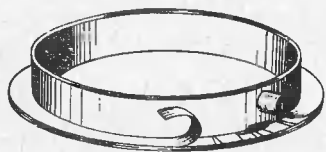


Рис. 8-8. Угловая шайба.

Слои размечают и надрезают на глубину, равную ширине отворота. Разметку надрезов производят штангенциркулем.

После того как все заготовки подготовлены, собирают угловую шайбу и делают отвороты. Сборку ведут на стальной оправке (рис. 8-9,б)

с наружным диаметром, равным внутреннему диаметру шайбы. Сначала наматывают на оправку первый слой и закрепляют его по всей окружности киперной лентой, затем на первый слой наматывают и закрепляют лентой второй слой так, чтобы лепестки второго слоя перекрывали надрезы первого слоя. Таким образом наматывают и закрепляют все слои, строго следя за тем, чтобы лепестки каждого последующего слоя перекрывали надрезы предыдущего. После намотки последнего слоя цилиндрическую часть закрепляют по внешнему диаметру лентой и надевают

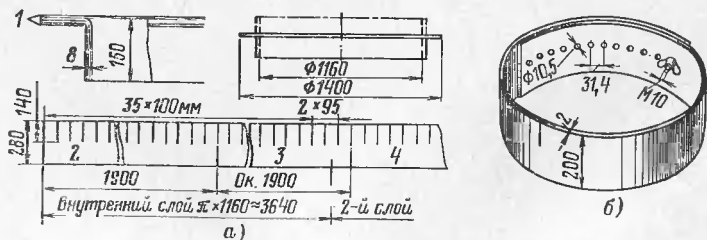


Рис. 8-9. Изготовление угловых шайб.

а — заготовка; б — раздвижная стальная оправка; 1 — вспомогательные электрокартонные шайбы толщиной 1,5 мм, скрепляющие лепестки отворота; 2—4 — заготовки из рулонного электрокартона толщиной 2×0,5 мм,

цельную шайбу на то место, где начинаются надрезы. Затем на всю высоту цилиндрической части укладывают по всей окружности временную полосу из электрокартона толщиной 2 мм так, чтобы она опиралась на ранее надетую шайбу. Полосу закрепляют киперной лентой и приступают к отбортовке надрезанных лепестков. Сначала отгибают под углом 90° вокруг выступа полосы лепестки верхнего слоя, обстукивая их по всей окружности деревянным молотком, затем так же отгибают лепестки всех следующих слоев. Под нижний отбортованный слой укладывают в свою очередь цельную шайбу и производят сшивку отворота шпагатом в шести—восьми местах по окружности. Для прошивки сверлят дрелью (сверлом $\varnothing 3$ мм) отверстия возле края отворота, продевают через них шпагат и завязывают узелком. Затем снимают всю шайбу с оправки, удаляют временную технологическую полосу и прошивают цилиндрическую часть таким же образом, как и отворот.

8-6. ИЗГОТОВЛЕНИЕ И СБОРКА БАРЬЕРНОЙ ИЗОЛЯЦИИ

Барьерную изоляцию применяют в трансформаторах класса изоляции 110 кВ и выше.

Барьеры могут быть плоскими и угловыми (рис. 8-10).

Верхние угловые барьеры в трехфазных отечественных трансформаторах служат одновременно и междуфазной изоляцией (рис. 8-11). Однако при ремонте на месте такие барьеры изготовлять трудно и последние выполняют так, как показано на рис. 8-11, а междуфазную изоляцию изготовляют и устанавливают отдельно.

Угловой барьер изготовляют из электрокартона толщиной 2 мм. Отметив необходимые длину и ширину заготовки, отрезают ее электрическими вибрационными ножницами. Затем наносят циркулем из центра заготовки диаметр отверстия и вырезают последнее вибрационными ножницами. После этого отгибают края на длинной стороне заготовки. Для этого кладут заготовку на стол так, чтобы она выступала за край стола на размер отгиба. Край стола должен быть предварительно заглажен и слегка закруглен. Место отгиба смачивают водой тряпичным тампоном с двух сторон по всей линии отгиба. После увлажнения места отгиба делают небольшую выдержку, для того чтобы влага впиталась в поры электрокартона. Затем прижимают заготовку к столу у ли-

нии отгиба, положив на нее в том месте швеллер, и отгибают на угол 20° вокруг заглаженной кромки стола выступающие за нее края заготовки.

На барьер (рис. 8-11) надевают со стороны отверстия П-образные прокладки. Для их изготовления нарезают из полос электрокартона толщиной 2 мм и шириной, равной ширине прокладки, пластинки длиной, равной сторо-

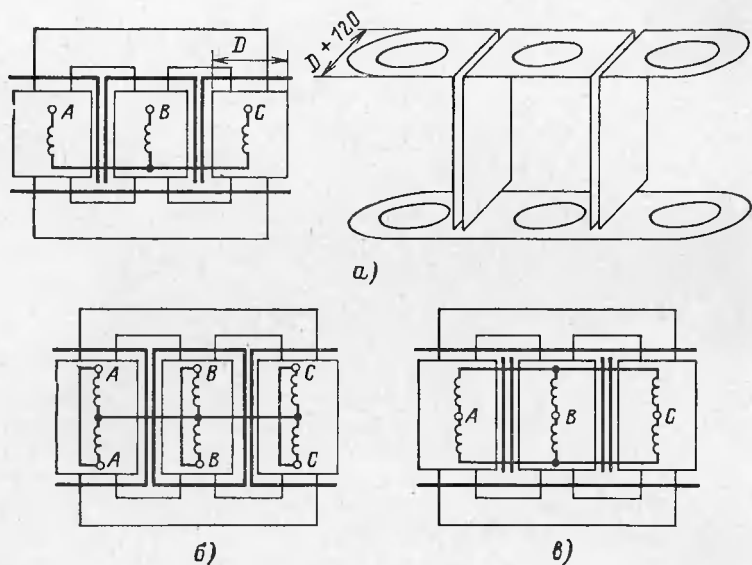


Рис. 8-10. Схема устройства барьеров междуфазной изоляции в трехфазных трансформаторах 110 кВ.

а — обмотка ВН с вводом на конце, нейтраль внизу; *б* — обмотка ВН с вводом на конце, нейтраль посередине высоты обмотки; *в* — обмотка ВН с вводом посередине.

не прокладки. Кроме того, нарезают полоски, равные по длине П-образной прокладке в развернутом виде. На обе стороны полоски укладывают то или иное количество пластинок в зависимости от толщины каждой стороны прокладки (рис. 8-11). Пластинки и полоску промазывают бакелитовым лаком и бандажируют отдельно каждую сторону прокладки лентой или крепированной бумагой. Затем сгибают полоску на шаблоне с толщиной, равной высоте промежутка между сторонами прокладки. Предварительно место сгиба увлажняют. При

сгибе стороны прокладок обстукивают деревянным молотком. Изготовив необходимое количество П-образных прокладок, собирают их на деревянной рейке с толщиной, равно высоте промежутка. Собранные на рейке прокладки зажимают между швеллерами и запекают. После запечки прокладки очищают от наплывов лака, снимают бандаж и, если торцы прокладок получились черновыми (ступенькой), отдельные неровности и выступы спиливают ножовкой.

В условиях местных ремонтов П-образные прокладки устанавливают, не приклеивая их предварительно к барьеру. Последнее делают уже при сборке активной части, после установки барьера. Когда барьер установлен, выравнивают на нем прокладки так, чтобы они были на одной линии со столбом прокладок уравнительной и ярмовой изоляций, а затем смазывают соприкасающиеся поверхности бакелитовым лаком. После опрессовки обмоток прокладки плотно прижимаются к барьеру, а после сушки смазанные поверхности спекаются и прокладки оказываются склеенными с барьером.

Междуфазную изоляцию собирают из цельных полос электрокартона толщиной 2 мм, предварительно пропитанных (лакированных). Ширина полос должна равняться диаметру наружной обмотки. Отдельные полосы сшивают по краям шпагатом и прикрепляют сверху и снизу к отворотам угловых барьеров. Там, где нет угловых барьеров, междуфазную изоляцию (перегородки) привязывают к вертикальным стяжным шпилькам, проходящим между фазами. При отсутствии вертикальных шпилек перегородки привязывают к ярмовым балкам.

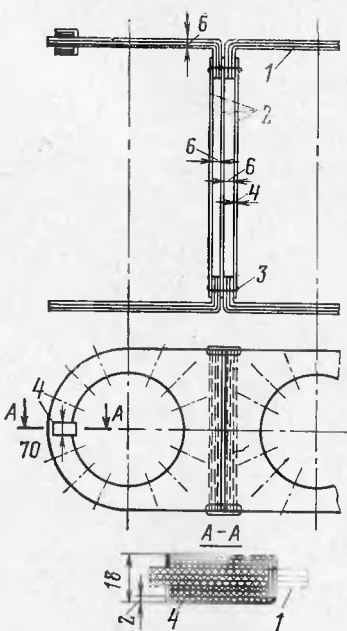


Рис. 8-11. Угловой барьер.

1 — барьер; 2 — междуфазная изоляция в виде перегородок; 3 — скрепляющий шпагатный бандаж; 4 — П-образная прокладка.

8-7. ИЗГОТОВЛЕНИЕ ЯРМОВОЙ И УРАВНИТЕЛЬНОЙ ИЗОЛЯЦИИ

Ярмовая изоляция состоит из шайбы с приклепанными к ней с обеих сторон прокладками (рис. 8-12). Шайбы вырезают шайборезом или электроножницами из электрокартона толщиной 2—3 мм. В условиях местного ремонта прокладки необходимых размеров нарезают из листового гетинакса марки V или VI соответствующей толщины. Необходимая толщина прокладок увеличивается с ростом диаметра стержня и размера обмоток в радиальном направлении. Ориентировочно толщина про-

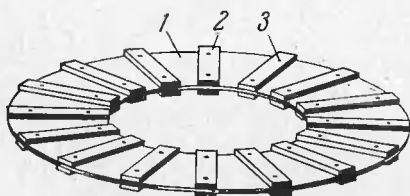


Рис. 8-12. Изоляция обмоток от ярма.

1 — электрокартонная шайба; 2 — прокладка (электрокартон, гетинакс); 3 — заклепка (фибра, электрокартон).

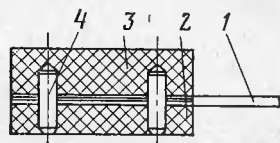


Рис. 8-13. Закрепление прокладок на шайбе ярмовой изоляции.

1 — шайба; 2 — прокладка, обращенная к ярму; 3 — прокладка, обращенная к обмотке; 4 — штифт.

кладок для трансформаторов средней мощности составляет 8 мм, для трансформаторов большой мощности класса напряжения 35 кВ — 10 мм, а для класса напряжения 110 кВ — 15 мм. Заклепки изготовляют или из прутковой фибры, или из кабельной бакелизированной бумаги, плотно наматывая ее в виде прутка необходимого диаметра. После намотки прутки запекают.

При напряжении 35 кВ и выше прокладки, обращенные к обмоткам, сверлят не насквозь, а так, как указано на рис. 8-13. Прокладки ярмовой изоляции имеют большую на 10—20 мм ширину, чем прокладки между катушками обмоток.

Длина прокладок нижней ярмовой изоляции на стороне, обращенной к обмоткам, делается меньше на толщину внутреннего цилиндра плюс 2 мм, так как цилиндр опирается на шайбу ярмовой изоляции и выступы прокладок, обращенных к ярму. Для прохода концов внутренней обмотки в шайбах ярмовой изоляции делают соответствующие вырезы.

Уравнительную изоляцию, заполняющую выступ ярма, изготовляют в виде сегментов и полуколец из элек-

трокартона с наклепанными прокладками (рис. 8-14). Технология их изготовления никаких особых пояснений не требует; следует лишь помнить, что высота прокладок, обращенных к ярмовой изоляции, должна быть больше, чем со стороны полки ярмовой балки, так как между пластиной уравнивающей изоляции и шайбой ярмовой изоляции в промежутках между их прокладками выводятся концы внутренних обмоток.

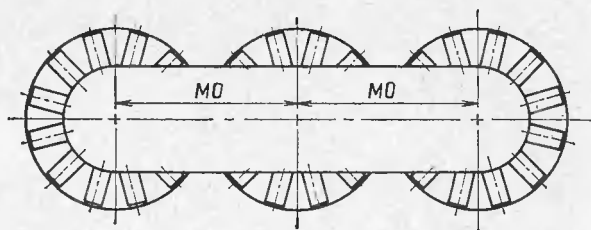


Рис. 8-14. Уравнивающая изоляция трехфазного трансформатора в виде пластин электрокартона с приклепанными прокладками.

Ширина прокладок уравнивающей изоляции такая же, как и прокладок ярмовой изоляции. Последние должны быть расположены равномерно и строго на одной вертикальной линии. Наружное очертание уравнивающей изоляции по дуге окружности делают несколько большего диаметра, чем диаметр наружной обмотки.

Уравнивающую изоляцию, заполняющую выступ цилиндра, выполняют из набора прокладок с ласточкиными хвостами, а также из колец. Прокладки насаживают на продольные рейки. Затем на прокладки устанавливают кольца, которые при ремонтах и модернизации обычно вырезают из листового гетинакса соответствующей толщины.

Технология изготовления как прокладок, так и колец описана выше.

8-8. ИЗГОТОВЛЕНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ОТДЕЛЬНЫХ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ДЕТАЛЕЙ (ВЫРАВНИВАЮЩИХ КЛИНЬЕВ, КОРОБОЧЕК И Т. П.)

В условиях местного ремонта и индивидуального производства изготовление той или иной изоляционной детали производят упрощенным способом, исходя из местных возможностей, имеющихся оборудования и приспособле-

ний. Описанные способы изготовления различных изоляционных деталей, а также рекомендованные при этом приспособления необходимо рассматривать как примерные и оправдавшие себя в отдельных случаях на практике при ремонтах и модернизации трансформаторов на местах.

Трансформаторы разных фирм, разных годов выпуска и разного назначения имеют самые различные конструкции, в том числе и самые различные изоляционные детали. Поэтому, кроме описанной ранее технологии из-

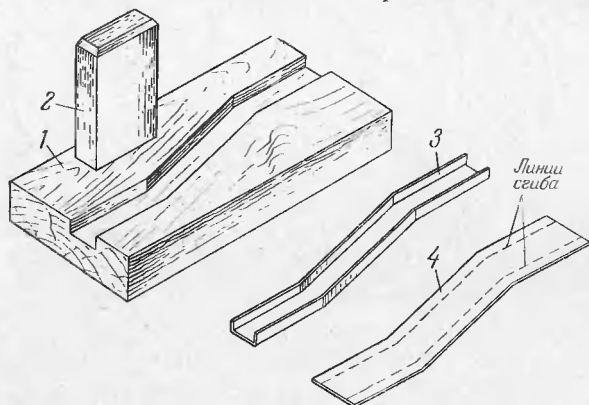


Рис. 8-15. Устройство для изготовления коробочек для изоляции переходов.

1 — деревянная матрица; 2 — текстолитовая подбойка; 3 — коробочка из электрокартона; 4 — заготовка коробочки.

готовления основных, наиболее часто встречающихся изоляционных деталей, ограничимся описанием технологии изготовления выравнивающих концевых клиньев и коробочек для изоляции переходов.

Концевые клинья, выравнивающие винтовую поверхность витка цилиндрической обмотки, изготавливают из бумажно-бакелитового цилиндра соответствующих диаметра и толщины. С этой целью на чертеже дается развертка клина, по которой вырезают соответствующую ей полоску бумаги. Эту полоску обертывают вокруг конца цилиндра и отмечают по ней (на цилиндре) цветным карандашом или мелом линию отреза клина. Затем по этой линии отрезают ручной ножовкой конец цилиндра и получают выравнивающий клин. Клинья приbandsжируют к началу и концу обмотки (см. рис. 3-7 и 3-8).

Коробочки для изоляции переходов выполняют из электрокартона толщиной 0,5 мм. В условиях местного ремонта эти коробочки изготовляют так: в деревянном бруске вырезают соответствующей длины углубление по форме перехода (рис. 8-15). Затем нарезают полосы электрокартона, по ширине несколько большие, чем ширина изолированного провода плюс две его толщины. Эти полосы вырезают также по форме перехода. Положив полосу электрокартона над углублением в деревянном бруске (которое служит своего рода матрицей), обстукивают ее деревянным молотком через текстолитовую подбойку. В результате из полосы электрокартона получают коробочку по форме перехода.

8-9. ИЗГОТОВЛЕНИЕ ЕМКОСТНЫХ КОЛЕЦ ОБМОТОК

Для выравнивания электрического поля у концов обмотки, а также для некоторого снижения максимальных напряжений между концевыми катушками у трансформаторов классов напряжения 110 кВ и выше применяют емкостные кольца обмотки (рис. 8-16). Емкостные кольца устанавливают на начало и конец обмотки. Между кольцами и обмоткой делают масляные каналы с помощью набора дистанционных прокладок.

Емкостное кольцо обмотки состоит из электрокартонной склеенной и опрессованной шайбы с округленными краями, тонкой металлической оболочки и изоляции. Шайбу делают толщиной 8—10 мм и в том месте, где к металлической оболочке присоединяют отводной кабель, ее срезают по хорде (рис. 8-16).

Металлическую оболочку выполняют из тонкой медной ленты шириной 20—30 и толщиной 0,2—0,3 мм, завернутой в кабельную бумагу. Изолированную ленту наматывают в два слоя, бифилярно, вразбежку по всей окружности электрокартонной шайбы. Металлическая оболочка не должна быть замкнута, поэтому в ней делают разрыв порядка 50 мм. На одной стороне кольца к виткам медной ленты с шагом 60—70 мм припаивают оловянным припоем узкую медную полосу, для чего в изоляции ленты вырезают небольшие окна. Отвод от металлической оболочки емкостного кольца обмотки выполняют кабелем сечением 25 мм². Кабель расплющивают и припаивают оловянным припоем к виткам медной ленты на стороне, противоположной разрыву. Отвод изо-

лируют на конус лентой из кабельной или крепированной бумаги и при изоляции самого емкостного кольца обмотки постепенно перекрывают так же, как и при изготовлении катушечной изоляции.

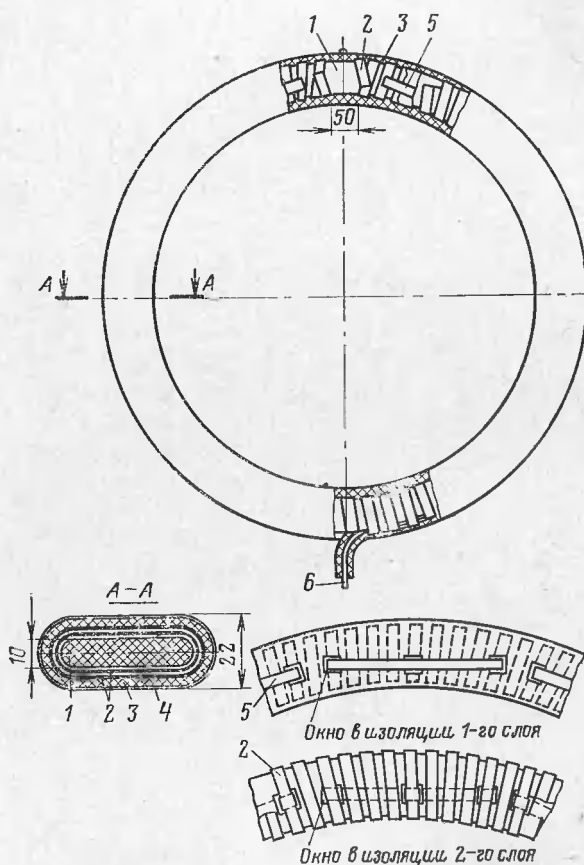


Рис. 8-16. Емкостное кольцо обмотки.

1 — шайба из электрокартона; 2 — металлическая оболочка; 3 — изоляция; 4 — закрепляющий бандаж из тафтяной ленты; 5 — узкая медная полоска; 6 — отвод — гибкий кабель.

Емкостное кольцо обмотки изолируют лентой из кабельной или крепированной бумаги, кроме той части, где припаивается отвод; это место изолируют лакотканью.

КОНСТРУКЦИИ И РЕМОНТ ПЕРЕКЛЮЧАЮЩИХ УСТРОЙСТВ

9-1. КЛАССИФИКАЦИЯ ПЕРЕКЛЮЧАЮЩИХ УСТРОЙСТВ

На современных трансформаторах и автотрансформаторах устанавливают переключающие устройства.

В трансформаторах общего и специального назначения применяют два вида переключений: а) переключение ответвлений обмоток без возбуждения (ПБВ), т. е. после отключения всех обмоток трансформатора от сети;

Таблица 9-1

Буквенные обозначения переключающих устройств ПБВ

Буквенное обозначение	Число фаз	Тип переключателя ответвлений	Вид контакта
П	1	Барабанный	Кольцевой
ПТ	3	"	"
ПС	1	"	Сегментный
ПСТ	3	"	"
ПЛ	1	"	Ламельный
ПЛТ	3	"	"
ПР	1	Реечный	"
ПРТ	3	"	"

б) переключение ответвлений обмоток под нагрузкой — регулирование под нагрузкой (РПН).

Соответственно этим видам переключений применяют переключающие устройства ПБВ и РПН.

До последнего времени трансформаторные заводы разрабатывали и устанавливали много различных переключающих устройств, отличающихся друг от друга

Таблица 9-2

Буквенные обозначения переключающих устройств РПН

Буквенное обозначение	Число фаз	Вид токоограничивающего сопротивления
РНО	1	Нет
РНТ	3	"
РНОР	1	Индуктивное
РНТР	3	"
РНОА	1	Активное
РНТА	3	"

конструкцией, принципом действия и параметрами работы. Соответственно этому вводились различные обозначения типов переключающих устройств.

Сейчас все переключающие устройства к трансформаторам нормализуются. ГОСТ 17500-72 помимо всех параметров устанавливает буквенные обозначения типов переключающих устройств (табл. 9-1 и 9-2).

9-2. СХЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ И РАСПОЛОЖЕНИЕ РЕГУЛИРОВОЧНЫХ ВИТКОВ

Переключающие устройства устанавливают на трансформаторах для регулирования напряжения в сети после трансформатора.

У повышающих трансформаторов это высшее напряжение, у понижающих, подстанционных — низшее, а у трехобмоточных трансформаторов, как правило, имеется возможность регулирования двух напряжений: на сторонах ВН и СН или СН и НН; при этом аппаратура регулирования устанавливается обычно на сторонах ВН или СН, а иногда и на стороне НН.

У трансформаторов общего назначения регулирование напряжения осуществляется, как правило, в пределах $\pm 5\%$, причем трансформаторы малой и средней мощности имеют обычно три ступени: $+5\%$, «номинал» и -5% , а трансформаторы большой мощности — пять ступеней: $+5\%$, $+2,5\%$, «номинал», $-2,5\%$ и -5% .

В последнее время и у трансформаторов малой и средней мощности устанавливают переключающие устройства на пять ступеней регулирования.

Диапазоны регулирования трансформаторов РПН бывают обычно от ± 7 до $\pm 22\%$. Наиболее распространены диапазоны от ± 10 до $\pm 12,5\%$, причем последний считается достаточным в подавляющем большинстве случаев.

Для многих специальных трансформаторов (электропечные, электролизные и т. п.) применяют значительно более широкие пределы регулирования (иногда до 100%). В особых случаях требуется широкий диапазон регулирования при очень мелких ступенях. Так, например, в одном трансформаторе фирмы «Аллис-Чалмерс» (США) мощностью $100 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ и напряжением $13,8 \text{ кВ}$, предназначенном для электролизных установок, сделано регулирование от нуля, причем имеется по 32 ступени грубой и тонкой регулировки. Напряжение каждой ступени равно $\frac{5}{16}\%$ номинального.

Имеются примеры, когда регулирование напряжения, необходимое для конкретных условий работы специального трансформатора, осуществлялось при его ремонте и модернизации. Так, в «Электропромремонте» была разработана и осуществлена модернизация электропечного трансформатора типа ЭОМН-2000/10 с повышением коли-

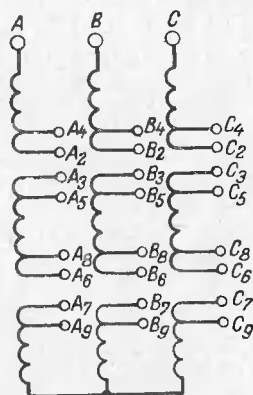
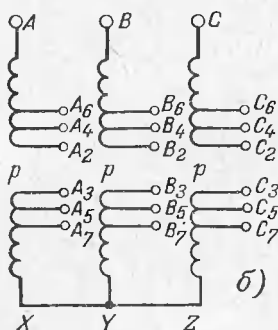
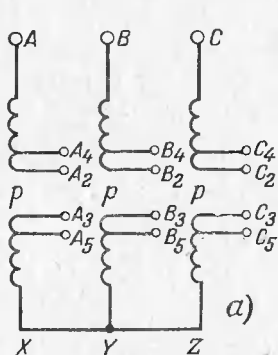


Рис. 9-2. Схема обмотки с большим количеством выключаемых витков.

A_2-A_9 , B_2-B_9 , C_2-C_9 — регулировочные ответвления.

Рис. 9-1. Прямая схема обмотки с регулировочными ответвлениями в ее середине.

a — четыре ответвления на фазу (регулировка $\pm 5\%$); $б$ — шесть ответвлений на фазу (регулировка $\pm 2,5\%$); A_2-A_7 , B_2-B_7 , C_2-C_7 — регулировочные ответвления.

чества ступеней регулирования напряжения с 17 до 159, в результате чего была достигнута возможность плавного регулирования напряжения на стороне НН — через каждые 0,5 В, а допустимая кратность переключений повышена до 400 раз в сутки. Весьма распространена типовая модернизация трансформаторов без РПН с встраиванием аппаратуры РПН.

Напряжение трансформатора регулируется изменением числа витков в обмотках, т. е. изменением коэффициента трансформации путем переключения ступеней регулировочных ответвлений обмоток.

Регулировочные катушки располагаются в середине обмотки (рис. 9-1, а и б), так как в этом случае поперечный магнитный поток рассеяния при отключении одного и того же числа витков получается меньшим, чем при отключении витков обмоток, из-за отдаленности ярм.

При относительно большом количестве выключаемых витков их располагают на стержне в двух местах (рис. 9-2). В этом случае поперечный магнитный поток рассеяния получается почти в 2 раза меньшим, чем в случае, когда все регулировочные витки располагают в одном месте в середине обмотки (рис. 9-1).

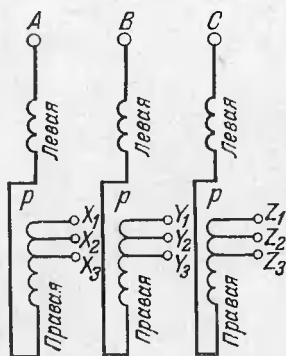


Рис. 9-3. «Оборотная» схема обмотки с регулировочными ответвлениями вблизи нулевой точки.

X_1-X_3 , Y_1-Y_3 , Z_1-Z_3 — регулировочные ответвления.

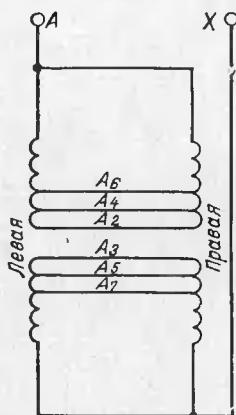


Рис. 9-4. Схема обмотки однофазного трансформатора с вводом на конце — схема 0; обмотки двух стержней соединены параллельно.

Несимметрию, получающуюся при отключении части витков, можно также уменьшить примерно в 2 раза путем разгона у обмотки НН витков, противолежащих выключаемым виткам обмотки ВН.

Для трансформаторов средних и больших мощностей классов напряжения 35, 110 кВ и выше принята так называемая «прямая» схема с регулировочными ответвлениями посередине обмотки (рис. 9-1) или с ответвлениями на $1/4$ и $3/4$ высоты обмотки (рис. 9-2).

Для трансформаторов средних мощностей класса напряжения 10 кВ часто применяют так называемую

оборотную схему с регулировочными ответвлениями в нуле (рис. 9-3), но геометрически в середине обмотки. При оборотной схеме обе половины обмоток должны быть разных направлений: одна — левого, другая — правого.

У однофазных трансформаторов при напряжении до 220 кВ включительно обычно обмотки двух стержней соединяют параллельно и выполняют с разными направлениями намотки (рис. 9-4).

У трансформаторов РПН выполняют специальную регулировочную обмотку в виде отдельного концентратора. Это винтовая или простая цилиндрическая обмотка с количеством параллелей, равным числу ступеней регулирования, т. е. каждая ступень «разносится» по всей высоте обмотки.

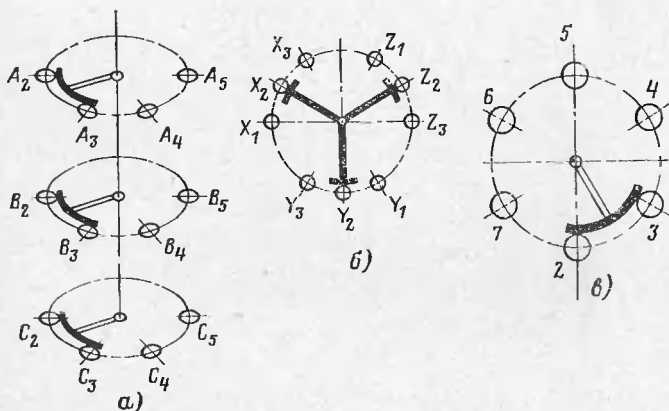


Рис. 9-5. Схемы контактных систем переключающих устройств.

а — трехфазного переключающего устройства, схема обмотки по рис. 9-1,а; б — трехфазного «нулевого» переключающего устройства; в — однофазного переключающего устройства, схема обмотки по рис. 9-1,б.

В зависимости от класса напряжения, а также от схемы, диапазона, числа ступеней и способа регулирования применяются различные переключающие устройства, которые в принципе состоят из системы неподвижных контактов, соединяемых с регулировочными ответвлениями обмотки, и системы движущихся контактов, замыкающих разные пары неподвижных контактов (рис. 9-5).

Приводы переключающих устройств могут быть ручными, устанавливаемыми обычно на крышке бака трансформатора, и моторными, устанавливаемыми на стенке бака.

9-3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПЕРЕКЛЮЧАЮЩИХ УСТРОЙСТВАХ ПБВ

Соответственно своему назначению — осуществлять переключение ответвлений обмоток при отключенном со всех сторон от сети трансформаторе — устройства ПБВ отличаются простотой конструкции, небольшими размерами и массами и соответственно недороги в производстве и ремонте.

Устройства ПБВ устанавливаются на трансформаторах очень давно, почти с начала развития отечественного трансформаторостроения, и по мере технического прогресса они постоянно совершенствуются.

Имеется много различных устройств ПБВ.

В табл. 9-3 приведены все переключающие устройства ПБВ с ручным управлением, а в табл. 9-4 — с дистанционным управлением, изготавливаемые Московским электрозаводом имени В. В. Куйбышева.

ГОСТ 17500-72 с 1973 г. устанавливает стандартные ряды номинальных токов для устройств ПБВ каждого класса напряжения.

Для класса напряжения 10 кВ ряд номинальных токов составляет 16; 32; 63; 160; 320 и 630 А при пяти ступенях регулирования; для класса напряжения 35 кВ — 16; 32; 63; 160; 320; 630; 1000; 1250 и 1600 А при пяти ступенях и 1000; 1250 и 1600 А при трех ступенях регулирования;

для класса напряжения 110 кВ — 320; 630; 1000; 1250 и 1600 А;

для классов напряжения 150 и 220 кВ — 320 и 630 А при пяти ступенях регулирования.

9-4. ОДНОФАЗНЫЕ ПЕРЕКЛЮЧАЮЩИЕ УСТРОЙСТВА ПБВ. УСТРОЙСТВО П-6

В табл. 9-3 и 9-4 представлено несколько типов однофазных переключающих устройств. Устройства типов ОПС-6 и ОПС-8 с сегментными контактами характеризуются небольшой массой и легкостью переключения ответвлений.

Разработанные на Московском электрозаводе имени В. В. Куйбышева переключающие устройства с ламельными контактами и дистанционным управлением типа ПЛ-11-10/320-71 применяются на однофазных электропечных трансформаторах. Однако небольшой номинальный ток ограничивает их применение на мощных трансформаторах.

На подавляющем большинстве трансформаторов средней и большой мощности из однофазных переключающих устройств ПБВ нашли широкое применение устройства П6 и реже — П8.

Гереклюющие устройства ПВБ с ручным управлением

Тип устройства	Число фаз	Количество полюсов	Номинальный рабочий ток, А	Класс напряжения обмотки, кВ	Максимальный ток короткого замыкания, А	Испытательное напряжение, кВ, между		Номер чертежа переключающего устройства	Масса устройства, кг	Подводка кабелей к переключающему устройству
						стержнями	стержнем и осью			
ПБ-200-350/11	1	5	350	11	3500	5	5	C5-28273 гр1	3,10	Сверху и снизу
		3	350		3500			То же	2,50	То же
		5	200		2000			"	2,40	Снизу
		3	200		2000			"	2,00	"
ПБ-100/35	1	3	100	35	1000	30	30	C5-6322 гр1	1,80	Снизу
		5	100		1000			То же	2,20	"
		3	100		1000			"	1,90	Попеременно снизу и сверху
		5	100		1000			"	2,30	То же
ПБ-300/35	1	5	300	35 и 110*	4000	65	65	C5-21158 гр1	7,50	Снизу или попеременно снизу и сверху
		5	200		4000			То же	7,65	Снизу или попеременно снизу и сверху
		5	300		4000			"	7,60	Сверху
		3	300		4000			"	5,99	Сверху
ПБ-500/35	1	3	200	35	4000			гр5	6,80	Сверху
		3	300		4000			гр6	6,30	Сверху
		5	500		8000	30	30	C5-21157 гр1	11,68	Снизу или попеременно снизу и сверху
		5	500		8000			То же	12,16	Снизу или попеременно снизу и сверху
ПБ-500/35	1	5	500	35	8000			"	11,68	Сверху
		5	500		8000			"	11,68	Сверху
		5	500		8000			"	11,68	Сверху
		3	500		8000			"	12,16	Сверху
ПБ-500/35	1	3	500	35	8000			"	11,68	Сверху
		3	500		8000			"	11,68	Сверху
		3	500		8000			"	11,68	Сверху
		3	500		8000			"	11,68	Сверху

Продолжение табл. 9-3

Тип устройства	Сечение кабеля, мм ²	Диаметр отверстия под ка- бель, мм	Установка устройства					Номер чертежа ручного привода	Масса приво- да, кг	Крутящий момент на валу, Дж
			без защитного цилиндра		с защитным цилиндром					
			Номер чертежа	Масса, кг	Номер чертежа	Масса, кг	Масса, кг			
ПГ-200-350/11	50	11,0	C5-28595	1,33	—	—	C5-6361	rp1	5,16	5,0
			То же	1,32			То же	rp2	5,17	
			" "	1,31			" "	rp1	5,16	
			" "	1,30			" "	rp2	5,17	
ПГ-100/35	25	8,0	C5-6494	2,11	—	—	C5-6361	rp2	5,17	5,9
			То же	2,11			То же	rp1	5,16	
			" "	2,11			" "	rp2	5,17	
			" "	2,11			" "	rp1	5,16	
ПГ-300/35	95	16,0	C5-21464	3,20	C5-21462	5,28	Э5-11567		14,4	14,6
			То же	3,20			Б5-185	rp1	14,4	
			" "	3,20			То же		14,4	
			C5-23839	2,70			" "	rp3	14,4	
ПГ-500/35	150	20,0	То же	2,70	" "	5,28	" "	14,4	14,4	29,4
			" "	2,70	" "	5,28	" "	14,4		
			" "	2,70	" "	5,28	" "	14,4		
			" "	2,70	" "	5,28	" "	14,4		
ПГ-500/35	150	19,0	C5-21466	3,70	C5-21468	6,65	Э5-11567		14,4	29,4
			То же	3,70			Б5-185	rp1	14,4	
			" "	3,70			То же		14,4	
			C5-23841	3,60			" "	rp3	14,4	
ПГ-500/35	240	24,0	То же	3,60	" "	6,65	" "	14,4	14,4	29,4
			" "	3,60	" "	6,65	" "	14,4		
			" "	3,60	" "	6,65	" "	14,4		
			" "	3,60	" "	6,65	" "	14,4		

Продолжение табл. 9-3

Тип устройства	Число фаз	Количество полюсов	Номинальный рабочий ток, А	Класс напряжения обмотки, кВ	Максимальный ток короткого замыкания, А	Испытательное напряжение, кВ, между		Номер чертежа переключающего устройства	Масса устройства, кг	Подводка кабелей к переключателю ответвлений
						стержнями	стержнем и осью			
П6-1000/35	1	5	1000	35	12 000	30	30	C5-32914	21,33	Снизу и сверху
		5	1000		12 000			То же	17,30	
		3	1000		12 000			„ „	21,33	
		3	1000		12 000			„ „	17,30	
П8-300/35	1	7	300	35	4100	30	30	C5-6253	11,77	Снизу, сверху или попеременно снизу и сверху
		7	200		4100			То же	11,94	
		6	300		4100			„ „	11,85	
		6	300		4100			„ „	11,77	
		6	200		4100			„ „	11,94	
		6	300		4100			„ „	11,85	
		7	200		4000	60	60	C5-34150	15,0	
		7	300		6000			То же	15,0	
П8-400/35-25	1	7	400	35/25****	8000			„ „	16,0	Снизу и сверху То же Снизу То же
		7	400		8000			„ „	16,0	
		6	200		4000			„ „	15,0	
		6	300		6000			„ „	15,0	
		6	400		8000			„ „	16,0	
		6	400		8000			„ „	16,0	
		7	350	150	3500	105	105	C5-23520	45,0**	
		7	250		3500			То же	45,0*	
П8-350/154	1									

Тип устройства	Сечение кабеля, мм ²	Диаметр отверстия под ка- бель, мм	Установка устройства				Номер чертежа ручного привода	Масса приво- да, кг	Крутящий момент на валу, Дж
			без защитного цилиндра		с защитным цилиндром				
			Номер чертежа	Масса, кг	Номер чертежа	Масса, кг			
ПГ-1000/35	240	23,5	—	—	C5-32508	6,19	Э5-11567	14,4	29,4
	150	18,5	—	—	То же	6,19	B5-185 гр1	14,4	
	240	23,5	—	—	" "	6,19	То же гр3	14,4	
	150	18,5	—	—	" "	6,19	" "	14,4	
ПГ-300/35	95	16	C5-6380	3,56	—	—	B5-1157 гр1	14,6	8,21
	50	12	То же	3,56	—	—	То же	14,6	
	150	20	"	3,56	—	—	" "	14,6	
	95	16	"	3,56	—	—	" гр2	14,6	
	50	12	"	3,56	—	—	" "	14,6	
	150	20	"	3,56	—	—	" "	14,6	
	95	16	—	—	C5-35037	7,3	B5-1157 гр1	14,6	
	50	12	—	—	То же	7,3	То же	14,6	
ПГ-400/35-25	95	12	—	—	" "	7,3	" "	14,6	8,21
	50	16	—	—	" "	7,3	" "	14,6	
	95	12	—	—	" "	7,3	" "	14,6	
	50	16	—	—	" "	7,3	" "	14,6	
	95	12	—	—	" "	7,3	" "	14,6	
	50	16	—	—	" "	7,3	" "	14,6	
	95	12	—	—	" "	7,3	" "	14,6	
	50	16	—	—	" "	7,3	" "	14,6	
	95	12	—	—	" "	7,3	" "	14,6	
	50	16	—	—	" "	7,3	" "	14,6	
ПГ-350/154	95	16	—	—	C5-24022	37,7	C5-23730	21,7	62,5
	95	12	—	—	То же	37,7	То же	21,7	
	50	12	—	—	То же	37,7	То же	21,7	

Тип устройства	Число фаз	Количество полюсов жёсткий	Номинальный рабочий ток, А	Класс напряжения обмотки, кВ	Максимальный ток короткого замыкания, А	Испытательное напряжение, кВ, между		Номер чертежа переключающего устройства	Масса устройства, кг	Подводка кабелей к переключающему устройству
						стержнями	стержнем и осью			
ПТУ-9-350/11	3	3	350	10	3500	5	5	C5-166050	5,37	Снизу и сверху
		3	260		5500			То же	4,86	Снизу
		3	200		5500			"	4,76	"
ПТУ0-9-350/11	3	3	350	10	5500	5	5	C5-166040	5,38	Снизу и сверху
		3	260		5500			То же	4,87	Снизу
		3	200		5500			"	4,77	"
ТПСУ-9-120/10	3	3	120	10	1900	5	5	6БТ.209.006	4,86	
		3	120		1900	5	5	6БТ.209.008	4,86	
		5	50		1000	15	30	B5-109450	6,23	
ПТЛ-4-120/35	3	3	120	35	2400	30	30	B5-107860	9,84	
		3	50		600	15	30	C5-24347	4,10	
		3	50		600	85	85	То же	4,01	
Э-50/35-20	1	5	300	110	2800			B5-543	16,01	Снизу
		4	300		2800			То же	16,01	"
		3	300		2800			"	16,01	"
П6-300/110		2	300		2800			"	16,01	"
		5	200		2800			"	13,91	"
		4	200		2800			"	13,91	"
		3	200		2800			"	13,91	"
		2	200		2800			"	13,91	"
		5	100		2500			"	12,69	"

Тип устройства	Сечение кабеля, мм ²	Диаметр отверстия под ка- бель, мм	Установка устройства				Номер чертежа ручного привода	Масса приво- да, кг	Крутящий момент на валу, Дж
			без защитного цилиндра		с защитным цилиндром				
			Номер чертежа	Масса, кг	Номер чертежа	Масса, кг			
ПТУУ-9-350/11	50	11	—	—	—	—	С5-42710	5,0	21,8
	50	11	—	—	—	—	То же	5,0	21,8
	50	11	—	—	—	—	"	5,0	21,8
ПТУ0-9-350/11	50	11	—	—	—	—	С5-42710	5,0	21,8
	50	11	—	—	—	—	То же	5,0	21,8
	50	11	—	—	—	—	"	5,0	21,8
ТПСУ-9-120/10	—	—	—	—	—	—	С приводом	—	4,9
	—	—	—	—	—	—	То же	—	4,9
	—	—	—	—	—	—	С приводом	—	3,72
ТПУ-5-50/35Т	—	—	—	—	—	—	С приводом	—	11,8
	—	—	—	—	—	—	С приводом	—	3,72
	—	—	—	—	—	—	То же	—	3,72
ПТЛ-4-120/35	—	—	—	—	—	—	С приводом	—	29,4
	—	—	—	—	—	—	То же	14,4	
	—	—	—	—	—	—	Б5-185 гр1		
Э-50/35-20	95	15	С5-3813	4,33	С5-3204	9,09	То же гр1		
	95	15	То же	4,33	То же	9,09	То же гр2		
	95	15	"	4,33	"	9,09	" гр3		
	95	15	"	4,33	"	9,09	" гр4		
	50	11	"	4,33	"	9,09	" гр1		
	50	11	"	4,33	"	9,09	" гр2		
	50	11	"	4,33	"	9,09	" гр3		
	50	11	"	4,33	"	9,09	" гр4		
	50	11	"	4,33	"	9,09	" гр1		
	25	8	"	4,33	"	9,03	" гр1		

Тип устройства	Число фаз	Количество полюсов	Номинальный рабочий ток, А	Класс напряжения обмотки, кВ	Максимальный ток короткого замыкания, А	Испытательное напряжение, кВ, между		Номер чертежа переключающего устройства	Масса устройства, кг	Подводка кабелей к переключателю ответвлений
						стержнями	стержень и осью			
П6-500/110	1	5	500	110	1 000	85	85	C5-656	21,10	Снизу
П6-1000/110	1	5	1000	110	10 000	85	85	C5-96840	65,8**	Снизу и сверху
П6-1300/110	1	5	1300	110	12 000	85	85	C5-145629	26,81	Снизу и сверху
П6-300/154	1	5	300	150	7500	105	105	C5-26460 гр1 То же гр2 " гр3 " гр4 " гр1 " гр2 " гр3 " гр4 " гр1 " гр2 " гр3 " гр4	29,70 30,10 29,20 29,41 29,70 30,10 29,20 29,41 29,70 30,10 29,20 29,41	Снизу и сверху То же Снизу " снизу и сверху То же Снизу " снизу и сверху То же Снизу " снизу и сверху То же Снизу "
П6-400/220***	1	5	400	220	8 000	140	140	C5-24143	51,0**	Снизу и сверху

Тип устройства	Сечение кабеля, мм ²	Диаметр отверстия под ка- бель, мм	Установка устройства				Номер чертежа ручного привода	Масса приво- да, кг	Крутящий момент на валу, Дж
			без защитного цилиндра		с защитным цилиндром				
			Номер чертежа	Масса, кг	Номер чертежа	Масса, кг			
П6-500/110	150	19	—	—	С5-3855	11,67	Б5-185 рп1	14,4	37,2
П6-1000/110	240	24	—	—	С5-3855	11,67	Б5-185 рп1	14,4	—
П6-1300/110	300	27	—	—	С5-145655	15,3	Ц5-11566	—	78,1
П6-300/154	95	16	—	—	С5-6181	27,0	Б5-66203 рп1	15,63	—
	50	12	—	—	То же	27,0	То же		
	95	16			"	27,0	"		
	50	12			"	27,0	"		
	95	16			"	27,0	"		
	50	12			"	27,0	"		
	95	16			"	27,0	"		
	50	12			"	27,0	"		
	95	16			"	27,0	"		
	50	12			"	27,0	"		
	95	16			"	27,0	"		
	50	12			"	27,0	"		
	95	16			"	27,0	"		
	50	12			"	27,0	"		
П6-400/220***	95	15	С5-24157	37,0	—	—	Б5-4270	—	—

Продолжение табл. 9-3

Тип устройства	Число фаз	Количество полюсов	Номинальный рабочий ток, А	Класс напряжения, кВ	Максимальный ток короткого замыкания, А	Испытательное напряжение, кВ, между		Номер чертёжа переключающего устройства	Масса устройства, кг	Подводка кабелей к переключающему ответвлению
						стержнями	стерженью			
П6-1000/220	1	5	1000	220	6370	85	85	C5-112871 То же " "	36,6** 43,5** 60,6**	Снизу и сверху То же То же
ЭО-50/35-20	3	3	50	35	500	15	30	C5-24743 То же " "	4,10 4,02	—
ОПС-6-120/35	1	5	120	35	1900	25	25	B5-11931 B5-91885	8,3 8,5	—
ОПС-8-30/15	1	7	30	15	800	5	5	C5-108630	2,56	—
НО-4-120/35	1	3	120	35	1200	—	—	B5-163923	7,07	—
НО-6-120/10	1	5	120	10	2400	5	5	B5-116620	7,07	—
НТ-6-120/10	3	5	120	10	2400	5	5	B5-109300	9,48	—
ПСС-4-120/35***	3	3	120	35	2400	30	30	B5-61410	—	—

Тип устройства	Сечение кабеля, мм ²	Диаметр отверстия под ка- бель, мм	Установка устройства				Номер чертежа ручного привода	Масса приво- да, кг	Крутящий момент на валу, Дж
			без защитного цилиндра		с защитным цилиндром				
			Номер чертежа	Масса, кг	Номер чертежа	Масса, кг			
ПГ-1000/220	95	15	С5-112955 То же " "	12,8	—	—	Б5-185 гр1 То же " "	14,4	78,1
	150	19							
	300	27							
ЭО-50/35-20	—	—	—	—	—	—	С приводом То же " "	—	3,72 3,72
	—	—							
	—	—							
ОПС-6-120/35	—	—	—	—	—	—	" "	—	11,8
	—	—							
	—	—							
ОПС-8-30/15	—	—	—	—	—	—	" "	—	11,8
	—	—							
	—	—							
НО-4-120/35	—	—	—	—	—	—	" "	—	9,8
	—	—							
	—	—							
НО-6-120/10	—	—	—	—	—	—	" "	—	9,8
	—	—							
	—	—							
НТ-6-120/10	—	—	—	—	—	—	" "	—	9,8
	—	—							
	—	—							
ПСС-4-120/35***	—	—	—	—	—	—	" "	—	9,8
	—	—							
	—	—							

Примечания: 1. Таблица составлена по данным действующих нормативов Московского электровазона имени В. В. Куйбышева.

2. Крутящие моменты указаны без привода.

* Переключающее устройство может быть установлено на трансформаторах 110 кВ с диапазоном регулирования 10%; подводка кабелей — только снизу.

** Масса устройства указана с кабелем.

*** В новых конструкциях не применяются.

**** Рабочее напряжение между соседними ступенями.

Таблица 9-4

Переключающие устройства ПБВ с дистанционным управлением

Переключающее устройство			Переключатель ответвлений				
Тип	Номер чертежа установки	Число фаз	Количество положений	Номинальный рабочий ток, А	Класс напряжения обмотки, кВ	Тип	Номер чертежа
НТ-4×3-350/10	Б5-98905 гр1	3	4×3	350	10	НТ-4×3-350/10	Б5-94220
	То же	3	4×3	350	10		То же
	Б5-128300	3	4×3	350	10		" "
		3	4×3	350	10		" "
НТ-4×3-625/10	Б5-114545 гр1	3	4×3	625	10	НТ-4×3-625/10	Б5-118805
	6БТ.736.035	3	4×3	625	10		То же
	6БТ.736.073	3	4×3	625	10		" "
		3	4×3	625	10		" "
НТ-5-625/10	6БТ.736.055	3	5	625	10	НТ-5-625/10	Б5-62330
	С5-120468	3	5	625	10		То же
НТ-4×2-625/35	Б5-113020 гр1	3	4×2	625	35	РНТ-13-625/35	Б5-47794 с изменением
							ЭБ-8798
НТ-8-625/35	То же	3	8	625	35	РНТ-13-625/35	
ПЛ-11-10/320-71	6БТ.736.086СБ	1	11	320	10	ПЛ-11-10/320-71	6БТ.209.036СБ
	То же	1	11	320	10		То же
	" "	1	11	320	10		" "
РБО-635/10	С5-113022 гр1	1	36	625	10	РБО-625/11	Б5-57300 гр1
							" "
НО-9-150/10	Б5-184673	1	9	150	10	НО-9-150/10	Б5-184340

Переключающее устройство		Приводной механизм		Номер спецификации чертежей	Напряжение питания привода, В	Номер схемы привода механизма	Крутящий момент, Дж
Тип	Номер чертежа установки	Тип	Номер чертежа				
НТ-4×3-350/10	Б5-98905 гр1 То же " Б5-128300	МАЗ 2/12 То же То же БР312/12	Б5-177220 гр1 Э5-12982 То же Б5-138480	ГУ-2016 ГУ-2305 ГУ-2292	220/380 220/380 220/440 220/440	Б5-175536 То же " " " "	93,1
НТ-4×3-625/10	Б5-114545 гр1 6БТ.736.035 6БТ.736.073	МАЗ-2/12 То же МАЗ-1/12	Б5-177220 гр1 Э5-12982 Б5-175100 гр12	ГУ-1984 ГУ-2289 ГУ-2154	220/380 220/380 220/380	Б5-175536 То же Б5-175539	127,2
НТ-5-625/10	6БТ.736.055 С5-120468	МАЗ-1/6 То же	Э5-12848 Б5-175100 гр3	ГУ-1990 ГУ-1967	230/400 220/380	Б5-175539 То же	44,0
НТ-4×2-625/35	Б5-113030 гр1	МАЗ-1/8	Б5-175100 гр4	ГУ-1971	220/380	Б5-175539	—
НТ-8-625/35	То же	То же	То же	ГУ-1972	220/380	То же	—
ПЛ-11-10/320-71	6БТ.736.086СВ То же " "	МАЗ-2/11 То же То же	КБ5-17220 гр3 То же " "	ОБТ.405.059 ОБТ.405.066 ОБТ.405.067	220/380 220/380 220/380	—	—
РБО-635/10	С5-113022 гр1	МАЗ-1/36	Б5-175100 гр5	ГУ-1970	220/380	Б5-180247	—
НО-9-150/10	Б5-184673	МАЗ-2/9	Б5-177220 гр2	ГУ-2484	220/380	Б5-184796	—

Примечания: 1. Таблица составлена по данным действующей нормы МСХ СССР электротехнического завода имени В. В. Куйбышева.
2. Указаны крутящие моменты, замеренные на рукоятке приводного механизма.

Преимуществами их, благодаря которым они получили такое распространение, являются: большие номинальные токи, простота конструкции и надежность в эксплуатации.

Как показывает опыт ремонта трансформаторов, переключатели П6 не получают повреждений при токах короткого замыкания, превышающих значения, указанные в табл. 9-3.

Рассмотрим переключающее устройство П6.

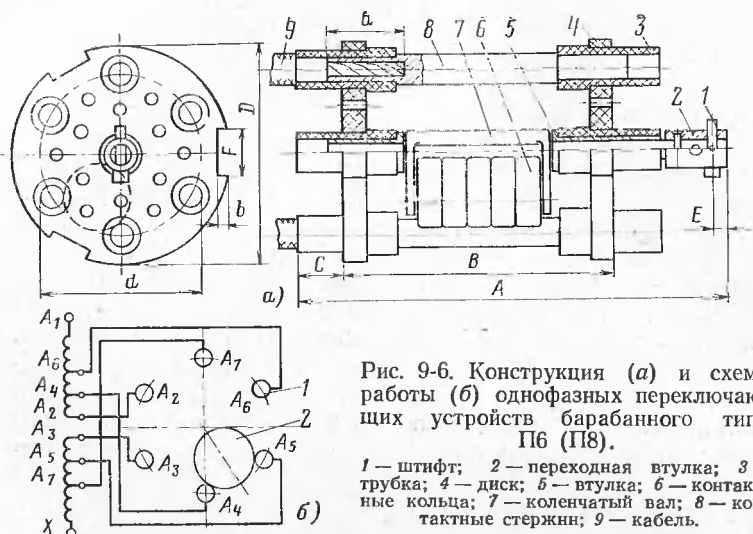
На рис. 9-6,а показан рабочий элемент устройства. В двух дисках 4 из листового гетинакса просверлены шесть отверстий по окружности и одно в центре. В центральное отверстие вставлены сначала бумажно-бакелитовые трубки 3, а потом стальные втулки 5 и в них — шейки стального коленчатого вала 7, между щеками которого на оси крепятся пять латунных контактных колец 6. В остальные отверстия дисков в таких же трубках 3 вставлены контактные латунные стержни 8. В нижней или в верхней части каждого стержня имеется сверление, куда впаивается кабель 9, соединяющий каждый стержень с одним из ответвлений обмотки. На верхнем конце оси коленчатого вала к нему двумя штифтами крепится переходная втулка 2, сцепляемая штифтом 1 со штангой привода. В каждом положении коленчатого вала контактные кольца под действием своих пружин прижимаются к двум соседним стержням и осуществляют между ними надежное электрическое соединение (рис. 9-6,б). Как видно из схемы работы устройства, если стержни занумеровать по порядку, то стержни с четными номерами соединяются кабелями с ответвлениями одной части обмотки, а с нечетными — другой.

Таким образом, при соединении каждой пары соседних стержней обе части обмотки оказываются соединенными через устройство теми или иными ответвлениями.

Если трансформатор трехфазный, то все три переключателя должны быть соединены с одноименными ответвлениями обмоток.

В § 11-4 подробно описана и показана на рис. 11-1 установка переключающего устройства П6 на трансформаторе.

Переключающее устройство типа П8 отличается от П6 только тем, что у него между дисками установлено



Тип переключателя	Размеры, мм									Количество наконечников	
	A	B	C	D	E	F	a	b	d		
										снизу	сверху
П6-200/350/11	238	126	59	114	8	25	14	8	78	6	6
										4	4
										6	—
										4	—
П6-100/35	256	136	62	114	8	25	14	8	78	4	—
										6	—
										2	2
										3	3
П6-300/35	336	184	70	159	12	35	27	8	109	6	—
										4	—
										3	3
										2	2
П6-500/35	426	238	106	169	12	35	45	8	115	6	—
										3	3
П6-1000/35	345	238	25	169	12	35	70	8	115	6	6
П6-300/110	406	256	40	204	12	50	80	12	152	6	—
П6-500/110	474	324	40	224	12	50	80	12	163	6	—
П6-1000/110	474	324	40	224	12	50	80	12	163	6	6
П6-1300/110	576	426	40	224	12	50	80	12	163	6	6
П6-300/154	527	340	75	329	12	60	36	14	240	6	6
										6	—
П6-400/220	685	400	100	414	15	70	46	14	300	6	6
П6-1000/220	474	324	40	224	12	50	80	12	163	6	6
										8	—
П8-300/35	401	220	97	183	12	35	27	8	130	—	8
										4	4
										8	—
П8-400/35-25	350	204	53	224	12	40	20	8	170	8	8
П8-350/154	545	340	65	414	15	70	30	14	320	8	—

Бумажно-бакелитовые цилиндры переключателей

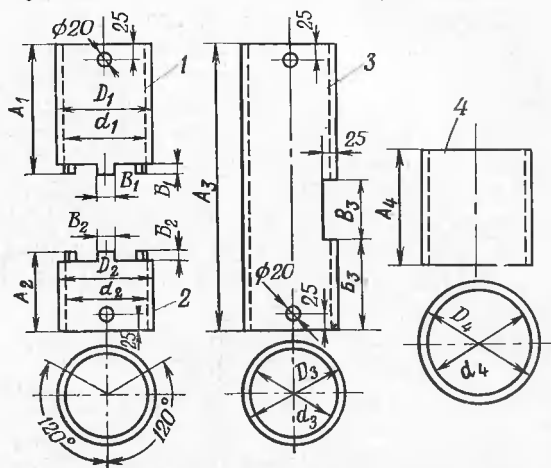


Рис. 9-7. Бумажно-бакелитовые цилиндры переключающих устройств П6.

Тип переключающего устройства	Номера цилиндров для переключающих устройств П6В типа П6 и их размеры, мм									
	1					2				
	D_1	d_1	A_1	B_1	B_1	D_2	d_2	A_2	B_2	B_2
П6-100/35	115	105	145	15	25	115	105	145	15	25
	160	150	173	15	35	160	150	173	15	35
П6-300/35	160	150	343	15	35	160	150	173	16	35
	170	160	206	15	35	170	160	206	15	35
П6-500/35	170	160	396	15	35	170	160	206	15	35
П6-1000/35	170	160	396	15	35	170	160	126	15	35
	205	195	195	20	50	205	195	195	20	50
П6-300/110	205	195	465	20	50	205	195	195	20	50
П6-500/110	225	215	526	20	50	225	215	190	20	50

Тип переключающего устройства	Номера цилиндров для переключающих устройств П6В типа П6 и их размеры, мм							
	3					4		
	D_3	d_3	A_3	B_3	B_3	D_4	d_4	A_4
П6-100/35	125	115	396	160	76	—	—	—
	172	160	500	193	114	—	—	—
П6-300/35	172	160	670	193	114	185	175	314
	182	170	620	225	170	—	—	—
П6-500/35	182	170	810	225	170	195	185	370
П6-1000/35	182	170	730	145	170	195	185	360
	217	205	606	225	156	—	—	—
П6-300/110	217	205	876	225	216	220	232	410
П6-500/110	238	225	1010	252	170	240	252	484

не 6, а 8 контактных стержней; соответственно этому и максимальное число положений — семь.

Штангу 5 привода для переключателя ответвлений 110 кВ (см. рис. 11-11) выполняют комбинированной, состоящей из деревянного стержня и бумажно-бакелитовой трубки, или изготавливают из двух бумажно-бакелитовых трубок. Стержень и трубку или две трубки соединяют между собой бумажно-бакелитовой муфтой и текстолитовыми шпильками. Штанга для устройств 35 кВ выполняется или из дерева в виде четырехгранного бруска, или из бумажно-бакелитовой трубки диаметром 50 мм.

Конструкции и размеры бумажно-бакелитовых цилиндров некоторых наиболее распространенных переключающих устройств типа П6 приведены на рис. 9-7.

9-5. ТРЕХФАЗНЫЕ ПЕРЕКЛЮЧАЮЩИЕ УСТРОЙСТВА П6В

На мощных высоковольтных трехфазных трансформаторах для переключения ответвлений обмоток применяются однофазные устройства типа П6. Лишь при напряжении 35 кВ и ниже и при сравнительно небольших рабочих токах можно использовать не три однофазных, а одно трехфазное переключающее устройство. Принципиально последние бывают двух конструкций. Одни представляют собой собранные в единый блок три одинаковые сборки, каждая из которых работает как самостоятельное однофазное устройство (рис. 9-5,а). Таковы переключающие устройства ПТЛ-4-120/35 (рис. 9-8), ПСС-4-120/35×3 (рис. 9-9), а также с дистанционным управлением серии НТ (на рис. 9-10 показано устройство НТ-5-625/10, а на рис. 9-11 — НТ-4×2-625/35). Все три фазы между собой изолированы, между ними выдержаны соответственно классу напряжения необходимые изоляционные расстояния. Поэтому эти устройства имеют вытянутую форму. Основой, на которой закреплены все неподвижные детали, является, как правило, бумажно-бакелитовый цилиндр. Длинный вал, на котором собраны подвижные детали, — это также изоляционная конструкция, бумажно-бакелитовая труба. В каждом положении ламельный или сегментный подвижный контакт соединяет два соседних неподвижных контакта. Все три фазы такого переключающего устройства работают синхронно.

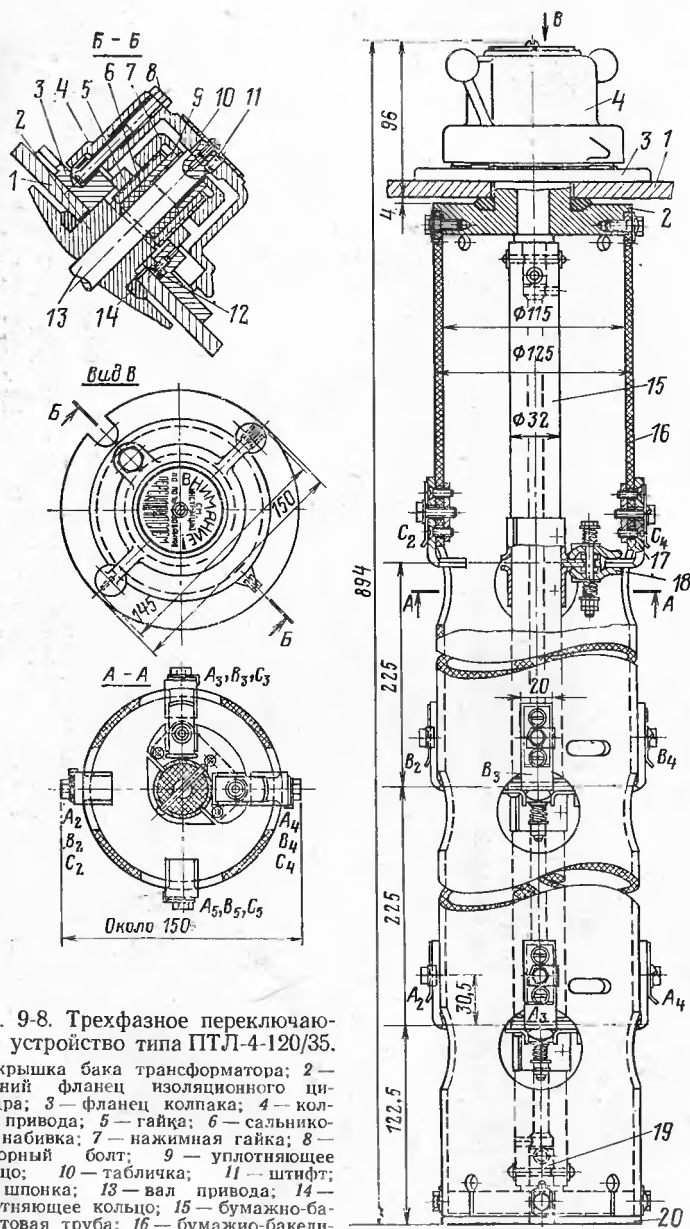


Рис. 9-8. Трехфазное переключающее устройство типа ПТЛ-4-120/35.

1 — крышка бака трансформатора; 2 — верхний фланец изоляционного цилиндра; 3 — фланец колпака; 4 — колпак привода; 5 — гайка; 6 — сальниковая набивка; 7 — нажимная гайка; 8 — стопорный болт; 9 — уплотняющее кольцо; 10 — табличка; 11 — штифт; 12 — шпонка; 13 — вал привода; 14 — уплотняющее кольцо; 15 — бумажно-бакелитовая труба; 16 — бумажно-бакелитовый цилиндр; 17 — пластина; 18 — ламель; 19 — нижняя часть вала; 20 — нижний фланец изоляционного цилиндра.

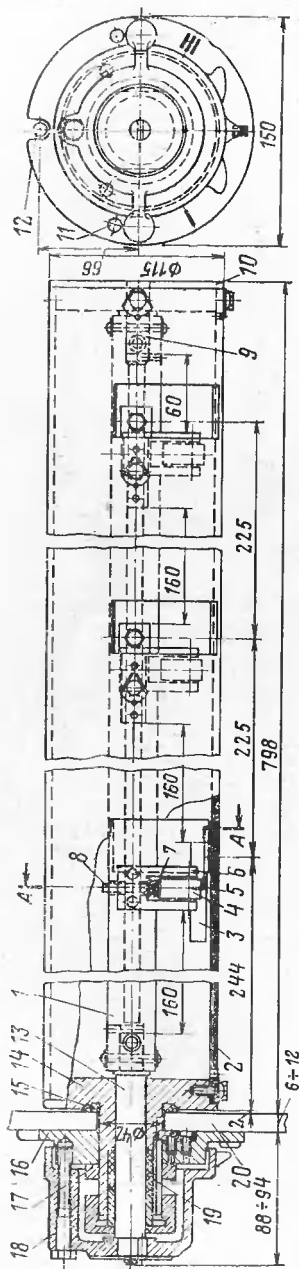
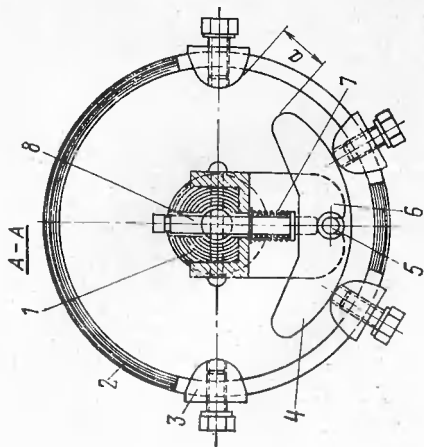


Рис. 9-9. Трехфазное переключающее устройство типа ПСС-4-120/35×3.
 1 — вал привода (бумажно-бакелитовая труба); 2 — бумажно-бакелитовый цилиндр; 3 — неподвижный контакт; 4 — контактный сегмент; 5 — ось сегмента; 6 — поводок; 7 — пружина; 8 — ось пружины; 9 — нижний конец вала; 10 — нижний фланец цилиндра; 11 — стопор; 12 — центрирующая шпилька на крышке трансформатора; 13 — верхний конец вала; 14 — верхний фланец цилиндра; 15 — уплотняющее кольцо; 16 — фланец колпака; 17 — гайка; 18 — колпак переключателя; 19 — сальниковая набивка; 20 — крышка трансформатора.



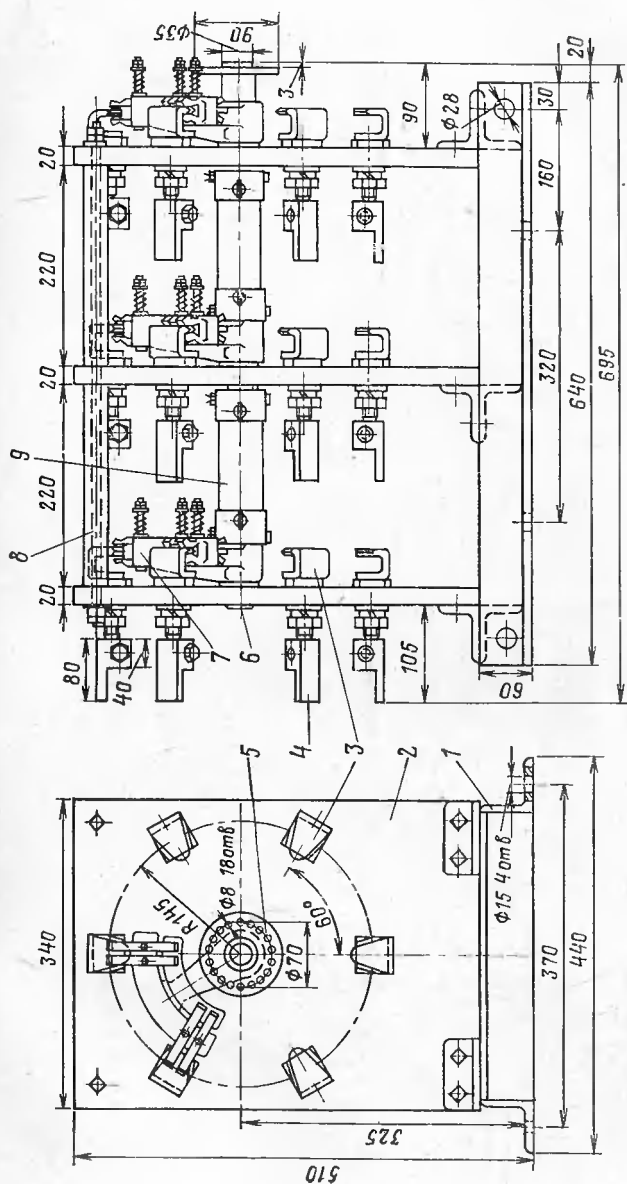
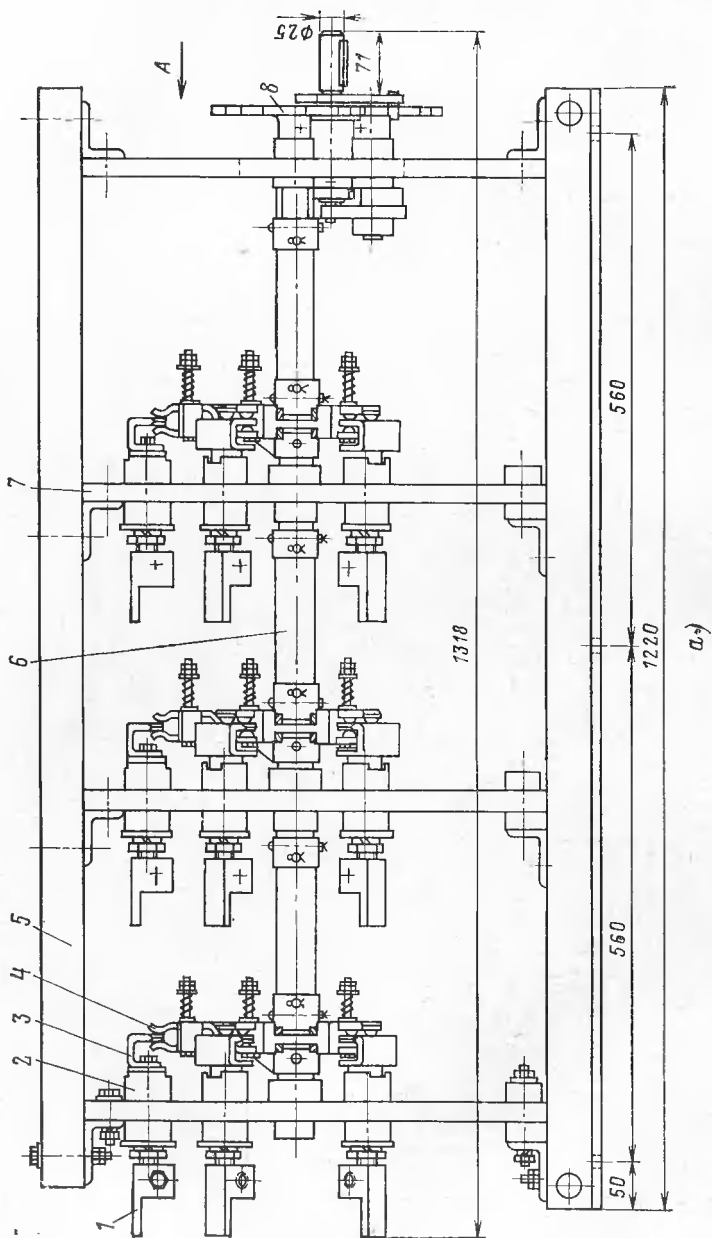


Рис. 9-10. Трехфазное переключающее устройство ПБВ с дистанционным управлением типа НТ-5-625/10. 1 — рама; 2 — гетинаксовая доска; 3 — неподвижный контакт; 4 — медный башмак; 5 — нониусная муфта; 6 — вал из трех частей; 7 — подвижный контакт; 8 — бумажно-бакелитовая труба $\phi 14/26$ мм; 9 — дистанционный механизм.



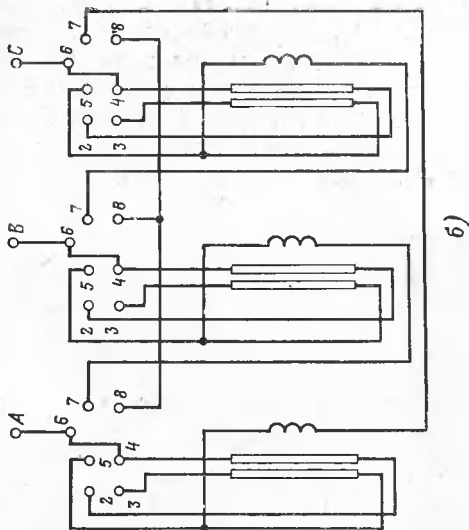
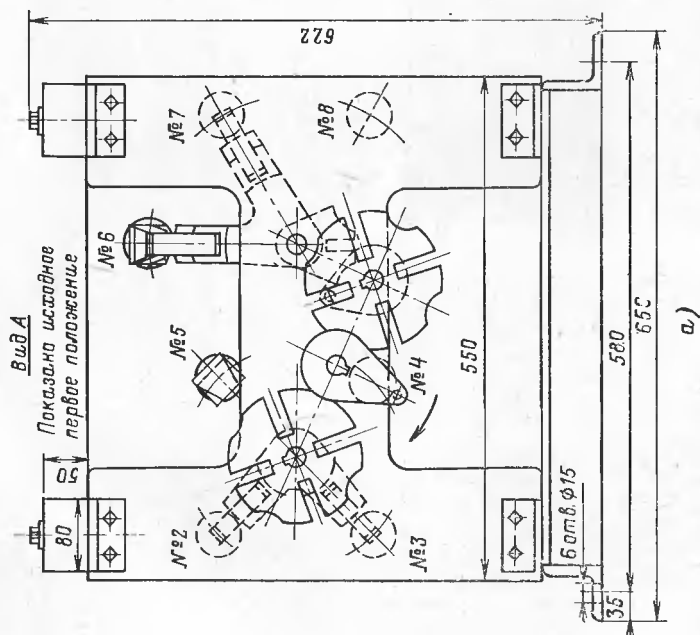


Рис. 9-11. Трехфазное устройство РВВ с дистанционным управлением типа НТ-4 $\times$ 2-625/35.
а — конструкция; б — схема; 1 — медный башмак; 2 — бумажно-бакелитовая втулка; 3 — неподвижный контакт; 4 — подвижный контакт; 5 — деревянная планка; 6 — бумажно-бакелитовая труба; 7 — гетинакс-овая доска; 8 — мальтийская передача.

Другая конструкция — это так называемые трехфазные «нулевые» переключающие устройства. В каждом положении подвижный элемент замыкает между собой три неподвижных контакта, соединенных с одноименными ответвлениями обмоток трех фаз (см. рис. 9-3 и 9-5,б). Таким образом, коэффициент трансформации изменяется за счет перемещения нуля звезды. К таким

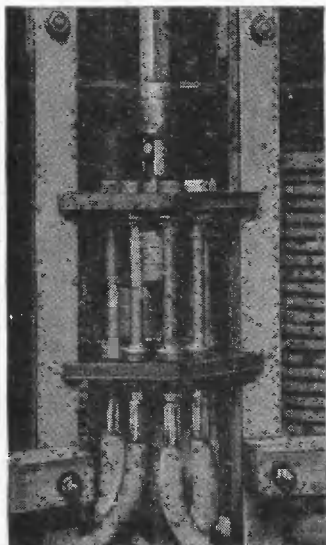


Рис. 9-12. Трехфазное нулевое устройство ПБВ типа ПТУ-9-350/11.

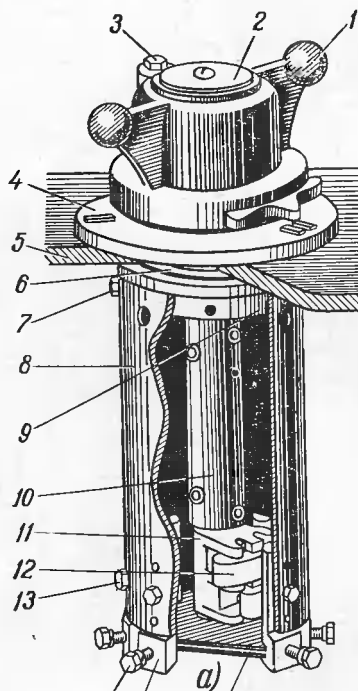
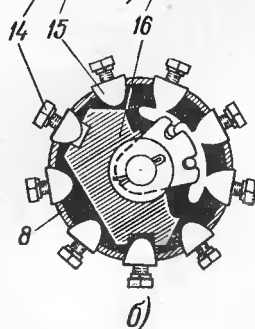


Рис. 9-13. Трехфазное нулевое устройство ПБВ типа ТПСУ-9-120/10.

а — общий вид переключателя; б — вид снизу; 1 — колпак привода; 2 — дюралюминиевая табличка; 3 — стопорный болт; 4 — фланец колпака; 5 — крышка бака трансформатора; 6 — резиновое уплотняющее кольцо; 7 — болт с замковой шайбой; 8 — бумажно-бакелитовый цилиндр $\varnothing 95/105 \times 194$ мм; 9 — фланец цилиндра; 10 — изоляционная часть вала (бумажно-бакелитовая труба); 11 — коленчатый вал; 12 — контактный сегмент; 13 — болт с пружинной шайбой; 14 — контактный болт; 15 — неподвижный контакт; 16 — гетнаксовая центрирующая пластина.



устройствам относятся устройства ПТУ-9-350/11 (рис. 9-12), ТПСУ-9-120/10 (рис. 9-13), 30-50/35-20 и некоторые другие. Все они имеют по девять зажимов, к которым присоединяются по три ответвления от каждой фазы обмотки, а устройство ТПУ-5-50/35 имеет 15 зажимов — по пять ответвлений от каждой фазы (рис. 9-14).

Все вышеназванные переключающие устройства выпускаются и устанавливаются на трансформаторы Мо-

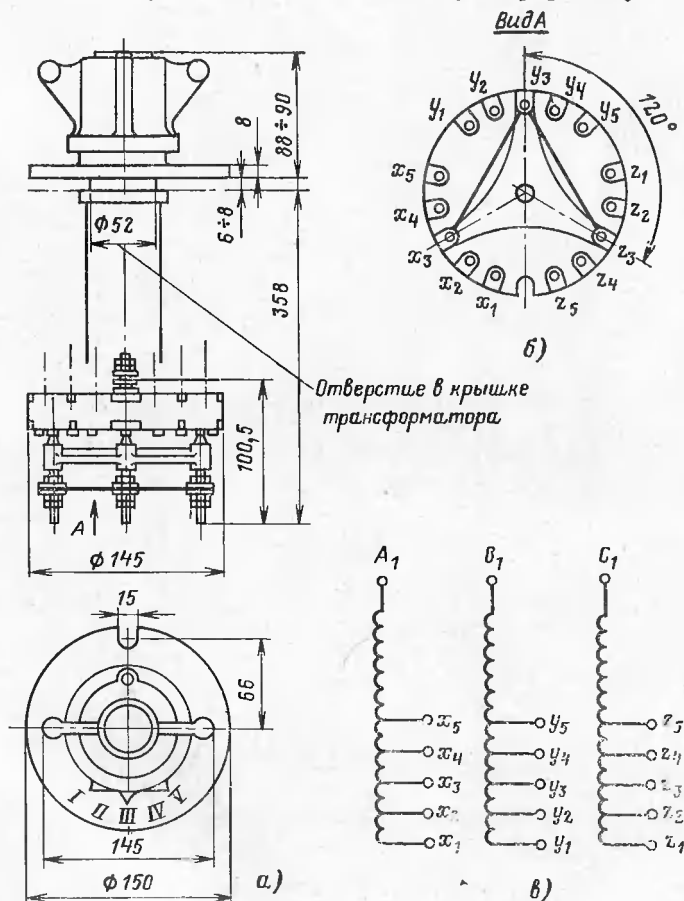


Рис. 9-14. Трехфазное нулевое устройство ПБВ типа ТПУ-5-50/35.

а — конструкция; б — расположение контактов; в — схема обмотки.

сковским электрозаводом имени В. В. Куйбышева. Есть также устройства ПБВ, разработанные Запорожским трансформаторным заводом. Они в принципе подобны рассмотренным, только несколько отличаются параметрами и размерами. Среди трехфазных переключающих устройств распространены устройства с ламельными

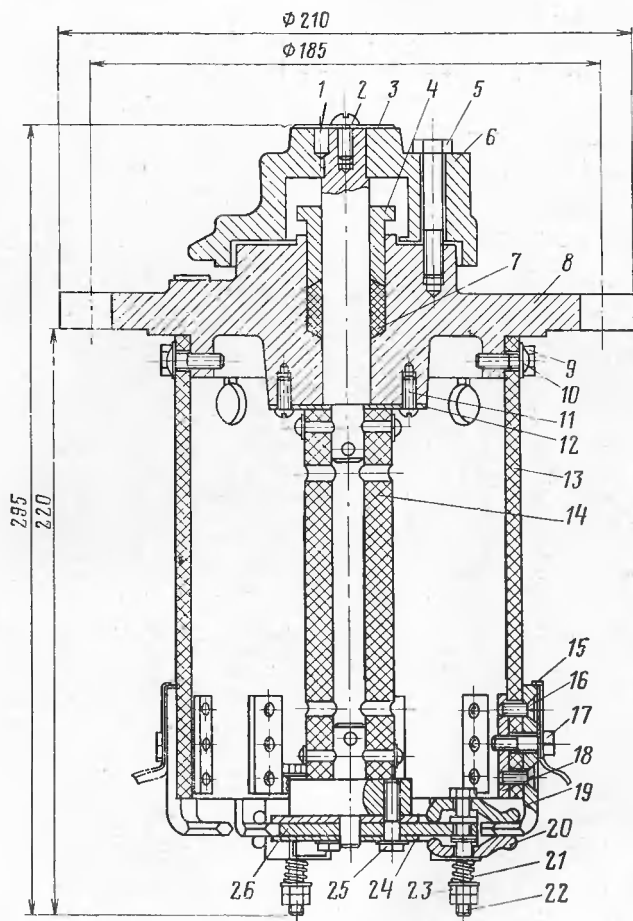


Рис. 9-15. Трехфазное нулевое устройство ПБВ типа ПТЛ-9-120/11

1 — штифт; 2 — винт; 3 — табличка с надписью; 4 — гайка сальника; 5 — стопорный болт; 6 — колок; 7 — сальниковая набивка; 8 — крышка; 9 — болт; 10 — стопорная шайба; 11 — винт; 12 — кольцо; 13 — изоляционный цилиндр; 14 — вал; 15 — пластина; 16 — винт; 17 — болт; 18 — пластина; 19 — контакт; 20 — ламель; 21 — пружина; 22 — специальный болт; 23 — гайка; 24 — новодок; 25 — болт; 26 — контактная пластина.

контактами типа ПТЛ, причем одни из них имеют конструкцию, состоящую из трех однофазных переключателей, а другие — «нулевые».

Характеристики некоторых переключающих устройств ЗТЗ типа ПТЛ приведены в табл. 9-5.

Таблица 9-5

Трехфазные переключатели ПБВ конструкции ЗТЗ

Тип переключателя	Количество положений	Номинальный рабочий ток, А	Класс напряжения обмоток, кВ	Заводской чертеж переключателя	Конструкция переключателя	Масса, кг	Габариты, мм	
							длина	диаметр
ПТЛ-6-10/400	5	400	10	6ВБ.209.367	3 однофазных	11,4	755	167
ПТЛ-4-100/35	3	100	35	6ВБ.209.256	То же	10,0	766	150
ПТЛ-6-35/200	5	200	35	6ВБ.209.343	"	10,6	1039	160
ПТЛУ-9-120/10	3	120	10	6ВБ.209.272	Нулевой	5,2	300	150
ПТЛ-9-120/11	3	120	11	6ВБ.209.241	"	—	295	210
ПТЛ-9-120/35	3	120	35	6ВБ.209.339	"	4,9	360	210

Нулевое устройство типа ПТЛ-9-120/11 представлено на рис. 9-15.

9-6. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПЕРЕКЛЮЧАЮЩИХ УСТРОЙСТВАХ РПН

Переключающие устройства РПН, позволяющие регулировать напряжение трансформатора без снижения нагрузки и отключения его от сети, — это дальнейший шаг по пути совершенствования трансформаторов.

В Советском Союзе такие трансформаторы выпускаются с 1935 г., и доля этих трансформаторов в общем объеме продукции трансформаторных заводов непрерывно возрастает. Разработаны и постоянно улучшаются переключающие устройства на номинальные напряжения 10, 35 и 110 кВ. Устанавливаются на отечественные трансформаторы и болгарские переключатели типа РС-3, изготавливаемые Софийским заводом «Васил Коларов». Уже в ближайшие годы почти все мощные трансформаторы 110, 220, 330 и 500 кВ будут выпускаться с регулированием напряжения под нагрузкой. Например, сейчас Запорожский трансформаторный завод выпускает автотрансформаторы типа АОДЦН-267000/500 с номинальным напряжением на стороне СН $\frac{230}{\sqrt{3}} \pm (8 \times 1,4\%)$ кВ.

Сейчас устройства РПН выпускаются по заводским нормам. ГОСТ 17500-72 устанавливает ряды номинальных токов, а также рекомендуемое число ступеней, номинальные напряжения ступеней, схемы соединения

фаз в трехфазных переключающих устройствах и уровни испытательных напряжений.

Все устройства РПН имеют принципиально одинаковое строение. Весь диапазон регулирования разбивается на несколько поддиапазонов, переключением которых осуществляется грубое регулирование. Внутри каждого поддиапазона переключаются ответвления, чем достигается тонкое регулирование напряжения.

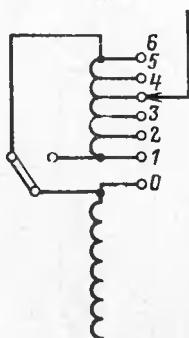


Рис. 9-16. Схема регулирования напряжения с реверсированием.

0-6 — регулировочные отводы.

Переключатель поддиапазонов в переключающих устройствах разных типов носит название *предызбиратель* (предызбиратель ответвлений). Часто последний называют *реверсором*, если в качестве способа грубого регулирования применяется реверсирование регулировочной обмотки (рис. 9-16). В некоторых переключающих устройствах этого элемента нет совсем (РНТ-9, РНО-9, РНТ-13 и РНО-13). Переключатель ответвлений называется *избирателем ответвлений* (избирателем). Это основной элемент любого устройства РПН.

В переключающих устройствах с большим номинальным током (400 А и выше) для изменения или отключения тока в цепях контактов избирателя применяются контакторы.

В момент размыкания контактов при разрыве токовой цепи возникающая электрическая дуга должна немедленно гаситься. Дуга гасится тем успешней, чем меньше разрываемый ток. Для ограничения тока замыкания ступени применяются токоограничивающие сопротивления.

В отечественных и зарубежных переключающих устройствах распространены два вида токоограничивающих сопротивлений: индуктивное — токоограничивающий реактор и активное (резисторное) — токоограничивающие резисторы.

Прежде в Советском Союзе изготавливались только переключающие устройства с токоограничивающими реакторами, разработанные Московским электростроительным заводом

имени В. В. Куйбышева. Их выпускают и некоторые зарубежные фирмы.

Переключающие устройства с резисторами находят широкое применение у большинства фирм европейских стран.

Запорожский трансформаторный завод уже более 10 лет изготавливает такие переключающие устройства, разработанные Всесоюзным институтом трансформаторостроения (§ 9-8).

Для управления работой всех элементов переключающего устройства служит приводной механизм. У большинства трансформаторов привод может осуществляться с помощью электродвигателя или вручную специальной рукояткой.

9-7. ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ И КОНСТРУКЦИИ УСТРОЙСТВ РПН СЕРИЙ РНТ И РНО

Устройства РПН с токоограничивающими реакторами применяются всеми трансформаторными заводами Советского Союза, выпускающими трансформаторы средней и большой мощности, а также электроремонтными предприятиями, выполняющими модернизацию трансформаторов с установкой устройств РПН.

Принципиально возможны две схемы включения токоограничивающего реактора: симметричная и несимметричная (одноплечная) схемы. Применение последней ограничивается строго определенными условиями, при которых она эффективна: направлением мощности через трансформатор, ее небольшим значением, значением $\cos \varphi$ в системе вообще и через реактор в частности.

В переключающих устройствах Московского электрозавода имени В. В. Куйбышева применяется включение реактора по симметричной схеме.

На рис. 9-17 показана работа токоограничивающего реактора, а также избирателя и контактора одного из переключающих устройств, имеющего пять ступеней регулирования напряжения.

При переключении напряжения с любой ступени на соседнюю оно изменяется на ΔU и работа всех элементов переключающего устройства во всех случаях одинакова. Пусть трансформатор работает длительно на вто-

рой ступени регулирования. Оба контакта избирателя соединены со вторым ответвлением регулировочной обмотки, а обе пары контактов контактора замкнуты (рис. 9-17,а). Рабочий ток обмотки разветвляется на две равные части, которые идут по двум симметричным плечам реактора навстречу друг другу, компенсируя индуктивные составляющие сопротивления его плеч. Дополнительные потери мощности в токоограничивающем реакторе имеют место лишь за счет его активного сопротивления, которое весьма незначительно.

Для того чтобы переключить трансформатор на третье ответвление, необходимо прежде всего разомкнуть правые контакты контактора K (рис. 9-17,б). Здесь в это мгновение и возникает электрическая дуга. Время горения дуги, зависящее от индуктивности реактора, обычно не превышает 0,10—0,12 с (это предельно допустимое время, которое закладывают в расчет при проектировании токоограничивающих реакторов). За указанное время токоограничивающий реактор не перегревается, а контакты контактора, находящиеся в масле в отдельном бачке, не обгорают. После погасания дуги и разрыва цепи правого плеча реактора рабочий ток трансформатора проходит только по левому плечу; этот момент и зафиксирован на рис. 9-17,б, а под ним приведена векторная диаграмма, показывающая, как влияет индуктивная составляющая левого плеча токоограничивающего реактора на напряжение обмотки в этот момент. Теперь нижние контакты избирателя I обесточены и подвижный контакт переходит со второго на третье ответвление регулировочной обмотки (рис. 9-17,в). Правые контакты контактора замыкаются. Момент замыкания также сопровождается электрической дугой, менее продолжительной, чем при размыкании контактов. Установившийся режим (рис. 9-17,г) уже не симметричен, поскольку токи, проходящие через плечи реактора, не равны. Это самый тяжелый рабочий режим реактора. По индуктивной составляющей разности токов в плечах и считают сопротивление токоограничивающего реактора. Благодаря этому трансформатор может длительно работать в этом положении и для привода переключающих устройств с токоограничивающими реакторами не требуется специальных быстродействующих механизмов. В этом причина высокой надежности переключающих устройств такого типа.

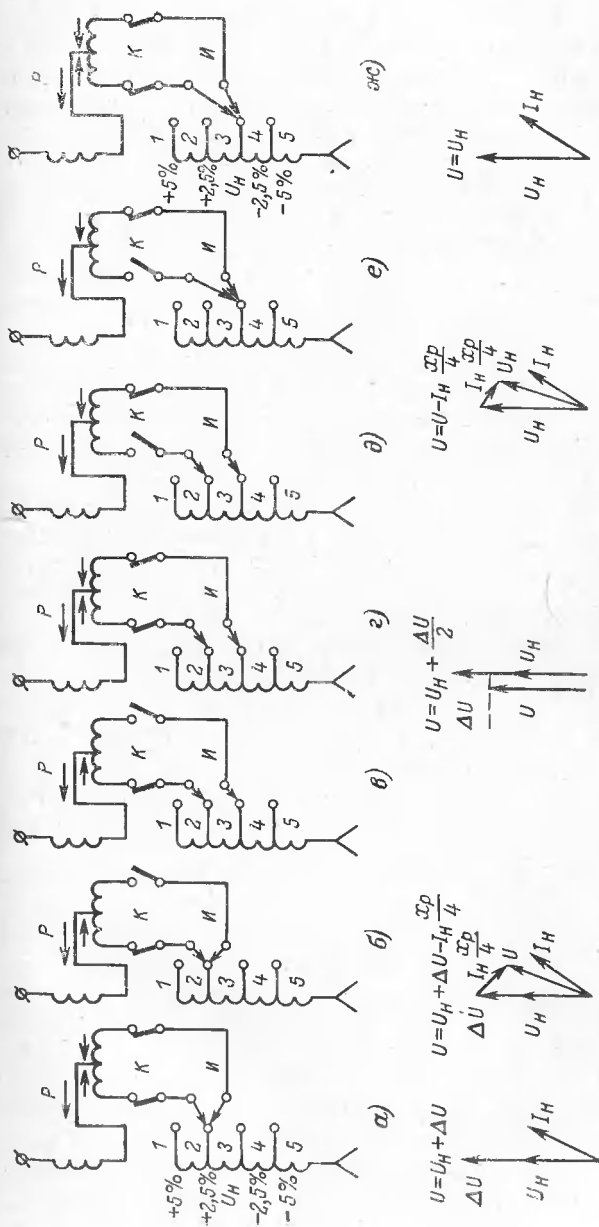


Рис. 9-17. Последовательность работы избирателя и контактора при переходе со 2-й ступени регулирования на 3-ю и векторные диаграммы соответствующих положений.

а — исходное положение на 2-й ступени; б — правый контакт контактора замыкается; в — правый контакт контактора размыкается; г — левый контакт контактора замыкается; д — левый контакт контактора размыкается; е — исходное положение на 3-й ступени.

Дальше все происходит аналогично описанному. Размыкаются левые контакты контактора K , левое плечо реактора гасит образующуюся при этом дугу, а правое плечо в установившемся режиме несет всю токовую нагрузку трансформатора (рис. 9-17,д); обесточенный верхний контакт избирателя I переходит со второго ответвления регулировочной обмотки на третье (рис. 9-17,е), после чего левые контакты контактора замыкаются, приводя схему в исходное положение, при котором трансформатор работает на третьем ответвлении (рис. 9-17,ж), и через токоограничивающий реактор идет уже измененный рабочий ток соответственно изменившемуся напряжению на значение одной ступени регулирования. Промежуточное положение симметричной схемы включения токоограничивающего реактора (рис. 9-17,з) называется положением моста. Разность тока между плечами называется циркулирующим током.

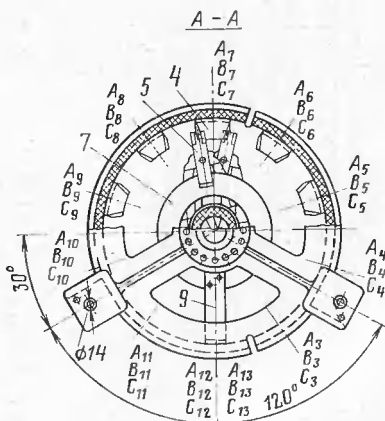
По такой схеме работают все переключающие устройства с токоограничивающими реакторами Московского электрозавода имени В. В. Куйбышева. Но в зависимости от трансформаторов, на которых они устанавливаются, они рассчитаны на разные параметры работы, поэтому они имеют конструктивные различия. Переключающие устройства с токоограничивающими реакторами служат для регулирования напряжения в нейтральной точке трансформаторов и автотрансформаторов и имеют изоляцию классов 10 и 35 кВ.

Характеристики переключающих устройств РПН Московского электрозавода имени В. В. Куйбышева приведены в табл. 9-6.

Наиболее распространенные типы переключающих устройств — это РНТ-13, РНТ-18, РНТ-20 и РНТ-24.

Рассмотрим самое простое переключающее устройство РНТ-9 (рис. 9-18). Оно рассчитано на небольшой ток, поэтому оключаемая мощность невелика и устройство не имеет отдельного контактора, а представляет собой избиратель-контактор, расположенный в отдельном бачке с маслом. Его корпусом является бумажно-бакелитовый цилиндр 3. На его внутренней поверхности расположены неподвижные контакты 4 — по девять парных контактов на каждую фазу. Каждый неподвижный контакт имеет выводную клемму, к которой присоединяется соответствующий регулировочный отвод (клеммы

1



1 — нониусная муфта; 2 — верхний фланец; 3 — изоляционный бумажно-бакелитовый цилиндр; 4 — неподвижный контакт; 5 — подвижный отводящий контакт; 6 — держатель подвижного контакта; 7 — контактная шайба; 8 — изоляционная втулка, насаженная на вал; 9 — отводящий контакт; 10 — нижний фланец.

Переключающие устройства РПН с токоограничивающими реакторами

Переключающее устройство		Число фаз	Количество положений	Номинальный рабочий ток, А	Класс напряжения обмоток, кВ	Избиратель	
Тип	Номер чертёжа установки					Тип	Номер чертёжа
РНО-9-150/10	Б5-142665	1	9	150	10	РНО-9-150/10	Б5-142661 рп1
РНО-9-150/10Т	ББТ.736.037	1	9	150	10	То же	То же
РНТ-9-150/10	Б5-138204 рп1	3	9	150	10	РНТ-9-150/10	Б5-136654 рп1
РНТ-9-150/10Т	ББТ.736.047	3	9	150	10	То же	То же
РНТ-9-150/35	Б5-186666 рп1	3	9	150	35	РНТ-9-150/35	Б5-131176 рп1
РНО-13-625/10	Б5-143006 рп1	1	17	625	10	РНО-13-625/10	Б5-142965 рп1
	Б5-143006 рп2	1	17	625	10	То же	То же
	Б5-143006 рп3	1	9	625	10		
РНО-13-1200/10	Б5-144069	1	9	1200	10	РНО-13-1200/10	Б5-144062 рп1
	ББТ.736.031	1	9	1200	10	То же	То же
РНТ-13-625/35	ББТ.736.027	3	9	300	35	РНТ-13-625/35	Б5-47794
	Б5-113019 рп3	3	9	300	35	То же	То же
	Б5-113019 рп4	3	9	625	35	" "	" "
	Б5-113019 рп5	3	17	625	35	РНТ-13-625/110	Б5-6698 рп1
РНТ-13-625/35/110	Б5-113019 рп1	3	9	300	110*	То же	То же
	Б5-113019 рп2	3	9	300	110	РНТ-13А-625/110	Б5-6698 рп2
РНТ-13А-625/35/110	Б5-154976	3	9	625	110*	РНТ-17-625/35	Б5-94340
РНО-17-625/35	ББТ.736.071	1	49	625	35	РНТ-17-625/35	Б5-8762
РНТ-17-625/35	Б5-168072 рп1	3	49	625	35	РНТ-18-1200/35	Б5-132528 рп1
РНТ-18-1200/35	Б5-133184 рп1	3	22	1200	35	То же	То же
	ББТ.736.018	3	22	1200	35	РНТ-19-625/35	Б5-121672 рп1
РНТ-19-625/35**	Б5-123873 рп1	3	23	625	35		

Продолжение табл. 9-б

Переключающее устройство		Контактор		Привод	
Тип	Номер чертежа установки	Тип	Номер чертежа	Тип	Номер чертежа
РНО-9-150/10	Б5-142665	—	—	МА-2/9	Б5-176805 гр2
РНО-9-150/10Т	6БТ.736.037	—	—	МА-2/9	То же
РНТ-9-150/10	Б5-138204 гр1	—	—	МА-2/9	Б5-176805 гр1
РНТ-9-150/10Т	6БТ.736.047	—	—	МА-2/9	То же
РНТ-9-150/35	Б5-186666 гр1	—	—	МА-2/9	Б5-176805 гр1
РНО-13-625/10	Б5-143006 гр1	РНО-13-625/10	Б5-143622 гр1	МАК-1/17	Б5-175100 гр1
	Б5-143006 гр2	То же	То же	МАК-1/17	То же
	Б5-143006 гр3	" "	" "	МА-1/9	" " гр2
	Б5-144069	РНО-13-625/10	Б5-143622 гр1	МА-1/9	Б5-175100 гр2
	6БТ.736.031	То же	То же	То же	То же
РНО-13-1200/10	6БТ.736.027	РНТ-13-625/35	Э-12472	МА-1/9	Э5-12847
	Б5-113019 гр3	То же	Б5-48000 гр3	То же	Б5-175100 гр2
РНТ-13-625/35	Б5-113019 гр4	" "	То же гр4	" "	То же
	Б5-113019 гр5	" "	" "	МА-1/17	" " гр1
	Б5-113019 гр1	РНТ-13-625/35	Б5-48000 гр1	МА-1/9	Б5-175100 гр2
	Б5-113019 гр2	То же	То же гр3	То же	То же
РНТ-13-625/35/110	Б5-154976	РНТ-13-625/35	Б5-48000 гр4	МА-1/9	Б5-175100 гр2
РНТ-13А-625/35/110	6БТ.736.071	РНО-20	Б5-184300	МА-1/49	Б5-175100 гр6
РНО-17-625/35	Б5-168072 гр1	РНТР-17	Б5-85750 гр1	"	То же
РНТ-17-625/35	Б5-133184 гр1	РНТ-18	Б5-1368 гр2	МП-4/22	Б5-1366 гр2
РНТ-18-1200/35	6БТ.736.018	То же	То же	То же	То же
РНТ-19-625/35**	Б5-123873 гр1	РНТ-18	Б5-1368 гр3	МПК-4/23	Б5-1366 гр4

Переключающее устройство		Автоматическое управление		Номер спецификации чертежей	Напряжение питания привода, В	Номер схемы приводного механизма
Тип	Номер чертежа установки	Тип	Номер чертежа			
РНО-9-10/150	Б5-142665	—	—	ГУ-2144	220/380	Б5-175537
РНО-9-150/10Т	6БТ.736.037	—	—	6БТ.736.070	220/380	ОБТ.364.052
РНТ-9-150/10	Б5-138204 рр1	БАУРПН	С5-186189	ГУ-2118; ГУ-2528	220/380	Б5-175537
РНТ-9-150/10Т	6БТ.736.047	—	—	6БТ.736.068	220/380	ОБТ.364.052
РНТ-9-150/35	Б5-186666 рр1	БАУРПН	С5-186189	ГУ-2529	220/380	Б5-175537
РНО-13-625/10	Б5-143006 рр1	—	—	ГУ-2146	220/380	Б5-175535
	Б5-143006 рр2	—	—	ГУ-2562	220/380	Б5-175535
	Б5-143006 рр3	—	—	ГУ-2576	220/380	Б5-175535
РНО-13-1200/10	Б5-144069	—	—	ГУ-2147	220/380	Б5-175535
	6БТ.736.031	—	—	6БТ.736.032	220/380	Б5-175535
РНТ-13-625/35	6БТ.736.027	БАУРПН	С5-186189	6БТ.736.028	230/400	ОБТ.764.038
	Б5-113019 рр3	То же	С5-189189	ГУ-2522; ГУ-2017	220/380	Б5-175535
	Б5-113019 рр4	—	—	ГУ-2519; ГУ-2018	220/380	Б5-175535
	Б5-113019 рр5	—	—	ГУ-1974	220/380	Б5-175535
РНТ-13-625/35/110	Б5-113019 рр1	БАУРПН	С5-186189	ГУ-2520; ГУ-2114	220/380	Б5-175535
	Б5-113019 рр2	То же	С5-186189	ГУ-2521; ГУ-2015	220/380	Б5-175535
РНТ-13А-625/35/110	Б5-154976	БАУРПН	С5-186189	ГУ-2524; ГУ-2155	220/380	Б5-175535
РНО-17-625/35	6БТ.736.071	—	—	6БТ.736.071Сп	220/380	Б5-175540
РНТР-17-625/35	Б5-168072 рр1	—	—	ГУ-2279	220/380	Б5-175540
РНТ-18-1200/35	Б5-133184 рр1	—	—	ГУ-2084	==220	С5-80064
	6БТ.736.018	—	—	6БТ.736.019	==220	С5-80064
РНТ-19-625/35**	Б5-123873 рр1	—	—	ГУ-1994	==220	Б5-122573

Продолжение табл. 9-б

Переключающее устройство		Число фаз	Количество положений	Номинальный рабочий ток, А	Класс напряжения обмоток, кВ	Избиратель	
Тип	Номер чертежа установки					Тип	Номер чертежа
РНТ-20-625/35 РНТ-20А-625/35	Б5-140113 рп1 Б5-141946 рп2 То же рп1	3 3 3	23 23 23	625 625 625	35 35 35	РНТ-20-625/35 РНТ-20А-625/35 То же	Б5-138800 рп1 Б5-141967 рп1 То же
РНО-20А-625/35 РНТ-20Б-625/35 РНТ-20В-625/35 РНТ-20Г-625/35	Б5-184763 ББТ.736.015 ББТ.736.061 ББТ.736.059	1 3 3 3	23 23 22 22	625 625 625 625	35 35 35 35	РНО-20А-625/35 РНТ-20Б-625/35 РНТ-20В-625/35 РНТ-20Г-625/35	Б5-172440 рп1 ББТ.209.025 ББТ.209.029 ББТ.209.031
РНО-21-625/35 РНТ-21-625/35	Б5-139506 рп1 Б5-148229 ББТ.736.093	1 3 3	23 23 23	625 300 300	35 35 35	РНО-19-625/35 РНТ-19-625/35 То же	Б5-138080 рп1 Б5-121672 То же
РНО-22-625/35	Б5-157566 рп1	1	23	625	35	РНО-18-1200/35	Б5-156230 рп1
РНО-23-625/10 РНТ-23-625/35 РНТ-23-625/35/110	ББТ.736.095 Б5-157326 рп2 То же рп1	1 3 3	17 17 9	625 709 625	10 35 110*	РНО-13-625/101 РНТ-13А-625/35 РНТ-13А-625/110 РНТ-13-625/110 РНТ-13-1200/35	Б5-149965 рп1 Б5-154977 рп1 Б5-6698 рп2 То же ББТ.013.004
РНТ-23-1200/35	ББТ.736.003	3	9	1200	35		
РНО-24-625/35 РНТ-24-625/35	Б5-184361 Б5-166767 рп1 ББТ.736.025	1 3 3	23 23 23	625 625 625	35 35 35	РНО-19-625/35 РНТ-19-625/35 То же	Б5-138080 рп1 Б5-121672 рп1 То же

Переключающее устройство			Контактор		Привод	
Тип	Номер чертежа установки	Тип	Номер чертежа	Тип	Номер чертежа	
РНТ-20-625/35 РНТ-20А-625/35	Б5-140113 гр1 Б5-141946 гр2 То же гр1	РНТ-20-625/35 То же " "	Б5-163628 гр1 То же " "	МА-1/23 То же " "	Б5-175100 гр10 То же " "	
РНО-20А-625/35 РНТ-20Б-625/35 РНТ-20В-625/35 РНТ-20Г-625/35	Б5-184763 ББТ.736.015 ББТ.736.061 ББТ.736.059	РНО-20А-66 РНТ-20-625/35 РНТ-20 То же	Б5-184300 Б5-163628 То же " "	МАК-1/23 То же МАК-1/22Д/у То же	Б5-175100 гр19 То же гр13 " " гр14 " "	
РНО-21-625/35 РНТ-21-625/35	Б5-139506 гр1 Б5-148229 ББТ.736.093	РНО-13-625/35 РНТ-13-625/35 То же	Б5-138320 гр2 Б5-48000 гр3 То же	МАК-1/23 То же " "	Б5-175100 гр9 То же гр13 " "	
РНО-22-625/35	Б5-157566 гр1	РНО-13-625/35	Б5-138320 гр3	МАК-1/23	Б5-185100 гр9	
РНО-23-625/10 РНТ-23-625/35 РНТ-23-625/35/110	ББТ.736.095 Б5-157326 гр2 То же гр1	РНО-20 РНТ-20-625/35 То же " " " "	Б5-184300 Б5-163628 гр1 То же " " " "	МАК-1/17 МА-1/17 МА-1/9 То же " " " "	Б5-185100 гр11 Б5-185100 гр1 То же гр2 " " " "	
РНТ-23-1200/35	ББТ.736.003	" "	" "	" "	" "	
РНО-24-625-35 РНТ-24-625/35	Б5-184361 Б5-166767 гр1 ББТ.736.025	РНО-20А-66 РНТ-20-625/35 То же	Б5-184300 Б5-163628 гр1 То же	МА-1/23 МАК-1/23 То же	Б5-175100 гр10 То же гр13 " "	

Переключающее устройство		Автоматическое управление		Номер спецификации чертежей	Напряжение питания привода, В	Номер схемы приводного механизма
Тип	Номер чертежа установки	Тип	Номер чертежа			
РНТ-20-625/35 РНТ-20А-625/35	Б5-140113 гр1 Б5-141946 гр2 То же гр1	БАУРПН	С5-186189	ГУ-2517; ГУ-2262 ГУ-2461 ГУ-2263	220/380 220/380 220/380	Б5-175535 То же "
РНО-20А-625/35 РНТ-20Б-625/35 РНТ-20В-625/35 РНТ-20Г-625/35	Б5-184763 6БТ.736.015 6БТ.736.061 6БТ.736.059	—	—	ГУ-2552 6БТ.736.016 6БТ.763.062 6БТ.736.060	220/380 220/380 220/380 220/380	" ОБТ.364.042 ОБТ.364.051 "
РНО-21-625/35 РНТ-21-625/35	Б5-139506 гр1 Б5-148229 6БТ.736.093	—	—	ГУ-2121 ГУ-2164 6БТ.736.094	220/380 220/380 220/380	Б5-175535 То же "
РНО-22-625/35 РНО-23-625/10 РНТ-23-625/35 РНТ-23-625/35/110	Б5-157566 гр1 6БТ.736.095 Б5-157326 гр2 То же гр1	— БАУРПН То же	— С5-186189 То же	ГУ-2219 6БТ.736.096 ГУ-2528 ГУ-2518 ГУ-2418	220/380 220/380 220/380 220/380 220/380	Б5-184535 ОБТ.364.033 Б5-175535 То же "
РНТ-23-1200/35 РНО-24-625/35 РНТ-24-625/35	6БТ.736.003 Б5-184361 Б5-166767 гр1 6БТ.736.025	" " То же " —	" " То же " —	6БТ.736.004 ГУ-2487 ГУ-2265 6БТ.736.026	220/380 220/380 220/380 220/380	" " Б5-175535 То же ОБТ.364.042

Примечание. Таблица составлена по данным действующей нормы Московского электрозавода имени В. В. Куйбышева.

* Переключающие устройства устанавливаются в нейтраль обмотки 110 кВ.

** В новых конструкциях трансформаторов не применяются.

на него с двух сторон изоляционными втулками 8. На валу при помощи специальных держателей 6 закреплены подвижные контакты 5. На каждую фазу их два, они расположены не строго друг под другом, а имеют угловое смещение, равное 18° , благодаря которому достигается необходимая очередность их работы и размер моста (когда при переключении ответвлений передний подвижный контакт касается уже нового неподвижного контакта, а задний — еще старого). Специального контактора у этого переключающего устройства нет, и эти контакты разрывают и замыкают токовую цепь. Поэтому у каждого подвижного контакта по две контактные пластины (ламели), прижимающиеся друг к другу под действием пружин, а на конце у них — дугостойкие металлокерамические наконечники. Подвижный контакт ножевого типа, помещается между наконечниками.

Переключающее устройство крепится тремя кронштейнами верхнего фланца к стальной плите, на которой расположен приводной механизм МА-1/9 с электродвигателем переменного тока мощностью 270 Вт.

Вал приводного механизма соединен с валом избирателя через нониусную муфту 1, позволяющую производить регулировку переключающего устройства при ревизиях, а также после замены рабочих элементов при его ремонте.

Непрерывное вращение привода преобразуется в прерывистое вращение вала самого переключающего устройства при помощи мальтийской передачи. Последняя будет рассмотрена при описании других типов переключающих устройств с токоограничивающими реакторами.

Простота конструкции, надежность в работе и легкость регулировки — главные достоинства устройства РНТ-9, благодаря которым оно, будучи разработано очень давно, до сих пор производится и устанавливается на трансформаторах. Однако его применение ограничивается небольшим током и на трансформаторах выше III габарита оно применяться не может.

На трансформаторах IV габарита классов напряжения 35 и 110 кВ применяются переключающие устройства с токоограничивающими реакторами, имеющие номинальный рабочий ток 300, 625, 709 и 1200 А (табл. 9-6). Все они принципиально и конструктивно очень мало различаются. Рассмотрим наиболее распространенные

элементы, которыми комплектуются разные переключающие устройства.

На рис. 9-19, а показана кинематическая схема устройства РНТ-20 на 23 ступени регулирования с предвыбирателем (реверсором). На схеме условно показана одна фаза автотрансформатора, соединенная со двояным избирателем ответвлений $И1$ и $И2$, токоограничива-

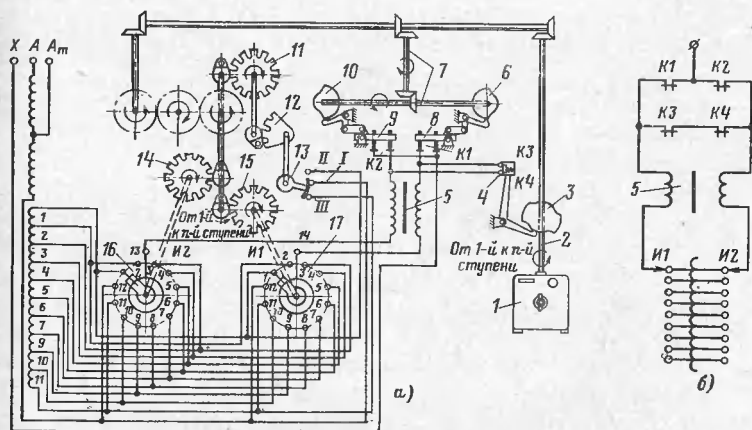


Рис. 9-19. Схемы переключающего устройства типа РНТ-20.

а — кинематическая и монтажная; б — электрическая; 1 — приводной механизм; 2 — главный вертикальный вал; 3 — двусторонний кулачок; 4 — дугогасительные контакты; 5 — реактор; 6 и 10 — односторонние кулачки; 7 — валы контактора; 8 и 9 — главные контакты контактора; 11, 14, 15 — полизубые мальтийские шестерни; 12 — неполнозубая мальтийская шестерня; 13 — реверсор; 16 и 17 — части двоянного избирателя.

ющим реактором 5 и контакторным устройством $K1—K2$ и $K3—K4$. Рассмотрим работу этого переключающего устройства и сравним его схему со схемой переключающего устройства РНТ-13, наиболее широко распространенного в трансформаторах класса напряжения 110 кВ. От приводного механизма 1 вращательное движение передается главному вертикальному валу 2, от него с помощью двустороннего кулачка 3 — спаренным дугогасительным контактам $K3—K4$ и одновременно через систему зубчатых конических, цилиндрических и мальтийских передач на контакторные валы 7. При поворотах валов 7 включаются главные контакты 8 и 9, которые соединены с разветвленными на две части обмотками токоограничивающего реактора 5. Замыкание и размыкание

главных контактов контактора производится двумя плоскими односторонними кулачками 6 и 10, которые повернуты относительно друг друга на угол 180° . За время одного переключения каждая пара главных контактов замыкается и размыкается 1 раз, а дугогасительные контакты 4—2 раза. Мальтийские шестерни (мальтийские кресты) 11 через неполнозубую мальтийскую шестерню 12 управляют механизмом реверсора 13. Мальтийские шестерни 14 и 15 служат для передачи вращательного движения изоляционным валам с подвижными контактами сдвоенного избирателя 16 и 17.

Все зубчатые передачи устройства имеют передаточные числа 1 : 1, поэтому за один оборот вертикального вала совершается один оборот горизонтального вала, на котором установлены поводки мальтийских шестерен. За это время каждая мальтийская полнозубая шестерня, имеющая двенадцать пазов, поворачивается на $\frac{1}{12}$ оборота. После того как шестерня 11 повернется на $\frac{11}{12}$ оборота, считая от первого нормального положения переключающего устройства, поводок, насаженный на ее ось, повернет неполнозубую шестерню 12 и переключит предызбиратель (реверсор) из положения I—III в положение I—II. При этом контакты избирателя переключатся с одиннадцатой ступени регулировочной обмотки на двенадцатую.

В отличие от переключающего устройства РНТ-13 (оно работает по схеме на рис. 9-17) в устройстве РНТ-20 реактор не имеет общей точки и работает по мостовой схеме, показанной на рис. 9-19,б. Шунтирование реактора обеспечивается спаренными дугогасительными контактами КЗ и К4, которые в рабочем положении замкнуты. При такой схеме в первую очередь размыкаются одни из главных контактов К1 или К2, затем размыкаются оба дугогасительных контакта КЗ и К4. В этот момент обесточенный контакт избирателя (И1 или И2) передвигается на одну ступень. Замыкание контактов происходит в обратной последовательности.

Трехфазное контакторное устройство РНТ-20 состоит из двух частей. На гетинаксовой плите с одной стороны размещены медные главные контакты ножевого типа, а с другой — металлокерамические дугогасительные контакты. Отключение и включение главных контактов осуществляется двумя плоскими кулачками, расположенными по концам горизонтального контакторного вала. Ду-

гогасительные контакты управляются двусторонним кулачком, расположенным на валу, сочлененном с главным вертикальным валом переключающего устройства. От кулачковых механизмов контакты изолированы бумажно-бакелитовыми тягами. Главные контакты расположены на стороне плиты, обращенной внутрь бака трансформатора, а дугогасительные — во внешнем баке, таком же, как у контактора РНТ-13.

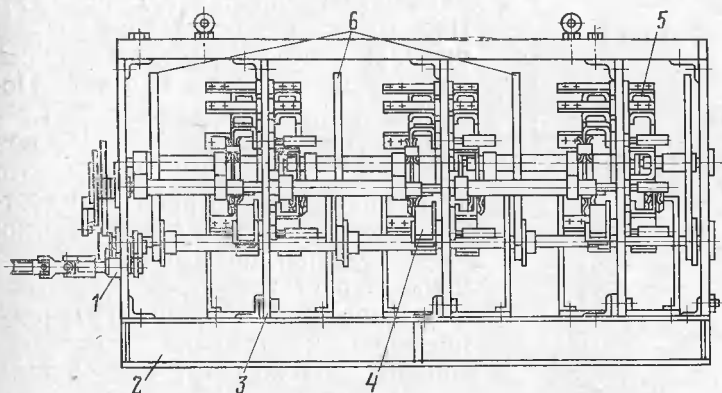


Рис. 9-20. Избиратель РНТ-20.

1 — входной вал; 2 — рама; 3 — гетинаксовая плита; 4 — реверсор; 5 — неподвижные контакты; 6 — мальтийские шестерни.

Контакторное устройство РНТ-20 благодаря наличию дополнительной пары контактов на каждой фазе обладает повышенной отключающей способностью. Им комплектуются все современные переключающие устройства: РНТ-20, РНТ-20А, РНТ-23 и РНТ-24 (табл. 9-6), устанавливаемые на мощных трансформаторах 35 и 110 кВ.

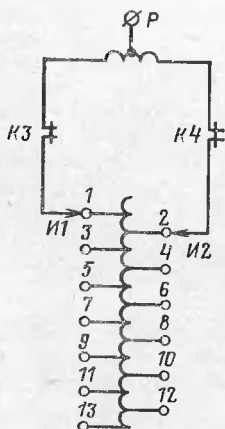
В избирателе РНТ-20 (рис. 9-20) три однофазных избирателя закреплены на общей раме 2. Неподвижные контакты 5, предызбиратель (реверсор) 4 и весь механизм с текстолитовыми мальтийскими шестернями 6 и другими элементами размещены на гетинаксовых опорных плитах 3. Работа механизма осуществляется от привода через входной вал 1.

Получили распространение также избиратели РНТ-18 и РНТ-19. Они также имеют 23 нормальных положения, но РНТ-18 с предызбирателем (реверсором), а РНТ-19 с грубой и тонкой регулировкой. Эти избира-

тели в отличие от прямой схемы включения избирателя РНТ-20 (рис. 9-19,б) можно включать по схеме со сдвигом (рис. 9-21), увеличивая диапазон регулирования напряжения.

Переключающее устройство РНТ-13 и пришедшее ему на смену РНТ-23 комплектуются избирателем РНТ-13, который может работать и с полным циклом, и с половинным. Работа с полным циклом описана ранее (рис. 9-17). При этом соседним ступеням регулирования соответствуют положения, показанные на рис. 9-17,а и ж. Положение, показанное на рис. 9-17,з — промежуточное, нерабочее. Но при работе с половинным циклом это положение является рабочим и соответствует самостоятельной ступени регулирования, при котором напряжение регулировочной обмотки трансформатора равно среднему значению напряжений, соответствующих положениям, показанным на рис. 9-17,а и ж. Такая работа переключающего устройства называется еще работой с мостами.

Рис. 9-21. Схема расположения регулировочных ответвлений со сдвигом.



Переключающие устройства РНО-13, РНТ-13, РНО-23 и РНТ-23, работающие с полным циклом, имеют 9 положений, а с половинным циклом — 17. Контактор РНТ-13 (РНО-13) прост и надежен. Все контакты (три пары правых и три пары левых) расположены на одной стороне гетинаксовой плиты, обращенной внутрь контакторного бачка. Подвижные контакты приводятся в движение кулачковым механизмом. Одному обороту кулачкового вала соответствует переключение на одну ступень при работе избирателя полным циклом или на две ступени — половинным циклом.

Контакторами РНТ-13 и РНО-13 комплектуются переключающие устройства РНТ-13, РНО-13, РНТ-21, РНО-21 и РНО-22.

С переключающими устройствами РНТ-18 и РНТ-19 применяется контактор РНТ-18, который представляет собой несколько модернизированный контактор РНТ-2 с усиленными главными и дугогасительными контактами.

Из вышеописанного видно, что отечественные переключающие устройства с токоограничивающими реакторами, сконструированные из разных избирателей и контакторов, различающихся между собой характеристиками и конструкциями, могут устанавливаться на всех трансформаторах 35 и 110 кВ независимо от их назначения: на силовых общего назначения, на электропечных, вольтодобавочных и других специальных трансформаторах, а некоторые и на трансформаторах 150 и 220 кВ.

Разработаны и специальные переключающие устройства для электропечных трансформаторов, например РНТР-17 с раздельной пофазной регулировкой с грубыми и тонкими ступенями на 49 рабочих положений.

Электрические параметры токоограничивающего реактора задаются расчетной запиской трансформатора. Индуктивное сопротивление реактора у каждого трансформатора должно иметь свое значение; оно зависит от мощности и класса напряжения трансформатора, от ступени регулирования напряжения, от схемы включения реактора и от режимов его работы. При режиме работы половинным циклом с мостами (например, у переключающего устройства РНТ-13 на 17 положений) индуктивность рассчитывается по допустимому циркулирующему току, при котором реактор может работать длительно без опасных нагревов.

Конструктивно реакторы всех переключающих устройств одинаковы (рис. 9-22). Магнитопровод 4 собран из пластин электротехнической стали (как правило, горячекатаной). Стержни разделены на секции, между которыми проложены электрокартонные прокладки 3. На

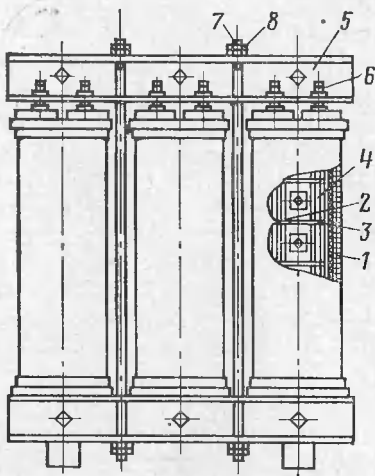


Рис. 9-22. Реактор устройств РПН типа РНТ.

1 — обмотка; 2 — ленточное заземление; 3 — электрокартонная прокладка; 4 — магнитопровод; 5 — верхнее накладное ядро; 6 — прессующий болт; 7 — стяжные шпильки; 8 — гайка и контргайка.

стержни насажены цилиндрические обмотки 1. Стержни соединяются накладными ярмами 5 и стягиваются шпильками 7 с гайками и контргайками 8. Обмотки подпрессовываются болтами 6. Реактор крепится на активной части трансформатора.

Для приведения в действие всех элементов переключающего устройства при переключении с одной ступени на другую в необходимой последовательности и с нужной скоростью служит приводной механизм.

Наибольшее распространение получил приводной механизм типа МА-1 (МА-1/9; МА-1/17; МА-1/23), выпускаемый Московским электрозаводом (табл. 9-6). Знаменатель дроби в обозначении типа приводного механизма показывает количество положений, на которое он выполнен (их может быть от 6 до 49). Указанные приводные механизмы позволяют переключать вручную и от электропривода. Они имеют механическую часть — это система элементов для передачи вращения на валы избирателя и контактора и электрическую часть — схему силовой цепи, а также цепей управления, защиты и блокировки электродвигателя.

Механическая часть была рассмотрена при описании работы переключающего устройства РНТ-20 (рис. 9-19). Общее передаточное число от вала электродвигателя к выходному валу может быть разным — от 20 до 80.

Приводной механизм располагается в коробке, которая крепится на баке трансформатора под контакторным бачком на уровне, позволяющем удобно пользоваться рукояткой при ручном переключении ответвлений.

Общий вид приводного механизма МА-1 показан на рис. 9-23,а, а его кинематическая схема — на рис. 9-23,б, где указаны передаточные числа всех элементов схемы.

У приводных механизмов применяются электродвигатели разной мощности (до 1 кВт). Ранее применялись в основном двигатели постоянного тока, имевшие простую схему торможения, хорошие пусковые свойства, но обладавшие серьезными недостатками: значительным износом контактов коммутирующих элементов, а также необходимостью в мощных источниках постоянного тока для их работы. Современные приводные механизмы выпускаются почти исключительно с асинхронными двигателями с короткозамкнутым ротором и с питанием всех силовых цепей и цепей управления переменным током напряжением 380/220 В.

На рис. 9-24 показана схема приводного механизма переменного тока. Схема достаточно надежна и гибка: она позволяет осуществлять немедленный пуск механиз-

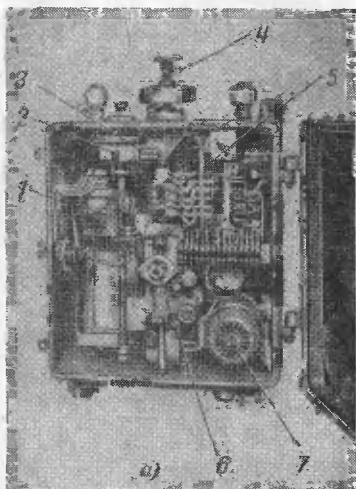
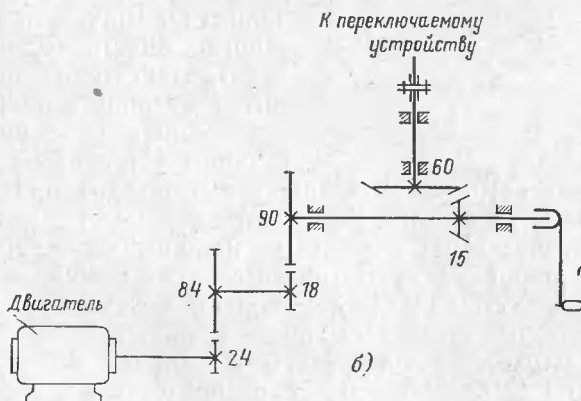


Рис. 9-23. Приводной механизм МА-1.

а — общий вид; *б* — кинематическая схема; 1 — лампа освещения; 2 — указатель положений; 3 — счетчик числа переключений; 4 — главный вертикальный вал; 5 — барабан контроллера; 6 — вал рукоятки; 7 — электродвигатель.



ма в сторону переключения на больший или на меньший номер ответвления (соответственно кнопками управления $KY1-n$ или $KYn-1$) и точную остановку на фиксированном положении (благодаря контроллеру KP и

Рижский опытный завод «Латвэнерго» изготавливает и поставляет БАУРПН трансформаторным заводам, которые выполняют только привязку его к приводному механизму в зависимости от места установки блока (чаще всего на главном щите электростанции).

Автоматическое управление РПН может осуществляться и другими схемами автоматики совместно с управлением технологическим процессом, питаемым трансформатором.

9-8. ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ И КОНСТРУКЦИИ УСТРОЙСТВ РПН С ТОКОГРАНИЧИВАЮЩИМИ РЕЗИСТОРАМИ

Все большее распространение на отечественных трансформаторах находят устройства РПН с токоограничивающими резисторами (активными сопротивлениями) и быстродействующими контакторами.

Вытеснение переключающими устройствами этого типа устройств с токоограничивающими реакторами обуславливается их существенными конструктивными и эксплуатационными преимуществами перед последними:

1. Громоздкий и тяжелый реактор заменен в них сравнительно легкими малогабаритными резисторами, которые обычно являются конструктивной частью контактора, в то время как реактор устанавливается в баке трансформатора отдельно от остальных частей переключающего устройства. Изоляция обмотки реактора от его магнитопровода должна быть выбрана на полное напряжение переключающего устройства, так как весь реактор невозможно изолировать от земли. Класс изоляции этих переключающих устройств не превышает 35 кВ, а на 110 кВ строить переключающее устройство с токоограничивающим реактором уже невыгодно.

2. Переключающим устройствам с активными токоограничивающими сопротивлениями свойственны сравнительно более легкие условия гашения электрической дуги в контакторе.

Для разных трансформаторов применяются переключающие устройства разных типов, отличающиеся своими параметрами, которые приведены в табл. 9-7.

Переключающие устройства РНТА-1 — это контакторы-избиратели «Армэлектрозавода» имени В. И. Ленина.

Т а б л и ц а 9-7
Устройства РПН с активными токоограничивающими сопротивлениями (резисторами)

Тип РПН	Тип исполнения	Количество фаз и схема соединения	Номинальный рабочий ток, А	Рабочее напряжение ступени, В	Число ступеней и схема регулирования	Класс напряжения обмотки трансформатора, кВ
РНТА-1	РНТА-1-10/63 РНТА-1-35/20	3, У и 3, III	63 20	100	12 с предъизбирателем (реверсором)	10 35
РНТА-2	РНТА-2-10-400 РНТА-2-35/630* РНТА-2-35/1250* РНТА-2-35/320	3, У и III То же 3, III 3, У и III	400 630 1250 320	200 550 550 550	16 с предъизбирателем (реверсором) или одной грубой ступенью То же 12 с предъизбирателем или одной грубой ступенью или 18 с предъизбирателем или двумя грубыми ступенями	10 35 35 35
РНТА-3*	РС-3-35/400 РС-3-110/400 РС-3-110/630 РС-3-150/400 РС-3-220/400 РС-3-330/120	3, У То же " " " " " " " "	400 400 630 400 400 120	800 960 1185 1350 1370 1400 2350	Табл. 9-8 То же " " " " " " " "	35 110 110 150 220 330
РНТА-4*	РНТА-4-35-1000	3, У	1000	1500	16 с предъизбирателем (реверсором)	110

Продолжение табл. 9-7

Тип РТН	Тип исполнения	Количество фаз и схема соединения	Номиналь- ный рабочий ток, А	Рабочее напряжение ступеней, В	Число ступеней и схема регулирования	Класс на- пряжения обмотки трансфор- матора, кВ
РНТА-4*	SDV-35/630**	3, Y	630	—	17 с предвзбирателем (реверсором)	110
	SDV-35/1250**	3, Y	1250	—	То же	110
	SCV-35/1100**	3, Y и III	1100	—	" "	35
РНОА	РНОА-35/1000	1, I	1000	630	40 с предвзбирателем (реверсором)	35
	РНОА-110/1000	1, I	1000	1500	12 с предвзбирателем (реверсором)	110
	ЗРНОА-110/1000	3, III	1000	1920	12	110
	РНОА-220/2000	1, I	2000	2100	12 и 16	220
	SAV-110/1600**	1, I и 3, III	1600	—	17 с предвзбирателем (реверсором)	110
	SAV-220/1600**	1, I и III	1600	2920	То же	220
	РНОА-220/3000	1, I и 3, III	3000	1950	16	220
РНТАВ	РНОА-330/2000	1, I и 3, III	2000	—	12 и 16	330
	РНТА-10/400 В	3, III	400	170	10 или 19 с предвзбирателем	10
	РНТА-35/1000 В	3, III	1000	550	То же	35
	РНТА-110/1250 В	3, III	1250	1500	12	110

* Поставляются из НРБ.

** Поставляются из ГДР.

Переключающие устройства РНТА-2 изготавливает Запорожский трансформаторный завод и устанавливает их наравне с устройствами РПН с токоограничивающими реакторами на трансформаторы 10 и 35 кВ.

Переключающие устройства РНТА-3 и РНТА-4 изготавливаются софийским заводом «Васил Коларов» и известны под названием «болгарские переключатели РС-3». Они будут подробно рассмотрены ниже.

Переключающие устройства РНТА-В свердловского завода «Уралэлектротяжмаш» основаны на применении вакуумных дугогасительных камер и устанавливаются на мощных трансформаторах для преобразовательных установок.

Переключающие устройства РНОА Запорожского трансформаторного завода.

На рис. 9-25 приведены электрическая и кинематическая схема переключающего устройства РНОА для регулирования под нагрузкой в линии 110 кВ.

Приводной механизм *а* может применяться такой же, как и для рассмотренных выше переключающих устройств с токоограничивающими реакторами. С его выходного вала через коническую передачу *б*, червячную передачу *в* и цилиндрические зубчатые передачи *г* и *д* вращение передается на вал контактора *е* и на вал избирателя. На последнем установлены поводки *з* и *и* мальтийских передач нечетных *к* и *л* избирателей. От вала мальтийской шестерни нечетного избирателя через неполнозубую мальтийскую передачу *м* приводится в действие предызбиратель (реверсор) *н*.

Для быстродействующих переключающих устройств РНОА разработан приводной механизм типа ПДП-4У, снабженный двухступенчатым червячным редуктором с передаточным числом 225 и временем переключения 10 с. Для этих устройств не требуется высокая точность остановки, поэтому специальных систем торможения здесь не предусмотрено.

Все переключающие устройства РНОА однофазные. Исключение составляет устройство ЗРНОА-110/1000, которое устанавливается на трехфазных трехобмоточных трансформаторах и автотрансформаторах мощностью 125—200 МВ·А классов напряжения 220—330 кВ для регулирования напряжения в линии 110 кВ. Оно состоит из трех усиленных однофазных устройств РНОА-110/1000, работающих синхронно.

Избиратель состоит из двух половин: верхней и нижней. К неподвижным контактам верхней половины подсоединены нечетные ответвления регулировочной обмотки, а нижней — четные (по 6 ответвлений); 13-е ответвление соединено через отвод с разрядником. Разрядник типа РВЭ-25 служит для защиты переключающего устройства от перенапряжений. Избиратель работает в баке с маслом (около 2400 кг), изолированным от масла

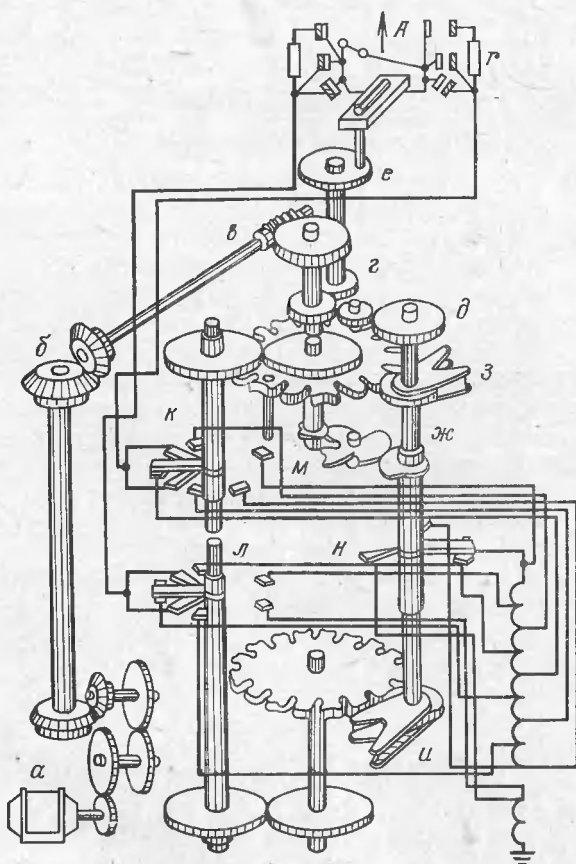


Рис. 9-25. Кинематическая и электрическая схема быстродействующего переключающего устройства ЗТЗ.

а — приводной механизм; *б* — коническая передача; *в* — червячная передача; *г* и *д* — цилиндрические зубчатые передачи; *е* — вал контактора; *ж* — вал избирателя; *з*, *и* — поводки мальтийских передач; *к* — нечетный избиратель; *л* — четный избиратель; *м* — исполнозубая мальтийская передача; *н* — реверсор.

в баке трансформатора. Бак контактора соединен с расширителем трансформатора. Подвижные контакты обеих половин избирателя соединены через отводы с шинами контактора. Механически избиратель и контактор связаны стальным валом, вставленным в бумажно-бакелитовую трубу. На трубу надеты еще два бакелитовых цилиндра, в которых проходят отводы. На крышке бака избирателя установлен кожух с трансформаторами тока.

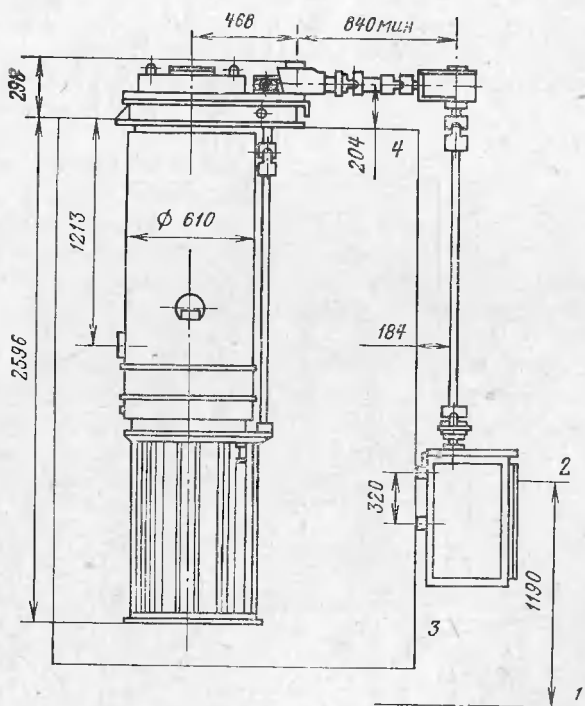


Рис. 9-26. Устройство РПН с токоограничивающим сопротивлением типа РНОА-110/1000.

1 — уровень головок рельсов; 2 — ось рукоятки; 3 — стенка бака трансформатора; 4 — крышка трансформатора.

Между кожухом и контактором расположена фарфоровая рубашка. В бак контактора также заливается масло (150 кг), в котором работают контакты и горит электрическая дуга.

Фазы устройства ЗРНОА-110/1000 изготавливаются отдельно от трансформатора.

Длительная эксплуатация трансформаторов с этими устройствами показала их низкую надежность (отсутствие герметичности).

Более прогрессивным является устройство РНОА-110/1000 погружной конструкции (рис. 9-26). Оно устанавливается непосредственно в баке трансформатора. Разработана модификация установки его и в отдельном баке, пристраиваемом к баку трансформатора. Его масляный объем соединяется с расширителем трансформатора через газовое реле.

Все переключающие устройства РНОА имеют аналогичную конструкцию и одинаковую схему. В них применена симметричная схема с двумя сопротивлениями, известная под названием схемы флаг или схемы Ян с е н а. Ее работа показана на рис. 9-27.

В нормальном рабочем положении переключающего устройства (рис. 9-27,а) ток проходит через контакты *И1* избирателя и контакты *К1* контактора. При переключении в первую очередь происходит переход подвижного контакта *И2* (при отсутствии тока) на ответвление, соответствующее следующему положению переключающего устройства (рис. 9-27,б). Затем происходит быстрое перебрасывание контактора в другое положение. При этом сначала размыкаются контакты *К1* (рис. 9-27,в) и нагрузочный ток проходит через сопротивление r_1 ; контакты *К1* производят разрыв дуги при полном нагрузочном токе. Затем замыкаются контакты *К3* и образуется «мост» (рис. 9-27,г) аналогично тому, как это имеет место в переключающем устройстве с токоограничивающим реактором. Через каждый из резисторов проходит половина нагрузочного тока; кроме того, появляется циркулирующий ток, вызванный разностью напряжений на соседних ответвлениях регулировочной обмотки трансформатора. После этого контакты *К2* размыкаются, отключая ток, равный сумме (или разности) половины нагрузочного тока и циркулирующего тока (рис. 9-27,д); затем замыкаются контакты *К4*, шунтирующие сопротивление r_2 , и переключение заканчивается (рис. 9-27,е).

Контакты переключающих устройств с токоограничивающими сопротивлениями выполняются быстродействующими; переключение всех контактов происходит в течение сотых долей секунды, так как сопротивления рассчитаны только на кратковременное прохожде-

ние тока; в противном случае при переключении выделялись бы большие тепловые потери. Быстродействие контактов достигается расположением подвижных контактов; конфигурацией рычагов, на которых крепятся подвижные контакты; применением мощных пружин, под действием которых происходит переключение.

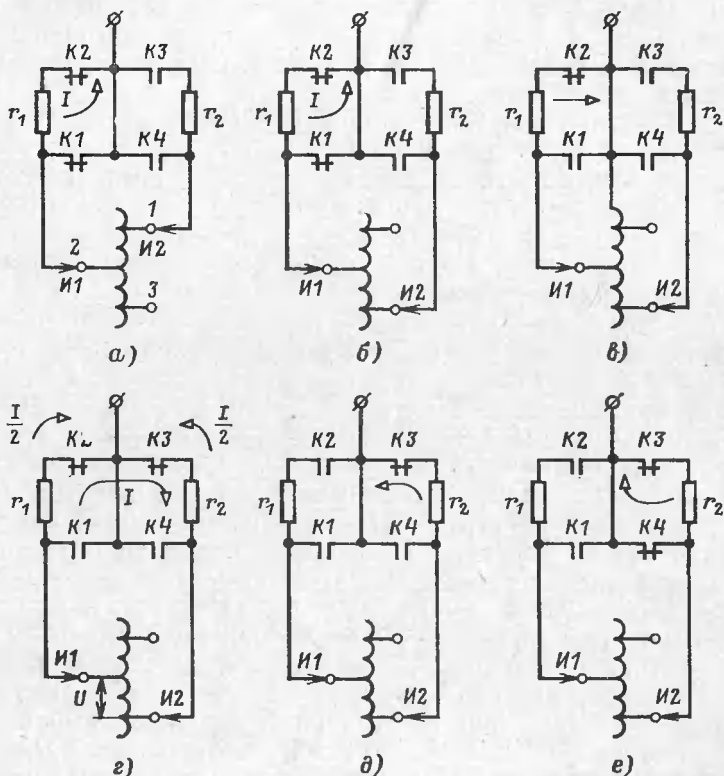


Рис. 9-27. Схема работы переключающего устройства при симметричном включении токоограничивающих сопротивлений.

a — исходное положение на 2-й ступени; *б* — переход правого подвижного контакта избирателя с 1-го ответвления на 3-е; *в* — размыкание левых главных контактов контактора $K1$; *г* — замыкание правых дугогасительных контактов контактора $K2$; *д* — размыкание левых дугогасительных контактов контактора $K4$; *е* — замыкание правых главных контактов контактора $K1$.

На рис. 9-28 показана простейшая схема работы быстродействующего контактора тумблерного типа. Нижние контакты — это главные, а верхние — дугогасительные. Вспомогательные контакты, имеющиеся у контак-

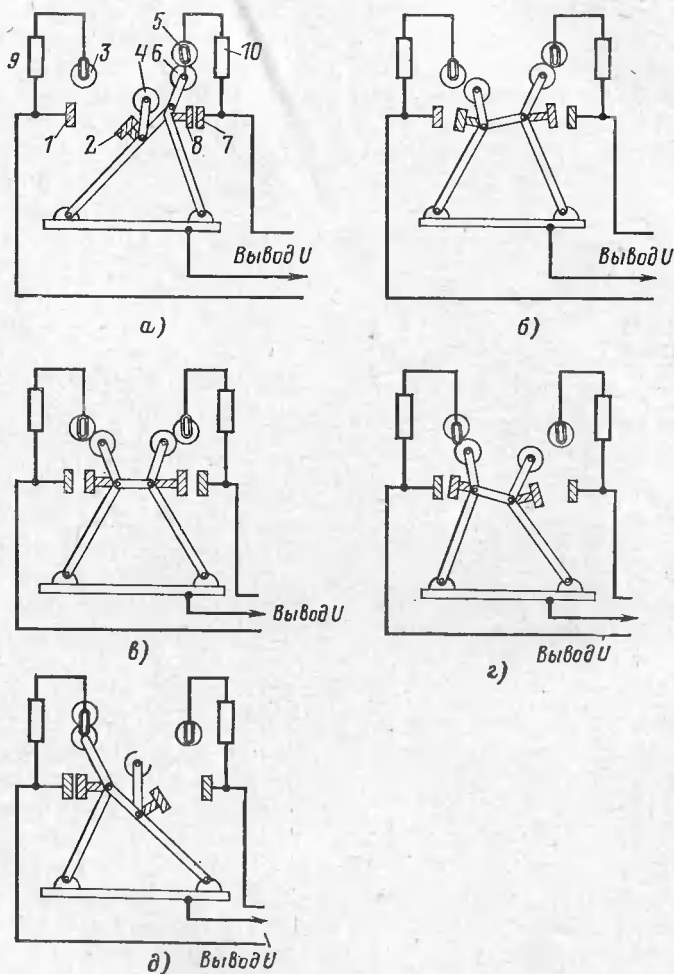


Рис. 9-28. Схема последовательной работы быстродействующего контактора тумблерного опрокидывающегося типа.

а — исходное положение; б — размыкание главных контактов 7 и 8; в — положение «моста»; г — размыкание дугогасительных контактов 5 и 6; д — замыкание главных контактов 1 и 2; 1 и 7 — главные неподвижные контакты; 2 и 8 — главные подвижные контакты; 3 и 5 — дугогасительные неподвижные контакты; 4 и 6 — дугогасительные подвижные контакты; 9 и 10 — резисторы.

тора КНОА-110/1000, на рисунке для упрощения не показаны, они включены параллельно с главными и работают почти одновременно с ними: размыкаются на мгновение позже, а замыкаются — раньше. Положения рычагов и контактов контактора и направление тока в каждом положении на рис. 9-28, а—д соответствуют положениям работы схемы на рис. 9-27, б—е.

Неподвижные контакты контактора шинопроводом соединены с выводом, заканчивающимся контактной

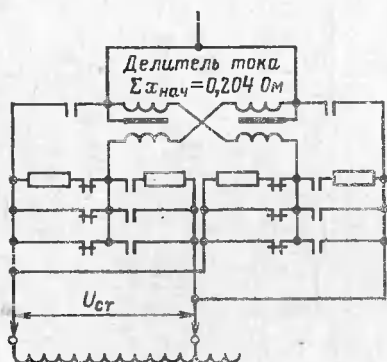


Рис. 9-29. Схема включения механизмов сдвоенного контактора типа КНОАС-220/2000 через делитель тока.

пластиной, с которой соединяется линейный провод сети 110 кВ. Таким образом, фаза переключающего устройства ЗРНОА-110/1000 служит как бы маслонаполненным вводом 110 кВ. Конструкция и схема работы всех переключающих устройств типа РНОА почти не отличаются от рассмотренного — вся серия РНОА — КНОА строится из унифицированных узлов различных типов исполнений. Переключающие устройства классов напряжения 220 и 330 кВ на номинальные рабочие токи 2000 и 3000 А выполняются сдвоенными. Выемная часть устройства РНОА-220/2000 состоит из двух параллельно работающих механизмов контакторов, каждый из которых способен коммутировать половину номинального тока устройства. Для обеспечения одновременности размыкания контакторов обоих механизмов подвижные рычаги соответствующих плеч соединены синхронизирующими связями. Механизмы контакторов включаются через делитель тока — рис. 9-29.

Болгарские переключающие устройства типа РС-3 широко применяются в трансформаторостроении Советского Союза. Они разработаны по примеру фирм «Рейнхаузен» (ФРГ) и «Эллин» (Австрия), выпускающих так называемые ступенчатые регуляторы напряжения самых различных модификаций. На рис. 9-30 показан регулятор фирмы «Рейнхаузен» типа

ЕШ1000 У (трехфазный, на ток 1000 А, на 18 и 35 положений, для регулирования в нулевой точке обмотки 250 кВ). Все элементы этого переключающего устройства, находящиеся в баке трансформатора, скомпонованы в одно целое. Они бывают трехфазного и однофаз-

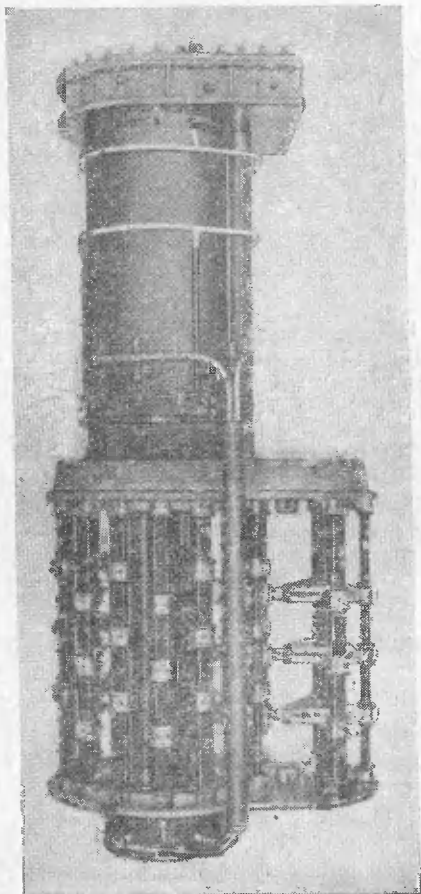


Рис. 9-30. Ступенчатый регулятор напряжения фирмы «Рейнхаузен».

ного исполнения. Трехфазные устройства применяются для регулирования напряжения в нейтрали обмотки трехфазного трансформатора, соединенной в звезду, но могут применяться и при соединении обмотки в треугольник, а также по автотрансформаторной схеме.

Переключающие устройства РС-3 имеют разные исполнения, различающиеся схемами соединения ответвлений регулировочной обмотки, количеством положений и техническими характеристиками (табл. 9-8).

Переключающие устройства выполняются с предызбирателями, которые могут быть реверсорами или иметь грубые ступени. Есть исполнения без предызбирателей.

Предызбиратель включает или выключает регулировочные витки ступеней грубого регулирования обмотки (число витков ступени грубого регулирования обмотки равно числу витков основной регулировочной обмотки или отличается от него на одну ступень). Реверсор (предызбиратель, который может реверсировать регулировочную часть обмотки) осуществляет сложение или вычитание э. д. с. основной обмотки и регулировочных ступеней.

Схемы с грубыми ступенями и с реверсором по диапазону регулирования равноценны, но при схеме с грубыми ступенями уменьшаются нагрузочные потери трансформатора.

Избиратель производит бестоковое переключение с работающего положения на соседнее.

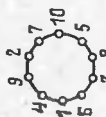
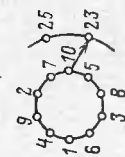
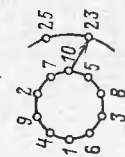
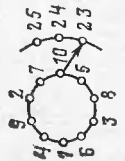
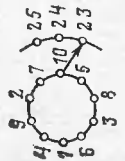
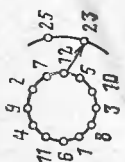
Контактор осуществляет перенос нагрузки на выбранное избирателем ответвление.

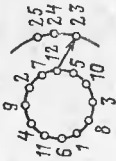
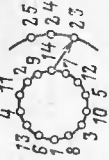
Работа избирателя и контактора аналогична работе избирателя и контактора переключающих устройств РНОА (рис. 9-27).

Конструкция переключающего устройства РС-3 с предызбирателем показана на рис. 9-31. Основными элементами устройства являются верхний несущий фланец 1, закрепляемый на крышке или верхней части бака трансформатора колокольного типа; командный вал 2, связанный с системой шестеренчатых и мальтийских передач, передающих движение на валы избирателя, предызбирателя и контактора; корпус 3 контактора 4, представляющий собой герметично закрытый изоляционный цилиндр, в который встроен механизм переключения контактора и токоограничивающие константановые сопротивления 5; фланец избирателя 6, в котором размещен блок зубчатых и мальтийских шестерен избирателя 7 и предызбирателя 8.

Избиратель представляет собой цилиндрическую клетку, состоящую из гетинаксовых реек, на которых закреплены в шесть рядов неподвижные медные контак-

Технические характеристики переключающих устройств РС-3

Число ступеней регулирования	9	± 8	± 9	± 8	± 9	± 11	± 10	± 11
Расположение и нумерация контактов избирателя, предъизбирателя (реверсора)								
Обозначение основной схемы	10 10 O	10 19 3 O 10 19 1 O	10 19 3 O 10 19 1 O	10 19 3 Г 10 19 1 Г	12 12 O	12 23 3 O 12 23 1 O		
Число положений избирателя	10	10	10	10	10	12	12	12
Число рабочих положений устройства	10	19	19	19	19	12	23	23
Число средних положений устройства	0	3	1	3	1	0	3	1
Наличие предъизбирателя с грубой ступенью (Г) или в виде реверсора (O)	—	O	O	Г	Г	—	O	O

Число ступеней регулирования	± 10	± 11	13	± 12	± 13
Расположение и нумерация контактов избирателя, предвыборителя (реверсора)					
Обозначение основной схемы	12 23 3 Г	12 23 1 Г	14 14 О	14 27 3 О	14 27 1 О
Число положений избирателя	12	12	14	14	14
Число рабочих положений устройства	23	23	14	27	27
Число средних положений устройства	3	1	0	3	1
Наличие предвыборителя с грубой ступенью (Г) или в виде реверсора (О)	Г	Г	—	О	О

ты 9. Для каждой фазы предусмотрено два ряда контактов: к верхнему ряду подсоединяются четные, а к нижнему — нечетные регулировочные ответвления. На каждый ряд неподвижных контактов приходится один подвижный контакт 10.

Шесть подвижных контактов приводятся в движение двумя изоляционными валами 12 (одним — нечетные контакты трех фаз, а другим — четные). Подвижные контакты перемещаются вокруг центральной трубы 13. С подвижных контактов ток отводится на контактные диски 11, размещенные на центральной трубе, а с них — на контактор. Концы изоляционных планок с неподвижными контактами прочно закреплены между нижним 15 и верхним 6 фланцами. На изоляционном цилиндре 16 размещены шпильки 17, к которым подсоединяются отводы от нулевых точек обмотки трансформатора. Провода от шпилек проходят внутри трубы 13 и подсоединяются к дискам 11.

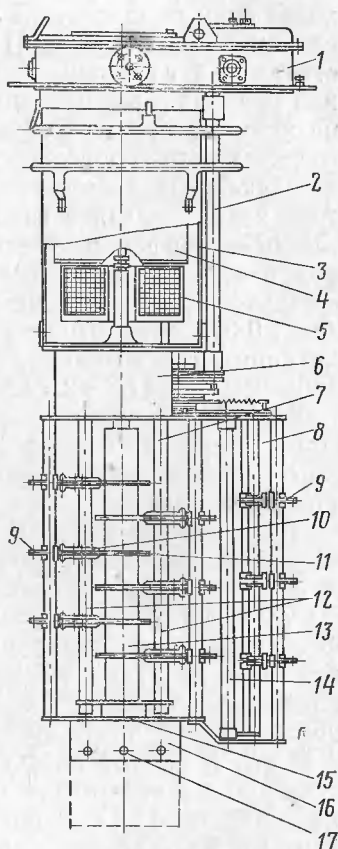
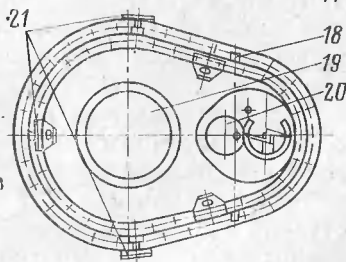


Рис. 9-31. Переключатель РС-3 с предызбирателем.

1 — верхний фланец; 2 — командный вал; 3 — корпус контактора; 4 — контактор; 5 — токоограничивающие сопротивления; 6 — верхний фланец избирателя; 7 — избиратель; 8 — предызбиратель; 9 — неподвижные контакты; 10 — подвижный контакт; 11 — контактный диск; 12 — изоляционные валы; 13 — центральная труба; 14 — поворотный вал предызбирателя; 15 — нижний фланец избирателя; 16 — изоляционный цилиндр; 17 — шпилька; 18 — приводной вал; 19 — предохранительная мембрана; 20 — окно указателя положений; 21 — патрубki для присоединения маслопроводов.



Предызбиратель состоит из трех гетинаксовых реек, закрепленных между плитами. На каждой рейке размещены неподвижные контакты, на каждую фазу предусмотрено три контакта. Для каждого ряда неподвижных контактов на поворотном валу 14 закреплено по одному подвижному контакту. Несущий фланец выполнен разъемным (с крышкой). Горизонтальный вал 18, выступающий из фланца, позволяет присоединять к нему вал привода с той или другой стороны фланца. Во фланце имеются три патрубка 21. Один из них служит для соединения трубопроводом 8 (см. рис. 5-6) контакторного бачка переключателя с расширителем 2 трансформатора через защитное газовое реле 9 типа RS-1000, другой 10 — с сифоном, предназначенным для взятия пробы или слива масла; третий патрубок — запасной, его заглушают пробкой. В крышке фланца имеется окно 20 (рис. 9-31) для цифрового указателя положения и предохранительная мембрана 19, выдерживающая давление 180—250 кПа (1,8—2,5 кгс/см²).

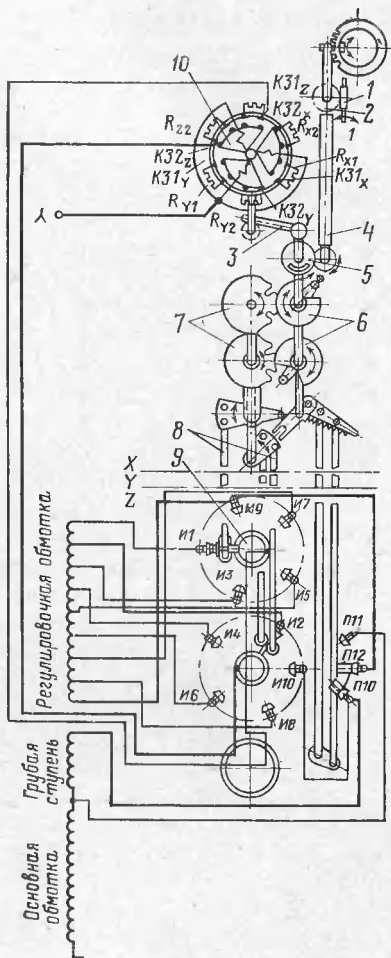
Масло в расширителе, подпитывающее бачок контактора, отделено от всего объема расширителя, соединенного с баком трансформатора, перегородкой 3 и фильтром 4 (см. рис. 5-6).

Работу всего переключающего устройства проследим по кинематической схеме, приведенной на рис. 9-32, где для наглядности показано соединение только одной фазы трансформатора — переключения ответвлений других фаз происходят одновременно и аналогично. Прохождение тока на схеме показано жирными линиями. Переключение происходит при перебросе токовой нагрузки контактором с нечетной ступени на четную — с контакта *K31* (*X*, *Y* или *Z*) на контакт *K32* (*X*, *Y* или *Z*) или с четной на нечетную — с контакта *K32* (*X*, *Y* или *Z*) на контакт *K31* (*X*, *Y* или *Z*). Для всех четных ступеней контактор всегда включен на контакт *K32* (*X*, *Y* или *Z*), для всех нечетных — на контакт *K31* (*X*, *Y* или *Z*). Переброс происходит мгновенно, в течение сотых долей секунды.

На схеме контакты избирателя включены на вторую ступень регулировочного ответвления обмотки, нечетные контакты находятся в нерабочем положении, контактор включен на контакт *K32*. При переключении со второй ступени на третью прежде всего начинают работать подвижные контакты нечетного ряда избирателя — они пе-

Рис. 9-32. Кинематическая схема переключающего устройства РС-3 с предызбирателем.

1 — вал приводного механизма; 2 — червячная передача; 3 — зубчатая рейка; 4 — командный вал; 5 — цилиндрическая зубчатая передача; 6 — двоянные диски; 7 — малый шестерни; 8 — валы избирателя и предызбирателя; 9 — подвижные контакты избирателя; 10 — контактор.



реходят с первой ступени на третью. Движение передается с вала приводного механизма 1 через червячную передаточную 2 на командный вал 4, а с него — через шестерни 5 (с передаточным отношением 2:1) на контактор 10 и на вал нечетного ряда контактов избирателя. В пружине контактора создается натяжение и контактор с помощью большой шестерни 5 и зубчатой рейки 3 подготавливается к переключению. Сдвоенные диски 6 с роликами и мальтийские шестерни 7 обеспечивают последовательность движения валов 8 избирателя и предизбирателя. Подвижные контакты 9

избирателя не нагружены рабочим током, и они, не нарушая цепи, переходят с первой ступени на третью. После этого пружина контактора мгновенно перебрасывает токовую нагрузку с контакта $K32$ на контакт $K31$. Во время срабатывания механизма контактора регулировочные катушки обмотки кратковременно замыкаются на токоограничивающие резисторы.

Если после переключения со второй ступени на третью необходимо вновь переключать трансформатор с третьей ступени на вторую, переключается только кон-

тактор, а валы избирателя при этом не поворачиваются благодаря свободному ходу между шестерней 5 и диском 6. Контакттор применяется секторного (роторного) типа. Он так же, как и тумблерный, является быстродействующим. Неподвижные четные и нечетные контакты закреплены на изоляционном цилиндре, а подвижные — на трех секторах. На каждом секторе имеются по четыре контактные системы: по два главных контакта медных и по два дугогасительных, изготовленных из металлокерамики. Длительно замкнутыми могут быть только главные контакты, а дугогасительные (они еще называются вспомогательными, не следует их путать с вспомогательными контактами тумблерных контакторов) замыкаются только при работе контактора и сразу же размыкаются, ограничивая нагрузочный ток токоограничивающими резисторами только в момент переброса нагрузки с одного главного контакта на другой.

Приводной механизм переключающего устройства имеет планетарный редуктор с передаточным числом 4, а выходной вал привода вращается с частотой около 350 об/мин. Для одного переключения выходной вал должен сделать 33 оборота. Продолжительность переключения от электродвигателя составляет 5,6 с. Переключения от электродвигателя производятся дистанционно, с расстояния до 3 км, или при помощи кнопочного управления в механизме. Допускается и ручное переключение — съемной рукояткой. В приводе предусмотрены сигнальные и предохранительные устройства. Включение определенной ступени фиксируется в самом приводе и одновременно дистанционно с помощью специального стрелочного указателя типа логометра.

При низкой температуре воздуха внутреннее пространство привода обогревается четырьмя нагревателями по 125 Вт с терморегулятором. Электродвигатель непосредственно связан с механизмом силовой передачи, встроенным в герметично закрытую коробку, залитую веретенным маслом. Слева от коробки находится механическое управление с электрической блокировкой и концевыми выключателями, справа — электрическое управление, сигнализация и термоэлементы.

9-9. КРУГОВЫЕ ДИАГРАММЫ ПЕРЕКЛЮЧАЮЩИХ УСТРОЙСТВ РПН

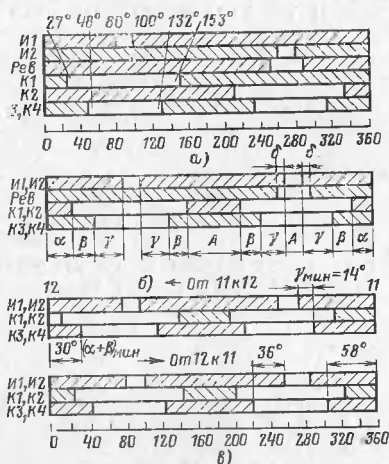
Переключающее устройство в целом — это сложный комплекс разных частей и механизмов, каждый из которых надежно выполняет свою функцию только при правильном взаимодействии всех

элементов. Четкая последовательность работы всех, даже самых мельчайших, деталей — основной залог надежности работы всего переключающего устройства. Ввиду важности этой последовательности установлен критерий исправной работы переключающего устройства — это его круговая диаграмма, показывающая порядок замыкания и размыкания всех контактов устройства при повороте рукоятки приводного механизма.

Диаграмма называется круговой (или угловой), так как она строится в зависимости от угла поворота входного вала приводного механизма и охватывает целый оборот вала. Но для удобства пользования ею она имеет форму не круга, а линейного графика, отградуированного в градусах от 0 до 360°. Диаграмма может быть полной, когда каждой паре контактов соответствует свой график, и совмещенной когда каждым двум парам симметричных контактов соответствует один график: двум парам контактов избирателя, двум парам главных и двум парам вспомогательных контактов контактора. Контакты предызбирателя имеют свой график.

В качестве примера на рис. 9-33 показана типовая диаграмма работы контактов переключающего устройства РНТ-20-625/35 (рис. 9-19,б), имеющего реверсор. Заштрихованные участки каждого графика (полосы) обозначают области замкнутого состояния контактов, а незаштрихованные — разомкнутого. Границы участков соответствуют моментам размыкания и замыкания контактов. По круговой диаграмме можно установить опережение или запаздывание замыкания и размыкания обоих контактов относительно других, а также относительно нормального (нулевого) положения входного вала (как правило, вертикального вала привода) переключающего устройства. Эти соотношения измеряются углами, изображенными на совмещенной диаграмме (рис. 9-33,б). Рассмотрим, что обозначает каждый угол.

1) α — угол поворота вала от нормального положения до момента размыкания пары главных контактов ($K1$ или $K2$) контактора (рис. 9-19,б) или от момента замыкания контактов до ближайшего нормального положения. Минимально допустимый размер этого угла определяется из условия достаточно хорошего контакта: слишком малое значение угла приводит к тому, что в нормальном положении переключающего устройства одна из пар главных контактов контактора будет не полностью замкнута, что может быть



причиной ее чрезмерного нагрева при нормальной нагрузке или выхода из строя при коротком замыкании.

2) β — угол от момента замыкания пары главных контактов контактора до момента размыкания ее дугогасительных контактов ($K3$ или $K4$ на рис. 9-19,б) или угол между моментами замыкания этих пар контактов. Если этот угол слишком мал, то в дальнейшем вследствие механического и электрического износа контактов он может уменьшиться до нуля. Это приведет к одновременному замыканию или размыканию главных и дугогасительных контактов, что недопустимо, так как главные контакты не предназначены для разрыва токовой цепи и дуга на них возникать не должна.

3) γ — угол от момента замыкания дугогасительных контактов контактора до момента размыкания пары контактов избирателя $I1$ или $I2$ или угол между моментами замыкания этих контактов. Этот угол и соответствующее ему время переключения должны быть достаточными для того, чтобы полностью исключалась возможность появления дуги на контактах избирателя.

4) δ — угол между моментами замыкания или размыкания контактов избирателя и предызбирателя (реверсора). Поскольку предызбиратель работает в таких же условиях, как и избиратель, этот угол также определяется требованием недопустимости появления дуги на его контактах. Если зоны разомкнутого состояния контактов избирателя и предызбирателя располагаются симметрично (рис. 9-33,б), то общая зона размыкания контактов не увеличивается и обеспечиваются необходимые углы запаса.

5) A — суммарный угол замкнутого или разомкнутого состояния контактов, зависящий только от кинематики переключающего устройства. Заметное отклонение угла A от нормального значения указывает на износ элементов кинематики. Оно встречается редко и легко обнаруживается. Угол A имеет гораздо меньшее практическое значение, чем остальные углы.

Круговая диаграмма снимается при вращении вала приводного механизма в обе стороны (рис. 9-33,а).

Сопоставление круговых диаграмм прямого и обратного хода имеет целью определить люфт, измеряемый углом Φ в градусах и вычисляемый как разность между одноименными углами при прямом и обратном ходе. Этот угол в разных местах диаграммы может быть разным. Критерием работы кинематики является максимальный люфт.

Все углы круговой диаграммы должны находиться в пределах допустимых значений, установленных для каждого типа переключающего устройства и указанных в заводской документации. Изменение этих углов производится в процессе наладки и регулировки переключающего устройства (§ 9-11).

9-10. РЕМОНТ ПЕРЕКЛЮЧАЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПБВ

Устанавливаемые на мощных высоковольтных трансформаторах устройства ПБВ — в основном барабанного типа — отличаются большой надежностью в работе. Поэтому при восстановительном ремонте трансформатора устройство ПБВ подвергается, как правило, только ревизии, т. е. чистке, осмотру и проверке работы. Шлам, осевший на деталях переключателя ответвлений, очи-

щают кистью и ветошью, смоченной чистым маслом. Контактные поверхности деталей протирают ветошью, смоченной в бензине, удаляя пленку, образующуюся на поверхности от сернистого масла.

При обнаружении черных следов подгаров следует обязательно найти их источник. Это могут быть оплавления на стержнях и контактных кольцах переключателя ответвлений (имеется в виду переключающее устройство типа П). Их причиной может быть ослабление пружин всех или нескольких колец, непараллельность прилегания кольца к стержню из-за механического износа (точечный контакт вместо линейного). При больших оплавлениях на кольцах их следует заменить новыми заводского изготовления. Для этого надо вынуть ось колец из пазов коленчатого вала, предварительно оттянув ее двумя плоскими крючками. Ослабшие пружины колец следует также заменить новыми (заводского изготовления). Незначительные оплавления на поверхности колец можно зачистить мелкой стеклянной шкуркой. Также зачистить можно и стержни. Следует помнить, что гальваническая пленка никеля, которой покрыты сопрягаемые поверхности латунных колец и стержней, имеет толщину всего около 20 нм и ее не следует снимать совсем, иначе кольца и стержни быстро придут в негодность. Стержни, имеющие оплавления, допускается не зачищать и не заменять, а просто повернуть вокруг своей оси, чтобы кольца при работе переключателя ответвлений сопрягались с неповрежденной частью их поверхности. При этом надо обязательно закрепить их в новом положении от самопроизвольного поворота.

При ревизии переключающего устройства непосредственно на активной части осматривают состояние его крепления к деревянным стойкам и стоек к ярмовым балкам, при необходимости подтягивают крепления. Обращают внимание на возможное скручивание деревянной штанги, что может вызвать плохой контакт. Если переключающее устройство при ремонте трансформатора демонтируется со своего места, то проверка крепления производится при его монтаже. Осматривается привод, надежность его фиксации на всех положениях, состояние сальниковой набивки. Последнюю заменяют, если есть течь масла и ее невозможно устранить подтягиванием болтов (рис. 11-32), а резиновые уплотнения заменяют в любом случае.

Выше приведены технологические указания по ремонту наиболее распространенных устройств ПБВ — типа П. Примерно так же ремонтируются и другие устройства ПБВ. Если есть дистанционный привод или ручной боковой привод, то производится осмотр всех его элементов, а также проверка работы всей кинематической схемы переключающего устройства.

При реконструкции и модернизации трансформаторов часто устанавливается новое устройство ПБВ (или его раньше на трансформаторе не было, или старое не подходит по параметрам, или оно вышло из строя и подлежит замене и т. п.). В этом случае специально разрабатывается конструкция установки и крепления как самого устройства, так и его привода.

Переключающее устройство устанавливается, как правило, новое, полученное с завода. К нему предъявляются все требования, установленные ГОСТ 17500-72, в том числе и в части проведения контрольных испытаний.

Для устройств ПБВ устанавливаются следующие обязательные испытания: 1) измерение силы контактного нажатия; 2) измерение сопротивлений элементов токоведущего контура; 3) измерение крутящего момента; 4) проверка последовательности действия контактов и механизмов; 5) испытание электрической прочности изоляции.

Эти испытания, если не все, то некоторые из них, могут проводиться на заводе-изготовителе; в этом случае при наличии протокола о их проведении в сопроводительной документации они при ремонте не проводятся. Если устанавливается старое переключающее устройство, работавшее на этом или на другом трансформаторе, то измеряют силу контактного нажатия и проверяют последовательность действия контактов и механизмов (для переключающих устройств с дистанционным или боковым ручным приводом). Измерение крутящего момента специально не проводится, а пробуются переключения от руки. Усилие на рукоятке привода при ручном управлении не должно превышать 200 Н (20 кгс). Испытания электрической прочности изоляции проводятся совместно с контрольными испытаниями всего трансформатора после ремонта.

Сила контактного нажатия измеряется динамометром или специальным прибором с тензометрическим датчи-

ком. Допускается пользоваться стандартными гирями или грузом, сила тяжести которых при помощи неподвижного блока направляется вдоль силы контактного нажатия (навстречу ей). Момент размыкания контактов фиксируется сигнальной лампой, включенной через испытываемые контакты, или с помощью пластинки толщиной не более 0,1 мм, зажатой между контактами. Каждую пару контактов испытывают по три раза, и каждый раз производят по три переключения. Разброс показаний должен быть не более 10%. Сила контактного нажатия должна находиться в пределах допусков, установленных для каждого типа устройства ПБВ. Методы испытаний переключающих устройств устанавливает ГОСТ 8008-70.

9-11. РЕМОНТ ПЕРЕКЛЮЧАЮЩИХ УСТРОЙСТВ РПН С ТОКООГРАНИЧИВАЮЩИМИ РЕАКТОРАМИ

Переключающие устройства с реакторами, работающие на отечественных трансформаторах давно, зарекомендовали себя надежными и износоустойчивыми. Они сконструированы с учетом возможных перегрузок трансформатора и благодаря значительному запасу механической и электрической прочности способны выдерживать большие электродинамические и тепловые воздействия при коротких замыканиях. Поэтому у ремонтируемых трансформаторов все элементы переключающих устройств большей частью бывают исправны.

Однако четкая и надежная работа переключающего устройства зависит не только от исправности его отдельных узлов. Каждый из узлов — и реактор, и предызбиратель, и избиратель и контактор, и приводной механизм, состоящий из элементов кинематики и электропривода, — может быть исправен, но небольшие отклонения от правильной последовательности их работы могут не только быть причиной ненормальной работы всего переключающего устройства, но и привести к значительным повреждениям некоторых узлов, в результате которых может произойти авария трансформатора при переключении ответвлений.

Сложная взаимосвязь между узлами переключающего устройства может легко нарушиться в результате небрежности при разборке, сборке, ремонте или замене некоторых деталей новыми. Большие люфты в каждом элементе могут привести к полному нарушению взаи-

модействия всех узлов устройства и вызвать необходимость повторного вскрытия трансформатора.

Обычно основные неисправности переключающего устройства известны из эксплуатационной документации. Кроме того, в комплексе обязательных предварительных испытаний трансформатора, выполняемых при дефектировке, входит снятие круговой диаграммы работы переключающего устройства в обе стороны. По этой диаграмме судят о состоянии переключающего устройства и устанавливают объем необходимого ремонта.

Если углы $\alpha + \beta$, γ , δ и θ находятся в допустимых пределах, то переключающее устройство работает правильно и подлежит лишь ревизии и мелкому ремонту отдельных элементов. В этом случае перед разборкой сочлененных деталей следует нанести на них риски, по которым будет проводиться сборка, чтобы все детали после сборки заняли такое же положение. В большинстве случаев такие риски уже имеются на деталях (по ним выполнялась сборка переключающего устройства на трансформаторном заводе). Их необходимо совместить, установив переключающее устройство на определенном ответвлении, при этом рукоятка приводного механизма должна занимать вертикальное положение ручкой вверх или вниз. Если углы круговой диаграммы выходят за пределы допустимых, то переключающее устройство подлежит регулировке. Наладка и регулировка производятся после ремонта при сборке устройства.

При дефектировке необходимо выявить причины несвоевременного замыкания или размыкания тех или иных контактов.

Наиболее вероятные причины — это увеличенные люфты в следующих соединениях: 1) шарнирные муфты; 2) другие виды муфт; 3) шарнирные соединения рычагов и тяг; 4) кулачковые механизмы; 5) мальтийские передачи; 6) зубчатые передачи; 7) шпоночные и штифтовые соединения.

В процессе переключений могут возникнуть неисправности в результате нагаров в контактных соединениях. Если в контакторе обнаружены контакты, обгоревшие сверх допустимых значений (толщина их стала меньше 7 мм), их заменяют новыми запасными. Толщина всех одноименных контактов должна быть одинаковой; при разной толщине изменяется время включения и отключения контактов контактора. Поэтому при частичной

замене контактов должна производиться регулировка всех контактов.

Подгар контактов не всегда является признаком неисправности контактора. Причиной подгаров может быть плохое качество масла в его бачке. Кроме того, если при эксплуатации трансформатора электрическим приводом не пользовались, а переключения под нагрузкой производили только вручную, подгары контактов могли произойти от слишком продолжительного времени горения дуги на дугогасительных контактах.

Наличие переходных сопротивлений в контактах — явление неизбежное; прохождение тока через переходное сопротивление вызывает нагрев контактов, вследствие чего может подгорать масло, могут оплавляться и свариваться контакты. При небольших следах оплавления контактную поверхность зачищают мелкой шлифовальной шкуркой, сильно оплавленные контакты заменяют. Объем ремонта контактора уставнавливают при дефектировке. В большинстве случаев бачок контактора с бака трансформатора не снимают, а промывают его горячим маслом и протирают ветошью, чтобы удалить остатки старого масла, в котором горела дуга, а также следы нагара на панели контактора. Если нет необходимости заменить контакты, то и сам контактор не вынимают из бачка, а мелкий ремонт, наладку и все проверки измерения производят непосредственно на месте.

Осмотр приводного механизма и всех элементов кинематической схемы производят особенно тщательно, так как здесь наиболее вероятное место большинства неисправностей.

При осмотре приводного механизма (рис. 9-23, а) подтягивают гайки и контргайки, проверяют состояние контактов в промежуточных реле, концевом выключателе и на контроллере 5. Проверяют, есть ли смазка в масленках приводного механизма, в подшипниках электродвигателя 7 и в других трущихся деталях. Проверяют состояние (износ) мальтийских, цилиндрических и конических шестерен и всех трущихся частей рычагов и тяг. Проверяют исправность ручного привода и блокировки. При нажатии на рукоятку, надетую на вал 6 привода, рычаг должен размыкать блокировочный выключатель и расцеплять шестерни электропривода. При проверке люфтов обращают внимание не только на их размер, но и на положение ведущих элементов относительно ведомых.

мых в нормальном положении — в середине люфтов: это обеспечивает одинаково четкую работу механизма в ту и другую сторону.

Увеличенные люфты должны быть устранены. Для этого разбирают механизм; дефектируют его отдельные детали с целью проверки их исправности и выявления мест и степени износа и выработки (зубцов шестерен, пазов мальтийских крестов, осей, посадочных мест и пр.); поврежденные или изношенные детали по возможности восстанавливают. Детали, не годные для ремонта, заменяют новыми, запасными или изготовленными по заводскому исполнению и тщательно подгоняют по месту.

При работе переключающего устройства от электропривода иногда возможен недоход или переход соответствующей ступени регулирования. Эта неисправность часто возникает от неправильного положения пальцев на барабане контроллера и из-за неточной работы реле РКС. В некоторых конструкциях, особенно в трансформаторах старых серий, пальцы на барабане контроллера закреплены в неустойчивом положении, их необходимо отрегулировать и закрепить; для ослабления торможения пальцы перемещают в сторону вращения барабана, а для усиления торможения — в обратную сторону. Тормозное реле регулируют натягом пружины специальными двумя винтами, находящимися под съемной крышкой в торцевой части реле. Если регулировкой контроллера и РКС недоход или переход устранить не удастся, следует заменить всю схему с РКС другой, более совершенной схемой торможения (например, схемой динамического торможения).

При ревизии переключающих устройств с токоограничивающими реакторами большое внимание обращают на состояние реактора. Основной его неисправностью часто бывает ослабление прессовки элементов магнитопровода 4 (рис. 9-22). В этом случае при эксплуатации трансформатора наблюдается повышенный гул, который резко усиливается в процессе переключений. Если при ремонте трансформатора не предусматривается замена обмоток реактора, то после осмотра состояния обмоток, изоляции и паяк проверяют степень усадки электрокартонных прокладок 3 между элементами стержней магнитопровода. При необходимости подтягивают верхнее ярмо. Перед подтяжкой ярма предварительно полностью ослабляют прессовку обмоток 1, отвернув все прессую-

щие болты 6. Этот метод определения слабины между элементами магнитопровода довольно грубый, поэтому подтяжку верхнего ярма надо производить очень внимательно, следя за числом поворотов гаек. Если при подтягивании шпилек отмечена небольшая усадка ярма (1—1,5 мм), достаточно подложить под его стыки электрокартонные прокладки соответствующей толщины. Для установки прокладок отвертывают контргайки и гайки 8 и осторожно снимают верхнее накладное ярмо 5. При этом следят, чтобы не были нарушены ленточные заземления 2, вставленные между отдельными элементами магнитопровода. При снятом верхнем ярме целостность заземлений можно установить мегаомметром. Через канал между обмоткой и стержнем осматривают выступающие кромки прокладок, освещая канал переносной лампой. При разрушении прокладок и нарушении заземлений магнитопровод полностью разбирают. После сборки реактора проверяют его индуктивное сопротивление, которое должно соответствовать данным расчетной записки. Индуктивное сопротивление реактора может измениться при отклонении толщины набора прокладок между элементами магнитопровода, а это недопустимо; при уменьшении индуктивности увеличится циркулирующий ток в положении «моста» при переключениях отвлений и реактор будет чрезмерно нагреваться, а при увеличении будут увеличиваться падения напряжения на реакторе, что приведет к резким колебаниям напряжения регулировочной обмотки трансформатора.

Испытывают реактор в процессе ремонта трансформатора. При этом проверяют сопротивление изоляции обмоток и стяжных шпилек магнитопровода мегаомметром, сопротивление обмоток постоянному току, отсутствие витковых замыканий и подгаров. Все электрические измерения производят так же, как у обычного трансформатора.

Все узлы переключающего устройства имеют много деталей из электроизоляционных материалов и нормально рассчитаны на длительную работу в трансформаторном масле. При ревизии и ремонтных работах их бывает необходимо вынуть из масла. Следует соблюдать условие, чтобы суммарное время пребывания избирателей, контакторов и реакторов на воздухе не превышало 16 ч. В противном случае эти элементы необходимо сушить. Сушка переключающего устройства производит-

ся, как правило, вместе с активной частью трансформатора. Режим сушки зависит от класса напряжения обмотки и всегда бывает достаточным для элементов переключающего устройства. Сушка в отдельности переключающего устройства рассмотрена в § 9-12. Но лучше избиратель, контактор и реактор не увлажнять, а держать в сосудах с сухим трансформаторным маслом.

9-12. ОСОБЕННОСТИ РЕМОНТА ПЕРЕКЛЮЧАЮЩИХ УСТРОЙСТВ ППН С ТОКООГРАНИЧИВАЮЩИМИ РЕЗИСТОРАМИ

В принципе дефектировка, ремонт и наладка этих переключающих устройств производится почти так же, как и устройств с токоограничивающими реакторами. Однако в виду более тяжелых условий, в которых работают рассматриваемые устройства, к ним предъявляются более жесткие требования и их ревизия является более ответственной. Контактторы этих переключающих устройств быстродействующие, и малейшие увеличения люфтов в кинематике приводного механизма могут привести к серьезным повреждениям всего переключающего устройства.

Круговая диаграмма устройства с быстродействующим контактором снимается методом осциллографа (ГОСТ 8008-70). Осциллограмма — это временная диаграмма, она непосредственно показывает время нахождения контактов в том или другом положении. Время моста у большинства типов переключающих устройств должно быть не менее 0,002 с. Этот и другие параметры осциллограмм указываются в заводских инструкциях по эксплуатации переключающих устройств.

Осциллографирование переключающих устройств производится не только при капитальных ремонтах трансформаторов, но и через каждые 40 000 переключений для определения степени износа дуогасительных контактов.

Через 5000 переключений берется проба масла из бачка контактора. Такая возможность имеется почти во всех переключающих устройствах через специальное сифонное устройство без отключения трансформатора от сети. Масло испытывается на пробу. Если его электрическая прочность ниже 25 кВ, оно заменяется через сифонное устройство.

Конструкциями устройств с токоограничивающими резисторами предусматривается возможность ревизии

контактора без вскрытия трансформатора. У устройств РС-3 и РНТА... В имеется специальное грузоподъемное устройство — ручная лебедка для выемки контактора.

Для выемки контактора устройства РС-3 предварительно закрывают кран 5 (см. рис 5-6) и кран основной полости расширителя, спускают масло сначала из трубопровода 8 защитного реле 7, а потом из всего бачка контактора, затем разболчивают и снимают крышку. После освобождения и выемки контактора трансформатор даже можно включать в работу без него: временно собрать нулевую точку, промыть бачок контактора и заполнить его чистым трансформаторным маслом, установить на место крышку бачка и открыть краны расширителя. Трансформатор будет работать без РПН неограниченное время, но необходимо отключить питание электропривода приводного механизма и вывесить плакаты о запрещении переключений.

При ревизии контактора секторного типа (переключающего устройства РС-3) прежде всего проверяют провалы контактов. Провал контакта (подвижного или неподвижного) — это ход контакта при неизменном состоянии всех контактов. Имеет практическое значение провал пары взаимодействующих между собой контактов — это суммарный провал подвижного и неподвижного контактов. Провал пары контактов определяет ее положение относительно других контактов. У устройства РС-3 нормируются два провала контактов контактора: 1) провал дугогасительного контакта к главному; он равен ходу контакта с момента прикосновения до его выравнивания с рабочим медным контактом; если этот провал меньше 0,3 мм, его следует увеличить до 2,5 мм; 2) провал дугогасительного контакта к другому дугогасительному контакту; он равен ходу контакта с момента соприкосновения измеряемого дугогасительного контакта со своим неподвижным контактом до момента соприкосновения другого дугогасительного контакта; если этот провал меньше 0,6 мм, его необходимо увеличить до 5 мм.

Измерение и при необходимости регулирование провалов производят для всех контактов. Для этого сначала снимают главную пружину контактора. Последовательно с контактами, между которыми измеряется провал, включают лампочки. Секторы, несущие подвижные контакты, устанавливаются в одно из крайних положений

до упора (рис. 9-34,а). Затем медленно посредством рычага передвигают сектор до момента загорания лампочки дугогасительного контакта — на рис. 9-34,б четко. В этом положении на неподвижной детали контактора против оси сектора наносится первая риска. Сектор передвигают дальше до размыкания главных контактов (рис. 9-34,в). В этом положении наносится вторая риска. Расстояние между первой и второй рисками соответствует провалу между главными и дугогасительными контактами. При дальнейшем перемещении сектора замыкается пара других дугогасительных контактов

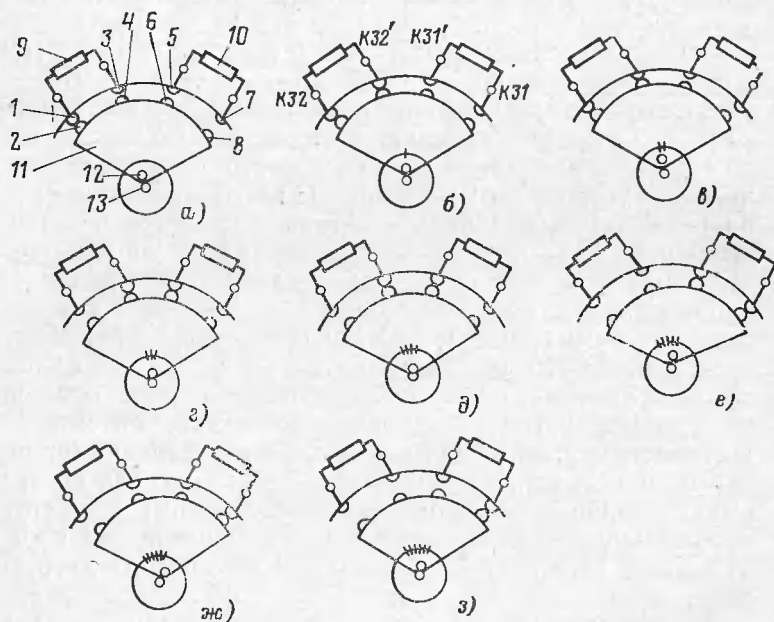


Рис. 9-34. Схема проверки провалов контактов быстродействующего контактора секторного типа.

а — крайнее левое положение сектора; б — момент замыкания левых гасительных контактов; в — момент замыкания левых главных контактов; г — момент замыкания правых гасительных контактов; д — момент замыкания правых главных контактов; е — момент размыкания правых гасительных контактов; ж — момент размыкания правых главных контактов; з — крайнее правое положение сектора; 1 — неподвижный главный четный контакт (K32); 2 — подвижный главный четный контакт (K32'); 3 — неподвижный главный нечетный контакт (K31); 4 — подвижный главный нечетный контакт (K31'); 5 — неподвижный главный четный контакт; 6 — подвижный главный четный контакт; 7 — неподвижный главный нечетный контакт; 8 — подвижный главный нечетный контакт; 9 — токоограничивающее сопротивление четных контактов; 10 — токоограничивающее сопротивление нечетных контактов; 11 — сектор подвижных контактов; 12 — ось сектора; 13 — ось вала контактора.

(рис. 9-34,г) — наносится третья риска. Расстояние между первой и третьей рисками соответствует провалу между дугогасительными контактами. Аналогично при загорании и погасании соответствующих лампочек отмечаются рисками положения, показанные на рис. 9-34,д,е и ж. Всего получается шесть рисок. У правильно отрегулированного контактора расстояния между ними примерно одинаковы и соответствуют перемещениям подвижных контактов на сближение (или отдаление) с неподвижными на размер хода не менее 0,3 мм. При уменьшении провалов между парами соседних контактов увеличивается время горения дуги и контакты быстро выходят из строя. На рис. 9-34 показана проверка провалов контактов одной фазы контактора (одного сектора). Аналогично проводится проверка провалов контактов всех фаз (секторов).

Регулирование главных контактов производят следующим образом: неподвижный главный контакт снимают с изоляционного цилиндра и измеряют микрометром его толщину посередине, в месте припайки медной пластины; медную пластину зашлифовывают до тех пор, пока она не выровняется с изношенной частью металлокерамики; снова измеряют толщину контакта и по разности двух замеров устанавливают спиленную толщину; подвижный главный контакт снимают с сектора и измеряют его толщину; зашлифовывают его до тех пор, пока не получится разница с металлокерамикой, равная 2,5 мм; измеряют толщину контакта и определяют спиленную толщину; подвижный контакт устанавливают на место; под неподвижный контакт ставят твердую изоляционную прокладку толщиной, равной сумме двух спиливаний.

Регулирование и ремонт главных контактов контактора переключателя устройства РС-3 разрешается производить только один раз. Это ограничивается возможностью спиливания рабочего медного контакта (1,5 мм) и небольшой толщиной припаянной металлокерамической пластинки (1 мм). При необходимости повторного регулирования главных контактов их заменяют новыми из комплекта запасных частей, который прилагает завод-изготовитель к каждому устройству.

Регулирование дугогасительных контактов производится отвинчиванием корончатых гаек, которые крепят подвижные контакты к чугунному сектору. Чтобы сохранить нажатие пружин, под них ставят компенсирующие

шайбы толщиной, равной осевому перемещению конической гайки. Гайки обязательно шплинтуют.

Если регулировались только главные контакты, проверяют провал между главными и дугогасительными контактами, который теперь должен быть не менее 1,0 мм. Если регулировать дугогасительные контакты, то проверяют все провалы.

После регулировки контактов устанавливают на место главную пружину, делают несколько переключений и проверяют все соединения, а также наличие и положение гаек и шплинтов.

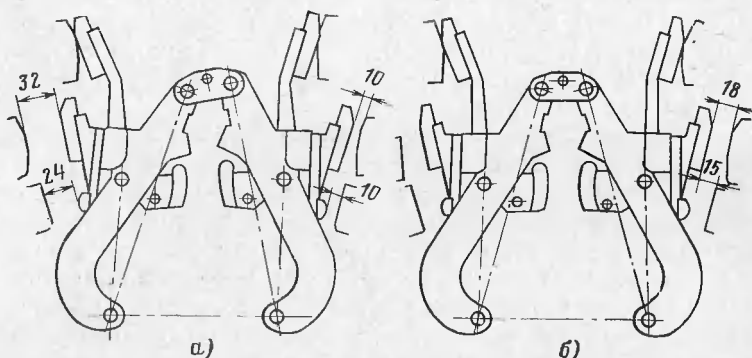


Рис. 9-35. Регулировка контактора КНОА-110/1000.

а — момент касания (отрыва) дугогасительных контактов; б — положение «моста».

Ревизия контакторов переключающих устройств типа РНОА также допускается без вскрытия трансформатора. Для этого из бака контактора сливают масло, а затем разболчивают и снимают крышку. Проверку работы механизма контактора тумблерного типа производят измерением зазоров между разомкнутыми главными и вспомогательными контактами в момент замыкания (размыкания) дугогасительных контактов и в положении середины моста. Эти два положения и соответствующие им зазоры для переключающего устройства ЗРНОА-110/1000 показаны на рис. 9-35. Зазоры регулируют изменением положения подвижных контактов (предусмотрено конструкцией). Контактные поверхности осматривают, следы подгаров зачищают мелкой стеклянной шкуркой. Сильно обгоревшие контакты заменяют новыми.

По окончании ревизии снимают осциллограмму работы переключающего устройства. И только после этого бак контактора, промытый горячим маслом, закрывают крышкой, уплотняют и заливают чистым сухим трансформаторным маслом.

При ремонте трансформатора с вскрытием активной части производят ревизию избирателя. В ее объем входят: 1) проверка состояния изоляционных реек, труб и цилиндров; 2) установление износа подвижных и неподвижных контактов; 3) измерение силы контактного нажатия; 4) осмотр контактных поверхностей; 5) проверка прочности и надежности электрических соединений регулировочных отводов с клеммами избирателя; 6) проверка состояния и действия элементов привода избирателя.

Проверка и устранение дефектов производятся так же, как и при ремонтах переключающих устройств с токоограничивающими реакторами. Но требования к работам с этими устройствами выше. Их узлы нельзя держать на открытом воздухе с влажностью до 75% дольше 8 ч. Это связано с опасностью увлажнения изоляции, которая сама по себе более толстая и которую высушить потом трудно. Если сушки избежать не удалось (сопротивление изоляции токоведущих элементов по отношению к земле снизилось до 800 МОм), то следует выполнить ее полно и качественно.

Сушка может производиться несколькими способами.

Первый способ, не требующий специального оборудования, простой, но длительный — сушка в масле, подогретом до 70—75°C. Электрическая прочность масла должна быть не ниже 50 кВ. Влага из изоляционных деталей свободно переходит в масло, снижая его электрическую прочность. Периодически заменяя сухим маслом, впитавшее влагу, удаляют последнюю из элементов устройства. В практике обычно масло не заменяют, а освобождают от влаги непрерывно, пропуская его через цеолитовую установку, центрифугу или фильтр-пресс.

При возможности проведения сушки под вакуумом следует отдавать предпочтение этому способу. Вакуумную сушку переключающего устройства можно производить в баке трансформатора вместе с активной частью, а можно — в вакуум-сушильной печи. Рекомендуемый режим сушки в вакуум-сушильной печи приводится в табл. 9-9.

Если сушку ведут в баке с намагничивающей обмоткой, то устанавливают остаточное давление, допустимое для данного бака. Время сушки при этом будет значительно больше.

Следует избегать быстрого высушивания изоляционных элементов под вакуумом во избежание расслоения гетинаксовых деталей.

После вакуумной сушки все резьбовые соединения на изоляционных деталях проверяют и при необходимости подтягивают, но так, чтобы контакты избирателя и предызбирателя не изменили своего положения.

Таблица 9-9

Режимы вакуумной сушки переключающих устройств

Стадия сушки	Вид устройства					
	с токоограничивающими реакторами			с токоограничивающими резисторами		
	Время, ч	Остаточное давление		Время, ч	Остаточное давление	
		кПа	мм рт. ст.		кПа	мм рт. ст.
Равномерный подъем температуры до 100°C	1,5	101	760	1,5	101	760
Прогрев при температуре 100°C	8	101	760	12	101	760
Сушка при 100°C	14	5,32	40	72	3,33	25
Охлаждение до 50°C и заполнение маслом	1	5,32	40	1	3,33	25
Охлаждение до температуры окружающего воздуха	12	5,32	40	12	3,33	25

Бак переключающего устройства наружного исполнения следует после ревизии испытывать на герметичность избыточным давлением 10 кПа (0,1 кгс/см²). Особое внимание уделяют уплотнениям, которые при ремонтах трансформатора заменяют. В эксплуатации бывают и такие случаи, когда после ревизии течей масла через уплотнения нет, а со временем от вибрации и от частых переключений герметичность нарушается и в баки контакторов и избирателей попадает вода (ЗРНОА-110/1000).

9-13. ИСПЫТАНИЯ ПЕРЕКЛЮЧАЮЩИХ УСТРОЙСТВ РПН ПРИ РЕМОНТЕ

При ремонте переключающих устройств РПН объем их испытаний назначается в зависимости от объема произведенного ремонта. Но при всех условиях обязательными испытаниями являются измерение силы контактного нажатия и проверка последовательности действия контактов — снятие круговой диаграммы.

Делают несколько измерений силы контактного нажатия (не менее трех), между которыми производят переключения. Каждый из результатов измерения не должен отличаться от среднего значения больше чем на 10%, а само среднее значение должно находиться в пределах, установленных для каждого контакта любого типа переключающего устройства.

Например, для переключающих устройств типа РС-3 установлены следующие усилия контактного нажатия: контактов избирателя, предызбирателя и реверсора — 65 Н (6,5 кгс), главных контактов контактора — 200 Н (20 кгс) и дугогасительных — 140 Н (14 кгс).

Круговую диаграмму в процессе ремонта трансформатора нужно снимать несколько раз: перед разборкой при дефектировке, после сборки при наладке кинематической схемы и при окончательных, сдаточных испытаниях трансформатора. Основные углы снятой круговой диаграммы (§ 9-9 и 9-11) должны укладываться в пределы, установленные для данного типа переключающего устройства. Диаграмму снимают при повороте ведущего вала от одного заранее выбранного положения до другого, а затем при повороте в другую сторону (в обратную). У переключающих устройств с токоограничивающими реакторами круговую диаграмму надо снимать при одном полном обороте вала независимо от того, сколько при этом происходит переключений (РНТ-13).

У устройства с токоограничивающими резисторами, работающих по схеме со сдвигом и имеющих отдельный контактор, круговую диаграмму надо снимать при переключении не менее чем на два положения подряд (РНОА).

Если имеется предызбиратель, то круговую диаграмму снимают между такими его положениями, когда он участвует в переключении (РС-3, РНТ-18, РНТ-20).

У избирателей-контакторов во всех случаях круговую диаграмму снимают на всем диапазоне регулирования (РНТ-9, РНТА-1).

У всех трехфазных переключающих устройств допускается производить пофазное снятие круговых диаграмм, а у однофазных, работающих синхронно на трехфазных трансформаторах, необходимо проверять одновременно размыкания и замыкания параллельных контактов.

Согласно ГОСТ 8008-70 существуют два метода снятия круговых диаграмм: метод сигнальных ламп (для

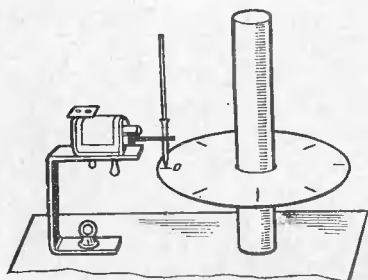


Рис. 9-36. Общий вид устройства для снятия круговых диаграмм переключающих устройств с токоограничивающими реакторами.

контактов медленнодействующих элементов); предызбирателей (реверсоров) и избирателей всех устройств и контакторов переключающих устройств с токоограничивающими реакторами и метод осциллографа (для контактов быстродействующих контакторов).

Рассмотрим менее распространенный и более сложный, но более удобный автоматический метод, предложенный канд. техн. наук Н. В. Шульгиным и применяемый в Мосэнергоремонте

для снятия круговых диаграмм переключающих устройств с токоограничивающими реакторами.

Метод основан на применении специального устройства, представляющего собой соленоид с двумя обмотками и подвижным сердечником. Один конец сердечника опирается на пружину, а на другом конце закреплен карандаш (шариковая ручка). Соленоид может быть использован любой, например от реле типа РВ. Устройство прикрепляют к корпусу приводного механизма кронштейном под рым-болт, а на вертикальный вал переключающего устройства ниже ноуусной муфты закрепляют разрезной планшет с бланком круговой диаграммы—это лист бумаги со шкалой, разбитой на градусы от 0 до 360. Карандаш выдвигается до соприкосновения с бумагой на нулевом делении шкалы. Планшет центрируется с точностью 1—2 мм. Общий вид устройства показан на рис. 9-36.

При повороте вала приводного механизма вручную или от электродвигателя вертикальный вал вместе с

планшетом поворачивается и карандаш чертит на шкале дугу установленного радиуса. В момент размыкания пары контактов контактора (момент 1') сердечник соленоида втягивается и карандаш переходит на дугу большего радиуса и прочерчивает ее до момента размыкания пары контактов избирателя (момент 2'), когда сердечник соленоида под действием пружины возвращается в исходное положение (рис. 9-37). Так автоматически фиксируется каждое изменение положений всех пар контактов контактора, избирателя, предызбирателя (реверсора) при полном обороте вала с планшетом.

Затем карандаш закрепляют в другое отверстие сердечника соленоида (или перемещают весь соленоид на кронштейне вдоль оси сердечника) и производят снятие круговой диаграммы аналогично при вращении вала в противоположном направлении (обратный ход). Прямая и обратная диаграммы, полученные этим методом для переключающего устройства типа РНТ-13, показаны на рис. 9-37,а, а построение их в линейном исполнении — на рис. 9-37,б.

Электрическая схема устройства для снятия круговой диаграммы РНТ-13 и РНТ-18 приведена на рис. 9-38,а, а РНТ-20 — на рис. 9-38,б.

Другие испытания устройств РПН проводятся при необходимости в зависимости от объема выполненных работ.

При замене электроизоляционных деталей (бакелитовых цилиндров, трубок, гетинаксовых досок и пр.) проводят испытание электрической прочности изоляции.

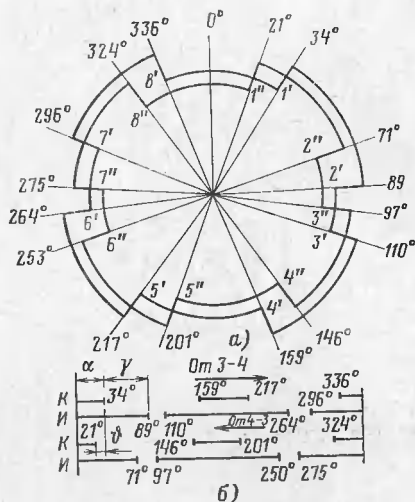


Рис. 9-37. Прямая и обратная круговые диаграммы устройства РПН типа РНТ-13.

а — при автоматическом снятии; б — в линейном исполнении.

Нормы и методы этих испытаний даны в ГОСТ 8008-70 и 1516-73.

При ремонте элементов токоведущего контура, в том числе и при подгонке контактов, производят измерение сопротивления этих элементов постоянному току двойным мостом постоянного тока, микроомметром или методом падения напряжения (амперметром и вольтметром).

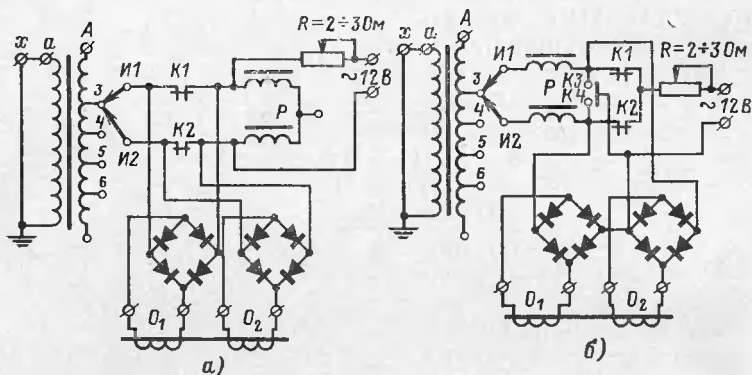


Рис. 9-38. Электрические схемы устройства для автоматического снятия круговых диаграмм реакторных переключающих устройств.
а — РНТ-13 и РНТ-18; б — РНТ-20.

При ремонте элементов кинематической схемы производят прогонку механизмов и измерение крутящего момента на входном валу динамометром или прибором с тензометрическими датчиками. Динамометр прикрепляют к рукоятке ручного переключения и прикладывают усилие перпендикулярно плечу рукоятки. Крутящий момент — это произведение наибольшего измеренного усилия при переключении на длину плеча рукоятки. Измерение производят по 3 раза в ту и другую сторону и подсчитывают два средних значения.

При измерении с помощью тензометрических датчиков можно получить график измерения крутящего момента на валу переключающего устройства при работе от приводного механизма.

Тензометрический датчик — это резистор, сопротивление которого изменяется при деформации. Датчики наклеиваются на вал под углом 45° друг к другу и включаются по схеме моста на гальванометр, который устанавливается на нулевое положение. При закручивании

вала датчики деформируются, причем два из них растягиваются, а два других сжимаются. Мост измеряет напряжение, пропорциональное крутящему моменту на валу. Датчики с вала не снимают (без разрушения их снять нельзя), но можно использовать их многократно для измерения крутящего момента на этом же валу (при дальнейших ремонтах и регулировках, а также в эксплуатации).

Если проводилась регулировка и наладка приводного механизма, необходимо проверить точность его остановки на каждом фиксируемом нормальном положении в обоих направлениях. Проверку производят при местном управлении электродвигателем. При этом определяют длительность переключения механизма на одну ступень электросекундомером или другим прибором, обеспечивающим точность измерения не ниже 2,5%. Проверяют также работу каждого из видов блокировки, сигнализации, счетчика числа переключений и указателя положений.

При ремонте трехфазного трансформатора с тремя однофазными переключающими устройствами обязательно производят проверку групповой работы трех приводных механизмов (сигнализации). При этом проверяют все блокировки и устройства сигнализации, служащие для предотвращения несинхронности переключения (расогласования). Для этого имитируют неисправность одного из приводных механизмов.

При ревизиях должны производиться испытания на герметичность баков отдельных элементов переключающих устройств, в которых масло изолировано от масла в трансформаторе (§ 9-12).

При ремонте реактора или токоограничивающего резистора проверяют индуктивное сопротивление реактора или омическое сопротивление резистора.

ГЛАВА ДЕСЯТАЯ

РЕМОНТ НАРУЖНЫХ УЗЛОВ ТРАНСФОРМАТОРА

Параллельно с ремонтом и сборкой активной части трансформатора производят ревизию, ремонт и подготовку к сборке и монтажу всех его наружных частей: элементов системы охлаждения (охладителей, радиато-

ров, дутьевых вентиляторов, маслопроводов, задвижек и кранов), а также бака, расширителя, предохранительной трубы, термосифонного фильтра и воздухоосушителя.

10-1. РЕМОНТ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМЫ ОХЛАЖДЕНИЯ

Для охлаждения мощных силовых масляных трансформаторов применяют дутьевую ДЦ или масляно-водяную Ц системы охлаждения с принудительной циркуляцией масла и дутьевую Д с естественной циркуляцией масла.

Демонтаж и ремонт системы охлаждения ДЦ включает следующие основные операции: перекачку масла из охладителей в заранее подготовленную емкость, демонтаж и разборку трубопроводов, промывку охладителей горячим маслом (60—70°C), замену прокладок, замену сорбента в адсорбном фильтре, ревизию масляных насосов и вентиляторов обдува, устранение течей масла, опрессовку системы охлаждения. Все эти работы производят на месте установки трансформатора только при наличии соответствующих условий и благоприятной погоды. Попадание пыли или влаги в систему охлаждения может привести к аварии трансформатора.

В процессе демонтажа охладителей и трубопроводов на них навешивают соответствующие бирки, чтобы после окончания ремонта охладители и трубопроводы можно было быстро вновь скомпоновать в прежнем положении. Все фланцы охладителей и трубопроводов после их демонтажа немедленно плотно закрывают заранее подготовленными заглушками или промасленными деревянными пробками.

При ремонте охладителей учитывают их невысокую механическую прочность. При необходимости в кантовке соблюдают осторожность, так как строповка охладителей с перекосами может вызвать деформацию трубок и нарушение сварных швов. По тем же соображениям перед укладкой охладителей на подготовленный настил тщательно выравнивают горизонтальную плоскость деревянного настила.

При установке новых охладителей тщательно продувают охладительные трубки сжатым воздухом и промывают их горячим маслом.

Качество промывки определяют по электрической прочности промывочного масла в стандартном маслопробойнике. При установке новых трубопроводов их внут-

ренную поверхность очищают ершом, изготовленным из пучка стального троса или стальной сетки, свернутой в виде рулона.

После очистки трубы продувают сжатым воздухом, дополнительно очищают ветошью, смоченной в бензине, и протирают насухо. Внутреннюю полость труб окрашивают эмалью 624с или 1201; если нет эмали, покрывают двумя слоями бакелитового лака.

При сборке системы охлаждения так же, как и при разборке, принимают меры по предотвращению попадания во внутренние полости трубопроводов и охладителей пыли и влаги.

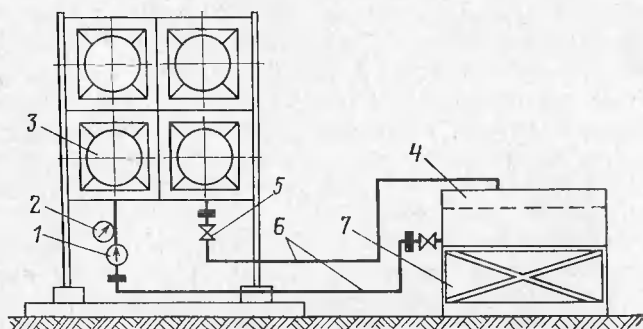


Рис. 10-1. Схема промывки и опрессовки охладителей ДЦ на фундаменте.

1 — масляный насос; 2 — манометр; 3 — охладитель; 4 — бак с горячим маслом; 5 — задвижка; 6 — временный маслопровод; 7 — подставка.

Собранную систему охлаждения заполняют маслом из отдельного специально подготовленного бака или непосредственно из бака трансформатора в соответствии с заводскими инструкциями. Для заполнения системы охлаждения слегка открывают задвижки, чтобы проток масла был небольшим. Воздух удаляют полностью из системы путем открывания специальных пробок в охладителях.

После заполнения системы в течение 1 ч проверяют герметичность охладителей маслом, нагретым до 50—60°C. Калориферы со стальными трубками испытывают избыточным давлением $3 \cdot 10^5$ Па, с алюминиевыми — $2 \cdot 10^5$ Па. Испытание давлением (рис. 10-1) производят при закрытых задвижках на баке с помощью специального вспомогательного небольшого бака 4 с чистым го-

рячим маслом и отдельного масляного насоса 1 (обычно ручного, типа БКФ-4). Результаты гидравлического испытания считают удовлетворительными, если в течение 1 ч давление снизится не более чем на 10%.

Чтобы масло, оставшееся на стенках трубок, не воспламенилось, трещины в стальных трубках калориферов заваривают под вакуумом или в среде углекислого газа. Наиболее удобно трещины заделывать холодным способом специальной пластмассой или эпоксидной замазкой (§ 10-2).

Особое внимание обращают на качество очистки системы охлаждения. Даже небольшое количество загрязнений или воздуха, оставшихся в системе охлаждения и проникших в бак трансформатора, могут вызвать электрический пробой между токоведущими частями. В некоторых конструкциях трансформаторов патрубки нагнетательных труб в баке расположены напротив токоотводов, иногда выполненных голыми шинами, поэтому попадание на голые шины занесенных вместе с напорной струей масла различных посторонних включений вызывает пробой изоляционного промежутка между шинами. Чтобы воздух и другие посторонние включения не попали на части, находящиеся под напряжением, проверяют систему охлаждения заранее, до подключения трансформатора под напряжение. При этом включают на 3—6 ч все охлаждающие устройства. Одновременно проверяют, нет ли в адсорбных фильтрах воздуха, вращаются ли крыльчатки вентиляторов против часовой стрелки (если смотреть на электродвигатели со стороны крыльчатки) и нет ли вибрации охладителей. Если вибрация более 0,1 мм, крыльчатки вентиляторов балансируют. Чтобы устранить передачу вибрации от вентиляторов на трубки охладителя, целесообразно электродвигатели с крыльчатками устанавливать на отдельном основании (плите).

При установке новых охладителей с встроенными бессальниковыми насосами применяют для промывки системы посторонний насос. Дело в том, что в бессальниковых насосах масло проходит непосредственно через статор электродвигателя, поэтому при попадании ржавчины или других случайных металлических включений в обмотку электронасос может легко повредиться. Промывка системы с использованием собственных насосов допустима только в том случае, когда предварительно

пропускают масло через фильтр-пресс или центрифугу. После испытания гидравлическим давлением и промывки всей системы вспомогательный бак отсоединяют от охлаждающего устройства, а систему охлаждающих устройств и трубопроводов подсоединяют к баку трансформатора.

Ремонт маслоохладителей и всех других элементов системы Ц включает в основном те же операции, что и системы ДЦ, т. е. ремонт и чистку трубной системы, промывку и чистку трубопроводов и фильтра, замену прокладок, замену сорбента в адсорбере, ревизию насосов и электродвигателей, устранение течей масла и воды.

В процессе эксплуатации систем охлаждения Д и М наружные поверхности труб радиаторов покрываются плотным слоем загрязнений, который не только портит внешний вид трансформатора, но и снижает эффективность работы системы охлаждения. Наружный слой загрязнений труб радиатора удаляют ультразвуковой очисткой или погружением радиатора в ванны с 10—15%-ным раствором едкого натра. Щелочной раствор подогревают до 60—70°C и перемешивают, пропуская через ванну воздух или пар. После очистки в щелочном растворе радиатор промывают проточной водой.

Чтобы щелочной раствор не попал внутрь радиаторов, в них создают избыточное давление 10 кПа (0,1 ат) или их заранее испытывают на герметичность избыточным давлением 50 кПа (0,5 ат). Избыточное давление создают сжатым воздухом, при этом следят по манометру, чтобы в течение 5—10 мин оно не снижалось.

Во многих трансформаторах старых выпусков вентиляторы установлены в межтрубном пространстве самих радиаторов. Исследования показали, что ранее применяемые легкие (массой 0,4 кг) крыльчатки не обеспечивают должного обдува радиаторов. Мощность электродвигателей вентиляторов позволяет заменить их более мощными крыльчатками серии МЦ (массой 1,3 кг); при этом отвод тепла увеличивается в среднем на 20%. Но более тяжелые и мощные крыльчатки даже при небольшом небалансе, например при разных углах наклона лопастей или если одна лопасть несколько тяжелее другой, вызывают сильную вибрацию радиаторов. При вибрации нарушается герметичность уплотнений и сварных соединений радиаторов; кроме того, ускоряется износ подшипников электродвигателей.

При замене крыльчаток электродвигатели вентиляторов устанавливают на специальных кронштейнах, закрепленных на стенке бака трансформатора, и балансируют их динамически или в крайнем случае статически на круговых или двух призматических ножках. При статической балансировке крыльчатка, закрепленная на специально изготовленном валике и установленная на два опорных нога, в любом положении не должна поворачиваться. Если одно крыло имеет меньшую массу, чем другое, его уравнивают, приваривая стальную пластину или напаявая его оловом. Статическая балансировка только частично уменьшает вибрацию. При различных наклонах лопастей вибрацию можно устранить только динамической балансировкой.

В объем ремонта дутьевых вентиляторов входит разборка и чистка электродвигателей. Проверяют состояние ротора, статора, его обмотки, подшипников. Измеряют сопротивление изоляции обмотки статора мегаомметром 1000 В. Испытывают электрическую прочность изоляции обмотки статора относительно корпуса и между фазами приложенным напряжением 1 кВ переменного тока промышленной частоты или мегаомметром 2500 В в течение не менее 1 мин.

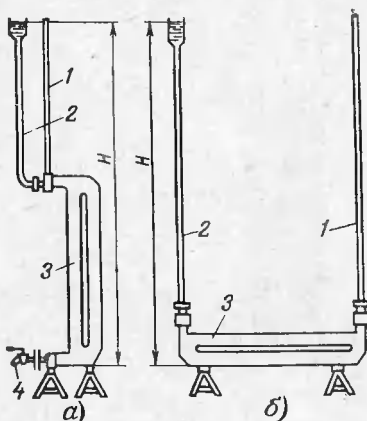
При ремонте основных элементов системы охлаждения производят ревизию, осмотр и ремонт, а при необходимости — замену гидрозатворной арматуры. Задвижки и краны тщательно очищают от грязи и ржавчины, устраняют выявленные при осмотре дефекты и заменяют сальниковые уплотнения и прокладки. Гидравлическое испытание производят с помощью ручного насоса давлением $3 \cdot 10^5$ Па (3 ат) в течение 15—20 мин.

При ревизии осматривают радиаторы и определяют состояние мест сварки, уплотнений и наружной окраски. При необходимости заварки ее производят электросваркой тонким электродом. Если учесть, что толщина стенки трубы или волны небольшая (1,5—2 мм), заварка дефектных мест у радиаторов представляет значительные трудности и требует высокой квалификации сварщика. Поэтому при заделке трещин, отверстий, пробоев и т. п. в радиаторах можно применять замазки из пластмасс или эпоксидных смол (§ 10-2).

Радиаторы испытывают давлением столба масла высотой H_m , равной высоте столба масла от нижней точки подвешенного радиатора до верхней точки расширителя

Рис. 10-2. Испытание радиаторов давлением столба масла.

а — вертикальная установка радиатора; *б* — горизонтальная установка радиатора; 1 — труба для выхода воздуха; 2 — труба для создания столба масла; 3 — радиатор; 4 — сливной кран.



плюс 0,5 м. Испытание давлением проводят или столбом масла в трубе 2 (рис. 10-2) $\varnothing$ 18 мм, установленной на один из фланцев радиатора, или с помощью ручного пресс-насоса (рис. 10-3). В установке по рис. 10-2 труба

1 служит для выхода воздуха. Давление в установке с пресс-насосом определяют по манометру, имея в виду, что давление столба масла высотой 1 м эквивалентно 8,31 кПа (0,0846 ат). Радиатор держат под давлением в течение 15 мин и проверяют отсутствие течи масла. После испытания производят внутреннюю очистку радиаторов путем промывки горячим маслом (60—70°C).

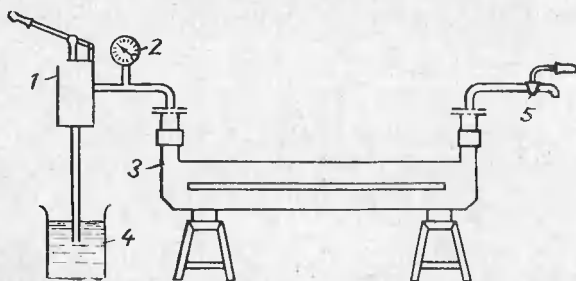


Рис. 10-3. Установка для испытания радиатора давлением масла с помощью ручного пресс-насоса.

1 — насос; 2 — манометр; 3 — радиатор; 4 — бачок с маслом; 5 — запорный кран.

На рис. 10-4 показана схема промывки радиаторов. Вначале масло перекачивают через радиатор без фильтрации в течение 1 ч, затем его сливают, заполняют установку очищенным маслом и снова перекачивают через

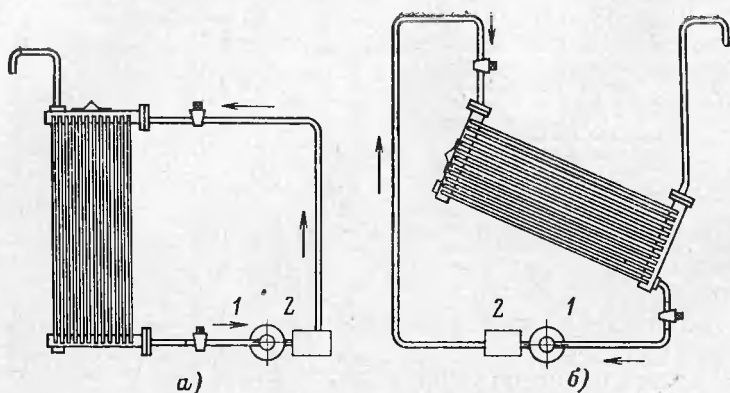


Рис. 10-4. Схема промывки радиаторов.

а — вертикальная установка радиаторов; *б* — горизонтально-наклонная установка радиатора; 1 — насос; 2 — фильтр-пресс.

радиатор, но уже с фильтрацией, также в течение 1 ч. После промывки радиаторы подвешивают на бак. Если сразу после промывки их нельзя повесить на бак, то на их фланцы устанавливают заглушки или вставляют в отверстия патрубков деревянные пробки.

До подвески радиаторов ревизуют радиаторные краны. При необходимости их ремонтируют или заменяют новыми.

10-2. РЕМОНТ БАКА, РАСШИРИТЕЛЯ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНОЙ ТРУБЫ, ТЕРМОСИФОННОГО ФИЛЬТРА И ВОЗДУХОосушителя

Бак. Ремонт бака — очень трудоемкий процесс. Это объясняется необходимостью выполнения сварочных работ, которые производят на специальном сварочном участке, соблюдая весьма жесткие правила техники безопасности и противопожарной техники. Кроме того, возможны сварочные работы, при которых сварщик должен находиться внутри бака. В этом случае приходится соблюдать особые правила. Ремонт многотонных баков еще более трудоемок, так как приходится производить сложные такелажные работы (кантовку, установку бака в нужном положении и пр.).

Для заварки трещин и швов бака применяют электродуговую сварку. Маслоплотность шва проверяют керосином и мелом. С одной стороны шов окрашивают мелом, а с другой стороны обильно промазывают керосином. Если в сварном шве есть трещины, керосин просачивается через них и оставляет на меловом покрытии отчетливые следы.

Если активная часть находится в баке, трещины заваривают только при полном заполнении трансформатора маслом. Частичный или полный спуск масла из бака недопустим во избежание воспламенения пленки масла, оставшейся на стенках. Заварку предпочтительно производить постоянным током.

Наиболее простым и надежным средством заделки трещин в баке собранного трансформатора является замазка трещин специальными пластмассами или эпоксидными смолами. В практике ремонтов для заделки трещин используют пластмассы, применяемые для изготовления различных литых деталей, в частности пластмассы АСТ-Т и АСТ-2А. Для повышения прочности, снижения усадки и сближения температурных коэффициентов расширения в приготовленные замазки из эпоксидных смол или пластмасс добавляют металлические опилки. Места заделки трещин пластмассами и эпоксидными смолами тщательно очищают от грязи и обезжиривают. Для устранения течи масла через трещину во время заделки масло из бака частично сливают и создают небольшой вакуум из расчета, что давление 1 м столба масла равно 8·31 кПа (0,0846 ат). Вакуум над поверхностью масла удерживает масло в состоянии равновесия, не позволяя ему просачиваться через трещины.

Подробные сведения по применению и рецептуре приготовления пластмасс и эпоксидных смол, а также их физико-химические свойства приведены в проспектах на данный вид изделия, инструкциях завода-изготовителя и в специальных справочниках. Целесообразно произвести предварительно несколько опытных заделок трещин или отверстий на кусках листовой стали.

Если необходимо покрасить внутреннюю поверхность бака и крышки, тщательно очищают их от следов масла сначала сухой ветошью, а затем ветошью, смоченной в керосине или бензине, после чего протирают поверхность насухо. Затем покрывают внутреннюю поверхность эмалью 624с, 1201, ВЛ-515 или ФЛ-03К.

Покраску производят в противогазе пульверизатором, подавая в бак сжатый воздух из магистрали с помощью резинового шланга, опущенного в бак.

Расширитель. Ремонт расширителя включает в себя обнаружение ржавчины на внутренней поверхности и удаление ее, окраску (при необходимости как внутренней, так и наружной поверхностей), а также модернизацию расширителя старой конструкции — приведение его в соответствие требованиям, предъявляемым к расширителям современных трансформаторов.

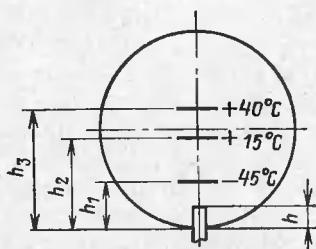


Рис. 10-5. Расположение контрольных меток уровней масла на дне расширителя.

Ржавчину в расширителе без съемного дна (люка) можно обнаружить простукиванием дна деревянным молотком. При простукивании участков, имеющих ржавчину, слышен глухой звук; иногда она отделяется и, падая, создает характерный шум.

При обнаружении ржавчины вырезают дно расширителя газовой горелкой. При этом все отверстия расширителя во избежание взрыва держат открытыми. Взамен глухого дна приваривают кольцевой фланец, изготавливают стальную заглушку и закрепляют ее болтами на резиновом уплотнении. Такое съемное дно позволяет очищать внутреннюю полость расширителя при последующих ревизиях.

Согласно ГОСТ 11677-65 расширители должны иметь с одного торца съемное дно или люк. При ремонте трансформаторов все расширители старой конструкции без съемного дна и с несоответствующими контрольными метками должны быть обязательно переделаны.

Расположение контрольных меток уровней масла на дне расширителя должно соответствовать показанному на рис. 10-5 и приведенному в табл. 10-1.

Внутреннюю поверхность расширителя очищают от ржавчины стальными щетками, промывают бензином или керосином, протирают насухо ветошью и красят эмалью 624с, ФЛ-03К или 1201. После установки маслоуказателя и реле уровня масла проверяют герметичность расширителя, заполняя его чистым трансформаторным

**Расположение контрольных меток уровней масла
на дне расширителя (рис. 10-5)**

Диаметр расширителя, мм	Расстояние, мм			
	h	h_1	h_2	h_3
200	30	50	100	115
250			120	150
310			150	190
470	50	80	230	290
690		100	335	430
940			460	590
1260			610	800
1570			760	1005

маслом и выдерживая в течение 3—4 ч. Одновременно с этим проверяют работу маслоуказателя и реле уровня масла. Если уровень масла в расширителе ниже допустимого, поплавков реле должен опуститься и включить цепь сигнального устройства. Работу реле уровня масла проверяют с помощью контрольной лампочки в лаборатории. В случае установки на расширителе воздухоосушителя одновременно соединяют верхнюю часть маслоуказателя с внутренним пространством расширителя.

Предохранительная труба. Если в трансформаторе внутренняя полость предохранительной трубы не связана с расширителем, то соединяют трубкой 2 (рис. 10-6) через патрубки 1 и 3 внутренние полости расширителя и трубы. Для же-

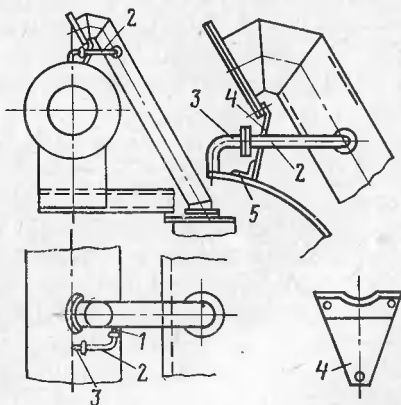


Рис. 10-6. Крепление предохранительной трубы и соединение ее с расширителем.

1 — патрубок, приваренный к предохранительной трубе; 2 — соединительная трубка; 3 — патрубок, приваренный к расширителю; 4 — пластина; 5 — угольник.

сткого соединения предохранительной трубы с расширителем к нему приваривают угольник 5, а затем к угольнику и фланцу трубы болтами крепят пластину 4. Дыхательную пробку на верху трубы, которая была нужна для выпуска воздуха при заливке трансформатора маслом, плотно заглушают.

В старых конструкциях трансформаторов полость предохранительной трубы изолирована от атмосферы. При такой конструкции в случае значительного повышения уровня масла в баке трансформатора в предохранительной трубе создается большое давление и стеклянная диафрагма разрушается. В настоящее время во всех трансформаторах внутренние полости верхней части расширителя и предохранительной трубы соединяют трубкой диаметром 18—24 мм. Таким образом, воздух в верхней полости трубы сообщается с атмосферой через воздухоосушитель расширителя, и в нормальных условиях стеклянная диафрагма не испытывает избыточного давления.

При изготовлении новой диафрагмы толщину стекла выбирают в зависимости от диаметра трубы:

Диаметр трубы, мм	150	200	250
Толщина стекла, мм	2,5	3,0	4,0

Некоторые энергосистемы вместо стекла применяют медную фольгу толщиной 0,1—0,15 мм, окрашенную с обеих сторон эмалью 624с. При замене диафрагмы уплотняющие резиновые прокладки промазывают бакелитовым лаком. Уплотнение должно быть герметичным. Герметичность проверяют, заливая в трубу трансформаторное масло и выдерживая в течение 0,5—1 ч вертикально диафрагмой вниз.

Термосифонный фильтр. Ремонт фильтра включает его разборку, очистку корпуса, сетки, решетки, маслопроводов и промывку их чистым сухим трансформаторным маслом. Выгрузку и загрузку сорбента производят соответственно через нижний и верхний патрубки без демонтажа фильтра. По количеству содержащегося в термосифонном фильтре силикагеля марки КСК (кускового или гранулированного) фильтры подразделяют на следующие типы: ТФ-16, ТФ-25, ТФ-40, ТФ-63, ТФ-100, ТФ-160. Цифры показывают массу силикагеля в килограммах. Раньше выпускались фильтры емкостью 12, 25, 50, 75 и 100 кг силикагеля.

Воздухоосушитель. Ремонт воздухоосушителя сводится к его разборке, очистке от старого силикагеля, загрязнений и просушке. Расположенный в верхней части патрон заполняют индикаторным силикагелем или индикаторной бумагой. Затем в цилиндр засыпают пропитанный раствором хлористого кальция силикагель марки КСМ или КСК. (Очень эффективен как сорбент в воздухоосушителе цеолит, однако он дорог и поэтому не находит широкого применения в трансформаторах). До крышки должно оставаться свободным около 15—20 мм. В гидрозатвор заливают сухое трансформаторное масло и присоединяют фильтр к дыхательной трубке расширителя.

Все наружные поверхности элементов, рассмотренных в этой главе, к которым после установки на трансформатор будет затруднен доступ, целесообразно после ремонта покрасить эмалью, применяемой для окраски всего трансформатора — см. § 11-14.

ГЛАВА ОДИННАДЦАТАЯ

СБОРКА ТРАНСФОРМАТОРА ПОСЛЕ РЕМОНТА

А. СБОРКА АКТИВНОЙ ЧАСТИ

11-1. ТРЕБОВАНИЯ К СБОРКЕ АКТИВНОЙ ЧАСТИ

У высоковольтных трансформаторов напряженность электрического поля очень высока. В этих условиях ворсинки, отдельные нитки от концов тафтяной или киперной ленты, пылинки, грязь, кусочки электрокартона, попавшие между листами изоляции или между листами и обмоткой, играют роль острых электродов, резко снижающих электрическую прочность масляных промежутков. Поэтому помещение, где производят ремонт и изготавливают отдельные узлы и детали трансформатора и особенно там, где производят сборку, должно быть чистым и защищенным от пыли, грязи и влаги.

При ремонте и изготовлении отдельных частей, а также при сборке необходимо тщательно производить все операции, руководствуясь чертежами и технологическими инструкциями; выдерживать все изоляционные расстояния, размеры вертикальных и горизонтальных каналов, толщину изоляции; правильно накладывать изоляцию, качественно выполнять пайки и другие элект-

рические соединения, а также заделывать концы; при обнаружении повреждений немедленно их устранять.

Подготовительные работы. Прежде чем приступить к сборке активной части, осматривают магнитопровод (стыки пластин стержней с пластинами нижнего ярма, каналы в нижнем ярме и стержнях), проверяют, нет ли волнистости пластин стержней (особенно, если магнитопровод подвергался перешихтовке), состояние запрессовки стержней, состояние изоляции всех крепежных и прессующих магнитопровод устройств; очищают магнитопровод от грязи, пыли, шлама, посторонних предметов. Состояние запрессовки стержней проверяют ножом или щупом, состояние изоляции — мегаомметром 2500 В. Если изоляция оказывается дефектной, ее заменяют новой, но прежних размеров и толщины. После установки и закрепления новую изоляцию также проверяют мегаомметром. Сопротивление изоляции должно быть не менее 100 МОм.

Очищают магнитопровод сначала ветошью, не оставляющей ворса, а затем мягкой кистью, окуная ее в сухое трансформаторное масло.

11-2. УСТАНОВКА ИЗОЛЯЦИИ И ОБМОТОК. ПОДПРЕССОВКА ОБМОТОК

Наиболее ответственными операциями сборки активной части после ремонта являются установка изоляции и обмоток на стержни магнитопровода и подпрессовка обмоток. Эти операции производятся в следующей технологической последовательности: установка нижней изоляции; подготовка магнитопровода и внутренней обмотки к сборке; насадка и расклиновка внутренней обмотки; установка изоляции между обмотками; насадка средней и наружной обмоток. После установки обмоток производят их подпрессовку.

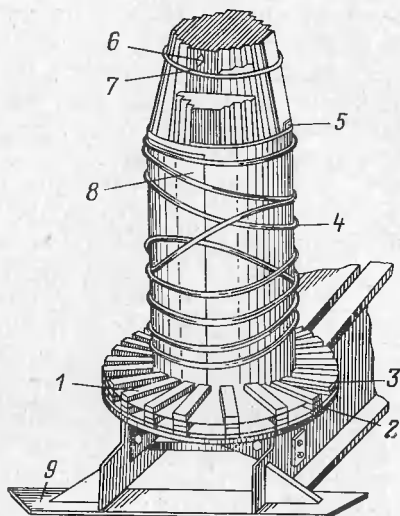
Установка нижней уравнильной и опорной ярмовой изоляции. Начала и концы обмоток НН и СН выводят в одну сторону, а обмотки ВН — в другую. Поэтому до того как производить укладку нижней изоляции и установку обмоток, проверяют, какая сторона магнитопровода соответствует стороне НН и СН и какая — стороне ВН. Это делают для того, чтобы можно было соединить потом крепления отводов с ярмовыми балками. При сборке активной части руководствуются чертежами уста-

новки изоляции и обмоток, дающими представление о конструкциях элементов главной изоляции.

Установку изоляции и обмоток начинают с укладки на полки ярмовых балок уравнительной изоляции (рис. 11-1), так чтобы ее поверхность была на одном уровне с поверхностью ярма. Затем укладывают нижнюю ярмовую опорную изоляцию с вынимающейся вставкой 4 для прохода концов обмоток. При этом строго следят за тем, чтобы прокладки 9 ярмовой 1 и уравнительной 2 изоляций точно совпадали друг с другом.

Рис. 11-1. Укладка нижней ярмовой и уравнительной изоляции на ядро магнитопровода.

1 — ярмовая изоляция; 2 — уравнительная изоляция; 3 — выреза ярмовой изоляции для прохода концов обмоток; 4 — киперная лента для стяжки цилиндра; 5 — деревянная планка; 6 — отметка места окончания расшихтовки; 7 — ремень для стяжки верхней части стержня; 8 — электрокартонный цилиндр; 9 — опорная пластина.



Подготовка магнитопровода и внутренней обмотки к сборке. После укладки нижней изоляции устанавливают вокруг каждого стержня определенное количество деревянных планок 5 (рис. 11-1), закрепляя их киперной лентой 4 так, чтобы они не закрывали охлаждающих каналов в стержнях магнитопровода и образовывали каркас, диаметр которого должен быть равен внутреннему диаметру первого изоляционного цилиндра минус 3—4 мм. Деревянные планки радиального крепления изготовляют из бука, причем если нельзя избежать установки их в уступы сечения стержней, куда входят охлаждающие каналы, то в них делают вырезы или выточки для прохода масла.

Если внутренняя обмотка не имеет жесткого бакелитового цилиндра, на планки 5 радиального крепления

наматывают «мягкий» цилиндр 8. Мягкий цилиндр наматывают из листов гибкого электрокартона марки А толщиной 1,5—2 мм. Высота заготовок листов должна быть равна высоте цилиндра. Стыки листов выполняют с перекрытием не менее чем на 100 мм и располагают в промежутке между рейками, причем в одном промежутке может быть не более одного стыка. Чтобы намотка была плотной, слои в процессе намотки обстукивают равномерно по высоте ладонями рук и раскрепляют вразгон киперной лентой. Слои наматывают один на другой до получения расчетной толщины цилиндра, указанной в чертеже.

После окончания намотки мягкого цилиндра верхний слой закрепляют вразгон по высоте киперной лентой 4. При этом стараются не делать узлов и утолщений, а концы ленты закреплять так, чтобы не было отдельных нитей. Затем проверяют кронциркулем или шнуром наружный диаметр цилиндра. Чтобы цилиндр плотно прилегал к стержню и его диаметр не превышал внут-

реннего диаметра насаживаемой обмотки, иногда дополнительно стягивают цилиндр хлопчатобумажной веревкой с помощью специальной лебедки и закрепляют в нескольких местах киперной лентой; после этого веревку снимают (рис. 11-2).

Перед насадкой обмотку тщательно осматривают внутри и снаружи. У обмоток не должна быть повреждена витковая изоляция, прокладки должны быть правильно и равномерно расположены по окружности и высоте. Не должно быть смещения витков (особенно в местах переходов), повреждений и смещений продольных реек, посторонних предметов и пыли (особенно металлической).

Если витки обмоток состоят из параллельных про-

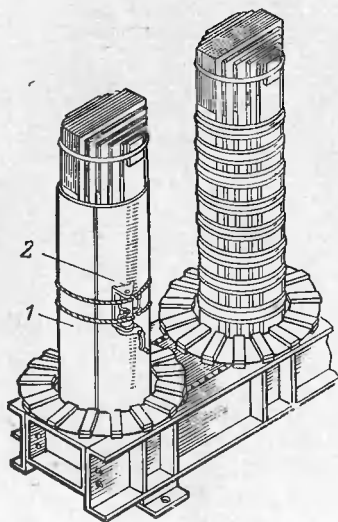


Рис. 11-2. Затыжка мягкого цилиндра.

1 — мягкий цилиндр; 2 — приспособление для затыжки мягкого цилиндра (лебедка).

водов, проверяют обмотку на отсутствие обрыва и замыкания между параллельными проводами мегаомметром 500 или 1000 В. На отсутствие обрыва проверяют поочередно все параллельные провода, для этого их концы с одной стороны разъединяют и разводят (рис. 11-3, а). Если мегаомметр показывает нуль, между началом и концом провода обрыва нет. При проверке на отсутствие

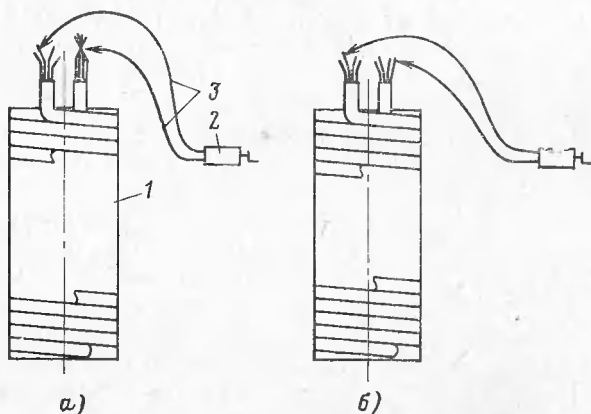


Рис. 11-3. Схема проверки обмоток НН на отсутствие обрыва провода (а) и замыкания между параллельными проводами (б).

1 — обмотка; 2 — мегаомметр; 3 — провода мегаомметра.

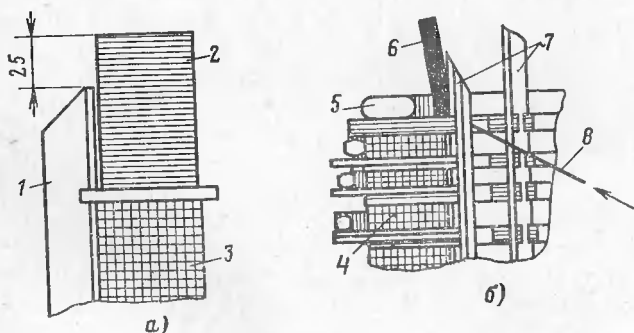


Рис. 11-4. Обрубка вертикальных реек.

а — обмоток НН и СН; б — обмотки ВН; 1 и 7 — рейки; 2 — опорное кольцо; 3 — обмотки НН или СН; 4 — обмотка ВН; 5 — емкостное кольцо обмотки; 6 — электрокартонная прокладка для защиты емкостного кольца обмотки; 8 — стамеска.

замыкания (рис. 11-3, б) разводят начала и концы всех параллельных проводов и один конец мегаомметра присоединяют к одному из разведенных проводов, а другим концом прикасаются поочередно ко всем остальным параллельным проводам. Если замыкания нет, мегаомметр покажет какое-то сопротивление. Так производят проверку между всеми проводами.

Затем обрубают лишнюю длину электрокартонных реек 1 (рис. 11-4, а) в верхней части обмотки 3. Рейки обрубают на 20—25 мм ниже верхнего торца опорного кольца 2. Если обмотка 4 (рис. 11-4, б) имеет наверху емкостное кольцо обмотки 5 и витки с катушечной изоляцией, то, чтобы их не повредить, при обрубке рейки 7

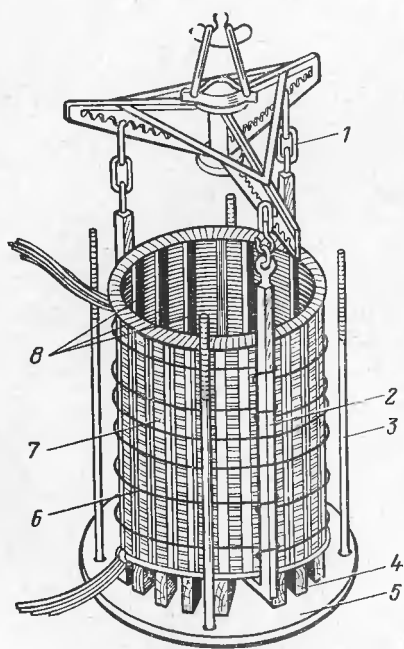


Рис. 11-5. Подъем обмотки с помощью подъемных лап и трехлучевой траверсы.

1 — траверса; 2 — подъемная лапа; 3 — стяжная шпилька; 4 — нижняя опорная деревянная подкладка; 5 — нижняя стальная плита для стяжки обмоток; 6 — веревка для крепления лап к обмотке; 7 — обмотка; 8 — вертикальные рейки обмотки.

между ней и емкостным кольцом обмотки помещают прессованную электрокартонную прокладку 6 толщиной 5—7 мм. Если в конструкции главной изоляции предусмотрены угловые шайбы, в рейках делают вырезы строго по размерам, указанным в чертеже, поскольку в эти вырезы помещается цилиндрическая часть угловой шайбы (см. рис. 2-8).

При насадке обмоток, так же как и при съеме их, используют подъемное устройство, состоящее из подъемных лап соответствующих размеров и двух- или трехлучевой траверсы 1 (рис. 11-5). Трехлучевую траверсу применяют, если диаметр обмотки превышает 600 мм. Каждую лапу 2, как и при съеме обмоток, подводят под столб прокладок. При этом на опорную часть лапы накладывают электрокар-

тонную прокладку шириной, большей, чем ширина лапы. Для установки лап выбивают из-под обмотки 7 несколько опорных деревянных прокладок 4 в таких местах, чтобы лапы при насадке обмоток не оказались между стержнями магнитопровода. Установленные лапы закрепляют веревкой 6 по всей высоте.

Закрепленную и подвешенную на крюк крана обмотку поднимают с опорной плиты, ставят на подставку, осматривают, обрабатывают рейки, продувают обмотку струей чистого, сухого сжатого воздуха, натирают парафином изнутри поверхности реек и снова подвешивают обмотку. При подъеме обмотку выравнивают на крюке, чтобы она висела строго вертикально без перекосов, и подводят к магнитопроводу выше стержня, на который производится насадка. Маневрируя краном, устанавливают обмотку против стержня так чтобы ее осевое направление совпадало с осью стержня. Концы обмотки должны быть обращены при этом в нужную сторону и находиться против предназначенных для них промежутков между прокладками уравнивательной изоляции.

Перед насадкой внутренней обмотки верхнюю часть стержня магнитопровода временно обертывают электрокартоном толщиной 1 мм, чтобы не повредить изоляцию витков краями пластин стержня.

Насадка и расклиновка внутренней обмотки. Отрегулировав положение обмотки, медленно опускают ее на стержень. При этом придерживают низ обмотки руками и направляют ее так, чтобы она своими краями не цеплялась за углы стержня и чтобы линии ее дистанционных прокладок совпадали с прокладками ярмовой и уравнивательной изоляций.

При правильных размерах магнитопровода, раскрепляющих планок, цилиндра и обмотки последняя должна опускаться, хотя и медленно, под действием силы тяжести. Иногда под действием силы тяжести обмотка опускается только на часть стержня; тогда дальнейшую насадку производят при помощи груза. В этом случае на обмотку кладут с двух сторон деревянные брусочки и подвешивают на кран подходящий груз так, чтобы его центр тяжести совпадал с осью обмотки. Затем плавно, без перекосов, груз опускают на обмотку, постепенно насаживая ее на стержень.

Обмотку при насадке не опускают до ярмовой изоляции, а ставят на деревянные подпорки и освобождают от

лап. Это делается для того, чтобы можно было выгнуть и изолировать нижний конец обмотки. Если концы обмотки состоят из параллельных проводов, их выравнивают, а затем выгибают сначала нижние, а затем верхние концы. Провода выгибают плашмя и укладывают рядами в порядке, указанном на рис. 11-6. Затем изолируют провода и весь конец согласно указаниям в чертеже.

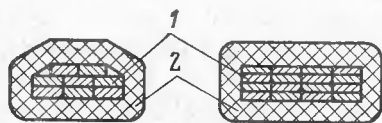


Рис. 11-6. Укладка параллельных проводов конца обмотки.
1 — провода; 2 — изоляция.

После этого выбивают из-под обмотки подпорки и опускают ее на ярмовую изоляцию. Конец обмотки укладывают при этом в предназначенный для него промежуток между прокладками уравнивательной изоляции.

После насадки внутренних обмоток на все три стержня их расклинивают круглыми деревянными клиньями. Клинья забивают в свободные уступы сечения стержней, располагая их так, чтобы они приходились против реек внутренней обмотки и не закрывали охлаждающих каналов в стержнях. Если в каком-либо уступе эти требования нельзя выполнить, его пропускают. В высоковольтных трансформаторах в уступ стержня сначала устанавливают полоску электрокартона, согнутую под прямым углом, а затем забивают деревянный клин. Это делают и тогда, когда клин при забивании идет слишком свободно. Перед расклиновкой внутренних обмоток проверяют по чертежу правильность их насадки; нет ли повреждений, которые могут возникнуть при насадке; совпадают ли прокладки обмоток с прокладками ярмовой и уравнивательной изоляций, а деревянные клинья с продольными рейками обмоток; проверяют положение концов и качество их изоляции. Одновременно проверяют наружный диаметр и высоту внутренней обмотки и соответствие их расчетным данным.

Если класс напряжения обмотки ВН 110, 220 кВ или выше, то нижняя изоляция сложная. На рис. 11-7, а показана ярмовая изоляция трансформатора 220 кВ. Кроме ярмовой изоляции в этом случае устанавливают ярмовые барьеры с П-образными прокладками (рис. 11-7, б), а также угловые шайбы, цилиндрическую часть которых размещают в вырезах реек обмотки. Уг-

ловые шайбы удлиняют путь возможных поверхностных разрядов и позволяют сократить изоляционные расстояния между обмоткой и ярмом.

При установке барьеров с прокладками следят за тем, чтобы прокладки барьера располагались строго по оси прокладок ярмовой изоляции.

Установка изоляции между обмотками. Насадка средней и наружной обмоток. Установив внутренние обмотки, приступают к установке элементов главной изоляции между обмотками. Изоляция обмоток ВН от обмо-

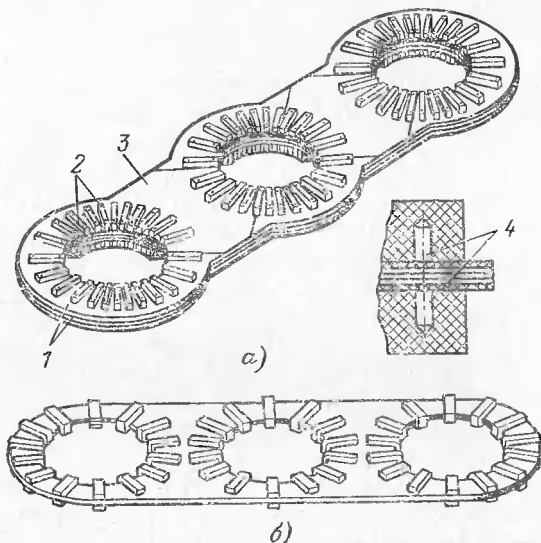


Рис. 11-7. Изоляция обмотки ВН трансформатора 220 кВ.

а — ярмовая изоляция; *б* — ярмовой барьер с П-образными прокладками; 1 — шайбы; 2 — прокладки; 3 — вставка; 4 — заклепки.

ток СН или НН, так же как и изоляция обмоток СН от НН, состоит из чередующихся масляных промежутков и изоляционных цилиндров, дополненных угловыми шайбами.

Намотку мягких цилиндров на внутреннюю обмотку производят так же, как было указано выше. При намотке цилиндров следят за тем, чтобы стыки листов не приходились на линию прокладок внутренней обмотки. Если стыки попадают на линию прокладок, лист обрезают так, чтобы стыки пришлись на промежуток между линиями прокладок. Если обмотка СН первая на стержне и име-

ет регулировочные отводы, располагаемые с внешней стороны между столбами прокладок, то при намотке цилиндра стыки его листов не должны приходиться на те места окружности обмотки, где проходят ее отводы.

Намотав и закрепив цилиндры на всех трех стержнях, проверяют их наружные диаметры и приступают к установке нижней изоляции следующей обмотки (обмотки ВН). Установку ведут в соответствии с чертежом установки изоляции и обмоток. После укладки нижней изоляции устанавливают на ранее намотанные мягкие цилиндры равномерно по всей окружности дистанционные продольные рейки из электрокартона и закрепляют их по высоте вразгон киперной лентой.

Число реек у обмоток ВН, СН и НН одинаковое или имеет значительный общий наибольший делитель. Рейки обмотки ВН устанавливают против реек обмотки НН(СН). Ширину реек между цилиндрами берут равной 40 мм, а толщину — согласно чертежу минус 3—4 мм. На рейках с обоих концов делают срезы по толщине на длину, равную высоте цилиндрической части угловой шайбы (обычно 150 мм) плюс допуск на опрессовку (25—30 мм). Установив и закрепив рейки, наматывают на них на всех трех стержнях вторые мягкие цилиндры. Лишнюю длину электрокартонных реек всех обмоток обрезают так же, как и у внутренней обмотки (рис. 11-4).

Обмотки ВН имеют, как правило, регулировочные отводы, расположение которых на разных фазах может быть несколько различным. Поэтому точно устанавливают принадлежность их к тому или иному стержню магнитопровода. Перед установкой обмоток ВН их тщательно осматривают и подготавливают для насадки. Подготовку и насадку обмоток ВН производят точно так же, как и обмоток НН и СН. При насадке следят, чтобы концы обмоток ВН были направлены в нужную сторону, регулировочные ответвления были расположены согласно чертежу, линии прокладок обмоток совпадали с прокладками ярмовой и уравнивающей изоляций.

После насадки обмоток ВН проверяют по чертежу правильность их установки, а также наружный диаметр и его соответствие расчетным данным. Затем укладывают всю верхнюю изоляцию и прессующее стальное кольцо как на внутренние, так и на наружные обмотки. Обычно верхняя изоляция является зеркальным отображением нижней, однако расстояние от торца обмотки ВН

до прессующего кольца вверх должно быть больше, чем внизу до отводов СН и НН и вообще до ярма, поскольку вверху между торцом обмотки ВН и прессующим кольцом необходимо разместить концы обмоток СН и НН.

Верхние барьеры у трехфазных мощных высоковольтных трансформаторов служат одновременно и междуфазной изоляцией (рис. 11-8). Иногда междуфазную изоляцию изготовляют и устанавливают отдельно, собирая из целых полос электрокартона толщиной 2 мм.

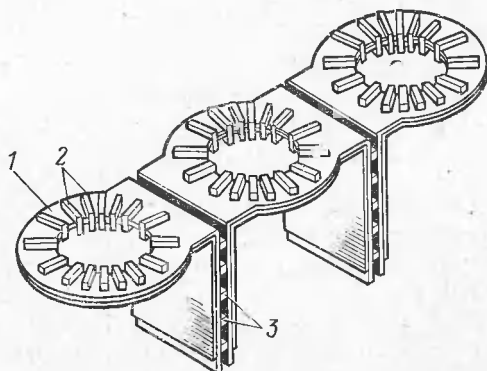


Рис. 11-8. Верхний барьер с П-образными прокладками.

1 — шайба; 2 — П-образные прокладки; 3 — междуфазные перегородки.

Ширину полос берут равной диаметру наружной обмотки. Отдельные полосы сшивают по краям шпагатом и прикрепляют сверху и снизу к отворотам угловых барьеров. Там, где нет угловых барьеров, междуфазную изоляцию привязывают к вертикальным стяжным шпилькам, при отсутствии вертикальных шпилек — к ярмовым балкам.

Сборку и установку верхней изоляции и прессующего устройства производят по чертежу установки изоляции и обмоток. При этом учитывают необходимые допуски на прессовку и строго соблюдают требования, которые были указаны при сборке и установке нижней изоляции.

Подпрессовка обмоток. После установки всей верхней изоляции и прессующего устройства предварительно

подпрессовывают обмотки, чтобы опустить их и изоляцию до уровня стыков стержней с ярмом. Предварительную подпрессовку производят обычно грузом, который опускают на деревянные брусья, уложенные на стальные нажимные кольца, а если их нет, то на изоляцию.

Когда нет подходящего груза, подпрессовку производят с помощью специальной рамы и вертикальных стяжных шпилек. С этой целью под нижнее ярмо подкладывают продольные и поперечные швеллеры и такие же швеллеры устанавливают сверху на прессующие кольца или верхнюю ярмовую изоляцию. Нижние и верхние швеллеры связывают вертикальными стяжными шпильками с шайбами и гайками. Чтобы шпильки не проворачивались, их удерживают снизу ключами. Навертывая гайки на шпильки, сжимают швеллеры и тем самым прессуют обмотку и изоляцию. Прессовку производят одновременно и равномерно по обеим сторонам ярма.

Если, несмотря на усиленную прессовку, обмотка и изоляция не опускаются до уровня стыков, то предварительно сушат активную часть до зашихтовки верхнего ярма. В результате сушки вся изоляция из электрокартона и бумаги дает усадку и при последующей прессовке обмотка и изоляция опускаются до необходимого уровня.

В целях уменьшения усадки электрокартона у собранного трансформатора и сохранения прессовки в течение длительного срока его эксплуатации целесообразно при сборке трансформатора прессовать многократно (не менее 2 раз) его обмотки. Давление начальной прессовки должно быть не менее $50 \cdot 10^5$ Па (50 кгс/см^2).

11-3. ШИХТОВКА ВЕРХНЕГО ЯРМА. МОНТАЖ УСТРОЙСТВ, ПРЕССУЮЩИХ ОБМОТКИ. МОНТАЖ ЗАЗЕМЛЕНИЙ

Шихтовка верхнего ярма. Верхнее ярмо шихтуют, как правило, одновременно с двух сторон от середины к краям, т. е. сначала закладывают средний пакет пластин, образующий обычно масляный охлаждающий канал, а затем производят дальнейшую укладку пластин от середины в обе стороны. Шихтовку производят пакетами так, как это было сделано заводом, чередуя с двух сторон пластины стержней с пластинами ярма.

При шихтовке все время следят за тем, чтобы в местах стыков пластин зазоры были минимальными. Ярмо

по мере шихтовки стягивают в шахматном порядке металлическими скобами (см. рис. 5-14), которые заранее заготавливают разной длины из полосовой стали толщиной 5—6 мм и шириной 50—60 мм. Пластины все время обстукивают сверху молотком или небольшой кувалдой через брусок из дерева, фибры или шинной меди, положенной вдоль пластин. Обстукивают и с торцов ярма, чтобы укладываемые слоями пластины ярма и стержней как сверху, так и с торцов были на одном уровне. При этом следят за тем, чтобы не погнуть и не измять верхние края пластин.

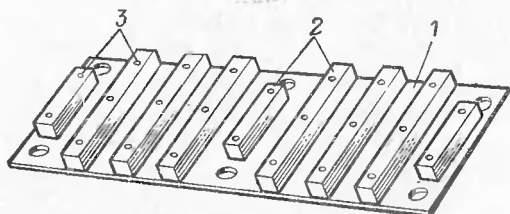


Рис. 11-9. Электрокартонный мост, изолирующий ярмовые балки от активной стали ярма.

1 — лист; 2 — рейки; 3 — заклепки.

После окончания шихтовки и выравнивания всех пластин устанавливают с обеих сторон верхнего ярма электрокартонные мосты с наклепанными рейками (рис. 11-9), которые служат изоляцией ярмовых балок от активной стали ярма. Рейки должны быть обращены в сторону ярма. Мосты временно привязывают к ярму киперной лентой. Затем устанавливают верхнюю уравнительную изоляцию, заполняющую выступ ярма, так чтобы оси прокладок уравнительной изоляции совпадали с осями прокладок верхней и всей нижней изоляции. После этого определяют, какая ярмовая балка относится к стороне НН и какая к стороне ВН, поднимают и устанавливают балки на верхнюю уравнительную изоляцию. При установке ярмовые балки насаживают на вертикальные стяжные шпильки, если они есть, и скрепляют через отверстия на концах шпильками.

Стянув концевыми шпильками ярмовые балки так, чтобы ядро, мосты и ярмовые балки выровнялись относительно друг друга, снимают металлические скобы, которыми стягивали пластины ярма в процессе шихтовки, и начинают прессовать ядро.

При бесшпильчатой конструкции магнитопровода ярмо крепят и прессуют с помощью стальных полубандажей (рис. 5-10), а также концевых постоянных шпилек вне ярма. Затем сцепляют вертикальные замковые пластины с верхними и нижними ярмовыми балками, соединяя их между собой (рис. 5-11), и регулируют их зазоры между шипами пластин и опорными шипами ярмовых балок при помощи клинового устройства.

Монтаж устройств, прессующих обмотки. Окончив прессовку ярма, проверяют щупом или ножом, а также по расчетным размерам достаточность затяжки и монтируют соответствующее устройство, прессующее обмотки. Если устройство, прессующее обмотки, выполнено в виде стальной прессующей плиты и нажимных болтов, то монтируют на нижних полках верхних ярмовых балок нажимные болты, устанавливают на прессующие плиты башмаки и с помощью нажимных болтов подпрессовывают обмотки и изоляцию до размеров, указанных в чертеже. На мощных высоковольтных трансформаторах целесообразно устанавливать гидropружинное прессующее устройство (см. рис. 2-15,б). Если имеются вертикальные стяжные шпильки, их также затягивают до соответствующих размеров и раскернивают гайки.

Затем, пока не установлено заземление магнитопровода и прессующих колец, проверяют мегаомметром 2500 В изоляцию нижних и верхних ярмовых балок от ярм, а также изоляцию полубандажей при бесшпильчатой конструкции в верхнем и нижнем ярмах. После этого раскернивают гайки на полубандажах, чтобы они не отвинчивались в результате вибрации при работе трансформатора.

Монтаж заземлений. Затем осуществляют заземление магнитопровода аналогично заводскому исполнению по одной из схем, показанных на рис. 11-10, в зависимости от конструкции активной части. Обычно заземление выполняют для мощных трансформаторов медной луженой двойной лентой толщиной 0,3 мм каждая и шириной 40 мм. Один конец заземляющей ленты закладывают между пластинами в ярме на глубину 75 мм, а другой в зависимости от схемы или присоединяют под подъемную шпильку, или прижимают к внутренней стороне стенки ярмовой балки, или прикрепляют болтом к полке ярмовой балки.

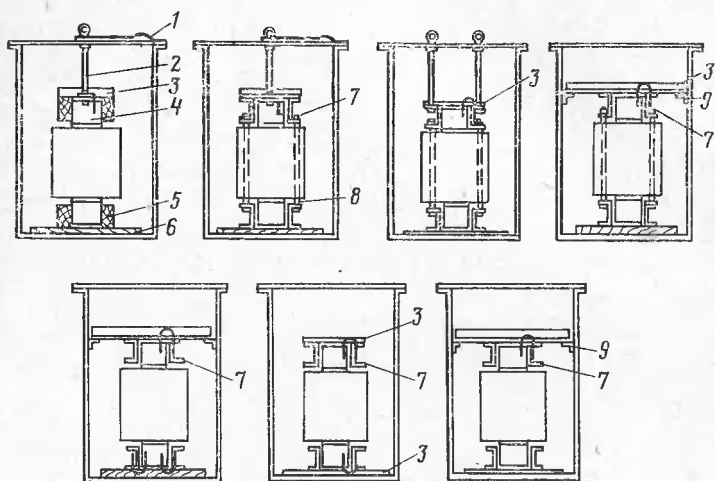


Рис. 11-10. Схемы заземления магнитопроводов при различных конструкциях активной части.

1 — болт на крышке; 2 — подъемные шпильки; 3 — стальная поперечная планка (угольник); 4 — магнитопровод; 5 — деревянная ярмовая балка; 6 — деревянный опорный брусок; 7 — стальная ярмовая балка; 8 — шпилька, связывающая верхнюю ярмовую балку с нижней; 9 — крепление на стенке бака.

Если схема заземления требует установки заземляющих лент как в верхнем, так и в нижнем ярмах, то ленты располагают одну под другой и на одинаковом расстоянии от края ярма, иначе будут увеличенные потери холостого хода. В некоторых конструкциях трансформаторов иностранных фирм пакеты пластин разделены листами электрокартона. В этом случае пакеты пластин соединяют металлическими перемычками.

11-4. РЕВИЗИЯ И МОНТАЖ ПЕРЕКЛЮЧАЮЩИХ УСТРОЙСТВ

При любом виде ремонтных работ переключающее устройство устанавливается или старое, или аналогичное новое заводского изготовления. Место установки и конструкция крепления сохраняются также в заводском исполнении. Если трансформатор до ремонта или модернизации вообще не имел переключающего устройства или в результате модернизации изменились параметры, а соответственно и тип устройства, то приходится специально разрабатывать конструкцию установки и креп-

ления как самого переключающего устройства, так и его привода. Таким образом, монтаж переключающих устройств производится или в прежнем заводском исполнении, или по специально разработанному чертежу.

Прежде всего нужно произвести ревизию, а при необходимости и ремонт (гл. 9) и подготовить переключающее устройство к установке. При его ревизии внимательно осматривают контакты, пружины, изолирующие детали и детали крепления, обращая особое внимание

на состояние контактных поверхностей и их сочленение, давление пружин, состояние изолирующих деталей, затяжку деталей крепления, сочленение переключателя с приводом и т. п. В зависимости от результатов осмотра устраняют все замеченные неисправности и повреждения.

Установка переключающего устройства ПБВ. У отечественных трансформаторов 35, 100 кВ и выше регулировочные ответвления соединяются с переключателем ответвлений кабелями, ко-

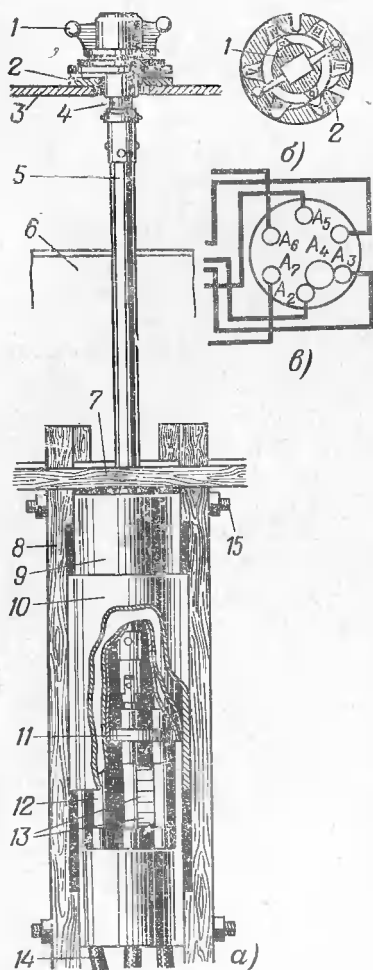


Рис. 11-11. Крепление переключающего устройства барабанного типа на активной части трансформатора.

1 — колпак привода; 2 — фланец, приваренный к крышке бака; 3 — крышка бака; 4 — вал привода; 5 — штанга привода; 6 — яровая балка; 7 — горизонтальная деревянная планка, скрепленная с яровой балкой 6 и стойкой 8; 8 — вертикальная деревянная стойка; 9 — длинный крепежный бумажно-бакелитовый цилиндр; 10 — защитный бумажно-бакелитовый цилиндр; 11 — гетнаксовый диск; 12 — контактный стержень; 13 — контактные кольца; 14 — кабель; 15 — текстолитовые шпильки.

горые или впаиваются в контактные трубки, или присоединяются посредством наконечников с трубной резьбой.

Отечественные переключающие устройства ПБВ с ручным управлением, размещенным на крышке, на напряжения 35, 110 кВ (рис. 11-11,а) и выше (кроме типов ПТЛ-4-120/35 и ПСС-4-120/35×3) крепятся на ярмовой балке 6 в деревянной раме (7,8) с помощью бакелитовых цилиндров 9, которые надеваются на переключающее устройство (11—12—13) и служат как для крепления, так и для изоляции от обмотки ВН. Два крепежных цилиндра имеют выступы, которыми они входят в прорези диска переключающего устройства. На них надевается общий наружный защитный цилиндр 10 на всю высоту переключающего устройства, включая оба крепежных цилиндра. Этот общий защитный наружный цилиндр имеет вырез (окошко), который закрывается скользящим по нему четвертым коротким цилиндром. Наружный и крепежные цилиндры имеют сверху и снизу по два общих отверстия диаметром 22 мм, через которые вставляют текстолитовые шпильки 15, крепящие цилиндры, а с ними и переключающее устройство к деревянной раме (рис. 11-11,б, в).

В гл. 9 (на рис. 9-7) даны размеры цилиндров, используемых для крепления наиболее распространенных переключающих устройств ПБВ типа П6.

Для соединения переключающего устройства с приводом служит штанга, конструкция которой рассмотрена в § 9-4. К одному концу штанги крепится металлическая втулка с прорезью, а другой — соединяется с приводом.

На рисунках (гл. 9) показаны различные переключающие устройства с дистанционным управлением как ПБВ, так и РПН. Эти переключающие устройства монтируют или на остовах под крышкой, или на крышке в специальном баке, или в баке сбоку от активной части.

Установка избирателя РНТ-18 устройства РПН. Избиратель устройства РНТ-18 (рис. 11-12), применяемый в трансформаторах РПН, устанавливают обычно на верхней раме, а токоограничивающий реактор — на нижней раме активной части с помощью крана. Подъем осуществляют за подъемные кольца. Избиратель устанавливают на стальные пластины, соединяющие верхние ярмовые балки. При этом нижняя рама, на которой со-

бран избиратель, не должна иметь зазоров между своей нижней плоскостью и всеми пластинами, на которых она крепится. При отсутствии зазоров вал переключателя свободно вращается от руки. Это показывает, что избиратель установлен правильно.

Аналогично устанавливают на активной части элементы всех типов переключающих устройств с токоограничивающими реакторами.

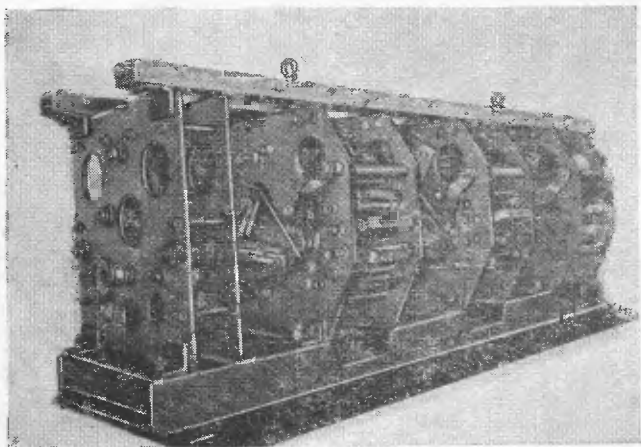


Рис. 11-12. Избиратель РНТ-18.

Монтаж переключающего устройства РПН типа РС-3. Поскольку устройство нельзя держать на воздухе больше 8 ч, его монтируют сразу после установки активной части в бак или после закрытия активной части колоколом перед заливкой трансформатора маслом. Монтаж производят в следующем порядке.

Укладывают уплотнение из клингерита или паронита на приваренный к крышке бака фланец.

Поднимают переключающее устройство за подъемные скобы из бачка с маслом, подводят к трансформатору так, чтобы его ось совпала с осью отверстия во фланце, и опускают в бак до тех пор, пока фланец переключающего устройства не ляжет на уплотнение, уложенное на фланец бака. При этом отверстия во фланцах для шпилек должны совпасть, а приводной вал должен быть направлен к редуктору.

Завинчивают шпильки по всему периметру так, чтобы уплотнение было зажато равномерно.

Крепят переключающее устройство к колоколу при помощи дополнительного фланца.

Закрепляют нижнюю часть переключающего устройства металлическим поясом на разрезном изоляционном цилиндре, который изолирует нижний конец переключающего устройства от дна бака. Цилиндр предварительно устанавливают через люки в стенке бака.

Соединяют согласно схеме неподвижные контакты избирателя с ответвлениями обмотки, а также избиратель с контактором и предизбирателем (реверсором) через люки в стенке бака или колокола. Все соединения изолируют и хорошо закрепляют.

Если переключающее устройство ремонтировалось или устанавливается новое, полученное в разобранном виде, предварительно собирают верхнюю самостоятельную контакторную часть с нижней, в которой размещены избиратель и предизбиратель (реверсор). Для правильной сборки этих частей необходимо, чтобы совпали маркировки на деталях блока шестерен избирателя. При этом указатель положения переключающего устройства должен показывать положение K (K — число релей избирателя). В положении K должны быть четные подвижные контакты избирателя, а в положении $K-1$ — нечетные; предизбиратель должен быть замкнут в положении 23, а контактор — в положении 32 (см. рис. 9-32). Изоляционный вертикальный вал избирателя должен правильно войти в зацепление с поводком блока шестерен избирателя.

После сборки переключающее устройство монтируют, как указано выше. Устанавливают реле RS-1000 (см. рис. 5-6), настроенное на срабатывание при скорости масла 0,9 м/с. Это реле связывает масляное пространство контактора с масляным пространством расширителя, отделенным от его объема перегородкой. Маслопровод выполняют из трубы диаметром 25 мм. Реле монтируют как можно ближе к переключающему устройству. Механическую связь последнего с приводом осуществляют при помощи редуктора и двух валов — вертикального и горизонтального. Оба вала связаны с редуктором и приводом карданным соединением. На рис. 11-13 показана установка переключающего устройства РС-3 в трансформаторе с колоколом. Сигнальные

и силовые кабели входят в привод через две муфты. Последние прикреплены к дну защитной коробки болтами так, что привод можно демонтировать, не вынимая кабелей из муфт.

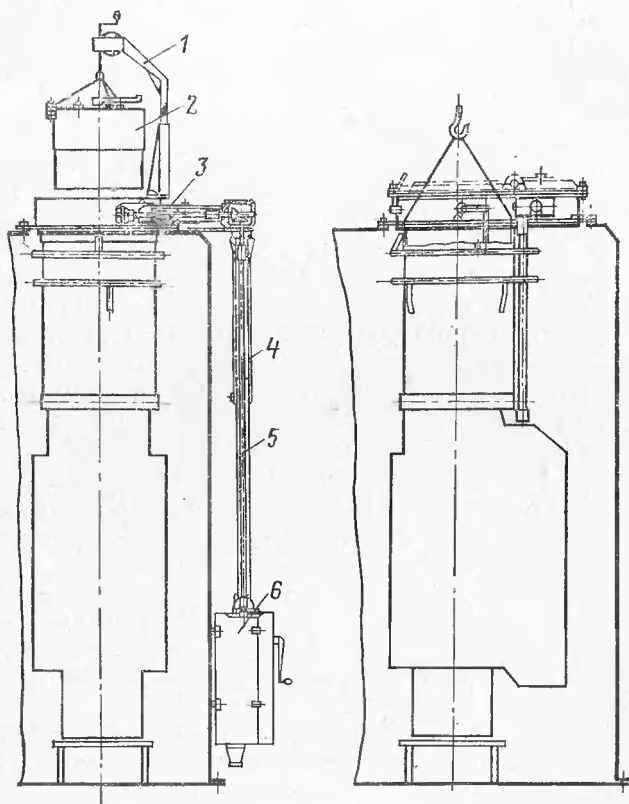


Рис. 11-13. Установка переключающего устройства РС-3 в трансформаторе с колоколом.

1 — кран; 2 — контактор; 3 — система передач; 4 — защитная труба; 5 — вал; 6 — приводной механизм.

Присоединение проводов осуществляют по схеме, имеющейся на внутренней стороне крышки. Провода должны правильно лежать в клеммах, а винты — быть крепко затянуты. При подключении силовых проводов необходимо строго соблюдать их правильную фазировку.

Если по тем или иным причинам переключающее устройство находилось на воздухе более 8 ч, его сушат (§ 9-12).

Закончив монтаж переключающего устройства РС-3, трансформатор заливают маслом.

11-5. МОНТАЖ, ИЗОЛИРОВКА, КРЕПЛЕНИЕ И ПАЙКА ОТВОДОВ

Монтаж отводов. Отводы, как правило, используют заводские; конструкция их крепления также должна быть в заводском исполнении.

В случае обнаружения дефектов, требующих замены отдельных отводов или отдельных деталей крепления, их изготавливают заново.

Для изготовления новых отводов отрезают заготовку нужного размера, выгибают ее шиногибом

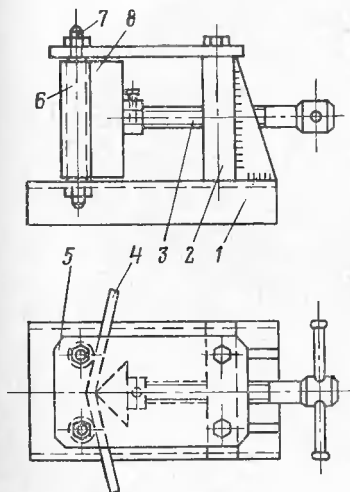


Рис. 11-14. Шиногиб для изгиба плашмя шинного отвода.

1 — основание — швеллер; 2 — приваренная стойка с резьбовым отверстием для винта; 3 — ходовой винт; 4 — изгибаемая шина; 5 — скрепляющая пластина; 6 — втулка; 7 — шпилька; 8 — наконечник ходового винта в виде призмы.

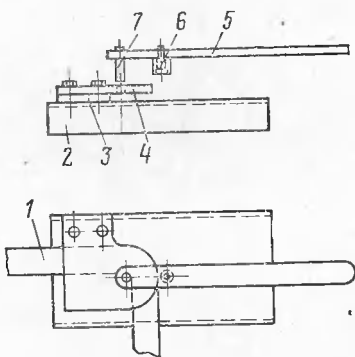


Рис. 11-15. Шиногиб для изгиба на ребро шинного отвода.

1 — изгибаемая шина; 2 — основание — швеллер; 3 — промежуточная смежная пластина (берется в зависимости от толщины изгибаемой шины); 4 — верхняя щека; 5 — рукоятка; 6 — подвижный ролик; 7 — стержень, вокруг которого производится изгиб.

(рис. 11-14 и 11-15) или вручную по шаблону и обрабатывают концы (расплющивают, сверлят, делают прорези, лудят, припаивают или пристраивают наконечники

или демпферы и т. п.). Если отвод приходится выгибать вручную, то на заготовке отмечают место изгиба, зажимают ее в тиски так, чтобы пометка была у края их губок, и начинают выгибать заготовку руками или с помощью трубы.

По мере выгиба трубу постепенно отодвигают от края тисков, пока отвод не примет нужную форму. Затем проверяют выгиб по шаблону. В отдельных случаях заготовку отвода зажимают в тиски вместе с шаблоном и

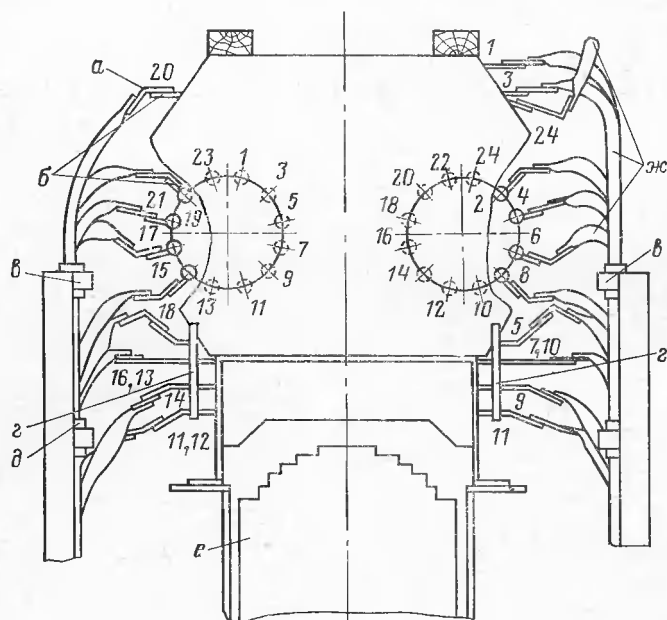


Рис. 11-16. Присоединение отводов к одной фазе избирателя РНТ-18. *а* — пластина; *б* — шпильки; *в* — деревянная планка; *г* — гетинаксовая доска; *д* — электрокартон; *е* — магнитопровод; *жс* — отводы. Цифры указывают номера отводов и контактов переключателей.

выгибают ее по шаблону, выравнивая деревянным молотком. Если отвод изготовляют из гибкого кабеля, то длину отрезка кабеля берут на 50 мм больше необходимого размера, поскольку кабель не дает четких углов. Затем у отвода обрабатывают концы.

Детали крепления изготовляют преимущественно из бука. Однако допускается применять и другие лиственные породы дерева (дуб, березу, граб, ясень). Заготовки деревянных деталей сушат, после чего точно подго-

няют и обрезают непосредственно по месту, размечают и сверлят отверстия, вырезают пазы и т. п.

Монтаж отводов при сборке активной части большей частью производят по чертежам или эскизам, сделанным во время разборки. При этом отводы и планки устанавливают в том порядке, в каком они были занумерованы на эскизе (заводское исполнение). Присоединение отводов к переключающим устройствам производят также по чертежам или эскизам. Для примера на рис. 11-16 показано присоединение отводов к одной фазе избирателя РНТ-18, выполненное так же, как оно выполняется на Московском электрозаводе имени В. В. Куйбышева.

Отводы в мощных трансформаторах изготовляют из гибкого кабеля, медных шин, круглых стержней или труб. Их крепят обычно на деревянной раме, состоящей из системы продольных и поперечных планок с соответствующими отверстиями, пазами и вырезами.

Раму в свою очередь крепят стальными болтами М12 к верхней и нижней ярмовым балкам (рис. 11-17), которые имеют для этого соответствующие отверстия, кронштейны и другие приспособления. Планки размером 35×50 мм скрепляют между собой при напряжении 110 кВ и выше текстолитовыми или деревянными шпильками диаметром 19 мм.

Концы отвода, выполненного из гибкого кабеля, очищают от изоляции. Для этого на расстоянии 110—150 мм от конца делают круговой надрез по изоляции, затем от места надреза делают продольный разрез и снимают изоляцию отдельными слоями вплоть до жилы кабеля. После зачистки конца кабеля часть изоляции (примерно на длине 50 мм от очищенного места) срезают на конус, чтобы после изолировки пайки в месте стыка новой и старой изоляции не получалось просветов. При изгибе отвода, имеющего толстую изоляцию, место

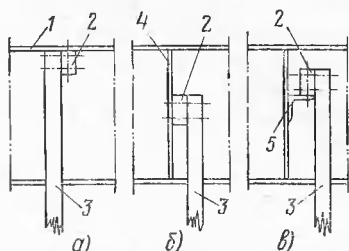


Рис. 11-17. Крепление деревянной рамы к ярмовым балкам.

а — к верхней ярмовой балке; б — к косынке ярмовой балки; в — к угольнику, приваренному к косынке; 1 — верхняя полка верхней ярмовой балки; 2 — горизонтальная деревянная планка; 3 — вертикальная деревянная планка; 4 — косынка ярмовой балки; 5 — приварной угольник.

изгиба увлажняют горячей водой. Благодаря этому изоляция кабеля в месте изгиба не рвется и не дает трещин.

Если очищенный от изоляции конец кабеля нужно припаять к концу обмотки или шине, его обертывают полоской медной фольги и расплющивают. При большом сечении конец кабеля разделяют на две-три части, каждую часть обертывают полоской демпферной меди, расплющивают и отдельно припаивают к концу обмотки или шине. Также расплющивают в местах пайки круглый сплошной отвод. Если два отвода соединяют болтами, то для лучшего контакта контактные поверхности предварительно лудят.

Если к середине шинного отвода надо присоединить пайкой несколько проводов, то для разделения паек в шине делают неглубокие разрезы. При присоединении большого количества параллельных проводов к концу шинного отвода его обрабатывают в виде зубцов (см. рис. 3-3).

Отводы НН трансформаторов средних и больших мощностей соединяют со шпильками вводов при помощи гибких демпферов (см. рис. 3-19), которые набирают из медных лент толщиной 0,3—0,5 мм. Одни концы лент спаивают между собой и с концом отвода твердым припоем, а другие концы пропаивают оловянным припоем и делают в них отверстия для соединения с вводом.

Изолировка отводов трансформатора. При необходимости отводы трансформаторов классов напряжения 110 кВ и выше изолируют кабельной или крепированной бумагой, а также лакотканью. Отводы трансформаторов классов напряжения 6—35 кВ обычно изолируют бумажно-бакелитовыми трубками с толщиной стенки 2, 4 и 6 мм. При толщине стенки 2 мм стыки трубок изолируют крепированной бумагой или лакотканью вполуперекрытие на толщину 1,5 мм на сторону на длине 40 мм. У трубок, имеющих толщину стенки 4 и 6 мм, стык затачивают на конус на длине 30—40 мм и изолируют лентой из крепированной бумаги или лакоткани на толщину 2 мм на сторону на длине от места стыка по 60 мм в каждую сторону. Изолированный стык трубок должен отстоять от края деревянной планки крепления для трубки с толщиной стенки 2 мм не менее чем на 25 мм, а для трубки с толщиной стенок 4 и 6 мм — не менее чем на 70 мм. Стыки трубок нескольких парал-

дельных отводов должны быть смещены по отношению друг к другу не менее чем на 30 мм.

При изолировании отводов в месте сочленения прерванной и последующей изоляции, а также в месте перехода от меньшей ее толщины к большей изоляцию выполняют в виде конуса на длине, равной 10-кратной ее толщине. При изолировании мест паяк изоляцию с обеих сторон зачищают также на конус. Конструкция и толщина изоляции отводов должны соответствовать указаниям в чертежах и определяться классом напряжения трансформатора, а также положением отводов по отношению к обмоткам и заземленным частям.

Отводы и места паяк изолируют очень тщательно лентой. Изолирующую ленту накладывают возможно более плотно вполуперекрывание, не допуская образования просветов, пустот, карманов, пазух, особенно на сгибах и переходах. С этой целью в процессе изолировки все время обжимают и приглаживают рукой наложенные слои ленты, прижимая их к предыдущим слоям. Изоляцию из бумаги и лакоткани закрепляют одним или двумя слоями тафтяной или киперной ленты вполуперекрывание.

Если отводы трансформатора не подлежат изолировке, в частности шинные отводы, их покрывают эмалью 624с (серой) или 624к (красной).

Концы обмоток НН у мощных трансформаторов припаивают меднофосфорным припоем к медным шинам, к которым в свою очередь припаивают линейные отводы (гибкие кабели или медные стержни). Линейные отводы у обмоток ВН выполняют обычно из круглого медного провода с припаянным к нему кабелем, пропускаемым в трубу высоковольтного ввода. Вторые расплющенные концы отводов припаивают к концам обмоток ВН и изолируют места паяк, как указано выше. Регулировочные отводы трансформаторов выполняют гибкими кабелями. Каждый регулировочный отвод заканчивается контактным латунным наконечником (башмаком) с отверстием, в которое вхо-

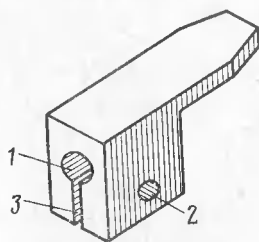


Рис. 11-18. Контактный наконечник отводов к переключающему устройству РНТ-13.

1 — отверстие для контактного стержня избирателя; 2 — отверстие для стопорного болта; 3 — прорезь.

дит стержень переключающего устройства (рис. 11-18). Наконечник закрепляют болтом, который зажимает стержень между двумя половинками наконечника, разделенными прорезью.

Крепление отводов трансформатора. При креплении отводов трансформатора обязательно в местах прохода через планки устанавливают дополнительную изоляцию, выполняемую из электрокартона толщиной 0,5—1 мм; толщина этой изоляции указана в чертеже. На рис. 11-19 показано крепление отводов в деревянных планках.

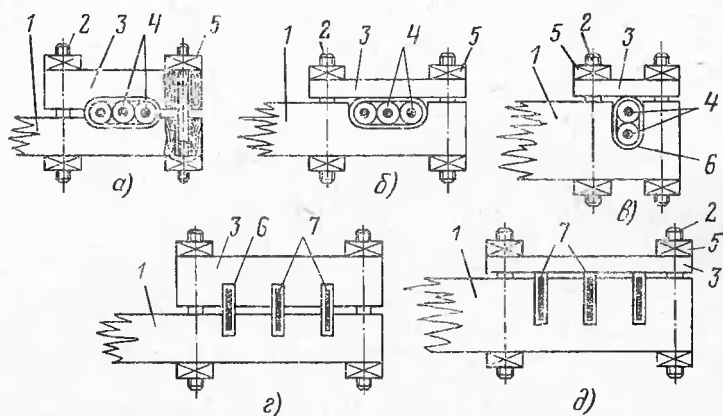


Рис. 11-19. Крепление отводов к деревянным планкам.
а, б и в — крепление кабелей; г и д — крепление шин; 1 — основная планка; 2 — шпилька из изоляционного материала; 3 — прижимная планка; 4 — кабели; 5 — гайка из изоляционного материала; 6 — электрокартон; 7 — шины.

При креплении отводов в планках после их затяжки должен оставаться промежуток. Для этого глубину выреза в планках берут на 2—3 мм меньше наружного диаметра отвода или толщины шины с изоляцией, если шина расположена вдоль планки. Ширина выреза должна быть на 3—5 мм больше диаметра отвода или ширины шины. Если шину устанавливают на ребро, ее зажимают между двумя планками; при этом глубина выреза в каждой планке должна быть меньше половины ширины шины, а ширина выреза — немного больше толщины шины вместе с изоляцией.

При установке отводов трансформатора и их креплении выдерживают все минимально допустимые изо-

ляционные расстояния как от отводов до обмоток и заземленных частей, так и между отдельными отводами. В изгибах и местах соединений отводов не должно быть острых углов. Для примера на рис. 11-20 и 11-21 показаны отводы ВН и НН для трансформатора ТД-10000/35.

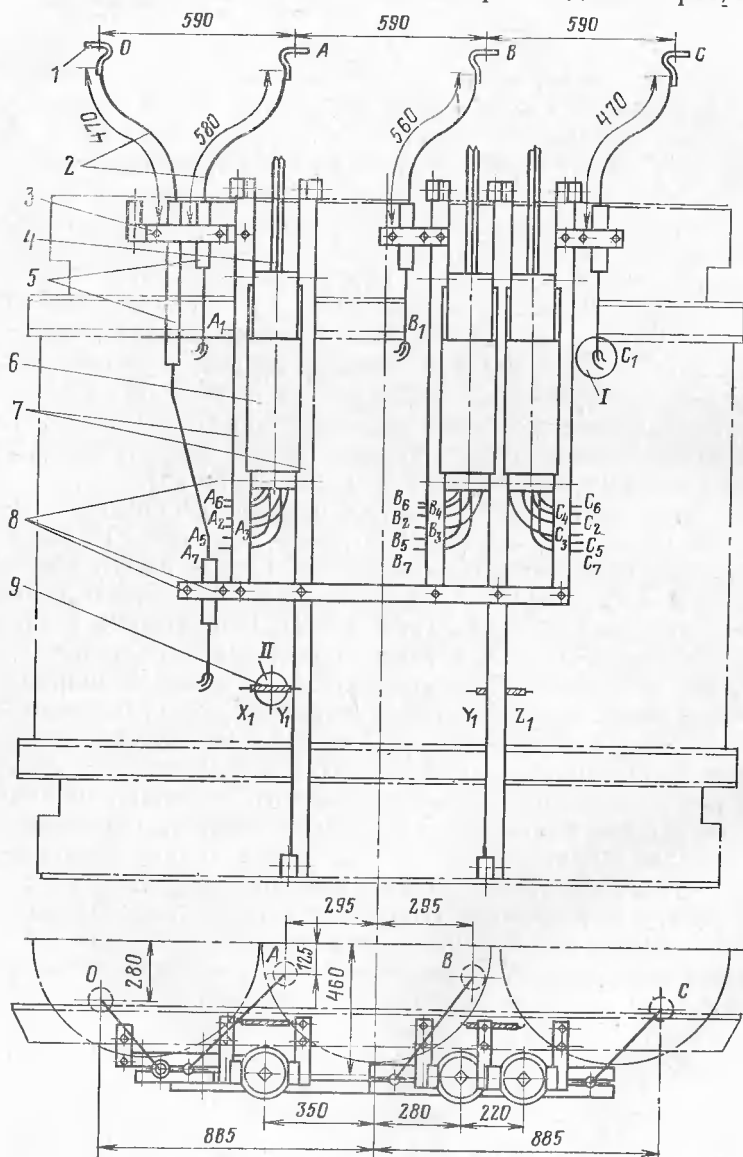
Пайка отводов трансформатора. После заготовки отводов и деталей крепления производят монтаж, пайку и крепление как отдельных отводов, так и всей схемы.

Все эти операции производят так, чтобы ни одна из них не мешала другой. Исходя из этого требования, монтаж, сборку и пайку отводов трансформатора или выполняют до окончательной установки конструкции крепления, или, если она не мешает, сначала устанавливают полностью или частично конструкцию крепления.

Одной из ответственных операций сборки является пайка отводов и схемы трансформатора. Пайку медных отводов и проводов производят твердым припоем без флюса с помощью электропаяльных клещей. В качестве припоя применяют сплав медь—фосфор (ГОСТ 4515-48). Алюминиевые отводы и провода паяют соответствующими припоями с флюсами (см. приложение 13).

Для электропайки медных отводов используют небольшой электросварочный агрегат, состоящий из однофазного трансформатора мощностью 3—10 кВ·А, электропаяльных щипцов с соединительным кабелем и педального выключателя (рис. 11-22). Напряжение трансформатора 220/8 В. Пайку производят внахлестку на длине не меньше полуторной или двойной ширины проводника. Концы проводников, подлежащих пайке, обрабатывают напильником по всей плоскости так, чтобы при наложении их друг на друга не получалось утолщений, затем контактные поверхности зачищают наждаком, чтобы место контакта было чистым, плоским и гладким. Обработанные и зачищенные концы проводников укладывают для пайки один на другой внахлест и зажимают между угольными пластинами щипцов. Вблизи места пайки на проводники накладывают асбестовые компрессы, а для защиты окружающих изолированных и деревянных деталей от загорания, а также от попадания внутрь обмоток кусочков припоя и окалины устанавливают щиты и экраны из листового асбеста. Когда пайка подготовлена, включают нажимом педаль трансформатор: уголь начинает накаливаться, а вместе с ним нагревается и место пайки. Трансформатор не

следует включать надолго; ёго включают с перерывами, то нажимая, то отпуская педаль, и таким образом постепенно, но все сильнее нагревают место пайки до темно-вишневого цвета, и если пайка производится серебря-



ными припоями, то в этот момент ее со всех сторон посыпают мелко истолченной пережженной бурой. Затем нагревают место пайки до ярко-красного или светло-желтого цвета, берут плоскогубцами пластинку припоя и водят ею со всех сторон по стыку двух проводников так, чтобы припой, расплавляясь, протек между проводниками и заполнил собой все поры. При пайке медно-фосфорным припоем и припоем ПСр-15 буру не применяют, а нагревая место пайки, водят пластинкой припоя по стыку, как указано выше.

Пайку ведут с перерывами. Образующиеся при пайке наплывы и капли припоя необходимо сразу удалять. Закончив пайку, щипцы не снимают до тех пор, пока проводники не потемнеют. Затем место пайки смачивают водой и после охлаждения его обрабатывают напильником и наждачной бумагой, тщательно заглаживая все острые углы, неровности, заусенцы и т. п.

Проверяют качество пайки, для этого ударяют по ней молотком, а также осматривают со всех сторон (можно с помощью зеркала). При осмотре следует убедиться в том, что припой целиком заполнил все пространство в месте контакта и что пайка не имеет трещин и пустот.

После обработки и проверки место пайки изолируют, как указано выше.

После пайки и окончательного закрепления отводов трансформатора и всей конструкции необходимо проверить, чтобы концы всех шпилек и болтов не подходили близко к токоведущим частям, а также к баку. Как правило, все металлические шпильки в конструкции крепления отводов и схе-

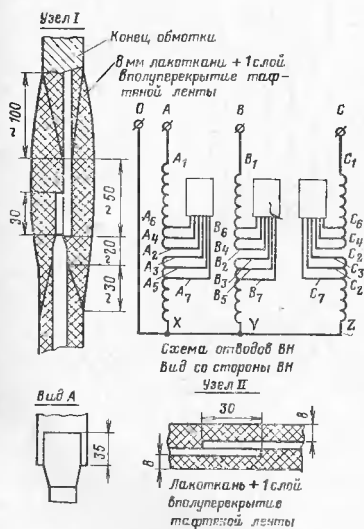


Рис. 11-20. Отводы ВН трансформатора типа ТД-10000/35.

- 1 — компенсатор из ленточной меди;
- 2 — кабель марки ПБОТ-6 сечением 50 мм²;
- 3 — буковая прижимная планка;
- 4 — штанга;
- 5 — бумажно-бакелитовые изолирующие трубки;
- 6 — переключатель ответвлений П6-300/35;
- 7 — буквые планки крепления переключателя;
- 8 — деревянные шпильки с гайками;
- 9 — междуфазные (нулевые) соединения.

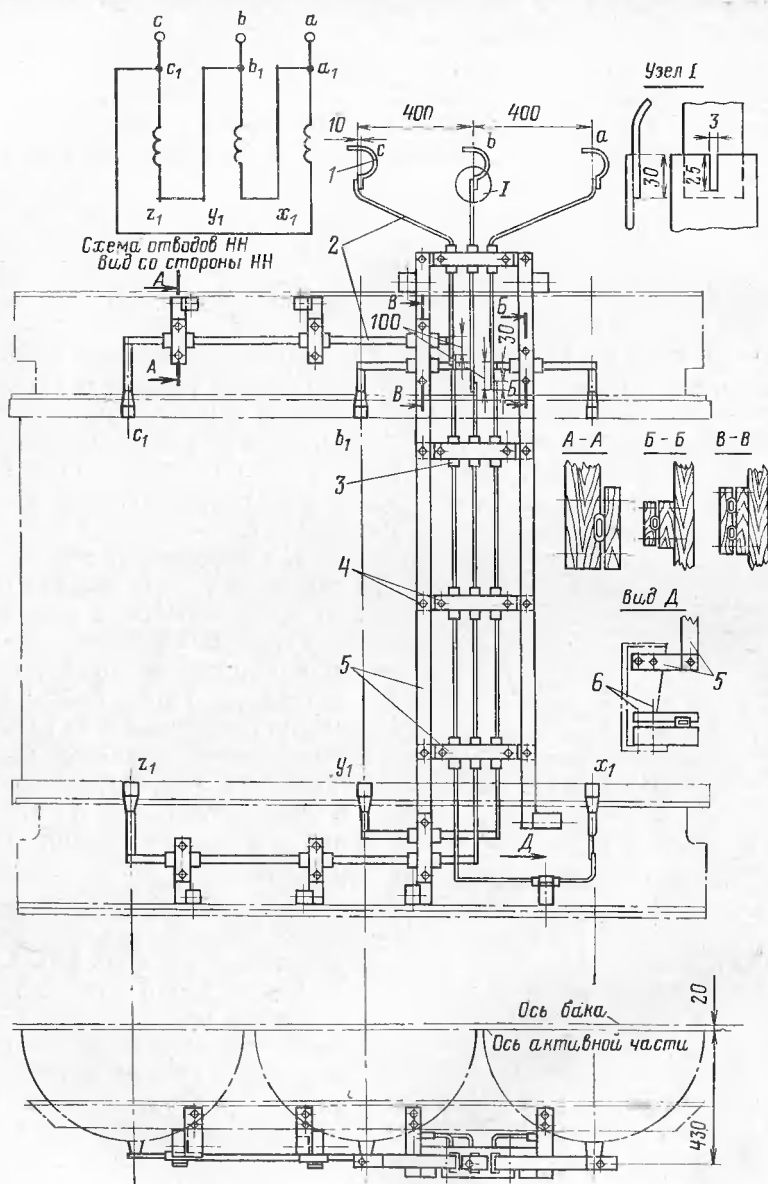


Рис 11-21. Отводы НН (6,6 кВ) трансформатора типа ТД-10000/35.
 1 — компенсатор из ленточной меди; 2 — голая медная шина; 3 — изоляция отвода в местах прохода через деревянные планки; 4 — шпильки с гайками для крепления деревянных планок; 5 — деревянные буковые планки; 6 — болты с гайками.

мы обрезают заподлицо с гайкой и зачищают все заусенцы. Неметаллические шпильки также подрезают, но не заподлицо с гайкой, а оставляя место для перевязки их бечевкой (рис. 11-26).

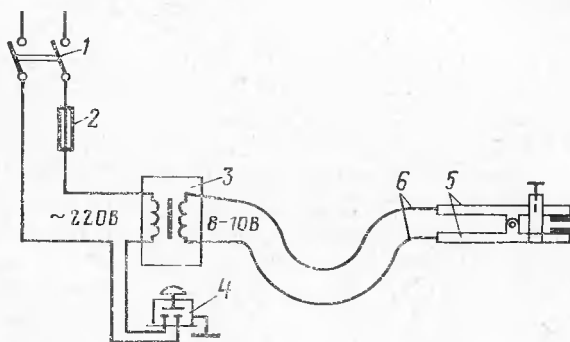


Рис. 11-22. Схема агрегата для электропайки.

1 — рубильник; 2 — предохранитель; 3 — трансформатор; 4 — педальный выключатель; 5 — электропаяльные клещи; 6 — соединительные кабели.

При обрезке шпилек и зачистке мест обрезки необходимо обеспечить, чтобы опилки не могли попасть на активную часть.

11-6. КОНТРОЛЬНЫЕ ИСПЫТАНИЯ ПРИ СБОРКЕ АКТИВНОЙ ЧАСТИ

В процессе сборки активной части производят ряд контрольных испытаний.

Испытание обмоток на отсутствие виткового замыкания производят при частичной зашихтовке верхнего ярма (среднего пакета) непосредственно после насадки обмоток НН, а затем и после насадки обмоток ВН. При испытании у двух обмоток НН разводят концы, а на третью подают пониженное напряжение (5—10% номинального). Для замеров подаваемого напряжения, а также тока включают вольтметр и амперметр. Амперметр включают сначала на ток не менее 20% номинального, так как при частичной зашихтовке верхнего ярма ток холостого хода может быть значительно больше его нормального значения. На такой же ток подбирают и соединительные провода. Подготовив испытание, осматривают активную часть, обращая внимание на отсутствие посторонних предметов, а также соприкосновения оголенных проводников друг с другом и с заземленными частями.

Магнитопровод при проведении испытаний должен быть заземлен. Убедившись в том, что все в порядке, включают напряжение и наблюдают за обмотками в течение 10—15 мин. При наличии в одной из обмоток виткового замыкания появится дым. Чтобы быть уверенным в достаточности подаваемого напряжения для обнаружения виткового замыкания, делают вокруг одной из обмоток контрольный короткозамкнутый виток из изолированного провода того же сечения, что и у витков обмотки.

Если напряжение достаточно, то через короткий промежуток времени контрольный виток задымит. Тогда трансформатор выключают, контрольный виток снимают и затем снова включают напряжение. Если дыма не появляется, то время от времени выключают напряжение и проверяют на ощупь нагрев всех катушек или витков на всех обмотках. Убедившись после 10—15 мин, что никаких ненормальных явлений не наблюдается, испытание заканчивают.

После насадки обмоток ВН испытание повторяют, подавая пониженное напряжение или на одну из обмоток ВН, или, если для обмотки ВН имеющееся пониженное напряжение слишком мало, на одну из обмоток НН. Необходимо следить, чтобы концы всех остальных обмоток были разведены, иначе может иметь место короткое замыкание.

Измерение коэффициента трансформации и сопротивлений обмоток постоянному току. До запайки схемы измеряют фазовые коэффициенты трансформации и сопротивления постоянному току обмоток фазы. С этой целью зачищают концы обмоток, соединяют поочередно регулировочные ответвления на обмотке ВН и, подавая на концы обмотки ВН низкое напряжение (127, 220, 380 В), измеряют напряжение как на обмотке ВН, так и на обмотке НН.

Разделив значение напряжения ВН на значение напряжения НН, получают фазный коэффициент трансформации. Таким образом определяют коэффициент трансформации на каждой фазе и всех различных соединениях регулировочных ответвлений. Полученные значения коэффициентов трансформации не должны отличаться более чем на $\pm 0,5\%$ от расчетных и более чем на 1% для разных фаз.

Сопротивление постоянному току обмоток измеряют или мостом, или постоянным током по методу ампермет-

ра и вольтметра (гл. 13). Эти сопротивления определяют отдельно для обмоток ВН и НН каждой фазы. Значения сопротивлений постоянному току для одних и тех же обмоток различных фаз не должны отличаться друг от друга более чем на 2%.

Измерения как коэффициентов трансформации, так и сопротивлений постоянному току производят приборами класса точности 0,2—0,5. Схемы и методика испытаний даны в гл. 13. Поскольку указанные измерения производят до запайки схемы на временных соединениях, необходимо обеспечить хороший контакт на всех соединениях, а также повторить все измерения после запайки схемы и полной сборки активной части.

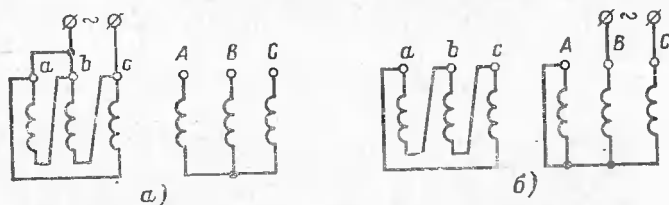


Рис. 11-23. Опыт холостого хода в однофазной схеме.

a — закорочена фаза на стороне треугольника; *б* — закорочена фаза на стороне звезды с нулем.

Результаты измерений коэффициентов трансформации позволяют судить о правильности и идентичности намотки обмоток, а также о правильности сборки схемы и присоединений регулировочных ответвлений к переключающему устройству. Измерения сопротивлений постоянному току помогают своевременно обнаружить различные дефекты (см. приложение 12).

Специальные испытания при пониженном напряжении. После запайки схемы и сборки всей активной части повторяют измерения коэффициента трансформации и сопротивлений обмоток постоянному току, а также производят три испытания с поочередным замыканием одной из фаз, т. е. первое — при закороченной фазе *A* или *a*, второе — при закороченной фазе *B* или *b* и третье — при закороченной фазе *C* или *c* (рис. 11-23, *a* и *б*). Испытания производят при пониженном напряжении (5—10% номинального).

В схему включают амперметр, вольтметр и ваттметр. Все приборы должны быть класса точности не ниже 0,5.

Указанные испытания позволяют выявить дефектную фазу, если она имеется, у трансформаторов с магнито-проводами, выполненными из горячекатаной стали. Нормально значения токов и мощностей у таких трансформаторов при подаче напряжения на зажимы AB (закорочена фаза C) и затем на зажимы BC (закорочена фаза A) не должны отличаться друг от друга при одном и том же напряжении более чем на 1—2%, значение тока и мощности при подаче напряжения на зажимы AC (закорочена фаза B) должно быть на 30—40% больше, чем на зажимах AB и BC . Если одна из фаз имеет дефекты (витковое замыкание), например фаза A , то только при замыкании ее не будет повышенного значения тока и мощности; в двух других случаях эта фаза участвует и будет иметь место повышенные значения тока и мощности.

Кроме того, эти испытания при пониженном напряжении позволяют определить потери холостого хода. Произведя указанные три испытания и получив три значения мощности, складывают их и делят пополам. Полученное таким образом значение мощности P'_0 пересчитывают на номинальное напряжение по формулам:

$P_{0Y} = P'_0 (1,16 U_n / U')^n$ — при соединении обмоток в звезду;

$P_{0\Delta} = P'_0 (U_n / U')^n$ — при соединении обмоток в треугольник,

где U_n — номинальное линейное напряжение обмотки, на которой производились измерения, В; U' — измеренное во время испытаний напряжение, В; n — показатель степени, равный (при напряжении 5—10% номинального) для горячекатаной стали 1,8 и для холоднокатаной стали 1,9.

Опыт короткого замыкания производят также после запайки схемы и сборки всей активной части. Так как все испытания как в процессе сборки, так и после нее носят контрольный характер с целью выявления тех или иных дефектов, то производят три пофазных опыта короткого замыкания (рис. 11-24). Для этого замыкают накоротко обмотку НН и подают низкое напряжение (меньше u_k) поочередно на зажимы сначала AB , затем BC и, наконец, AC . В схему для измерений включают амперметр, вольтметр и ваттметр. Измеренная при каж-

дом опыте мощность представляет собой потери двух фаз. При отсутствии дефектов все три опыта дадут одинаковые результаты. При наличии дефекта «большая» фаза обнаружится тем, что опыт, в котором она не участвует, даст меньшие потери, чем два других опыта с ее участием.

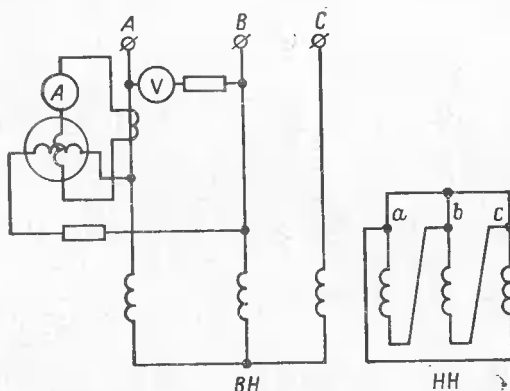


Рис. 11-24. Схема пофазного опыта короткого замыкания трехфазного трансформатора.

Дефекты, которые могут быть обнаружены опытом короткого замыкания, указаны в таблице приложения 12.

Методика проведения опыта дана в гл. 13.

11-7. РЕВИЗИЯ, ЧИСТКА И ПРОМЫВКА АКТИВНОЙ ЧАСТИ

После сборки активная часть подвергается сушке. Процесс и методы сушки описаны в гл. 12.

После сушки активную часть ревизуют, чистят, промывают и подготавливают к опусканию в бак.

Ревизия активной части состоит в том, что проверяют и восстанавливают прессовку обмоток, а также затяжку всех креплений, поскольку в процессе сушки последние ослабевают.

Если прессовка обмоток производится с помощью нажимных колец и прессующих болтов, то ее восстанавливают равномерной подтяжкой указанных болтов, если — расклиниванием, то для восстановления прессовки ее дополнительно расклинивают. Для этого между про-

кладками уравнильной и ярмовой изоляций забивают молотком через деревянную планку или приспособлением (рис. 11-25) равномерно по всей окружности добавочные клинья из электрокартона. Клинья должны быть предварительно высушены. Расклинивание ведут при зачаленных и натянутых стропях. Если произошла усушка до 15 мм, то расклинивание производят только вверх, забивая два-три клина с таким расчетом, чтобы последний клин с трудом входил под ударами молотка.

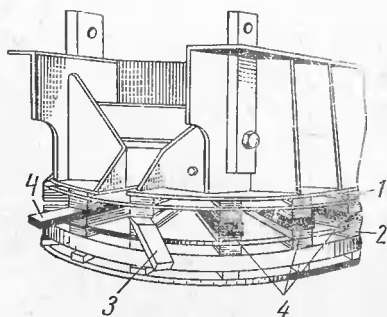


Рис. 11-25. Подпрессовка обмоток электрокартонными прокладками.

1 — уравнильная изоляция; 2 — ярмовая изоляция; 3 — временный клин; 4 — прокладки.

При усушке более 15 мм расклинивание производят как сверху, так и снизу, причем раньше расклинивают низ, а затем верх.

Для расклинивания используют вспомогательный деревянный клин, который забивают между ярмовой и уравнильной

изоляциями. Это дает возможность забить в соседний ряд прокладок нужное количество клиньев. Таким образом, обходят по окружности все ряды прокладок (рис. 11-25).

При расклинивании необходимо соблюдать следующие требования: а) расклинивать обмотку до отказа так, чтобы между деталями изоляции не входило даже лезвие ножа; б) клинья забивать целиком до конца и точно между прокладками, чтобы они не выступали за края прокладок; в) весь столб прокладок вместе с клиньями должен быть расположен строго по прямой вертикальной линии, без искривлений и смещений; г) расклинивание производить быстро, чтобы активная часть после сушки не могла увлажниться (для этого она должна быть еще не остывшей).

После расклинивания закрепляют отводы трансформатора и переключающее устройство, для чего затягивают гайки на всех болтах и шпильках, причем затягивать гайки на деревянных или текстолитовых шпильках надо особенно аккуратно. Отводы после их закрепления должны быть неподвижными. С этой целью производят

подмотку отводов киперной лентой. Если регулировочные отводы подходят к переключающему устройству сверху, то их надо развести так, чтобы они не мешали проходу штанги.

Затянув все гайки, устраняют их самоотвинчивание, для чего металлические гайки или раскернивают, или закрепляют замками, а все деревянные или текстолитовые шпильки перевязывают тонкой бечевкой (рис. 11-26).

Производят тщательный осмотр всей доступной изоляции обмоток и отводов с целью обнаружения возможных внешних повреждений и оголенных мест. При осмотре пользуются переносной лампой на 12 или 24 В. При обнаружении тех или иных повреждений их обязательно устраняют. В частности, если в том или ином месте задрапалась изоляция внешнего витка, его немного оттягивают и аккуратно заправляют в этом месте по всему периметру полоску кабельной бумаги или тонкого электрокартона, промазанную изнутри бакелитовым лаком. Затем виток в этом месте слегка подбивают и выравнивают.

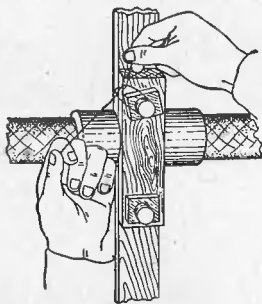


Рис. 11-26. Обвязывание деревянных и текстолитовых шпилек для предотвращения самоотвинчивания гаек.

После осмотра и устранения всех обнаруженных дефектов производят чистку и промывку активной части. Сначала аккуратно протирают ее ветошью, не оставляющей ворса, а затем мягкой кистью, окуная ее предварительно в масло. После чистки активную часть промывают струей масла от насоса давлением (0,5—1,0) 10^5 Па, начиная с верхней части и постепенно переходя к нижней.

Б. ОПУСКАНИЕ АКТИВНОЙ ЧАСТИ В БАК ИЛИ УСТАНОВКА КОЛОКОЛА. СБОРКА НАРУЖНЫХ ЧАСТЕЙ ТРАНСФОРМАТОРА

11-8. ИЗГОТОВЛЕНИЕ И УСТАНОВКА УПЛОТНЕНИЙ

При любом виде ремонта трансформатора приходится заново изготавливать и заменять все уплотнения. Уплотнения обычно выполняют из листовой маслоупор-

ной резины, которая механически прочная, стойкая и сравнительно дешевая, однако при 70—75°C относительно быстро стареет и начинает терять свои уплотняющие свойства.

На рис. 11-27 показаны различные способы уплотнения крышки бака трансформатора. При применении спо-

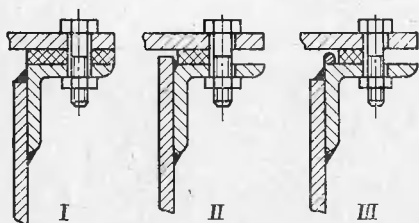


Рис. 11-27. Различные способы уплотнения крышки бака трансформатора.

соба I требуется большой расход материала, а также точная разметка отверстий. Более простыми являются способы II и III. По способу II для предотвращения выдавливания прокладки внутрь бака стенку бака делают несколько выше бортового угольника, по

способу III — вдоль всего борта по его внутренней стороне выгибают и приваривают стальную проволоку диаметром 4—5 мм.

Размер сечения уплотнения под крышкой (способ II или III) зависит от поперечного сечения верхней рамы:

Поперечное сечение верхней рамы, мм . . .	50×8	65×10	75×12	90×14	100×20
Сечение уплотнения, мм .	15×6	20×8	20×10	30×12	30×16

Заготовки для уплотнения крышки нарезают для прямых мест в виде прямых полос, а для круглых и овальных мест — в виде полос соответствующей формы. Стыки отдельных полос выполняют, как показано на рис. 11-28. Разметку делают так, чтобы стыки не располагались над отверстиями под болты, а также в местах переходов фасонной формы впрямую. Места стыков промазывают резиновым клеем.

Места соединений всех фланцев уплотняют резиновыми прокладками толщиной 6—12 мм. Как правило, для уплотнений кольцеобразной формы (пробок, фланцевых соединений и пр.) применяют готовые прокладки необходимой конфигурации и размеров, изготавливаемые заводами резино-технических изделий. Часто прокладки приходится изготавливать на месте. Прокладки вырезают цельными по форме фланца. Внутренние отверстия вырезают или пробивают пробойником необходимого размера, всегда несколько большего, чем диаметр от-

верстия во фланце, иначе после сжатия уплотнения часть отверстия окажется закрытой. Это обстоятельство особенно важно при изготовлении уплотнений для мест соединений кранов с вращающимися заглушками (например, радиаторных). Если в этом случае выступы уплотнений будут выходить за края внутреннего отверстия, они будут мешать открывать и закрывать краны.

Пробойники для пробивания внутренних отверстий, а также отверстий для болтов изготавливают из куска трубы соответствующего диаметра, один конец которой затачивают. На расстоянии 50 мм от заостренного конца делают на части окружности вырез высотой 15—20 мм, чтобы можно было очистить трубу от пробиваемого материала. Ширина заготовки для уплотнений фланцев может быть равна всей ширине фланца (в этом случае в уплотнениях пробивают отверстия для болтов) или расстоянию от внутреннего отверстия до болтов.

Для изготовления резиновых колец можно использовать приспособления, с помощью которых вырезают электрокартонные шайбы для изоляции — см. § 8-4.

Если крышка механически связана с активной частью, ее поднимают за кольца, которые навертывают на подъемные шпильки, проходящие через крышку (см. рис. 5-7). Уплотнение этих шпилек вместе прохода их через крышку показано на рис. 11-29.

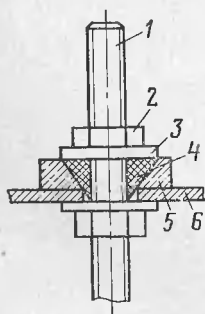


Рис. 11-29. Уплотнение подъемной шпильки.

1 — подъемная шпилька; 2 — гайка; 3 — шайба; 4 — уплотнение (шнуровой асбест); 5 — фланец; 6 — крышка бака.

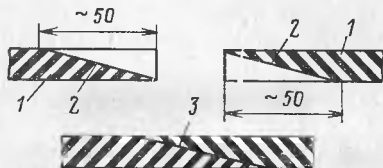


Рис. 11-28. Стыки полос резинового уплотнения бака и крышки.

1 — резиновая полоса; 2 — линия среза для сочленения; 3 — линия среза после сочленения.

11-9. МОНТАЖ РАДИАТОРОВ И НАВЕСНЫХ ОХЛАДИТЕЛЕЙ ДЦ

Очищают фланцы на патрубках бака от старых уплотнений, ревизуют и ставят крепежные болты, устанавливают новые уплотнения, монтируют и закрепляют радиаторные

плоские краны. На краны устанавливают уплотнения и проверяют закрытие и открытие кранов. Радиаторы навешивают грузоподъемным механизмом. Для этого стропят радиатор за верхнюю скобу, подводят его к месту подвески и, маневрируя, устанавливают так, чтобы отверстия в его фланцах приходились против болтов.

Затем одновременно сверху и снизу подтягивают радиатор, сажают его на болты, продвигают по ним до конца, ставят наружные гайки и равномерно затягивают их сверху и снизу. При затяжке гаек снова проверяют, как закрываются и открываются радиаторные краны, фиксируя положение ручки в обоих положениях крана. После подвески всех радиаторов их скрепляют сверху и снизу стальными полосами размером 40×6 мм.

Монтаж навесных охладителей системы ДЦ производят аналогично монтажу радиаторов. При установке задвижек необходимо так поджать сальники, чтобы можно было поворачивать маховик задвижки усилием одной руки (50—80 Н) и в то же время не было течи масла из системы охлаждения.

11-10. ПОДЪЕМ АКТИВНОЙ ЧАСТИ И ОПУСКАНИЕ ЕЕ В БАК ИЛИ УСТАНОВКА КОЛОКОЛА

На рис. 5-7,*а* был показан подъем активной части за кольца, расположенные на крышке, когда активная часть механически связана с крышкой, а на рис. 5-7,*б* — подъем за планки, когда крышка не связана с активной частью. В обоих случаях подъемные тросы закрепляют за стальные круглые стержни, которые вставляют в отверстия колец или подъемных планок. Конструкции для подъема активной части у трансформаторов разных заводов и разных выпусков весьма разнообразны, поэтому и способы подъема также разнообразны.

Иногда для подъема и опускания активной части мощных трансформаторов заводы предусматривают специальные траверсы. В соответствии с этим выполняют и конструкцию для строповки.

Крюк подъемного крана должен располагаться строго по центру тяжести, активная часть должна висеть на крюке строго вертикально, не иметь перекосов и наклонов. Перед подъемом крановщик должен убедиться

в исправности электродвигателей, механизмов и тормозов крана. Поднимать, подводить и устанавливать активную часть над баком надо медленно, без рывков и раскачиваний. Прежде чем начать опускание активной части, убеждаются в том, что она правильно ориен-

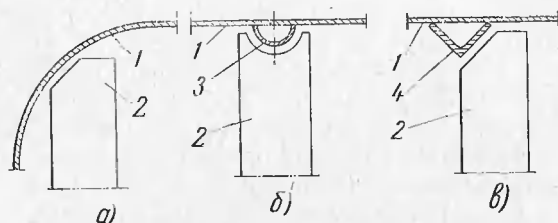


Рис. 11-30. Устройство направляющих, фиксирующих положение активной части в баке при ее опускании.

а — без приваренных деталей; *б* — с приварной трубой; *в* — с приварным угольником; 1 — стенки бака; 2 — направляющая планка, закрепленная болтами на ярмовых балках; 3 — труба, приваренная к стенке бака; 4 — угольник, приваренный к стенке бака.

тирована по отношению к баку, т. е. определяют, где стороны НН и ВН. Кроме того, опустив немного активную часть в бак так, чтобы вошли нижние установочные поперечные планки, проверяют, есть ли зазоры до стенок бака. С этой целью часть рабочих при опускании активной части находится наверху и следит за тем, чтобы ни с одной стороны не было трения или касания ее о стенки бака.

Активную часть опускают медленно и осторожно; ответственным моментом при этом является посадка ее на дно бака. На рис. 11-30 показаны направляющие, фиксирующие положение активной части в баке, а на рис. 11-31 — детали крепления. Детали крепления активной части в баке должны попасть при ее опускании на свои места. Это не всегда удается с первой попытки, поэтому, несколько приподнимая активную часть и чуть передвигая ее в ту или другую сторону, а также

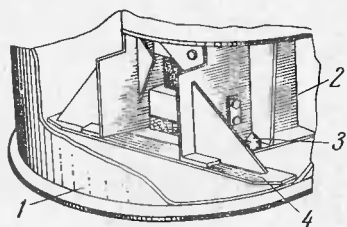


Рис. 11-31. Установка активной части на дно бака на конусные шипы.

1 — бак; 2 — активная часть; 3 — шип; 4 — нижний раскос.

слегка покачивая, добиваются полной посадки ее на дно бака.

Чтобы убедиться в правильности посадки, осторожно опускают переносную электрическую лампу между активной частью и стенкой бака и обходят весь периметр. Если расстояние между стенкой бака и активной частью достаточно велико, на дно бака опускается рабочий и проверяет правильность посадки. После этого измеряют расстояние между отводами трансформатора и стенками бака, между отводами и ярмовыми балками, между самими отводами трансформатора и проверяют соответствие этих расстояний чертежу или минимально допустимым размерам для данного класса напряжения.

Если бак трансформатора имеет разъем внизу (колокольного типа), активную часть опускать не приходится. Ее поднимают и сразу устанавливают на нижнюю часть бака — поддон. После установки немедленно проверяют по отвесу, встала ли активная часть строго вертикально. Если имеется наклон, его ликвидируют, приваривая стальные пластины соответствующей толщины.

Рамы колокола и поддона должны иметь совершенно ровную поверхность; кроме того, должна быть ровной сборочная площадка. Однако баки с разъемом внизу применяют, как правило, для мощных трансформаторов, имеющих большие размеры, а изготовить сварные рамы больших размеров с совершенно ровными поверхностями трудно. Поэтому неровные поверхности рамы колокола или поддона выравнивают с помощью кусков резины. Концы кусков резины срезают на конус, длина образующей которого должна быть не менее 100 мм. Для уплотнения стыка рам применяют полосовую резину толщиной 16 мм и шириной, равной расстоянию от приваренного по внутреннему краю рамы стального прутка до отверстий болтов.

Колокол опускают на поддон так, чтобы отверстия для болтов в обеих рамах бака точно совпали и при этом не сместились полосы резины. Чтобы избежать смещения полос, необходимо опустить колокол с первого раза правильно. Для этого сначала колокол не опускают до конца, а останавливают на расстоянии около 250 мм от поддона. Затем совмещают отверстия в рамах колокола и поддона, вставляя в три-четыре отверстия по всему периметру бака вспомогательные стержни, и по ним плавно опускают колокол на поддон. После этого

вставляют в отверстия болты и равномерно затягивают их по периметру бака.

После установки колокола измеряют расстояние между баком и токоведущими частями, для чего проникают внутрь бака через отверстия в карманах вводов.

11-11. УСТАНОВКА КРЫШКИ И ЕЕ КОМПЛЕКТОВКА. МОНТАЖ ПРИВОДА ПЕРЕКЛЮЧАЮЩЕГО УСТРОЙСТВА

Установка крышки и ее комплектровка. Перед установкой крышки очищают от старых уплотнений внутреннюю поверхность ее краев и верхнюю раму бака, на которую затем укладывают новое уплотнение (§ 11-8). Затем крышку строят за подъемные кольца и устанавливают на верхнюю раму.

Для правильной посадки крышки на раму при опускании крышки за 200 мм до бака вставляют в отверстия для болтов в крышке и раме несколько направляющих металлических стержней. Предварительно ревизуют и подгоняют при необходимости все болты и гайки. Для заболчивания крышки сначала затягивают все болты без значительных усилий, затем затягивают их во 2-й раз до отказа.

Крышку частично комплектуют до установки на активную часть или бак трансформатора. На крышке монтируют армированные вводы классов напряжения 35 кВ и ниже и ручной привод переключющего устройства барабанного типа. Это делают независимо от того, связана крышка механически с активной частью или нет. Однако, если крышка механически связана с активной частью, ее установку, подсоединение отводов трансформаторов к вводам и переключателя ответвлений к приводу производят при сборке активной части до опускания ее в бак. Если крышка механически не связана с активной частью, ее устанавливают после опускания активной части в бак. Подсоединение отводов к вводам и привода к переключателю ответвлений производят в этом случае через люк так же, как и отсоединение. При этом соблюдают все условия, приведенные при разборке (§ 5-3).

Монтаж приводов переключющих устройств. Конструкций переключющих устройств, а соответственно и приводов очень много. Поэтому прежде чем их демонтировать, а затем монтировать, знакомятся с их конст-

рукцией, имеющимися описаниями и инструкциями. Для примера на рис. 11-32 показан привод отечественного переключающего устройства барабанного типа, его отдельные узлы и детали.

На рис. 11-32 показана верхняя часть привода переключающего устройства. Снаружи к крышке трансформатора приварен фланец 6, в который укладывается сальниковая набивка, уплотняющая выход вала привода

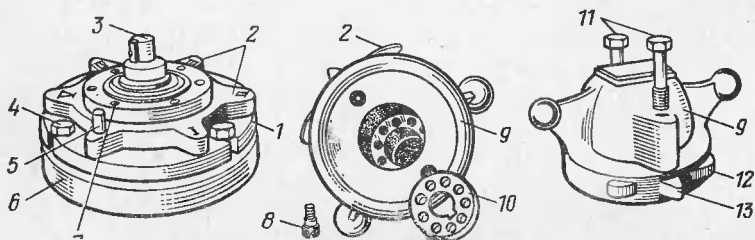


Рис. 11-32. Верхняя часть привода переключающего устройства барабанного типа.

1 — крышка сальника; 2 — выступы на крышке сальника; 3 — вал привода; 4 — болт; 5 — упор; 6 — фланец; 7 — отверстие; 8 — винт для крепления кольца 10 к колпаку 9; 9 — колпак привода; 10 — нониусное кольцо; 11 — стопорные болты; 12 — упорные выступы; 13 — указатель положений.

3 из-под крышки и препятствующая просачиванию масла в этом месте. Сальниковая набивка прижимается к фланцу крышкой сальника 1 и затягивается тремя болтами 4. На крышке сальника имеется шесть выступов. На пяти из них выбиты римскими цифрами положения переключающего устройства, против которых оставляется указатель 13 на колпаке 9 привода. На шестом выступе крышки сальника просверлено отверстие и в него вставлен упор 5, в который упираются упорные выступы 12 на колпаке, не позволяющие переключения с положения I сразу в положение V и, наоборот, с положения V в положение I.

Колпак зацепляется с валом привода через нониусное кольцо 10, которое надевается шпоночным пазом на шпошку вала, а предварительно устанавливается в нужном положении во внутреннем углублении колпака винтами 8. Надетый на вал привода колпак в каждом положении переключающего устройства стопорится двумя стопорными болтами 11, ввинчиваемыми в резьбовые отверстия 7 на крышке сальника. Крышка сальника и колпак — детали сложной конфигурации, они отлиты из

алюминиевого сплава силумина и обладают хрупкостью и невысокой прочностью, поэтому обращаться с ними надо осторожно, не прикладывать усилий более 200 Н (20 кгс). Усилие, прикладываемое к колпаку при переключении положений, зависит от силы сжатия пружин контактных колец, а также от затяжки сальникового уплотнения болтами 4. Болты должны быть затянуты лишь настолько, чтобы не было течи масла. Давление масла под крышкой трансформатора невелико, оно обусловлено высотой уровня масла в расширителе над крышкой, поэтому сильной затяжки болтов 4 не требуется.

На рис. 11-33 показаны элементы устройства РПН типа РНТ-13. Устройство состоит из избирателя, контактора, токоограничивающего реактора и приводного механизма. Компоновка этих элементов на трансформаторе принципиально одинакова для всех устройств серии РНТ (рис. 11-33). Избиратель 16 (чаще всего сдвоенный), а также токоограничивающий реактор (на рис. 11-33 не показан) устанавливаются на ярмовых балках активной части трансформатора. Контактторы установлены в отдельном масляном бачке 9, изолированном от бака трансформатора. Это необходимо потому, что в масле контакторного бачка при работе переключающего устройства горит электрическая дуга, что способствует быстрому старению масла. Замена этого масла не требует демонтажных работ и может быть произведена при любом текущем ремонте с отключением трансформатора от сети.

Приводной механизм 4 осуществляет работу всех элементов в необходимой последовательности. Коробка приводного механизма соединена с контактором вертикальным валом 5 через переходную муфту 6 и вал сальника 7, а контактор с валом избирателя 15 — карданным валом 12 и горизонтальным валом 13 с соединительной муфтой 14. Для регулировки работы всех элементов переключающего устройства на вертикальном и горизонтальном валах имеются конические диски соответственно 2 и 3, 10 и 11.

При разборке трансформаторов РПН отсоединяют вал 13 и отключают концы отводов от контактора.

При сборке трансформатора устанавливают вал 13, руководствуясь рисками, которые нанесены на заводе при положении переключающего устройства на первой

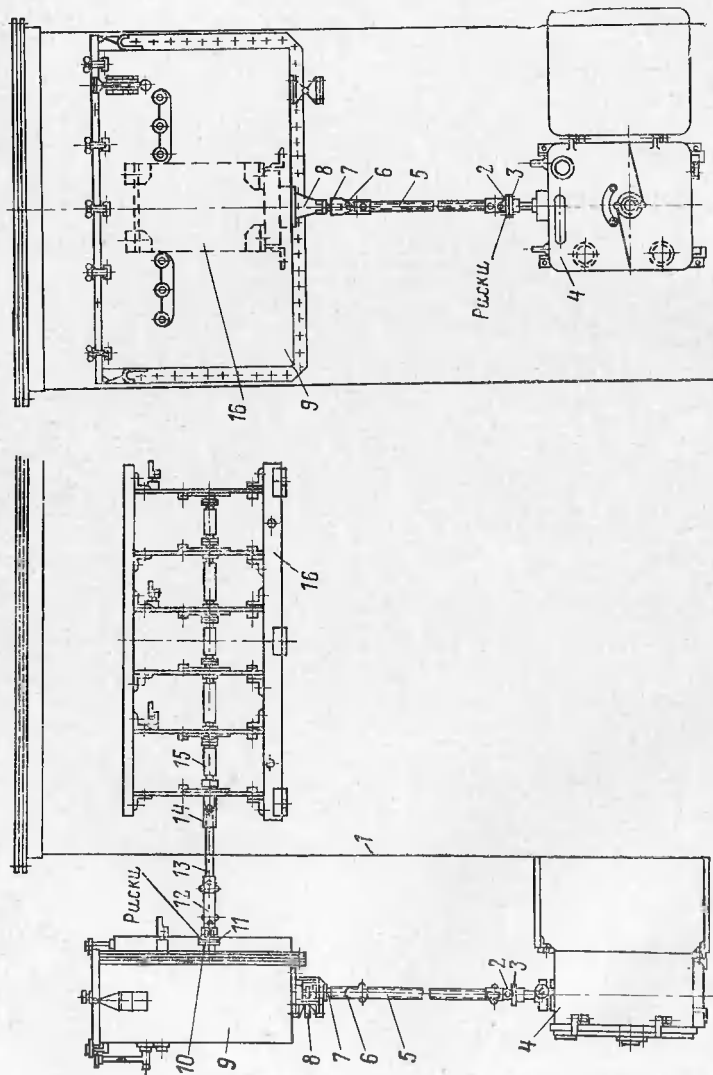


Рис. 11-33. Установка аппарата РПН на трансформаторе.

1 — бак трансформатора; 2 и 3 — нонусные диски вертикального вала привода механизма; 4 — прижимной механизм; 5 — вертикальный вал; 6 — переходная муфта вертикального вала; 7 — вал сальника; 8 — сальник; 9 — бак контактора; 10 и 11 — нонусные диски вала контактора и карданного вала; 12 — карданный вал; 13 — горизонтальный вал; 14 — соединительная муфта вала избирателя; 15 — вал избирателя; 16 — створчатый избиратель.

ступени регулирования. Риски наносятся: на нониусные диски 2 (вертикального вала) и 3 (вала приводного механизма); на нониусные диски 10 (вала контактора) и 11 (горизонтального карданного вала); на опорное кольцо горизонтального вала контактора и верхнюю бобышку коробки конических шестерен, через которую проходит вертикальный вал.

Для установки снятого вала 13 устанавливают привод переключающего устройства и подвижные контакты избирателей в первое положение и вставляют в соединительную муфту 14 вала избирателя конец вала 13 со шпонкой.

Затем соединяют нониусный диск вала контакторов с нониусным диском горизонтального карданного вала. Риски, нанесенные на обоих дисках, должны совпадать. Если все звенья сопряжены правильно, рукоятка ручного привода расположится вертикально, ручкой вниз. Если этого не произойдет, добиваются указанного расположения при помощи нониусных дисков, расположенных в нижней части вертикального вала и вала приводного механизма. Кроме того, убеждаются, что горизонтальный вал входит в соединительную муфту на 40—70 мм.

После установки вала 13 подсоединяют концы отводов от избирателя и токоограничивающего реактора к проходным болтам контактора, руководствуясь бирками, надетыми при разборке на отводы и болты. При подсоединении концов отводов следят, чтобы в бак не попали инструменты, гайки, шайбы. После присоединения привода поворачивают от руки весь механизм от первого до предельного положения и проверяют последовательность работы всех элементов системы. Для проверки работы приводного механизма и всех элементов переключающего устройства в комплексе снимают круговую диаграмму (гл. 9).

11-12. МОНТАЖ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВВОДОВ

Установку вводов классов напряжения 110 кВ и выше после ремонта, промывки и замены масла производят в соответствии с указаниями по демонтажу (§ 5-4).

Вводы вертикальной установки монтируют на крышке бака после ее монтажа на бак. Наклонные вводы обычно монтируют в специальных карманах на стенке

бака после опускания активной части в бак. Отечественные вводы как вертикальные, так и наклонные устанавливают на промежуточные прямые или наклонные фланцы. Предварительно на высоковольтный ввод устанавливают бумажно-бакелитовый цилиндр 2 (рис. 11-34), который изолирует нижнюю часть ввода 1 от стенок бака.

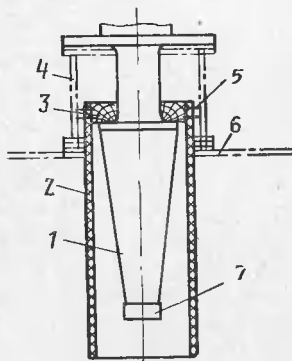


Рис. 11-34. Установка бумажно-бакелитовых цилиндров на ввод 110 кВ.

1 — ввод; 2 — цилиндр; 3 — планка; 4 — переходный фланец; 5 — винт; 6 — крышка; 7 — экран ввода.

Цилиндр связывают с вводом и закрепляют на нем при помощи деревянных планок 3, прикрепляемых к цилиндру винтами 5.

Вертикальный ввод устанавливают в следующем порядке.

Зачаливают ввод за подъемные кольца, привязав веревкой верхнюю фарфоровую рубашку к тросам.

Пропускают киперную ленту через трубу ввода, привязав к концу выходящей из трубы ленты груз.

Подводят ввод к крышке трансформатора, устанавливая строго по оси отверстия фланца и снимают груз с ленты.

Ленту привязывают к наконечнику кабеля, соединенного с отводом обмотки.

Медленно опускают ввод, одновременно направляя гибкий токоведущий кабель внутрь трубы ввода и вытягивая его за ленту.

Опускают ввод до резинового уплотнения, которое предварительно укладывают на фланец; вытягивают наконечник кабеля наружу и укрепляют его штифтом.

Добиваются при помощи круглых стальных оправок совпадения отверстий фланцев, опускают ввод на резиновое уплотнение и заболчивают.

Отвязывают и снимают киперную ленту с наконечника и наворачивают на ввод контактный колпак, предварительно подложив под него резиновую шайбу.

Значительно сложнее установить наклонные вводы в карманы на стенке бака (см. рис. 5-5). Если карманы несъемные, сначала устанавливают в них переходные наклонные фланцы. Бумажно-бакелитовые цилиндры

в зависимости от конструкции заранее закрепляют на переходных фланцах или вводе.

При установке переходного фланца с закрепленным в нем бумажно-бакелитовым цилиндром приходится одновременно перемещать их и горизонтально и вертикально. Закрепив переходный фланец в кармане, уста-

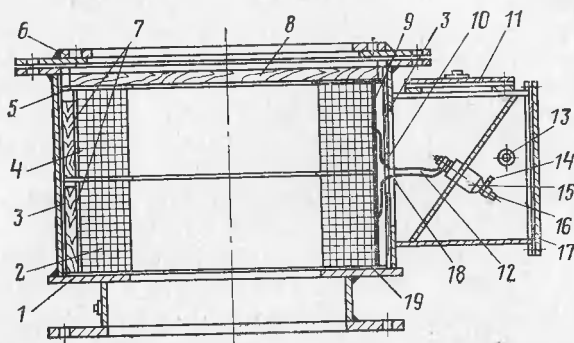


Рис. 11-35. Установка трансформаторов тока в переходный фланец высоковольтного ввода.

1 — фланец ввода; 2 — трансформатор тока (для релейной защиты); 3 — электрокартонный цилиндр; 4 — измерительный трансформатор тока; 5 и 19 — электрокартонные шайбы; 6 — фланец под установку ввода; 7 — деревянные клинья; 8 — временный деревянный брус для транспортировки; 9 — электрокартонный лист; 10 — вырез в цилиндре для отводов; 11 — верхняя заглушка; 12 и 18 — отводы от трансформаторов тока; 13 — сальник для ввода отводов трансформаторов тока; 14 — пластина с обозначением концов трансформаторов тока; 15 — составной изолятор; 16 — контактная шпилька ввода; 17 — боковая заглушка.

навливают ввод. Установку ввода в переходный фланец производят очень осторожно, чтобы не повредить изолирующий бумажно-бакелитовый цилиндр. При установке переходного фланца в карман на стенке бака и ввода во фланец мастер должен наблюдать через люк кармана за их перемещением.

Ввод присоединяют к отводу обмотки через люк кармана демпфером или пропусканием троса через токоведущую трубу. Отвод обмотки иногда присоединяют к нижней части токоведущей трубы ввода, не пропуская токоведущий трос через трубу.

Монтаж высоковольтных вводов удобнее всего производить мостовым краном с применением блока, чтобы можно было, если потребуется, оттянуть ввод в горизонтальном направлении. Если карманы съемные, иногда удобнее укомплектовать ввод вне трансформатора на

стойке и в таком виде подвести краном к стенке бака и закрепить.

Прокладку под фланец ввода вырезают из маслостойкой резины толщиной 10 мм. При заболчивании фланцев затягивают болты так, чтобы толщина резиновой прокладки уменьшилась на 20—30%. Прокладку предварительно промазывают бакелитовым лаком и сушат.

Установка трансформаторов тока. В мощных силовых трансформаторах устанавливают по два трансформатора тока на фазу (рис. 11-35): один для измерительных приборов, другой для релейной защиты. У встроенных трансформаторов тока первичной обмоткой является тоководущий кабель, проходящий через трубу высоковольтного ввода. Вторичную обмотку наматывают из изолированного провода на ленточный кольцевой магнитопровод, располагая на нем участками, между которыми устанавливают распорные клинья. Клинья ставят против надписи «клин» на ленточном бандаже трансформатора тока.

Трансформаторы тока выпускают с номинальным значением вторичного тока 1 или 5 А. Номенклатурное обозначение измерительных трансформаторов строят по следующему образцу: ТВТ-220-1000/1, где первая буква Т — ток, вторая В — встроенный, третья Т — для трансформаторов; 220 — класс напряжения ввода, на котором устанавливают трансформатор, кВ; 1000 — номинальное значение первичного тока, А; 1 — номинальное значение вторичного тока, А.

Выводные концы обмотки в трансформаторе тока обозначают буквами А, Б, В, Г и т. д. Буква А обозначает начало обмотки, а последующие буквы (Б, В и т. д.) — ответвления в порядке возрастания первичного тока; например концы А—Б соответствуют первичному максимальному току 600, А—В — 1000 А, А—Г — 2000 А.

Устанавливают трансформатор тока в следующей последовательности (рис. 11-35).

Снимают с переходного фланца верхний фланец 6 под установку ввода, а также заглушки 11 и 17 с коробки выводов трансформатора тока. Устанавливают изоляционный цилиндр 3 из электрокартона толщиной 3 мм с вырезом для прохода в коробку концов отводов 12 и 18 (вырез должен быть против отверстия в стенке фланца). Укладывают на дно фланца электрокартонную шай-

бу 19 и устанавливают на нее без перекося в горизонтальной плоскости нижний трансформатор тока 2 для релейной защиты.

Подъем и установку трансформатора тока производят при помощи трех ремней, которые подводят равномерно по окружности и пропускают через пряжки. Пряжки застегивают на одинаковых по счету отверстиях в ремнях. Ремни подводят только там, где располагаются распорные клинья. Трансформатор тока опускают на дно фланца так, чтобы его внутренний диаметр совпал с диаметром нижнего отверстия во фланце, а участки с клиньями располагались по отношению к вырезу в стенке фланца согласно чертежу установки. Опустив полностью трансформатор тока, отстегивают и снимают ремень. Наматывают на боковую наружную поверхность трансформатора тока электрокартонный лист и вырезают в нем отверстие для прохода концов вторичной обмотки.

Устанавливают и забивают легкими ударами молотка деревянные клинья 7 в промежутки между электрокартонными листами 9 и цилиндрами 3 против распорных клиньев. Устанавливают на нижний трансформатор тока промежуточную шайбу 19 с вырезом и на нее устанавливают верхний трансформатор тока 4 аналогично нижнему.

Выбирают по имеющимся обозначениям на ответвлениях необходимые концы, припаивают к ним контактные пластины и подсоединяют к соответствующим выводам. Лишние ответвления заглушают и изолируют лакокраской.

Устанавливают снова на резиновое уплотнение переходного фланца верхний фланец 6, а на коробку выводов — заглушки 11 и 17.

Закорачивают концы вторичных обмоток трансформаторов тока. Это необходимо в качестве меры предосторожности, поскольку при испытаниях силового трансформатора после ремонта на концах вторичных обмоток трансформаторов тока, если их оставить разомкнутыми, появится высокое напряжение, опасное как для людей, так и для изоляции обмоток.

Трансформаторы тока допускается держать на открытом воздухе не более 24 ч; при необходимости их подвергают сушке. Сушку проводят под вакуумом при остаточном давлении не более $4 \cdot 10^3$ Па (30 мм рт. ст.)

и 100—110°C в течение 8 ч. При необходимости переходные фланцы с трансформаторами тока проверяют на герметичность избыточным давлением 25 кПа (0,26 ат) в течение 30 мин.

Все трансформаторы тока подвергают лабораторной проверке и испытанию.

11-13. УСТАНОВКА РАСШИРИТЕЛЯ, ГАЗОВОГО РЕЛЕ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНОЙ ТРУБЫ И ПРИБОРОВ

После установки вводов вместе с трансформаторами тока монтируют расширитель, газовое реле, предохранительную трубу и приборы. В качестве примера на рис. 11-36 показана установка расширителя, газового реле

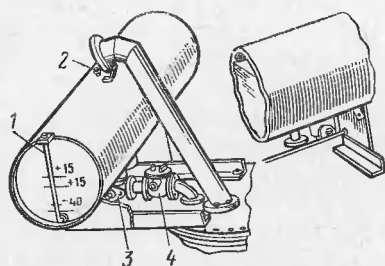


Рис. 11-36. Установка расширителя, газового реле и предохранительной трубы.

1 — маслоуказатель; 2 — пробка для заливки масла; 3 — кран для отсоединения расширителя; 4 — газовое реле.

ле и предохранительной трубы на крышке трансформатора. Их монтируют после установки крышки на бак. Как было показано на рис. 10-6, предохранительную трубу в настоящее время соединяют с расширителем.

Установка расширителя и газового реле. Сначала монтируют конструкцию для установки расширителя. Затем его строят, поднимают, устанавливают и закрепляют. У мощных трансформаторов на маслопроводе для отделения расширителя от бака монтируют кран.

Газовое реле после разборки, чистки, проверки и испытания в лаборатории устанавливают на колене маслопровода, соединяющего расширитель с баком трансформатора. Маслопровод от реле к баку должен иметь небольшой уклон (2%) в сторону трансформатора. Стрелка на крышке реле должна быть направлена от бака к расширителю.

Установка предохранительной трубы. Трубу устанавливают и закрепляют после монтажа и закрепления расширителя. На всех фланцевых соединениях у реле, расширителя, крана и предохранительной трубы уста-

навливают соответствующие уплотнения из маслостойкой резины.

Приборы (термометр, термосигнализатор и пр.) монтируют так же, как они были установлены на трансформаторе до их снятия.

11-14. ЗАЛИВКА ТРАНСФОРМАТОРА МАСЛОМ И НАРУЖНАЯ ОКРАСКА

Заливка трансформатора маслом. Масло для заливки трансформаторов заранее приготавливают в необходимом количестве, сушат и проверяют как химическим анализом, так и на электрическую прочность. Объем и нормы испытаний трансформаторного масла даны в табл. 11-1. Кислотность масла должна быть не более 0,03 мг КОН, содержание водорастворимых кислот — не более 0,01 мг КОН. Для предупреждения образования в масле кислотных соединений и нейтрализации имеющейся в масле кислоты применяют антиокислительные присадки. Присадок имеется много, но не все они одинаково полезны и эффективны. Поэтому проводят лабораторную проверку восприимчивости масла к данной присадке. При использовании присадки вначале приготавливают ее концентрированный раствор в масле, который добавляют в порцию свежего масла.

Мощные высоковольтные трансформаторы 220 кВ и выше заливают маслом под вакуумом. Заливку трансформаторов 110—150 кВ можно производить и без вакуума. При заливке под вакуумом предварительно вакуумируют бак и активную часть без масла, затем заливают под вакуумом масло и, наконец, вакуумируют трансформатор, залитый маслом. Масло заливают, пока оно полностью не покроет всю изоляцию над верхним яром.

При заливке масла под вакуумом расширитель и предохранительную трубу не устанавливают, а отверстия на крышке плотно закрывают заглушками. Для присоединения шлангов используют верхний радиаторный патрубков или любое отверстие в крышке бака. Заливать масло под вакуумом лучше сверху, так как при этом лучше отсасывается воздух, попадаемый с маслом. В этом случае между вакуум-насосом и баком устанавливают промежуточный бачок для улавливания масла из отсасываемого воздуха, а также вентиль, чтобы при

Объем и нормы испытаний трансформаторного масла

Испытание	При вводе в эксплуатацию	В эксплуатации	Нормы												
Проверка механических примесей и взвешенного угля	Обязательно	Обязательно	Механические примеси и взвешенный уголь должны отсутствовать												
Определение электрической прочности в стандартном маслябойнике, кВ: а) свежее масло б) эксплуатационное масло	Обязательно	Обязательно	Для трансформаторов с номинальным напряжением, кВ <table border="1"> <tr> <td>До 15</td><td>15—35</td><td>35—220</td><td>От 220</td></tr> <tr> <td>25</td><td>30</td><td>40</td><td>55</td></tr> <tr> <td>20</td><td>25</td><td>35</td><td>45</td></tr> </table>	До 15	15—35	35—220	От 220	25	30	40	55	20	25	35	45
До 15	15—35	35—220	От 220												
25	30	40	55												
20	25	35	45												
Определение кислотного числа, мг КОН на 1 г масла	Обязательно	Обязательно	При вводе в эксплуатацию: не более 0,02 Эксплуатационное, не более 0,25												
Проверка отсутствия водорастворимых кислот и щелочей	Обязательно	Обязательно	Водорастворимые кислоты и щелочи должны отсутствовать												
Определение температуры вспышки масла	То же	То же	Снижение температуры вспышки не больше 5°C. Нормально температура вспышки при вводе в эксплуатацию должна быть не ниже 135°C												

Испытание	При вводе в эксплуатацию	В эксплуатации	Нормы
Определение вязкости масла: при 20°C при 50°C	Обязательно	Не обязательно	Для чистого сухого свежего масла кинематическая вязкость не более: 28.10 ⁻⁶ м ² /с (28 сСт) 9.10 ⁻⁶ м ² /с (9 сСт)
Определение содержания золы	То же	То же	В чистом сухом свежем масле не более 0,005 %
Определение натровой пробы с подкислением в баллах	То же	То же	Натровая проба должна быть не более 1 балла
Измерение $\text{tg} \delta$	Обязательно, если $\text{tg} \delta$ и C_2/C_{50} изоляции обмоток для трансформаторов, залитых маслом, имеют повышенные значения		Для трансформаторов, вводимых в эксплуатацию, $\text{tg} \delta$ масла: при 20°C не более 0,2% при 70°C не более 2,0% Для трансформаторов, находящихся в эксплуатации, $\text{tg} \delta$ масла: при 20°C не более 1 % при 70°C не более 7 %

отключении насоса вода или масло не засасывались обратно в бак.

Вакуумную линию подсоединяют при помощи фланца с отводными патрубками, штуцером и вакуумметром. Через один из патрубков воздух отсасывается из бака, другой служит для установки временного маслоуказателя, остальные — для вакуумирования высоковольтных вводов. Для вакуумирования вводов и соединения их с вакуумным пространством бака ввертывают штуцера в дыхательные отверстия расширителей вводов и с помощью резиновых шлангов соединяют вводы с патрубками на фланце. Временный маслоуказатель выполняют с помощью стеклянной трубки, соединенной шлангами с патрубком вакуумной системы и нижним радиаторным патрубком или сливным краном.

Масло при заливке в трансформаторы 110—150 кВ должно иметь температуру не ниже 10°C . До заливки масло вакуумируют с помощью промежуточного бака, в который чисто сухое масло поступает из цистерны самотеком. Вакуум-насос соединяют с баком трансформатора двумя шлангами: один соединяет вакуум-насос непосредственно с баком, а другой — через промежуточную емкость. Вакуумированное масло закачивается из промежуточного бака центрифугой или фильтр-прессом в нижнюю часть бака трансформатора.

Предварительное вакуумирование баков трансформаторов 110—150 кВ должно длиться не менее 2 ч, заливка масла под вакуумом при остаточном давлении $4,66 \cdot 10^4$ Па — не менее 6 ч и последующая выдержка при этом вакууме — 2 ч. После выдержки открывают верхнюю пробку и удаляют остатки воздуха из радиаторов, изоляторов термосифонного фильтра, из-под люков, крышки и т. п. Контрольную пробу залитого масла берут через 6 ч после заливки трансформатора под вакуумом. Напряжение пробоя масла должно быть не менее 40 кВ.

При заполнении трансформаторов 110—150 кВ маслом без вакуума температура масла и активной части должна быть не ниже 10°C . В этом случае, заполнив трансформатор маслом, прогревают активную часть до 60 — 80°C , после чего маслу дают отстояться не менее 12 ч. Трансформаторы 220 кВ заливают только под вакуумом при остаточном давлении $4 \cdot 10^3$ Па (30 мм рт. ст.) вакуумированным маслом при температуре не ниже

30°C. Продолжительность заливки не менее 8 ч, скорость подачи масла не более 6 т/ч. Однако баки трансформаторов 220 кВ не рассчитаны на такой вакуум и требуется дополнительное крепление временными балками жесткости. Поэтому трансформаторы 220 кВ часто заливают маслом под вакуумом при остаточном давлении $5,3 \cdot 10^3$ Па (40 мм рт. ст.) в течение 12 ч с дополнительным вакуумированием до и после заливки по 5 ч.

После окончания вакуумной обработки залитого в трансформатор масла снимают заглушки с отверстий, устанавливают расширитель и предохранительную трубу и доливают маслом (уже без вакуума) через расширитель до необходимого уровня. Электрическая прочность доливаемого масла должна быть на 5 кВ выше прочности ранее залитого в трансформатор масла, а температура его не должна отличаться от температуры масла в баке более чем на 5°C. Вакуумирование бака до заливки его маслом под вакуумом позволяет проверить герметичность всех уплотнений, качество которых в этом случае должно быть очень высоким.

При заливке маслом без вакуума открывают кран и верхнюю пробку у расширителя, а также все воздушные пробки на крышке, фланцах вводов, в выхлопной трубе, радиаторах и т. п. Одновременно проверяют открытие радиаторных кранов. Когда масло доходит до крышки, воздушные пробки закрывают. По мере дальнейшей заливки выпускают воздух из газового реле, открыв кран на крышке реле до появления масла, после чего кран закрывают. Одновременно проверяют отсутствие течи во всех уплотнениях. Если где-либо появляется течь, то до ее ликвидации заливку маслом прекращают. Течь обычно удается прекратить поджатием соответствующих болтов и пробок. После ликвидации течи продолжают заливку трансформатора маслом, наблюдая за появлением его в масломерном стекле. Нормально расширитель заполняется маслом на 30—40 мм выше отметки, соответствующей температуре масла в трансформаторе. После окончания заливки снова проверяют все воздушные пробки и выпускают остатки воздуха. Через 10 ч после окончания заливки берут из трансформатора пробу масла для анализа и испытания.

Если мало заливают под вакуумом, то применяют промежуточный бак, куда масло заливают под вакуумом, т. е. предварительно его вакуумируют. Из проме-

жучочного бака вакуумированное масло заливают в бак трансформатора под вакуумом [остаточное давление не более $4,66 \cdot 10^4$ Па (350 мм рт. ст.)]. Все воздушные пробки, а также кран и верхняя пробка расширителя должны быть закрыты, а радиаторные краны должны быть открыты. Заливают трансформатор под вакуумом до крышки бака, затем заливку прекращают и выдерживают трансформатор под вакуумом в течение 2 ч. Далее снимают вакуум и окончательно заливают трансформатор до нормального уровня. Доливку выполняют без вакуума через верхнюю пробку расширителя, открыв кран между расширителем и баком трансформатора.

После окончания доливки, открывая все воздушные пробки, выпускают остатки воздуха. Через 6 ч после окончания доливки берут пробу масла для испытания на электрическую прочность и химического анализа.

Для взятия пробы масла применяют стеклянные банки с притертыми пробками. Количество масла, отбираемого на пробу, должно быть не меньше 0,5 л для испытания на электрическую прочность и не менее 1 л для химического анализа. Перед взятием пробы спускают в ведро не менее 2 л масла, вытирают кран чистой ветошью, спускают снова немного масла для промывки крана, промывают не менее 2 раз банку маслом из трансформатора и только после этого отбирают масло на пробу.

Масло на пробу отбирают из нижнего бокового крана трансформатора: летом — в сухую погоду, зимой — в морозную. Если банка с маслом на пробу вносится с холода в теплое помещение, то ее нельзя вскрывать до тех пор, пока она не нагреется до температуры помещения.

Испытывают герметичность всех уплотнений у трансформатора. Испытание производят избыточным давлением столба масла (рис. 11-38). Для этого заготавливают

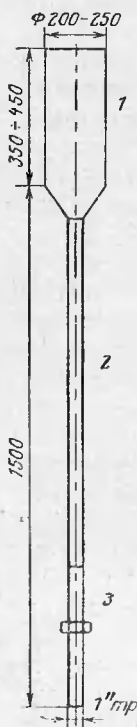


Рис. 11-37. Труба с воронкой для испытания трансформатора на герметичность давлением столба масла.

1 — воронка; 2 — труба; 3 — гайка.

трубу диаметром 25—38 мм с воронкой (рис. 11-38). Трубу устанавливают над отверстием взамен верхней пробки расширителя. Нижнее отверстие дыхательной трубки расширителя во время испытания должно быть закрыто. Столб масла в трубе с воронкой должен быть для трубчатых и гладких баков высотой 0,6 м, а для волнистых и радиаторных — высотой 0,3 м. При установке трубы не на расширителе, а на крышке бака столб масла над крышкой должен быть высотой 1,5 м. Герметичность уплотнений проверяют в течение 1 ч при температуре масла не ниже 10°C. Если во время испытаний нигде никакой течи не наблюдается, значит, трансформатор выдержал испытание на герметичность. В противном случае устраняют течь и повторяют испытание.

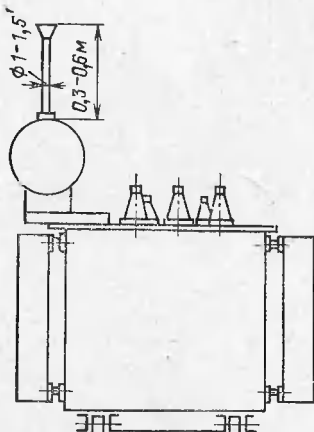


Рис. 11-38. Испытание трансформатора на герметичность избыточным давлением столба масла.

После испытания герметичности уплотнений проверяют сообщаемость расширителя с баком. Для этого заливают доверху расширитель и через нижний кран бака трансформатора сливают часть масла до контрольной черты на маслоуказателе, соответствующей нормальному уровню при данной температуре масла.

Окраска наружной поверхности трансформатора. Наружную поверхность трансформатора (бака, крышки, радиаторов, расширителя, предохранительной трубы) окрашивают без предварительной шпаклевки эмалью ПФ-133 (быв. ФСХ-25). Эта эмаль растворяется в масле, поэтому окраску производят после полной сборки трансформатора и заливки его маслом. Перед окраской очищают наружную поверхность трансформатора металлическими щетками, скребками, ветошью и закрывают вводы и приборы бумагой, закрепляя ее лентой или шпагатом. Эмаль в зависимости от ее густоты разбавляют бензином (примерно 50%).

Могут применяться и другие эмали: ВЛ-515, 624с, 1201 — маслостойкие.

Окраску производят под давлением, используя пистолет или краскопульт. Струю направляют на вертикальные поверхности сверху вниз. Краска должна ложиться ровно, без подтеков и наплывов. Окончив окраску, все шланги и приборы тщательно очищают и промывают бензином. После естественной сушки до отсутствия отлипа снимают бумагу с вводов и приборов и протирают их ветошью, смоченной в денатурате или бензине. Окраску производят на воздухе или в вентилируемом помещении, обязательно в защитных очках, в головном уборе, в комбинезоне и закрытой обуви.

11-15. МОНТАЖ И ЗАЛИВКА МАСЛОМ ВЫНОСНЫХ ОХЛАЖДАЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Охлаждающие устройства ДЦ и Ц после их ремонта, очистки и промывки собирают и монтируют в том же виде и в том же порядке, как до ремонта. При монтаже и заливке маслом охлаждающих устройств руководствуются соответствующими инструкциями завода-изготовителя трансформатора. Здесь приводятся лишь краткие сведения по выполнению этих работ.

Все фланцевые соединения в процессе монтажа уплотняют резиновыми прокладками. В систему охлаждения не должно быть подсоса воздуха, поэтому воздух из системы выпускают через соответствующие пробки.

Смонтированное охлаждающее устройство испытывают горячим трансформаторным маслом ($50-60^{\circ}\text{C}$) под давлением $2 \cdot 10^5$ Па (2 ат) в течение 1 ч. При этом задвижки, соединяющие охлаждающее устройство с баком трансформатора, перекрывают.

После испытания охлаждающее устройство тщательно промывают сухим трансформаторным маслом с электрической прочностью не ниже 45 кВ, используя для этой цели электронасос охлаждающего устройства. Краны, соединяющие адсорбер с охладителем, держат при этом открытыми.

Если масло удовлетворяет всем предъявляемым к нему требованиям (имеет пробивное напряжение и $\text{tg}\delta$, установленные для трансформаторов данного класса напряжения), то охлаждающее устройство оставляют заполненным маслом и подключают к баку трансформатора.

12-2. СПОСОБЫ СУШКИ

Известно много различных способов сушки активной части как с маслом, так и без масла, а также с вакуумом и без вакуума. В настоящее время сушку активной части производят без масла и при этом применяют следующие способы: 1) сушка в вакуумном шкафу; 2) сушка индукционными потерями в собственном баке с вакуумом; 3) то же без вакуума; 4) сушка в специальной камере (тепляке) без вакуума с нагревом воздухоподувкой; 5) сушка токами нулевой последовательности.

Сушка в вакуумном шкафу предполагает наличие такого шкафа и находит применение главным образом на трансформаторных заводах. В местных условиях ремонта применяется редко, только при наличии вакуумных шкафов в электроремонтных цехах промышленных предприятий, где ремонтируются трансформаторы. Наиболее распространенным способом сушки активной части при ремонте на местах является сушка индукционными потерями в собственном баке как с вакуумом (если есть соответствующий вакуум-насос), так и без вакуума.

Кроме того, в последние годы для сушки активных частей силовых трансформаторов со стержневой магнитной системой применяют метод сушки токами нулевой последовательности, который не требует намагничивающей обмотки и при котором потребляется меньше электроэнергии, чем при сушке индукционными потерями.

Сушка в тепляке с нагревом при помощи воздухоподувки мало эффективна и опасна в пожарном отношении, так как случайно залетевшая искра при интенсивном воздушном дутье легко может вызвать пожар. Поэтому нагрев воздухоподувками используют лишь в качестве дополнительного подогрева дна бака снаружи при других способах сушки.

12-3. СУШКА ИНДУКЦИОННЫМИ ПОТЕРЯМИ В СОБСТВЕННОМ БАКЕ

Принцип сушки. Способ сушки индукционными потерями в стенках бака основан на принципе трансформации, а именно: на бак наматывают намагничивающую обмотку, через которую пропускают переменный ток, создающий переменный магнитный поток. Изменения магнитного потока наводят э. д. с. в стальных стенках

бака и в них появляются вихревые токи, которые и нагревают бак, а соответственно от тепла, выделяемого стенками бака, нагревается и активная часть, помещенная в этот бак.

Намотка намагничивающей обмотки. Провод для намагничивающей обмотки соответствующего сечения применяют или изолированный (ПР, ПРГ, ПРТО, с асбестовой изоляцией и т. п.), или голый. Бак предварительно утепляют асбестовыми листами или асбестовым

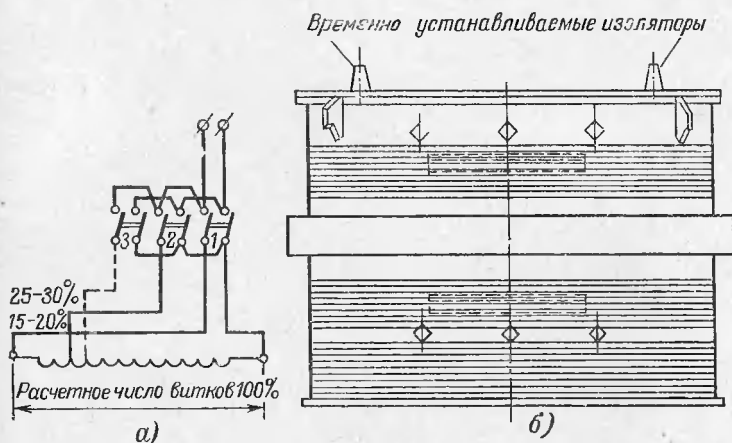


Рис. 12-1. Однофазная намагничивающая обмотка для сушки индукционными потерями.

а — схема намагничивающей обмотки; *б* — распределение намагничивающей обмотки на баке для трансформаторов средней мощности; 1—3 — ответвления.

полотном на толщину 5—6 мм. Асбестовые листы крепят хлопчатобумажной лентой или шпагатом (но не проволокой). При отсутствии асбеста провод наматывают на деревянные рейки. Если применяют голый провод, то его во всех случаях наматывают на деревянные рейки толщиной 20—25 мм и шириной 50—60 мм.

Изолированный провод наматывают с расстоянием между витками 5—6 мм, голый провод — 20 мм.

Для получения более равномерного распределения температуры внутри бака намагничивающую однофазную обмотку у трансформаторов средней мощности размещают неодинаково по высоте бака, а именно: 60—70% всех витков наматывают на нижнюю часть бака,

примерно на половину его высоты, считая снизу; остальные 30—40% витков размещают в верхней части бака, отступая на 200 мм вниз от радиаторных кранов (рис. 12-1).

На рис. 12-2 показано размещение витков трехфазной намагничивающей обмотки на баке трансформатора

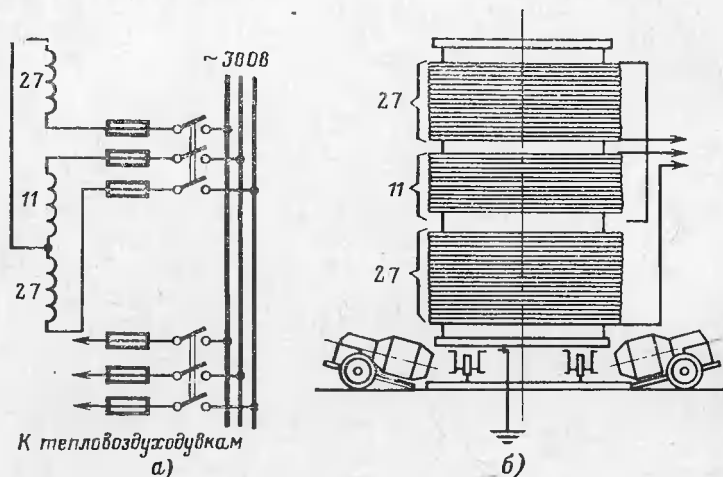


Рис. 12-2. Трехфазная намагничивающая обмотка для сушки индукционными потерями.

а — схема намагничивающей обмотки; б — распределение намагничивающей обмотки на баке для трансформаторов средней мощности; цифры указывают количество витков.

большой мощности. Дно бака во время сушки рекомендуется подогревать воздуховодками или электропечами с температурой спиралей 250—300°C, устанавливаемыми на расстоянии от дна бака 0,6—0,8 м. Мощности нагревательных электропечей в зависимости от периметра бака даны в табл. 12-1.

Таблица 12-1

Выбор мощности электропечей

Периметр бака трансформатора $\Gamma_{\text{б}}, \text{ м}$	Удельная мощность для нагрева дна бака $\Delta p, \text{ кВт/м}^2$
До 10	До 0,8
11—15	0,9—1,4
16—20	1,5—1,8
21—26	1,9—2,2

Расчет параметров сушки. Количество витков намагничивающей обмотки зависит от периметра бака, толщины его стенок и расстояния провода от стенок бака. Кроме того, на количество витков оказывает влияние окружающая температура и качество теплоизоляции бака.

Число витков для однофазной обмотки определяется по формуле $w = AU / \Pi p_b$, а для трехфазной обмотки, соединенной в звезду (рис. 12-2), — по формуле

$$w_A = w_C = AU_\phi / \Pi p_b; w_B = 0,4w_A,$$

где A — коэффициент по кривым рис. 12-3; Πp_b — периметр бака, м; U_ϕ — фазное напряжение, В.

На рис. 12-3 даны кривые для определения коэффициента A в зависимости от толщины стенок бака a , мм, расстояния витков от стенки бака d , мм, и удельной намагничивающей мощности ΔP , кВт/м² (мощности, потребной для нагрева 1 м² стенки бака). Кривые на рис. 12-3 даны для баков с толщиной стенок $a = 10$ мм. При толщине стенок 8 мм коэффициент A , найденный по кривой рис. 12-3, умножается на 1,1, при толщине стенок 6 мм — на 1,3. Для баков, имеющих толщину стенок, отличную от вышеуказанных, коэффициент A определяется по эмпирической формуле, предложенной инж. А. М. Кином:

$$A = (83/d) \sqrt{1/a\Delta P}.$$

Примерные удельные мощности ΔP в зависимости от периметра бака Πp_b , необходимые при сушке индукционным способом, даны в табл. 12-2.

Если бак ребристый, то при расчете намагничивающей обмотки периметр бака Πp_b принимается равным выпрямленной длине боковых стенок с коэффициентом 0,6.

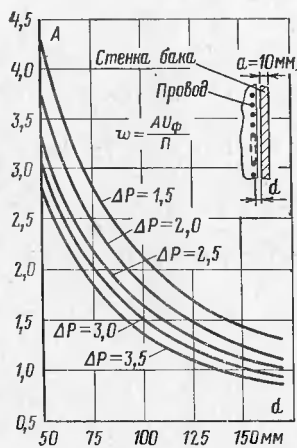


Рис. 12-3. Кривые зависимости коэффициента A от расстояния между витками и стенкой бака.

Удельные мощности при сушке трансформаторов

Периметр бака $\Gamma_{\text{б}}$, м	Удельная мощность Δp , кВт/м ²
До 10	До 1,9
11—15	2,0—2,8
16—20	2,9—3,6
21—26	3,7—4,0

На рис. 12-4 дана кривая зависимости необходимой мощности P , кВт, от периметра бака $\Gamma_{\text{б}}$, м, при сушке индукционным способом (трехфазная обмотка, напряжение питания 380 В, $\cos \varphi = 0,6$, бак утепленный, расстояние витков от стенки бака $d = 100$ мм).

Ток для питания индукционной обмотки определяется по формулам:

$$I = P \cdot 10^3 / \sqrt{3} U \cos \varphi \text{ — для трехфазной обмотки;}$$

$$I = P \cdot 10^3 / U \cos \varphi \text{ — для однофазной обмотки;}$$

$\cos \varphi$ принимается 0,4—0,6 (при $d \leq 100$ мм $\cos \varphi = 0,6$).

Сечение провода для индукционной обмотки выбирается, исходя из плотности тока 3,5—5 А/мм².

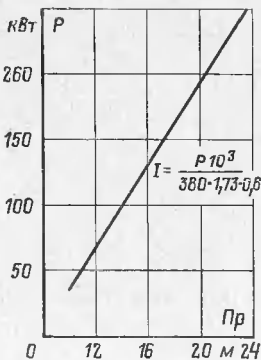


Рис. 12-4. Зависимость необходимой мощности для сушки от периметра бака трансформатора.

Приведенный расчет намагничивающей обмотки является приближенным. Поэтому у обмотки делают одно или два ответвления. Окончательное число витков устанавливается после пробного включения под напряжение.

12-4. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

Перед опусканием активной части в бак последний внутри тщательно очищают, удаляют остатки масла и вытирают его насухо салфетками, не оставляющими ворса. Затем активную часть опускают в бак и, если сушку производят под вакуумом, герметически закрывают крышкой.

Предварительно с крышки снимают постоянные вводы и устанавливают на уплотнениях какие-либо подходящие временные вводы на 6—10 кВ. До закрытия бака крышкой устанавливают внутри на активную часть термодатчики (обычно медь — константан) или термобаллоны от термосигнализаторов, а снаружи бака — термометры (рис. 12-5). Провода от термодатчиков выводят

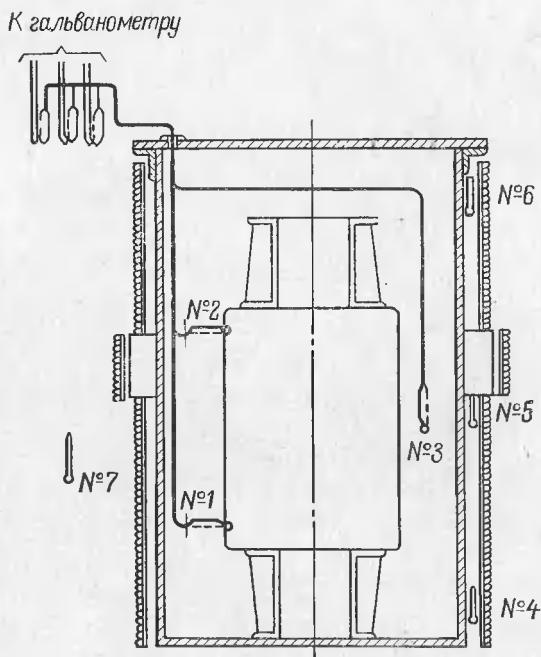


Рис. 12-5. Установка термодатчиков и термометров внутри и снаружи бака трансформатора при сушке.

№ 1—3 — термодатчики; № 4—7 — термометры.

наружу, пропуская между плотно притянутыми друг к другу резиновыми прокладками одного из глухих фланцев.

Если на месте ремонта есть вакуум-насос, то сушку рекомендуется производить под вакуумом¹. Значение его состоит в том, что он увеличивает скорость испарения

¹ Активные части трансформаторов классов напряжения 220 кВ и выше сушат обязательно под вакуумом.

влаги (так называемая внешняя диффузия) и одновременно облегчает внутреннюю диффузию, т. е. движение влаги внутри изоляции. Кроме того, при вакууме требуется меньшая температура для испарения влаги, содержащейся в изоляции.

12-5. СУШКА В СОБСТВЕННОМ БАКЕ ПОД ВАКУУМОМ

После выполнения всех указанных выше подготовительных работ собирают вакуумную установку по схеме на рис. 12-6 и, запуская вакуум-насос, плавно поднимают вакуум в баке. По мере подъема вакуума выявляют и устраняют все нарушения уплотнений.

Одновременно включают намагничивающую обмотку на первую ступень, т. е. на все витки. Предварительно измеряют мегаомметром 2500 В сопротивление изоляции обмоток по отношению к корпусу и между собой. Результаты измерений заносят в журнал сушки, отмечая при этом все температуры, а также время начала сушки. Вначале подогревают воздух внутри бака трансформатора до 100°C. При подъеме температуры включают каждый час вакуумный насос и создают в баке в течение 15 мин остаточное давление не более 27 кПа (200 мм рт. ст.), одновременно подсасывая воздух через фильтр. Остаточное давление поддерживают в пределах 13—27 кПа (100—200 мм рт. ст.), регулируя краном количество подсасываемого воздуха. Когда температура воздуха в баке достигнет 100°C, равномерно повышают в течение 15 мин остаточное давление до 40 кПа и выдерживают его 2 ч. Затем постепенно снимают вакуум и продолжают нагревать активную часть, однако через каждые 2 ч создают и выдерживают в течение полчаса вакуум с остаточным давлением 33—40 кПа (250—300 мм рт. ст.), подсасывая горячий воздух через фильтр. После каждого сброса вакуума измеряют и записывают в журнал количество выделившегося конденсата. Так продолжают прогрев, пока магнитопровод и изоляция не достигнут температуры 95—105°C. При нормальном температурном режиме это достигается примерно за следующее время: для трансформаторов мощностью выше 200 МВ·А и класса напряжения 220 кВ — за 80 ч; 80—200 МВ·А, 110 кВ — за 60 ч; 16—80 МВ·А, 110 кВ — за 35—40 ч; 6,3—16 МВ·А, 110 кВ — за 25—30 ч. При подъеме температуры в процессе прогрева и сушки

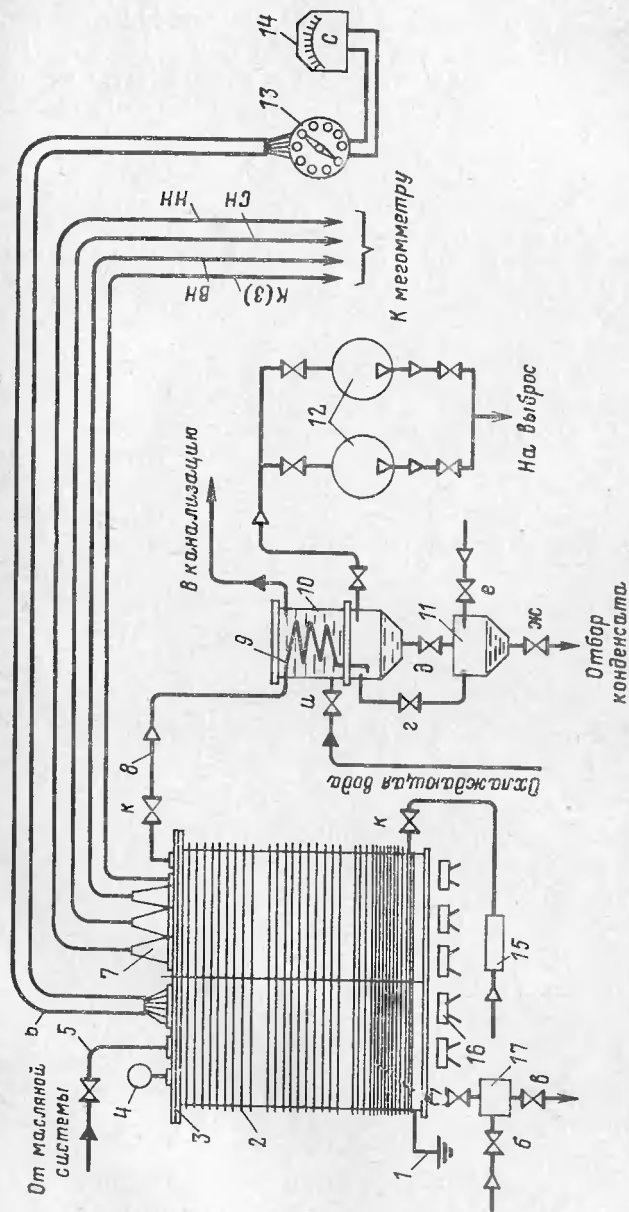


Рис. 12-6. Принципиальная схема вакуумной сушки индукционных способом мощных трансформаторов 220 кВ.
 1 — заземление бака; 2 — трехфазная намагничивающая обмотка; 3 — утепленный бак; 4 — вакуумметр, установленный на крышке бака с пределом измерения $0-1,01 \cdot 10^5$ Па (1 ат); 5 — подающий маслопровод; 6 — охлаждающий маслопровод; 7 — временные вводы; 8 — вакуум-провод; 9 — змеевик; 10 — охлаждающая колонка; 11 — промежуточный бак; 12 — вакуумные насосы; 13 — щеточный переключатель; 14 — гальванометр; 15 — воздушный фильтр; 16 — электронагреватель; 17 — бак для удаления остатков масла.

активной части необходимо следить, чтобы температура стенок, дна и крышки бака не превышала 115°C , а температура магнитопровода и изоляции — 105°C . При превышении этих температур намагничивающую обмотку отключают и, когда температура снизится на 5°C , ее снова включают.

После нагрева магнитопровода и изоляции до 95 — 105°C остаточное давление снижают ступенями по $13,5$ кПа (100 мм рт. ст.) за каждые 15 мин до допустимого значения для данной конструкции бака. У трансформаторов, рассчитанных на полный вакуум, устанавливают остаточное давление 53 кПа (400 мм рт. ст.) и выдерживают 1 ч, после чего ступенями по 27 кПа (200 мм рт. ст.) за каждые 15 мин создают вакуум с остаточным давлением $1,5$ — 2 кПа (10 — 15 мм рт. ст.). За процессом сушки должен наблюдать дежурный из числа квалифицированных рабочих. Кроме того, ход сушки должен периодически проверять мастер по ремонту. Дежурный должен каждый час записывать в журнал сушки по показаниям приборов все температуры, вакуум, ток и напряжение, а также замерять мегаомметром 2500 В сопротивления изоляции обмоток по отношению к корпусу и между собой и количество выделившегося конденсата. Замеры сопротивлений изоляции обмоток производят при отключенной намагничивающей обмотке.

Сушка считается законченной, если сопротивление изоляции обмоток при установившейся температуре и постоянном вакууме не изменяется в течение 5 — 6 ч и если в течение этого времени выделение конденсата не превышает 3 — 5 г/ч на каждую тонну заливаемого в трансформатор масла.

По окончании сушки температуру внутри бака снижают до 80°C и трансформатор заливают сухим чистым маслом под вакуумом через нижний кран бака с помощью насоса. Температура масла должна быть не ниже 10°C для трансформаторов класса напряжения 110 — 150 кВ и 45°C для трансформаторов 220 кВ и выше. Масло заливают до покрытия верхнего ярма магнитопровода. Затем активную часть выдерживают в масле в течение 6 — 8 ч под вакуумом. После этого вакуум снимают, отключают вакуум-насос и выдерживают активную часть еще 3 — 4 ч. Когда температура обмоток снизится до 40 — 50°C , активную часть вынимают для ревизи-

Работа вакуумной установки

Наименование отдельных стадий работы установки	Номера кранов и их положения (рис. 12-6)	
	Закрыты	Открыты
Первоначальное положение, при котором давление в баке трансформатора равно атмосферному: установка готова к работе	г, ж, е	д, к
Рабочее положение, при котором давление в баке трансформатора меньше атмосферного (вакуум устанавливается и автоматически регулируется редукционным клапаном)	ж, е	г, д, к
Выпуск конденсата из сборника при рабочем положении вакуумной установки	г, д	е, ж, к
Конечное положение по окончании сушки. От вакуума переходят к атмосферному давлению	г, ж	д, е, к

зи, а намагничивающую обмотку и отопление бака демонтируют.

Ревизию активной части после сушки производят так, как это указано в гл. 11.

На рис. 12-6 приведена схема вакуумной установки. Для пояснения ее работы на отдельных стадиях сушки в табл. 12-3 указывается, какой кран и когда должен быть закрыт и какой открыт.

12-6. СУШКА В СОБСТВЕННОМ БАКЕ БЕЗ ВАКУУМА

Если отсутствует вакуумная установка, то сушку производят индукционными потерями в стенках бака без вакуума. В этом случае бак не герметизируют, а просто накрывают крышкой. На одно из отверстий в крышке устанавливают трубу высотой 2—2,5 м, а в нижней части бака оставляют одно из отверстий открытым, чтобы в процессе сушки активной части происходила вентиляция воздуха в баке.

Воздух, поступающий через нижнее отверстие в бак, рекомендуется подогревать. С этой целью на фланец нижнего сливного крана устанавливают отрезок трубы, на который предварительно укладывают асбестовую изоляцию и поверх нее наматывают спираль из нихромовой или фехральной проволоки, служащую нагревателем воздуха, поступающего в бак.

Сушку активной части ведут так же и при той же температуре, что и при вакууме. Для ускорения сушки

рекомендуется применять термодиффузию, т. е. в процессе сушки снижать периодически температуру в баке до 50—60°C и затем снова поднимать ее до 95—100°C.

Сушка без вакуума считается законченной при достижении тех же показателей, что и при вакууме, исключая выделение конденсата, которого при сушке без вакуума практически не происходит.

12-7. СУШКА ТОКАМИ НУЛЕВОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ

Принцип сушки. Сушка токами нулевой последовательности основана на нагреве активной части трансформатора за счет потерь на вихревые токи, которые возникают в ее массивных стальных конструкциях, а также в стенках самого бака при их намагничивании. Для этого обмотки трансформатора (безразлично ВН или НН) надо соединить так, чтобы магнитные потоки, создаваемые протекающими по ним токами, совпадали во всех стержнях магнитопровода как по величине, так и по направлению. В этом случае силовые линии магнитного поля будут замыкаться через стержни на воздух, стенки бака и обратно на стержни.

Схемы получения магнитного потока нулевой последовательности. На рис. 12-7,а—ж даны схемы сушки токами нулевой последовательности для трехфазных и однофазных трансформаторов со стержневыми магнитными системами при разных схемах соединения их обмоток.

Трансформаторы с броневой и со стержневой разветвленной магнитной системой сушить током нулевой последовательности нельзя, так как магнитный поток у этих трансформаторов всегда при любых соединениях будет замыкаться по магнитопроводу.

Если трехфазный трансформатор со стержневой магнитной системой имеет схему соединения звезда—звезда, то (рис. 12-7,а) для сушки токами нулевой последовательности необходимо закоротить все три фазных вывода любой обмотки (ВН или НН) и подать напряжение между нулевым и закороченными фазными выводами. Другая обмотка остается при этом открытой (незакороченной).

Если нулевого вывода нет, то делают временный нулевой вывод.

При соединении звезда—треугольник для получения магнитного потока нулевой последовательности

разъединяют треугольник и подают напряжение в рас-
сечку треугольника, оставляя звезду открытой
(рис. 12-7,б), или треугольник оставляют разъединен-
ным, а звезду закорачивают и подают напряжение между
закороченным выводом и нулем (рис. 12-7,в).

При сушке током нулевой последовательности одно-
фазных трансформаторов с двухстержневой магнитной
системой осуществляют схемы (рис. 12-7,г и ж) в зави-
симости от направленности обмоток.

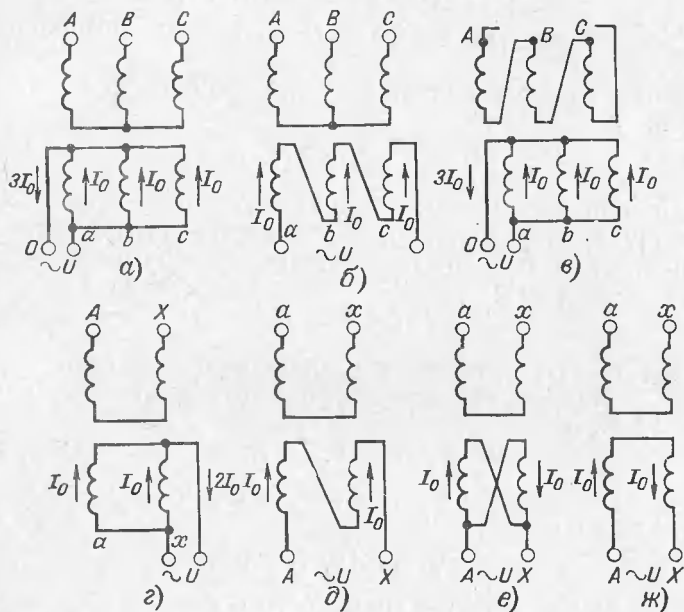


Рис. 12-7. Схемы сушки токами нулевой последовательности.

а — при соединении трехфазного трансформатора по схеме звезда — звезда с нулем; б — при соединении по схеме звезда — открытый треугольник; в — при соединении по схеме открытый треугольник — звезда с нулем; г и д — однофазный трансформатор с обмотками одного направления; е и ж — то же с обмотками разного направления.

Определение параметров для сушки токами нулевой последовательности. Инж. А. М. Ким предложил простой метод определения параметров для сушки током нулевой последовательности.

Определяют опытным путем сопротивление нулевой последовательности Z_0 , для чего в зависимости от соединения обмоток трансформатора собирают ту или

иную схему нулевой последовательности (рис. 12-7,а—ж). В схему включают вольтметр, амперметр и ваттметр. На зажимы схемы подают от сварочного трансформатора напряжение U примерно 60—100 В. Замеряют значения напряжения U , тока I и мощности P ; тогда

$$Z_0 = U/I, \text{ Ом}; \cos \varphi_0 = P/UI.$$

Рассчитывают мощность, необходимую для нагрева утепленного бака:

$$P = 5S(100 - \Theta_{\text{ок.среды}}), \text{ Вт},$$

где S — суммарная поверхность стенок и крышки бака, м^2 .

Подсчитывают напряжение нулевой последовательности.

$$U = \sqrt{PZ_0 / \cos \varphi_0}, \text{ В}.$$

Подбирают имеющееся на месте напряжение U' , близкое к напряжению нулевой последовательности U , и по нему вычисляют окончательно ток нулевой последовательности I'_0 :

$$I'_0 = U'/Z_0, \text{ А}.$$

Вычисляют мощность, необходимую для сушки, P_0 :

а) для трехфазных трансформаторов по схемам на рис. 12-7,а и в

$$P_0 = 3I'_0 U', \text{ В} \cdot \text{А};$$

б) для однофазных трансформаторов по схемам на рис. 12-7,г и е

$$P_0 = 2I'_0 U', \text{ В} \cdot \text{А};$$

в) для однофазных трансформаторов по схемам на рис. 12-7,д и ж, а для трехфазных трансформаторов по схеме на рис. 12-7,б

$$P_0 = I'_0 U', \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Процесс сушки. До опускания активной части в бак последний чистят внутри так же, как и при других методах сушки, после чего его утепляют с наружной стороны. Обмотки активной части соединяют по соответствующей схеме нулевой последовательности и после соединения активную часть помещают в бак, устанавливают приборы для измерения температуры и закрывают бак крышкой. Затем подают на зажимы схемы напряжение нулевой последовательности и начинают сушку,

предварительно измерив сопротивление изоляции обмоток по отношению к корпусу и между собой, а также все температуры, напряжение и ток и записав результаты измерений в журнал сушки.

Дежурный по сушке должен измерять и записывать каждый час сопротивление изоляции, ток, напряжение и температуру. При измерении сопротивления изоляции трансформатор необходимо выключать. Температура обмоток при сушке не должна быть больше 100°C.

Сушка считается законченной при достижении тех же показателей, что и при сушке индукционными потерями.

12-8. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ МЕТОД ОЦЕНКИ УВЛАЖНЕННОСТИ ИЗОЛЯЦИИ

Дополнительным методом оценки увлажнения изоляции является измерение $\operatorname{tg} \delta$. На трансформаторных заводах при сушке мощных трансформаторов 220 кВ с маслосольной изоляцией заканчивают сушку после достижения установившегося значения $\operatorname{tg} \delta$ не более 3—4% при 100°C.

Измерение $\operatorname{tg} \delta$ при сушке производят мостом МД-16, используя для этого трансформатор осветителя и пита-

Таблица 12-4

Параметры моста МД-16

Положение рукоятки (наибольший допустимый ток, А)	0,01	
Электрическая емкость образцового конденсатора, мкФ	0,001	0,01
Электрическая емкость объекта, пФ	300—3000	3000—300 000

Продолжение табл. 12-4

Положение рукоятки (наибольший допустимый ток, А)	0,025	
Электрическая емкость образцового конденсатора, мкФ	0,001	0,01
Электрическая емкость объекта, пФ	300 000—600 000	600 000—1 400 000]

ния моста при измерении на низком напряжении (рис. 12-8).

Схема внешних соединений при работе моста на низком напряжении показана на рис. 12-9.

При выборе электрической емкости образцового конденсатора, встроенного в мост МД-16 (0,01 или 0,001 мкФ), а также положения переключателя шунтов руководствуются данными табл. 12-4. Измерение и подсчет величин электрической емкости и $\operatorname{tg} \delta$ производятся так же, как и при работе моста на высоком напряжении (см. гл. 13); там же даны допустимые значения $\operatorname{tg} \delta$,

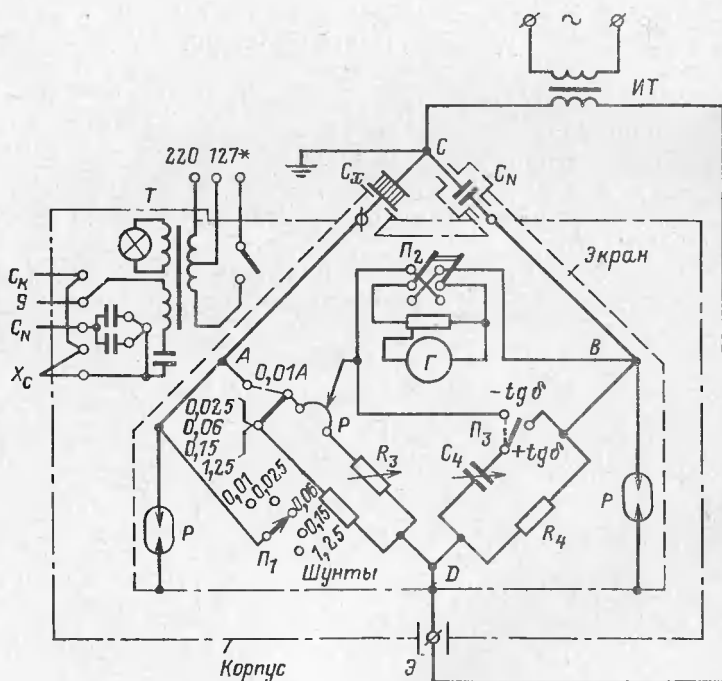


Рис. 12-8. Принципиальная схема моста МД-16.

ИТ — испытательный трансформатор; C_x — измеряемая электрическая емкость; C_N — образцовый конденсатор; P_1 — переключатель шунтов; P_2 — переключатель полярности гальванометра; P_3 — переключатель электрической емкости C_4 для измерения отрицательного значения $\operatorname{tg} \delta$; T — трансформатор освещения и питания моста при измерении на низком напряжении; P — разрядник.

Рис. 12-9. Схема внешних соединений при работе моста на низком напряжении.

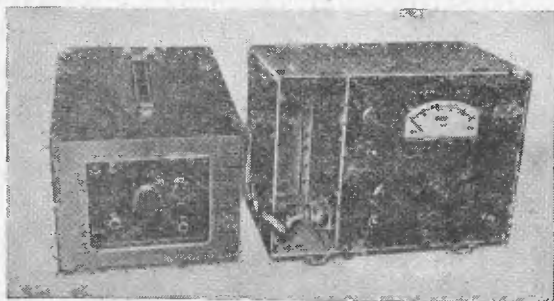
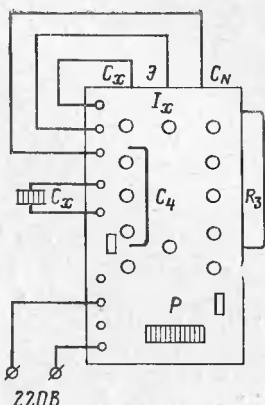


Рис. 12-10. Установка ИДП-2 для измерения $\operatorname{tg} \delta$.

а также коэффициенты приведения значений $\operatorname{tg} \delta$ к соответствующей температуре (табл. 13-8 и 13-9).

Очень удобным прибором для измерения $\operatorname{tg} \delta$ (или электрической емкости объекта) при сушке является установка ИДП-2, разработанная и выпускаемая гре-стом ОРГРЭС (рис. 12-10).

Пределы измерения установки:

Тангенс угла диэлектрических потерь	0,003—0,25
Электрическая емкость	50—50 тыс. пФ
Основная погрешность:	
Тангенс угла диэлектрических потерь	Не более $(0,3/\operatorname{tg} \delta + 10) \%$
Электрическая емкость	Не более 5 %
Испытательное напряжение	600 В, 25 Гц

Допустимые схемы измерения	Нормальная и перевер- нутая
Питание	220 В, 50 Гц
Масса:	
измерительного блока	9,5 кг
блока питания (со встроенным генера- тором)	14 кг

12-9. ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ И ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ СУШКЕ АКТИВНОЙ ЧАСТИ

При сушке активной части трансформатора должны выполняться следующие противопожарные мероприятия, а также меры по технике безопасности:

1. В помещении, где производится сушка, запрещаются курение и всякие работы, связанные с огнем (сварка, пайка и т. п.).

2. Вблизи трансформатора должны быть установлены средства тушения пожара (ящики с песком, совки, лопаты, ведра и незамерзающие пеногонные огнетушители).

3. Помещение должно быть очищено от мусора и материалов, которые легко загораются (масляная ветошь и концы, дерево, стружка, бумага, войлок, опилки и т. п.).

4. Лаки, бензин, керосин и другие легко воспламеняющиеся материалы должны храниться в закрытых металлических ящиках и закрытой металлической посуде и находиться в отдельном помещении (не там, где производится сушка).

5. Все электрические установки и бак трансформатора должны быть заземлены, а рубильники и плавкие вставки — смонтированы в закрытых ящиках.

6. В помещении, где производится сушка, должна исправно работать вентиляция.

7. Все измерения сопротивления изоляции должны производиться при отключении от трансформатора напряжения.

8. Переносные лампы должны быть на напряжение не более 24 В.

9. Включение и отключение трансформатора необходимо производить в резиновых перчатках.

10. Помимо специального дежурного из числа квалифицированных рабочих, производящих ремонт, в помещении, где производится сушка, рекомендуется уста-

новить на время сушки пожарный пост с непрерывным дежурством.

11. При возникновении пожара дежурный по сушке должен поднять пожарную тревогу, отключить от трансформатора напряжение и одновременно начать тушение пожара. Пожар надо тушить песком, бросая его с силой при помощи лопаты. Если пожар принял большие размеры, то его надо тушить пеногонными огнетушителями. Тушение водой не допускается.

12. Для дежурства по сушке в электроустановках напряжением до 1000 В допускаются лица, имеющие III квалификационную группу по технике безопасности, а в установках с напряжением выше 1000 В — IV группу.

13. Зона трансформатора (бак с индукционной обмоткой) должна быть ограждена. На ограждении должны вывешиваться плакаты: «Под напряжением», «За ограждение не входить» и др.

12-10. КОНТРОЛЬНЫЙ ПРОГРЕВ И ПОДСУШКА

Перед испытанием повышенным напряжением мощных трансформаторов производят контрольный прогрев и контрольную подсушку. Контрольный прогрев осуществляют без вакуума, нагревая верхние слои масла до 60--70°C. Контрольную подсушку производят при температуре верхних слоев масла 80°C и максимальном вакууме, допустимом для данной конструкции бака трансформатора. Длительность контрольной подсушки 48 ч при 80°C.

Контрольный прогрев и подсушку наиболее рационально производить постоянным током, пропуская его через обмотки трансформатора, соединенные между собой в той или иной комбинации согласно расчету.

Для прогрева трансформаторов постоянным током применяют переносные малогабаритные преобразовательные устройства, собранные на портативных полупроводниковых (кремниевых) диодах типов ВК-200, ВКЛ-200, ВКВ2-350 и пр.

Для получения максимально возможной мощности они соединяются параллельно и охлаждаются проточной водой или воздухом (обычно применяют вентиляторы для обдува радиаторов).

На рис. 12-11 дана принципиальная электрическая схема однофазного выпрямительного блока, состоящего

из четырех диодов, собранных по мостовой схеме, а на рис. 12-12 — трехфазная мостовая схема выпрямительного блока. Омические сопротивления и электрические емкости в схеме — для защиты диодов от возможных толчков обратного тока. Сопротивление R_6 балластное, для снятия пиков напряжения, возникающих при холостом ходе и малых нагрузках.

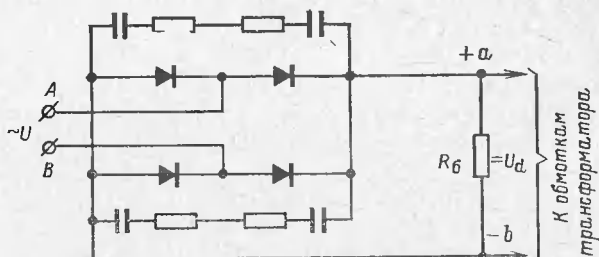


Рис. 12-11. Принципиальная электрическая схема однофазного выпрямительного блока.

К зажимам A и B (рис. 12-11) подводится напряжение переменного тока, а к зажимам a и b на стороне постоянного тока подключается обмотка подогреваемого трансформатора. Среднее значение выпрямленного напряжения при однофазной схеме — U_d равно при нагрузке $0,9 U$.

На рис. 12-13 даны схемы соединения обмоток ВН трехфазного трансформатора для получения соответствующего полного сопротивления. Для выбора той или иной схемы соединения обмоток, подключаемых к выпрямительному устройству, необходимо определить омическое сопротивление фазы ВН и номинальный фазный ток при данном напряжении.

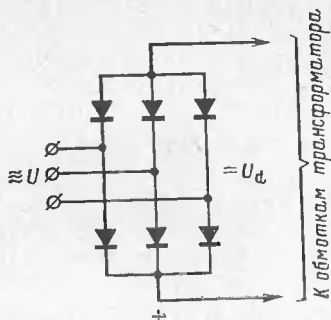


Рис. 12-12. Трехфазная мостовая схема выпрямительного блока.

Полное сопротивление выбирается так, чтобы в любой из фазных обмоток трансформатора ток был в пределах $(0,9 \div 1,0) I_{\text{н}}$ А. Тогда напряжение прогрева $U_{\text{пр}} = (0,9 \div 1,0) I_{\text{н}} R_{\text{п}}$ В. По этому напряжению прогрева

на стороне постоянного тока выбирают соответствующую мостовую схему блока диодов, а также устанавливают напряжение на стороне переменного тока.

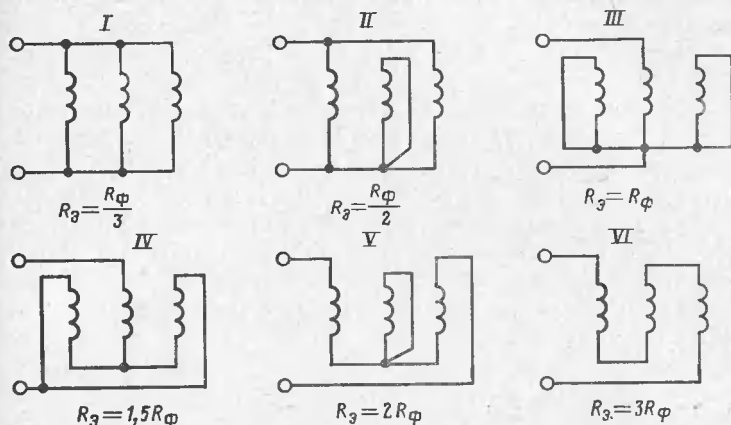


Рис. 12-13. Схемы соединения обмоток трехфазных трансформаторов для их прогрева и подсушки постоянным током.

I—VI — возможные варианты; R_ϕ — омическое сопротивление фазной обмотки; R_3 — полное сопротивление схемы соединения.

Прогрев и подсушку осуществляют в следующем порядке.

1) Сливают частично масло так, чтобы верхнее ядро было закрыто маслом.

2) Отключают охлаждающие устройства и подключают масло — насосы для принудительного перемешивания масла.

3) Заземляют бак трансформатора и коллектор водяного охлаждения.

4) Подсоединяют выпрямительное устройство к обмоткам трансформатора и к схеме питания, соединив предварительно обмотки ВН по выбранной схеме и подобрав вентильное устройство по току и напряжению.

5) Устанавливают приборы для измерения температуры верхних слоев масла.

6) Устанавливают и заземляют закоротки на обмотки, не подключенные к выпрямителю, а также на обмотки встроенных трансформаторов тока.

7) Измеряют сопротивление изоляции схемы прогрева мегаомметром 500 В.

8) Включают воздушное или водяное охлаждение выпрямительного устройства и подают напряжение на трансформатор.

9) Включают через 1,5 мин вольтметр и измеряют одновременно по команде напряжение и ток прогрева.

10) Измеряют температуру верхних слоев масла $\Theta_{\text{хол}}$ и определяют сопротивление обмоток трансформатора при температуре $\Theta_{\text{хол}}$ по формуле: $R_{\text{хол}} = U_{\text{хол}} / I_{\text{хол}}$ Ом, где $U_{\text{хол}}$ и $I_{\text{хол}}$ — напряжение, В, и ток, А, прогрева.

11) Измеряют через 30 мин аналогично напряжение $U_{\text{гор}}$, В, и ток $I_{\text{гор}}$, А, прогрева и определяют сопротивление $R_{\text{гор}} = U_{\text{гор}} / I_{\text{гор}}$, Ом.

12) Определяют температуру обмоток $\Theta_{\text{об}}$ после 30 мин прогрева:

$$\Theta_{\text{об}} = (R_{\text{гор}} / R_{\text{хол}} - 1) (235 + \Theta_{\text{хол}}) + \Theta_{\text{хол}}, \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Измерение сопротивлений производится методом амперметра и вольтметра, причем вольтметр присоединяют непосредственно к вводам обмоток отдельными зажимами, не связанными с зажимами питающих кабелей. Амперметр включают с помощью шунтов. Приборы для измерений применяют класса точности не ниже 0,5.

13) Отключают схему прогрева и, заземляя токоведущие шпильки вводов не менее чем на 2 мин, снимают электростатические заряды с прогреваемых обмоток. Проверяют на ощупь температуру контактов.

14) Включают повторно схему прогрева.

15) Включают на 1 ч через каждые 3—4 ч маслососы для перемешивания масла.

16) Измеряют через каждый час ток, напряжение и температуру масла и подсчитывают температуру нагрева обмоток, занося результаты в журнал контрольного прогрева.

17) Отключают схему при температуре верхних слоев масла 60—70°C — сначала вольтметр, а затем выпрямительное устройство.

18) Демонтируют схему прогрева, предварительно сняв электростатический заряд.

19) Через 5—7 ч после окончания прогрева приступают к измерениям изоляционных характеристик трансформатора.

20) Проверяют электрическую прочность горячего масла. Хорошее масло имеет одинаковую электрическую прочность как в горячем, так и в холодном состоянии.

ГЛАВА ТРИНАДЦАТАЯ

ИСПЫТАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОСЛЕ РЕМОНТА И МОДЕРНИЗАЦИИ

13-1. ЗАДАЧА ИСПЫТАНИЙ

Каждый трансформатор после того или иного ремонта, а тем более модернизации подвергают так называемым сдаточным испытаниям. Целью этих испытаний являются проверка качества произведенного ремонта или модернизации, а также уточнение параметров трансформатора.

13-2. ОБЪЕМ И НОРМЫ ИСПЫТАНИЙ

В табл. 13-1 даны объем и нормы испытаний, которым должен подвергаться трансформатор в зависимости от характера произведенного ремонта или модернизации. В местных условиях ремонта не всегда можно произвести некоторые испытания. Поэтому в объем и методику испытаний включены в основном лишь те из них, которые предусмотрены техническими условиями на ремонт трансформаторов.

13-3. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ИСПЫТАНИЙ

При проведении испытаний необходимо, чтобы измерительные приборы были класса точности не ниже 0,5, а для некоторых испытаний — 0,2.

При испытаниях пользуются обычно комплектами измерительных приборов, которые расположены в чемоданах и очень удобны в условиях выездных ремонтов.

Технические данные этих приборов даны в табл. 13-2.

Чтобы перейти от показаний приборов в делениях к фактическим значениям замеренных величин, надо показание прибора в делениях умножить на коэффициент k , который будет равен: для вольтметра $k = k_v k_n$; для амперметра $k = k_a k_{ток}$; для ваттметра $k = k_{вт} k_n k_{ток}$; здесь k_v — цена деления вольтметра (например 1 В); k_a — цена деления амперметра (например 0,05 А); $k_{вт}$ — цена деления ваттметра (например 5 Вт); k_n — коэффициент трансформации напряжения; $k_{ток}$ — коэффициент трансформации тока.

Пример. Вольтметр, имеющий шкалу 150 делений, включен на предел измерений 150 В через добавочное сопротивление на 450 В; амперметр, имеющий шкалу 100 делений, включен на предел измерений 5 А через трансформатор тока 300/5 А; ваттметр, имеющий шкалу 150 делений, включен на пределы измерений 5 А и 150 В через добавочное сопротивление на 450 В и через трансформатор тока 300/5 А; тогда коэффициенты k будут:

для вольтметра $k = 1 \cdot 450/150 = 1 \cdot 3 = 3$;

для амперметра $k = 0,05 \cdot 300/5 = 0,05 \cdot 60 = 3$;

для ваттметра $k = 5(450/150)(300/5) = 5 \cdot 3 \cdot 60 = 900$.

Объем и нормы испытаний трансформаторов

Испытания	Виды испытаний		Нормы	Примечания
	при ремонте или модернизации с частичной или полной заменой обмоток	при ремонте без замены обмоток		
Измерение сопротивления изоляции доступных стержней шинок, бандажей, а также ярмовых балок у магнитопровода	Обязательно	Обязательно	Сопротивление изоляции не нормируется	Сопротивление изоляции измеряется мегаомметром 2500 В. Недопустимо снижение сопротивления изоляции более чем на 50% по сравнению с исходными (заводскими) значениями
Измерение сопротивления постоянному току обмоток на всех ответвлениях	Обязательно	Обязательно	Не должно отличаться более чем на 2% от сопротивлений, измеренных на тех же ответвлениях на других фазах	Производится с помощью моста постоянного тока или методом амперметра и вольтметра
Измерение коэффициента трансформации на всех ответвлениях	Обязательно	Не обязательно	Не должно отличаться более чем на 2% от коэффициентов трансформации на тех же ответвлениях на других фазах. Для трансформаторов РПН допуск не должен превышать значения ступени регулирования	Коэффициенты трансформации по данным замерам напряжений необходимо вычислять непосредственно, не пользуясь логарифмической линейкой. Отклонения от расчетных паспортных данных не должны быть более $\pm 0,5\%$
Проверка группы соединения трехфазных трансформаторов и полярности вводов однофазных трансформаторов	Обязательно	Не обязательно	Группа должна соответствовать паспортным данным и обозначениям на крышке	В местных условиях ремонта группу проверяют методом двух вольтметров. Полярность вводов определяют постоянным током с помощью гальванометра

Испытания	Виды испытаний		Нормы	Примечания
	при ремонте в/д м-дернизации с частичной или полной заменой обмоток	при ремонте без замены обмоток		
Измерение сопротивления изоляции обмоток и определение отношения $k=R_{60}/R_{15}$	Обязательно до и после ремонта, а также до и после сушки и перед включением в эксплуатацию	Обязательно до и после ремонта. Если производится сушка, то до и после сушки и перед включением в эксплуатацию	Сопровижение изоляции обмоток не нормируется. Опытные значения даны в табл. 13-4. Значения сопротивления изоляции при включении в эксплуатацию не должны уменьшиться более чем на 40% против значений, замеренных после ремонта при той же температуре, или значений, приведенных к той же температуре. Отношение R_{60}/R_{15} при напряжении 35 кВ и ниже не менее 1,3; при напряжении 110 кВ и выше—не менее 1,5	Производителя мегаомметром 2500 В между каждой обмоткой и корпусом и между обмотками
Определение отношения электрических емкостей обмоток при частотах 2 и 50 Гц C_2/C_{50}	Обязательно до и после сушки	Обязательно до и после ремонта. Если производится сушка, то до и после сушки	Отношение C_2/C_{50} не должно превышать значений, указанных в табл. 13-9 при соответствующей температуре. Значение C_2/C_{50} перед включением в эксплуатацию не должно возрастать более чем на 15% против значения, замеряемого после ремонта при той же температуре	Замеряется прибором ПКВ при температуре не ниже $+10^{\circ}\text{C}$ между каждой обмоткой и корпусом при заземленных свободных обмотках

Испытания	Виды испытаний		Нормы	Примечания
	при ремонте или модернизации с частичной или полной заменой обмоток	при ремонте без замены обмоток		
Измерение тангенса угла диэлектрических потерь ($\operatorname{tg}\delta$) изоляции обмоток	Обязательно до и после сушки	Обязательно до и после ремонта	Значения $\operatorname{tg}\delta$ должны быть не больше, указанных в табл. 13-Г при соответствующей температуре. Значение $\operatorname{tg}\delta$ перед включением в эксплуатацию не должно возрастать более чем на 30% против замеренного после ремонта при той же температуре или значения, приведенного к той же температуре	$\operatorname{tg}\delta$ измеряется мостом МД16 (мостом Шеринга) между каждой обмоткой и корпусом при заземленных свободных обмотках при температуре не ниже: для трансформаторов классов напряжения до 150 кВ 10°C, а 220 кВ и выше 30°C
Замеры параметров короткого замыкания (опыт короткого замыкания)	Обязательно	Не обязательно	Напряжение короткого замыкания для всех трансформаторов не должно отличаться более чем на 10% от расчетного (паспортного). Потери короткого замыкания не должны быть увеличены более чем на 10% от расчетных (паспортных)	Замеряются методом двухваттметров
Замеры параметров холостого хода (опыт холостого хода)	Обязательно до и после испытания главной изоляции	Не обязательно	Ток холостого хода не должен отличаться более чем на 30% от расчетного (паспортного). Потери холостого хода не должны быть увеличены более чем на 15% от расчетных (паспортных)	Замеряются методом двухваттметров при номинальном напряжении. Потери холостого хода замеряются также при пониженном напряжении (5—10% номинального)

Испытания	Виды испытаний		Нормы	Примечания
	при ремонте или модернизации с частичной или полной заменой обмоток	при ремонте без замены обмоток		
Испытание главной изоляции вместе с вводами повышенным напряжением частоты 50 Гц	Обязательно	Не обязательно При проведении испытания испытательное напряжение берется 85% значения, указанного в табл. 2-1	Испытательное напряжение устанавливается по табл. 2-1. Длительность испытания 1 мин	Испытание главной изоляции повышенным напряжением обязательно для трансформаторов классов напряжения 35 кВ и ниже. При напряжении выше 35 кВ испытание главной изоляции производится лишь при наличии источника испытательного напряжения
Проверка пробы масла из бака трансформатора; а) испытание электрической прочности б) измерение тангенса угла диэлектрических потерь $\tan \delta$	Обязательно Обязательно	Обязательно Обязательно	См. табл. 11-2 См. табл. 11-2	Испытание производится в стандартном маслопробойнике для трансформаторов напряжения 110 кВ и выше
Гидравлическое испытание трансформатора	Обязательно	Обязательно	См. § 11-14	—
Проверка работы переключающего устройства, включая снятие круговой диаграммы	Обязательно	Обязательно	См. гл. 9	—
Испытание включением токком на номинальное напряжение	Обязательно трех- пятикратное включение	Не обязательно	—	—

Технические данные приборов, входящих в измерительные комплекты

Прибор	Тип	Класс точности	Пределы измерения		Внутреннее активное сопротивление, Ом	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
			по напряжению, В	по току, А			
А. Измерительный комплект К-50							
Амперметр	Э59К	0,5	—	2,5	0,018	145×200×93	1,5
Вольтметр	Э59К	0,5	75; 150; 300; 600	—	10 000; 20 000; 40 000; 80 000	145×200×93	1,5
Ваттметр однофазный	Д539К	0,5	75; 150; 300; 600	2,5; 5,0	0,03; 0,02	145×200×106	1,7
Трансформатор тока	И508	0,2	—	До 600	—	330×115×290	8,2
Б. Измерительный комплект К-51							
Амперметр (3 шт.)	Э59М	0,5	—	2,5; 5,0	0,018; 0,006	145×200×93	1,5
Вольтметр	Э59Л	0,5	75; 150; 300; 600	—	10 000; 20 000; 40 000; 80 000	145×200×93	1,5
Ваттметр трехфазный	Д571К	0,5	250	5,0	—	145×200×90	1,5
Трансформаторы тока (3 шт.)	И520	0,2	—	До 600	—	265×96×225	5,0

Примечания: 1. Каждый комплект упакован в двух чемоданах: в одном — приборы, соединительные провода, добавочные сопротивления; в другом — трансформаторы тока. Габариты чемодана с приборами К-50—510×335×170 мм, масса — 12,2 кг, комплект К-51 соответственно 600×390×220 мм и 19 кг.

2. Для испытаний однофазного трансформатора используется комплект К-50, трехфазного — один комплект К-51 или два комплекта К-50.

3. Комплекты выпускаются киевским заводом «Гомэлектрприбор».

Таким образом, чтобы получить измеренное напряжение в вольтах, надо показание вольтметра в делениях умножить на 3; чтобы получить измеренный ток в амперах, надо показание амперметра умножить на 3, и, наконец, чтобы получить измеренную мощность (потери) в ваттах, надо показание ваттметра умножить на 900.

При монтаже схемы необходимо обращать внимание на качество контактов как при присоединении проводов к измерительным приборам, так и при присоединении их к трансформатору. При всех измерениях следует фиксировать температуру обмоток трансформатора, за которую при длительном его отключении принимают температуру окружающего воздуха. Перед подачей напряжения необходимо обязательно проверить схему и убедиться в том, что она собрана правильно и что исключена возможность каких-либо коротких замыканий.

Трансформатор при его испытании *должен быть заземлен; должны быть также заземлены металлические корпуса измерительных трансформаторов напряжения и тока, регулировочных устройств, испытательных трансформаторов и т. п.*

В помещении, в пределах которого производится испытание, не должно быть посторонних лиц. Это помещение должно быть ограждено. Кроме того, вокруг должны быть вывешены соответствующие предупредительные плакаты. Включение и отключение напряжения при испытании должны производиться обязательно в резиновых перчатках и только по команде руководителя испытания. Наблюдать за показаниями приборов должны не менее 2 человек, из которых один дает команду о начале снятия показаний, с тем чтобы эти показания были зафиксированы на всех приборах одновременно.

Схему для испытания с установкой приборов монтируют на деревянном столе, который покрывают листом кабельной бумаги. Лица, производящие испытание, должны стоять на резиновом коврике. Все *пересоединения в процессе испытаний* должны производиться *только при отключенном напряжении.*

Испытания рекомендуется производить в следующей последовательности: 1) измерение сопротивлений изоляции обмоток; 2) определение коэффициентов трансформации; 3) проверка группы соединения обмоток; 4) испытание главной изоляции повышенным напряжением; 5) опыт короткого замыкания; 6) опыт холостого хода; 7) измерение сопротивлений обмоток постоянному току; 8) измерение угла диэлектрических потерь ($\tg \delta$) изоляции обмоток и вводов; 9) определение отношения C_2/C_{50} .

Перед началом испытаний обязательно должна быть проверена электрическая прочность масла, залитого в трансформатор, которая должна соответствовать данным табл. 11-2.

Ниже даются схемы и методика испытаний, указанных в табл. 13-1.

13-4. МЕТОДИКА ИСПЫТАНИЙ

Измерение сопротивлений изоляции обмоток с определением отношений R_{50}/R_{15} . Измерение сопротивлений изоляции обмоток производится мегаомметром 2500 В неоднократно: как при дефектировке до ремонта, так и в процессе ремонта, при сушке, а также после ремонта или модернизации трансформатора. Кроме указанных измерений, сопротивление изоляции обмоток измеряют как до,

так и после испытания главной изоляции, а также перед включением трансформатора на номинальное напряжение.

Сопротивление изоляции измеряют между каждой обмоткой и корпусом, а также между обмотками.

При измерении показания мегаомметра 2500 В отсчитывают через 15 и 60 с. Отношение R_{60}/R_{15} называется коэффициентом абсорбции. Этот коэффициент служит одним из критериев степени увлажненности обмоток (табл. 13-1).

Измерение производят в течение 1 мин при равномерном вращении рукоятки мегаомметра с частотой около 120 об/мин. Значение сопротивления, отсчитанное на 60-й секунде (R_{60}) и принимается за сопротивление изоляции обмотки по отношению к корпусу или другой обмотке при данной температуре, которая должна быть предварительно установлена перед началом измерения мегаомметром.

Значения сопротивлений изоляции не нормируются. Поэтому сравнивают их с результатами предыдущих измерений при той же температуре. Если предыдущие измерения производились при других температурах, то значения их приводят к температуре последнего измерения, учитывая, что на каждые 10°C понижения температуры сопротивление изоляции увеличивается в 1,5 раза. Приведение к одной и той же температуре производится умножением или делением значения сопротивления изоляции на коэффициент изменения сопротивления изоляции k_1 , который берется по табл. 13-3 в зависимости от разности температур.

Таблица 13-3

К выбору коэффициента k_1

Разность температур между замерами, $^{\circ}\text{C}$	5	10	15	20	25	30	35
Значения k_1	1,22	1,50	1,84	2,25	2,75	3,40	4,15

Продолжение табл. 13-3

Разность температур между замерами, $^{\circ}\text{C}$	40	45	50	55	60	65	70
Значения k_1	5,1	6,2	7,5	9,2	11,2	13,9	17,0

Пример 1. R_{60} предыдущего замера равнялось 100 МОм при $\Theta=50^{\circ}\text{C}$, а R_{60} последнего замера равно 450 МОм при $\Theta=20^{\circ}\text{C}$.

Чтобы привести R_{60} предыдущего замера к температуре последнего замера, надо 100 МОм умножить на коэффициент k_1 , соответствующий разности $50-20=30^{\circ}\text{C}$. Из табл. 13-3 при этой разности коэффициент $k_1=3,4$. Таким образом, сопротивление изоляции предыдущего замера, приведенное к температуре последнего замера, будет равно $R_{60.1}=100 \cdot 3,4=340$ МОм. Сравнивая $R_{60.2}$ последнего замера с приведенным $R_{60.1}$ предыдущего, видим, что сопротивление изоляции повысилось с 340 до 450 МОм.

Пример 2. $R_{60.1}$ предыдущего замера равнялось 300 МОм при $\Theta=20^{\circ}\text{C}$, а $R_{60.2}$ последнего замера 100 МОм при $\Theta=30^{\circ}\text{C}$.

Тогда разность температур последнего и предыдущего замеров составляет 10°C и коэффициент $k_1=1,5$. В этом случае, чтобы привести $R_{60,1}$ предыдущего размера к температуре последнего замера, надо 300 МОм разделить на 1,5, что даст 200 МОм, т. е. сопротивление последнего замера понизилось против приведенного сопротивления предыдущего замера на 100%. Такое большое понижение является ненормальным и указывает наряду с другими показателями ($\text{tg } \delta$, C_2/C_{50}) на увлажнение изоляции между предыдущим и последним замерами. Понижение изоляции между замерами при одной и той же температуре допустимо не более чем на 40%.

Сопротивление изоляции R_{60} не нормируется. Однако действующей в настоящее время инструкцией по контролю состояния изоляции трансформаторов (СН 171-61), изданной Госкомитетом по делам строительства (1961 г.), устанавливаются следующие наименьшие допустимые значения сопротивления изоляции R_{60} обмоток трансформаторов в масле (табл. 13-4).

Таблица 13-4

Наименьшие допустимые значения сопротивления изоляции R_{60} , МОм, обмоток трансформаторов в масле [Л. 17]

Класс напряжения обмоток ВН	Температура обмоток, $^{\circ}\text{C}$						
	10	20	30	40	50	60	70
До 35 кВ включительно, мощностью менее 10 000 кВ·А	450	300	200	130	90	60	40
До 35 кВ включительно, мощностью 10 000 кВ·А и более и 110 кВ и более независимо от мощности	900	600	400	260	180	120	80

Примечание. Значения R_{60} , указанные в табл. 13-4, относятся ко всем обмоткам данного трансформатора.

При присоединении мегаомметра необходимо провод от корпуса подключать к зажиму 3 (земля), а провод от обмотки — к зажиму Л (линия). При замерах между обмотками провод от обмотки НН надо присоединять к зажиму 3, а провод от обмотки ВН — к зажиму Л.

Мегаомметр имеет переключатель на разные цены деления шкалы. Обычно переключатель ставят в такое положение, чтобы отсчет получался непосредственно в мегаомах. При измерениях небольших значений сопротивлений изоляции переключатель переводят в положение, при котором отсчет получается в килоомах.

Перед, а также после каждого измерения мегаомметр проверяют, вращая его ручку сначала при замкнутых, а затем при разьединенных концах идущих от него проводов. В первом случае мегаомметр должен показать нуль, а во втором — бесконечность.

При измерениях мегаомметром можно установить низкую изоляцию обмоток, обрыв или отсутствие цепи, плохой контакт и другие дефекты (приложение 12).

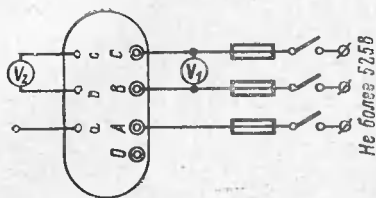


Рис. 13-1. Схема измерения коэффициента трансформации.

Измерение коэффициента трансформации на всех ответвлениях. Коэффициентом трансформации называется отношение напряжения ВН к напряжению НН при холостом ходе трансформатора.

Обычно определяют линейное значение коэффициента трансформации, т. е. $k_{л} = U_{1л}/U_{2л}$, но если имеются нулевые выводы или доступны начала и концы обмоток отдельных фаз, то можно

определить и фазные коэффициенты трансформации $k_{ф} = U_{1ф}/U_{2ф}$. а) При соединении обеих обмоток ВН и НН в треугольник линейные и фазные напряжения, как известно, равны. Поэтому в этом случае линейный коэффициент трансформации будет одновременно и фазным коэффициентом трансформации.

б) При соединении обмотки в звезду фазное напряжение в $\sqrt{3}$ раз меньше линейного, поэтому если обмотка ВН соединена в звезду, а обмотка НН — в треугольник, то фазный коэффициент трансформации равен:

$$k_{ф} = U_{лY}/\sqrt{3}U_{л\Delta} = U_{фY}/U_{ф\Delta} = k_{л}/\sqrt{3}.$$

в) Наоборот, если обмотка ВН соединена в треугольник, а НН — в звезду, то фазный коэффициент равен:

$$k_{ф} = \sqrt{3}U_{л\Delta}/U_{лY} = U_{ф\Delta}/U_{фY} = \sqrt{3}k_{л}.$$

г) Если обе обмотки ВН и НН соединены в звезду, то отношение линейных напряжений равно отношению фазных напряжений, т. е.

$$k_{ф} = U_{1лY}/U_{2лY} = \sqrt{3}U_{1фY}/\sqrt{3}U_{2фY} = U_{1фY}/U_{2фY} = k_{л}.$$

Фазный коэффициент трансформации является одновременно отношением витков обмоток ВН и НН, т. е. $k_{ф} = w_1/w_2$. Поэтому если неизвестно число витков у обмоток, то, намотав контрольную обмотку с известным числом витков w_k , можно, подведя напряжения U_1 к обмотке ВН и замерив напряжение U_k на контрольной обмотке и U_2 на обмотке НН, определить число витков в обмотках ВН и НН, а именно:

$$w_{ВН} = w_k U_1 / U_k; \quad w_{НН} = w_k U_2 / U_k.$$

Определение коэффициента трансформации производят на всех ответвлениях обмоток и для всех фаз.

Коэффициент трансформации определяют по методу двух вольтметров (рис. 13-1), т. е. подводят напряжение к обмотке ВН и замеряют напряжение на той же фазе у обмотки НН.

Коэффициенты трансформации отдельных фаз, замеренные на одних и тех же ответвлениях, не должны отличаться друг от друга, а также от расчетных (паспортных) значений более чем на 0,5—1%.

Подводимое напряжение берется меньше номинального напряжения данной обмотки (обычно 220, 380 В).

В качестве вольтметра при измерении напряжений до 600 В применяют, как правило, прибор типа Э59К электромагнитной системы со шкалой до 150 делений.

Если напряжение превышает 600 В, то вольтметр включают через трансформатор напряжения или последовательно с добавочным сопротивлением.

Коэффициенты трансформации и погрешности должны вычисляться весьма точно, поэтому деление одного напряжения на другое производят непосредственно с точностью до четвертого знака (без применения логарифмической линейки).

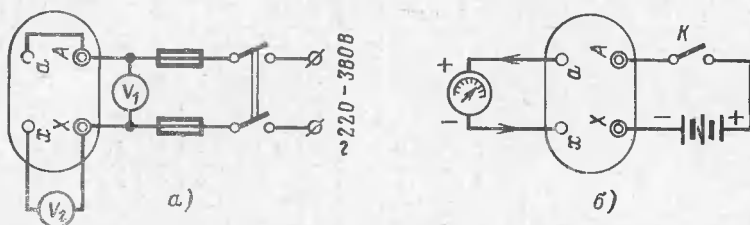


Рис. 13-2. Схемы определения группы соединения обмоток у однофазных трансформаторов.

а — переменным током; б — постоянным током.

Проверка группы соединений обмоток. 1) *Определение группы соединений обмоток у однофазных трансформаторов* производят методом двух вольтметров, а именно: соединяют перемычкой вводы $A-a$ (рис. 13-2,а) и подают низкое напряжение на вводы $A-X$, измеряя напряжение U_{A-X} вольтметром V_1 , а также напряжение U_{X-x} вольтметром V_2 . Если $U_{A-X} > U_{X-x}$, то группа 0-я (нулевая), если, наоборот, $U_{X-x} > U_{A-X}$, то группа 6-я.

Однополярность зажимов у однофазных трансформаторов можно определить постоянным током с помощью гальванометра (желательно с нулем посередине шкалы). Для этого собирают схему согласно рис. 13-2,б, подводят к обмотке ВН постоянный ток от аккумуляторной батареи 2—4 В и, замыкая, а затем размыкая ключ K , наблюдают, куда отклоняется стрелка гальванометра при замыкании, а затем при размыкании. Если смотреть на шкалу прибора сверху и стрелка (при соединении, указанном на рис. 13-2,б) при замыкании отклоняется вправо, а при размыкании — влево, то группа будет 0; если — наоборот, т. е. при включении стрелка отклоняется влево, а при отключении — вправо, то группа будет 6-я.

2) *Определение группы соединений обмоток у трехфазных трансформаторов.* В местных условиях ремонта группу определяют и про-

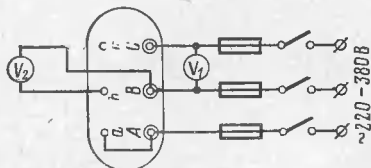


Рис. 13-3. Схема определения группы соединения обмоток у трехфазных трансформаторов.

веряют методом двух вольтметров (рис. 13-3). Для этого закорачивают вводы $A-a$, на линейные вводы (A, B, C) обмотки ВН подают то или иное трехфазное низкое напряжение ($U_{1л} = 220-380$ В), измеряя его вольтметром V_1 . Затем вольтметром V_2 измеряют напряжения между вводами $B-b, B-c, C-c$ и $C-b$. Измеренные напряжения сравнивают с $U_{1л}$ по табл. 13-5 и в зависимости от того, равны, больше или меньше измеренные напряжения по сравнению с подведенным линейным напряжением (в табл. 13-5 — буквы «р», «б» и «м»), устанавливают группу.

Таблица 13-5

К определению группы соединений

Группа соединений обмоток		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Угловое смещение э. д. с., град		0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
Сравнение измеренного напряжения с подведенным напряжением $U_{1л}$	$B-b$	м	м	м	р	б	б	б	б	б	р	м	м
	$B-c$	м	р	б	б	б	б	б	р	м	м	м	м
	$C-c$	м	м	м	р	б	б	б	б	б	р	м	м
	$C-b$	м	м	м	м	м	р	б	б	б	б	б	р

м—меньше; б—больше; р—равно.

При подаче низкого трехфазного напряжения на вводы обмотки ВН и при сравнении с ним измеряемых напряжений между вводами разница в показаниях может оказаться столь мала, что возникают затруднения в установлении группы. В этом случае необходимо подать низкое трехфазное напряжение на вводы обмотки НН и измерять напряжения между вводами $B-b, B-c, C-c$ и $C-b$ через трансформатор напряжения, соблюдая при этом правила техники безопасности при работе с высоким напряжением. Таблица 13-5 действительна и для этого случая.

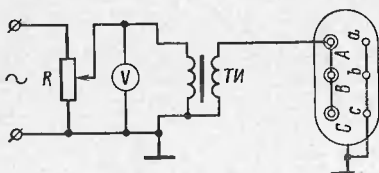


Рис. 13-4. Схема испытания главной изоляции трансформатора повышенным напряжением промышленной частоты. R — реостат, включаемый по схеме потенциометра; V — вольтметр; $ТИ$ — испытательный трансформатор.

Испытание главной изоляции обмоток повышенным напряжением. Испытание главной изоляции обмоток от корпуса, а также изоляции между обмотками производится повышенным напряжением промышленной частоты для каждой обмотки в отдельности. Испытательное напряжение для каждого класса изоляции после ремонта трансформатора указано в табл. 2-1. Схема испытания дана на рис. 13-4. У испытываемой обмотки закорачивают вводы, а вводы других обмоток закорачивают и заземляют. Повышенное напряжение подводят к закороченным вводам испытываемой обмотки от испытательного трансформатора, у которого один ввод заземлен.

Напряжение повышают до требуемого постепенно, начиная с нуля, для чего используют со стороны НН или реостаты, или регулировочные автотрансформаторы, или потенциал-регуляторы. Длительность испытания 1 мин. Сначала испытывают обмотку НН, затем СН и последней ВН.

Трансформатор считается выдержавшим испытание, если во время испытания не произошло пробоя или перекрытия изоляции, отмеченных по звуку разрядов в баке, выделению газов или дыма, а также по показаниям приборов (при пробое напряжение резко уменьшается, а ток растет). Испытание главной изоляции следует производить не раньше, чем через 20—24 ч после заливки трансформатора маслом до его нормального уровня. Это время необходимо для выхода пузырьков воздуха, которые могут оставаться некоторое время на обмотках после заливки трансформатора маслом.

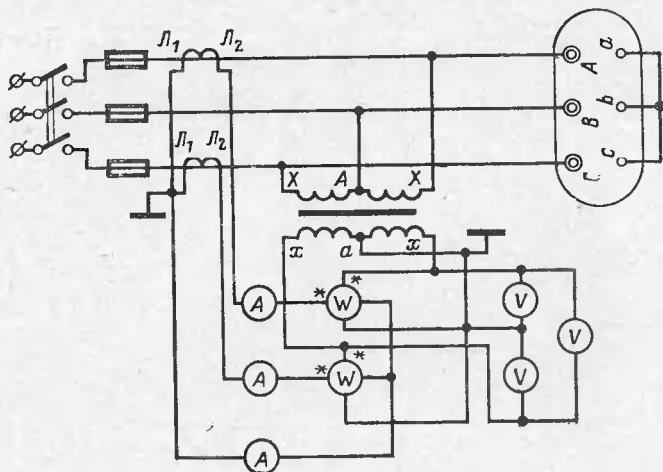


Рис. 13-5. Схема опыта короткого замыкания методом двух ваттметров.

До и после испытания главной изоляции необходимо замерить мегаомметром сопротивление изоляции обмоток; кроме того, после испытания главной изоляции необходимо произвести опыт холостого хода при номинальном напряжении независимо от того, производился этот опыт раньше или нет.

Определение напряжения и потерь короткого замыкания (опыт короткого замыкания). Для этого испытания закорачивают на вводах одну из обмоток (обычно НН), а к другой подводят такое напряжение, чтобы в обмотках протекали номинальные токи. Это напряжение и является напряжением короткого замыкания, а потребляемая при этом мощность равна потерям короткого замыкания. Такое испытание называется *опытом короткого замыкания*. Его производят по методу двух ваттметров, для чего собирают схему согласно рис. 13-5.

Для трехфазной схемы (рис. 13-5) по методу двух ваттметров (так называемая схема Арона) нужны два комплекта приборов

К-50 и дополнительно вольтметр с добавочным сопротивлением (или вольтметровый переключатель), а также амперметр с трансформатором тока или один комплект К-51 (см. табл. 13-2).

Для замыкания обмоток накоротко необходимо применять проводники, рассчитанные на прохождение номинального или соответствующего ему тока в закороченной обмотке, причем должно быть обеспечено надежное соединение их.

Для трехфазных трансформаторов ток и напряжение определяют как среднее арифметическое из показаний приборов всех трех фаз.

При правильном соединении приборов согласно схеме один ваттметр обычно дает положительное значение потерь (+), а другой — отрицательное (—). Ваттметры, как видно из рис. 13-5, снабжены специальным переключателем «+», «—».

Общие потери определяются в этом случае как разность показаний двух ваттметров.

Напряжение короткого замыкания u_k , %, равно $U_{из}/U_n$, где $U_{из}$ — измеренное напряжение, В; U_n — номинальное напряжение обмотки трансформатора, к которой подводилось напряжение, В.

Обычно опыт короткого замыкания производят не при номинальном токе I_n , а при меньшем токе $I_{из}$. Однако ток не должен быть меньше 25% номинального. В этом случае полученные значения u'_k и P'_k приводят к номинальному току по формулам:

$$u_k \approx u'_k I_n / I_{из}, \%; P_k \approx P'_k (I_n / I_{из})^2, \text{ Вт.}$$

Кроме того, приведенные к номинальному току значения P_k и u_k приводят к температуре 75°C, а именно:

$$P_{k75} = P_k 310 / (235 + \Theta_{из}), \text{ Вт;}$$

$$u_{k75} = \sqrt{u_k^2 + \left(\frac{P_k}{10P_n}\right)^2 \left[\left(\frac{310}{235 + \Theta_{из}}\right)^2 - 1\right]}, \%.$$

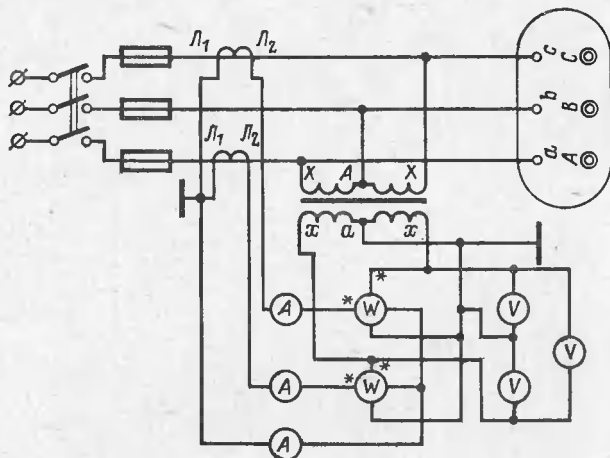
Для трехобмоточных трансформаторов опыт короткого замыкания производят с каждой парой обмоток (всего три опыта), т. е. ВН — СН, ВН — НН и СН — НН. Обмотка, не участвующая в опыте, остается незамкнутой.

Если номинальные мощности отдельных обмоток у трехобмоточного трансформатора неодинаковы, то u_k относят к наиболее мощной обмотке.

Определение тока и потерь холостого хода трансформатора при номинальном напряжении. Для этого испытания подают номинальное напряжение на обмотку НН при разомкнутых остальных обмотках и измеряют токи во всех трех фазах, а также потребляемую при этом мощность. Одновременно измеряют во всех трех фазах подводимое напряжение, которое определяется как среднее арифметическое линейных значений напряжений всех трех фаз (т. е. ab , bc и ac).

Среднее арифметическое значение измеренных при этом токов всех трех фаз и является током холостого хода, а потребляемая при этом мощность равна потерям холостого хода. Измерение производят по методу двух ваттметров, для чего собирают схему согласно рис. 13-6, подавая номинальное напряжение на обмотку НН испытываемого трансформатора, а все остальные обмотки оставляя разомкнутыми

Если номинальное напряжение НН больше 600 В, то опыт холостого хода обычно удается произвести лишь на месте установки трансформатора. В этом случае при проведении опыта холостого хода должны обязательно участвовать, помимо руководителя ремонта, также представители той подстанции или станции, где установлен трансформатор, поскольку они знакомы с местной схемой коммутации и защиты.



При напряжении НН больше 600 В приборы должны включаться через измерительные трансформаторы напряжения и тока с классом изоляции, равным номинальному напряжению НН трансформатора (рис. 13-6).

Монтаж схемы и включения приборов, измерения напряжений, токов и потерь, а также переход от показаний приборов в делениях к фактическим значениям при опыте холостого хода производят так же, как и при опыте короткого замыкания.

413

Опыт холостого хода при номинальном напряжении производят 2 раза: 1-й раз — перед испытанием главной изоляции для измерения тока и потерь холостого хода, а 2-й раз — после испытания главной изоляции для обнаружения возможных дефектов, которые могли возникнуть в результате испытания главной изоляции.

Измерение сопротивлений обмоток постоянному току на всех ответвлениях. Это измерение производится с помощью моста МД6 (двойной мост Томсона) или УМВ (универсальный мост Витстона) или при помощи амперметра и вольтметра.

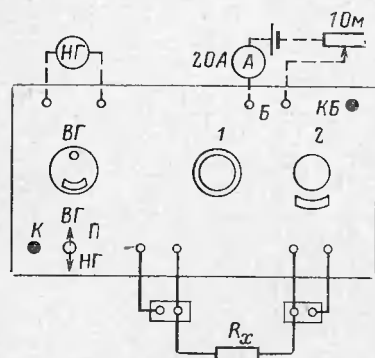


Рис. 13-7. Измерение сопротивлений обмоток постоянному току мостом МД-6.

Таблица 13-6

Пределы сопротивлений, Ом

Нижний предел	Верхний предел
0,00001	0,00011
0,0001	0,0011
0,001	0,011
0,01	0,11
0,1	1,1
1,0	11,0

Измерение мостом МД6. На рис. 13-7 показана схема соединения при измерении сопротивлений обмоток мостом МД6.

Подключают батарею Б напряжением 1—2 В, 40—60 А·ч или непосредственно к зажимам, или через реостат 1 Ом и амперметр 20 А. Реостат и амперметр включают тогда, когда сравнительное сопротивление составляет 0,001 Ом.

Неизвестное измеряемое сопротивление R_x включают по схеме на рис. 13-7. Подбирают рукояткой 1 сравнительное сопротивление. Ставят переключатель П или на наружный НГ, или на внутренний ВГ гальванометр в зависимости от того, работают с внутренним или наружным гальванометром. Включают кнопку КБ и, поворачи-

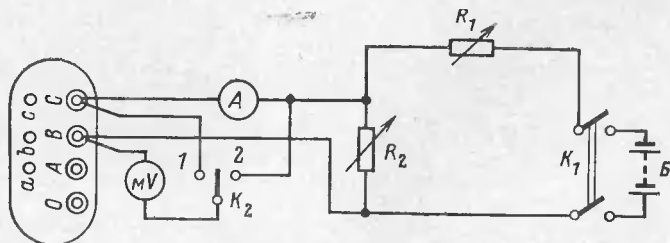


Рис. 13-8. Схема измерения сопротивления обмоток постоянному току методом амперметра и вольтметра.

вая рукоятку 2, уравнивают мост так, чтобы стрелка гальванометра стояла в центре — на нуле. Затем нажимают кнопку K и закорачивают тем самым защитное сопротивление. Уравновесив окончательно мост, определяют измеряемое сопротивление как произведение показаний шкал рукояток 1 и 2.

Пределы измеряемых сопротивлений моста МД6 указаны в табл. 13-6.

Измерение методом амперметра и вольтметра. На рис. 13-8 дана схема измерений сопротивлений обмоток постоянному току методом амперметра и вольтметра. Ток при измерении должен быть не больше 20% номинального.

Сопротивление проводов от вольтметра должно быть не больше 0,5% сопротивления обмотки вольтметра. Провода от вольтметра должны идти самостоятельно независимо от проводов токовой цепи. В качестве измерительного прибора можно рекомендовать вольтамперметр типа М-16, имеющий шкалу по току 0,15—30 А и по напряжению 0,045—300 В. Батарея берется на 4—12 В. Измерения ведут так: вводят реостат R_1 и выводят реостат R_2 . Включают рубильник K_1 и устанавливают реостатами ток в пределах шкалы прибора. Вследствие индуктивности обмотки ток устанавливается устойчиво не сразу, а примерно через 30 с. Милливольтметр включают только после того, как стрелка амперметра станет устойчиво. Милливольтметр включают ключом K_2 , предварительно установив его на больший, чем ожидаемый, предел шкалы. Затем, если необходимо, отключают ключом K_2 милливольтметр и устанавливают более соответствующий измеряемому сопротивлению предел шкалы.

Искомое сопротивление равно:

$$R_x = \Delta U / I,$$

где ΔU — показание милливольтметра; I — ток в измеряемой цепи.

Если $R_x < \sqrt{R_a R_b}$, то ключ K_2 ставят в положение 1; если $R_x > \sqrt{R_a R_b}$, то ключ K_2 ставят в положение 2 (R_a — сопротивление амперметра, R_b — сопротивление милливольтметра).

Отключение тока производят в следующем порядке: отключают ключом K_2 милливольтметр, вводят полностью сопротивление R_1 и выводят полностью сопротивление R_2 . Затем рубильником K_1 отключают схему от батареи.

Сопротивление обмоток трансформатора измеряют между линейными вводами у всех фаз и на всех ответвлениях. Значения линейных сопротивлений пересчитывают на фазные по формулам:

при схеме звезда $R_\phi = R_{из}/2$ Ом;

при схеме треугольника $R_\phi = \frac{3}{2} R_{из}$ Ом.

Измерение сопротивления приводят к 75°C по формуле

$$R_{75} \approx R_\theta [310 (235 + \theta)] \text{ Ом,}$$

где θ — температура, при которой было измерено сопротивление R_θ .

Если есть нулевой ввод или доступ к началам и концам обмоток, то фазные сопротивления измеряют непосредственно между соответствующими линейным и нулевым вводами или между соответствующими началом и концом обмотки.

Сопротивления отдельных фаз не должны различаться на одном и том же ответвлении более чем на 2%.

а)

Образцовый конденсатор

ВВ

НВ

НОМ-10

Частотная Шунт настрайка

C_x

C_N

$\times 1000 \Omega$

$\times 100 \Omega$

$\times 10 \Omega$

$\times 1 \Omega$

$\times 0,1 \mu F$

$\times 0,01 \mu F$

$\times 0,001 \mu F$

Чувствительность

R

Гальв.

Вкл. I

Откл.

Вкл. II

Лампа

Вкл.

220 В

б)

Образцовый конденсатор

ВВ

НВ

НОМ-10

C_x

C_N

Частотная Частотная настрайка

C_x

C_N

$\times 1000 \Omega$

$\times 100 \Omega$

$\times 10 \Omega$

$\times 1 \Omega$

$\times 0,1 \mu F$

$\times 0,01 \mu F$

$\times 0,001 \mu F$

Чувствительность

R

Гальв.

Вкл. I

Откл.

Вкл. II

Лампа

Вкл.

Выкл.

220 В

Согласно табл. 13-1 измерение $\operatorname{tg} \delta$ обязательно лишь для трансформаторов класса изоляции 20 кВ и выше.

Наибольшие допустимые значения $\text{tg} \delta$ изоляции обмоток трансформатора, %

Класс напряжения обмотки	Температура обмотки, °C						
	10	20	30	40	50	60	70
До 35 кВ включительно, мощностью 10 000 кВ·А	1,2	1,5	2,0	2,6 ₄	3,4	4,5	6,0
35 кВ, мощностью 10 000 кВ·А и более и 110 кВ и более независи- мо от мощности	0,8	1,0	1,3	1,7	2,3	3,0	4,0

Измерение $\operatorname{tg} \delta$, а также электрической емкости обмоток $C_{об}$ производят с помощью малогабаритного емкостного моста МД16, собранного по схеме Шеринга. Одно плечо моста составляет испытываемый объект C_x , второе плечо — образцовый конденсатор C_N , третье — переменное сопротивление R_3 , четвертое — постоянное сопротивление $R_4 = 10\,000/\pi = 10\,000/3,14 = 3184$ Ом. Параллельно сопротивлению подключен магазин емкостей C_4 . Индикатором равновесия служит осциллографический гальванометр Г.

При равновесии моста

$$C_x = C_N R_4 / R_3 = C_N 3184 / R_3;$$

$$[\operatorname{tg} \delta = C_4 = 100 C_4 \%,$$

где C_4 — емкость в микрофарадах.

Мост МД16 состоит из двух отдельных частей: измерительного устройства, смонтированного в металлическом кожухе, и образцового конденсатора. Номинальное напряжение моста 10 кВ. При этом напряжении технические данные моста следующие:

Электрическая емкость при электрической	
емкости образцового конденсатора $0,5 \times$	
$\times 10^{-4}$ мкФ	$0,3 \cdot 10^{-4} — 0,4$ мкФ
$\operatorname{tg} \delta$	$0,005 (0,5\%) — 0,6 (60\%)$

Для испытываемых трансформаторов классов напряжением 20 кВ и выше в качестве источника напряжения 10 кВ используют измерительный трансформатор напряжения НОМ-10 мощностью 300—500 Вт, причем включение производят толчком, без применения регулировочного устройства.

Если мощности одного трансформатора напряжения недостаточно, то включают параллельно несколько таких трансформаторов.

Мост МД16 включается или по *перевернутой* схеме, или по *нормальной*.

А. Обычно испытываемый объект имеет один глухозаземленный электрод (фланец ввода, бак трансформатора и т. п.). В этом случае применяют *перевернутую* схему (рис. 13-9,а), по которой измеряют $\operatorname{tg} \delta$ и электрическую емкость изоляции обмотки трансформатора по отношению к земле.

Б. Когда измеряют $\operatorname{tg} \delta$ и электрическую емкость изоляции между обмотками, т. е. когда оба электрода изолированы от земли, применяют *нормальную* схему, которую в отличие от *перевернутой* схемы собирают согласно рис. 13-9,б.

Как правило, измерения $\operatorname{tg} \delta$ производят по *перевернутой* схеме.

При измерении все неиспытываемые обмотки, а также бак трансформатора должны быть заземлены.

Перед измерением $\operatorname{tg} \delta$ необходимо измерить мегаомметром сопротивление изоляции обмоток, а также проверить температуру. Сборку и монтаж схем как *перевернутой*, так и *нормальной*, а также подачу напряжения и само измерение $\operatorname{tg} \delta$ производят, строго руководствуясь инструкцией, приложенной к прибору. Электриче-

скую емкость C_x и $\operatorname{tg} \delta$ определяют по данным измерений по следующим формулам:

а) положение переключателя шунтов 0,01:

$$C_x = C_N R'_4 / (R'_3 + \rho); \operatorname{tg} \delta' = C_4,$$

где C'_4 — емкость, мкФ; $\operatorname{tg} \delta' = 100 C'_4 \%$;

б) положение переключателя шунтов больше 0,01:

$$C'_x = C_N R'_4 (100 + R'_3) / (n (R'_3 + \rho)),$$

где C_x измеряется в тех же единицах, что и C_N ; n берут соответствующим положению рукоятки:

Положение рукоятки шунтов	0,025	0,06	0,15	1,25
Значение шунтирующего сопротивления n , Ом	60	25	10	4

Значение C_x определяют как среднее арифметическое двух измерений, т. е. $C_x = (C'_x + C''_x) / 2$, где C'_x и C''_x — вычисленные значения электрических емкостей по замерам при установке переключателя полярности сначала в одно крайнее плюсовое положение, а затем в другое крайнее плюсовое положение.

Допустимое увеличение значения $\operatorname{tg} \delta$ не должно быть больше 30% значения предыдущего замера при той же температуре. Если предыдущий замер $\operatorname{tg} \delta$ произведен при температуре, отличной от температуры последнего замера, то $\operatorname{tg} \delta$ приводят к температуре последнего замера путем деления или умножения на коэффициент K_2 по табл. 13-8 [Л. 17].

Таблица 13-8

К выбору коэффициента k_2

Разность температур между замерами, °C	5	10	15	20	25	30
k_2	1,15	1,31	1,51	1,75	2,00	2,30

Разность температур между замерами, °C	35	40	45	50	55	60	65	70
k_2	2,65	3,0	3,5	4,0	4,6	5,3	6,1	7,0

Примеры. а) Последний замер:

$\operatorname{tg} \delta_2 = 2,0$ при $\Theta = 20^\circ\text{C}$;

предыдущий замер:

$\operatorname{tg} \delta = 1,4$ при $\Theta_1 = 10^\circ\text{C}$.

$\operatorname{tg} \delta_1$, приведенный к температуре 20°C , равен $1,4 \cdot 1,31 = 1,83$, где 1,31 — коэффициент из табл. 13-8 при $\Theta_2 - \Theta_1 = 10^\circ\text{C}$.

Таким образом, $\operatorname{tg} \delta_2$ последнего замера возрос против предыдущего на $2/1,83 \approx 1,09$, т. е. на 9%, что допустимо.

б) Последний замер:

$\operatorname{tg} \delta_2 = 2,0$ при $\Theta_2 = 10^\circ\text{C}$;

предыдущий замер:

$\operatorname{tg} \delta_1 = 1,8$ при $\Theta_1 = 20^\circ\text{C}$.

Приведенный $\operatorname{tg} \delta_1 = 1,8/1,31 = 1,37$, где 1,31 из табл. 13-8 при $\Theta_1 - \Theta_2 = 10^\circ\text{C}$.

Таким образом, $\operatorname{tg} \delta_1$ возрос на $2,0/1,37 = 1,46$, т. е. на 46%, что недопустимо.

Удобным прибором для измерения является установка ИДП-2 (см. рис. 12-10), на которой $\operatorname{tg} \delta$ отсчитывается непосредственно.

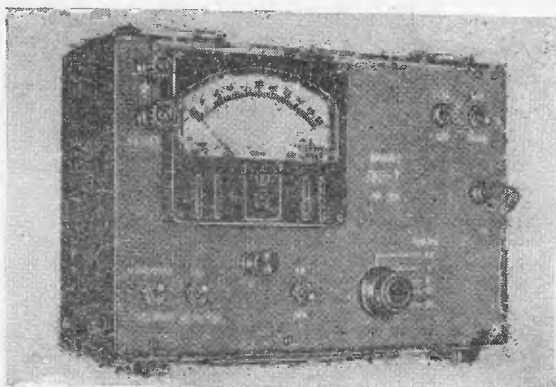


Рис. 13-10. Прибор контроля влажности изоляции обмоток типа ПКВ-7.

Определение отношений C_2/C_{50} и $\Delta C/C$. Критерисм увлажнения обмоток, кроме коэффициента абсорбции R_{60}/R_{15} и $\operatorname{tg} \delta$, служат также отношения емкость — частота C_2/C_{50} и емкость — время $\Delta C/C$. (Измерение ΔC есть измерение относительного прироста электрической емкости во времени по отношению к емкости C испытываемой обмотки в процентах.) Отношения C_2/C_{50} и $\Delta C/C$ определяются прибором контроля влажности ПКВ-7 (рис. 13-10). Прибор ПКВ-7 снабжается инструкцией, которой необходимо руководствоваться при их измерениях.

Таблица 13-9

Наибольшие допустимые отношения C_2/C_{50} обмоток трансформаторов в масле, %

№ п.п.	Класс напряжения обмотки ВН	Температура обмотки, °C		
		10	20	30
1	До 35 кВ включительно, мощностью менее 10 000 кВ·А	1,1	1,2	1,3
2	До 35 кВ включительно, мощностью 10 000 кВ·А и более и 110 кВ и выше независимо от мощности	1,05	1,15	1,25

В табл. 13-9 [Л. 17] даны наибольшие допустимые отношения C_2/C_{50} обмоток трансформатора в масле. Значение $(C_2/C_{50})_2$ последнего замера не должно быть больше, чем на 10%, значения $(C_2/C_{50})_1$ начального замера при той же температуре.

Таблица 13-10

Наибольшие допустимые отношения $\Delta C/C$ обмоток трансформаторов без масла, %

Класс напряжения обмотки ВН	$(\Delta C/C)_2$ и $(\Delta C/C)'_2 - (\Delta C/C)_1$	Температура, °C				
		10	20	30	40	50
До 35 кВ включительно, мощностью менее 10 000 кВ·А	$(\Delta C/C)_2$	13	20	30	45	75
То же	$(\Delta C/C)'_2 - (\Delta C/C)_1$	4	6	9	13,5	22
До 35 кВ включительно, мощностью 10 000 кВ·А и выше и 110 кВ и более независимо от мощности	$(\Delta C/C)_2$	8	12	18	29	44
То же	$(\Delta C/C)'_2 - (\Delta C/C)$	3	4	5	8,5	13

Примечание. $(\Delta C/C)_2$ — значение последнего замера; $(\Delta C/C)'_2$ — значение последнего замера, приведенное к температуре начального замера; $(\Delta C/C)_1$ — значение начального замера.

Значения $\Delta C/C$, указанные в табл. 13-10, относятся ко всем обмоткам данного трансформатора.

В табл. 13-10 [Л. 17] даны наибольшие допустимые отношения $\Delta C/C$ обмоток трансформатора без масла, а также наибольшие допустимые значения приращений $(\Delta C/C)_2 - (\Delta C/C)_1$ двух замеров, приведенных к одной температуре. Для приведения значения $(\Delta C/C)_2$ последнего замера к температуре начального замера надо $(\Delta C/C)_2$ умножить или разделить на коэффициент (табл. 13-11) [Л. 17].

Таблица 13-11

Значения коэффициента k_3

Разность температур, °C	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
k_3	1,25	1,55	1,95	2,40	3,0	3,7	4,6	5,7	7,0	8,8

Пример. Начальное значение $(\Delta C/C)_1$ обмотки ВН трансформатора 110 кВ при $\Theta_1 = +20^\circ\text{C}$ равнялось 4%. Значение $(\Delta C/C)_2$ последнего замера при $\Theta_2 = +15^\circ\text{C}$ равнялось 6%. Приведем значение $(\Delta C/C)_2$ к температуре $+20^\circ\text{C}$.

Разность $\Theta_1 - \Theta_2 = 5^\circ\text{C}$. Этой разности в табл. 13-11 соответствует коэффициент $k_3 = 1,25$. Тогда $(\Delta C/C)_2$, приведенное к $\Theta_1 = 20^\circ\text{C}$, будет равно $6 \cdot 1,25 = 7,5\%$.

Разность значений $(\Delta C/C)_2 - (\Delta C/C)_1 = 7,5 - 4 = 3,5\%$. Согласно табл. 13-10 эта разность при $\Theta = 20^\circ\text{C}$ не должна превышать для трансформаторов 110 кВ 4%.

Приборами ПКВ можно замерять электрические емкости только между изолированными и заземленными частями. Поэтому если изменяют отношения C_2/C_{50} и $\Delta C/C$ какой-либо обмотки трансформатора, то все остальные обмотки, а также корпус трансформатора должны быть заземлены.

Перед тем как производить замеры прибором ПКВ, необходимо замерить мегаомметром сопротивление изоляции обмоток трансформатора, а также проверить температуру. Измерение прибором ПКВ необходимо производить при температуре обмоток трансформатора не ниже $+10^\circ\text{C}$.

Прочие испытания. В процессе ремонта и модернизации трансформаторов производятся различные контрольные испытания с целью выявления тех или иных дефектов. Эти испытания описаны в гл. 11. Методика и схемы контрольных испытаний, аналогичных даточным испытаниям, даны в гл. 13.

Протокол испытаний. После проведения испытаний трансформатора должен быть составлен протокол испытаний. Форма протокола имеется в каждой ремонтной организации.

ЧАСТЬ ТРЕТЬЯ

СПРАВОЧНАЯ

ГЛАВА ЧЕТЫРНАДЦАТАЯ

ОСНОВНЫЕ МАТЕРИАЛЫ И ИЗДЕЛИЯ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ РЕМОНТЕ И МОДЕРНИЗАЦИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

14-1. СОРТАМЕНТ ОСНОВНЫХ МАТЕРИАЛОВ И ИЗДЕЛИЙ

В табл. 14-1 указаны основные материалы и изделия, применяемые при ремонтах и модернизации трансформаторов средних и больших мощностей с масляным охлаждением. Действующий сортамент обмоточных прямоугольных проводов ПБ, ПБУ, АПБ и АПБУ дан в табл. 14-2 и 14-3. Сортамент обмоточных прямоугольных проводов и их расчетные сечения (мм^2), рекомендованные МЭК, приведены в табл. 14-4.

ГОСТ 16512-70 устанавливает следующие размеры изоляции прямоугольных обмоточных проводов (на обе стороны): марок ПБ и АПБ — 0,45; 0,55; 0,72; 0,96; 1,2; 1,35; 1,68; 1,92 мм; марок ПБУ и АПБУ — 2,0; 2,48; 2,96; 3,6; 4,08; 4,4 мм.

14-2. ФОРМУЛЯР ДЛЯ РАСЧЕТА МАТЕРИАЛОВ

Ниже дан формуляр для расчета материалов, применяемых при ремонте и модернизации трансформаторов. Формуляр включает отдельные формулы, а также опытные нормы для разных изделий (табл. 14-5).

Формулы учитывают коэффициенты запаса, которые колеблются для отдельных материалов от 5 до 20% (на отбраковку, угар, раскрой, отходы и т. п.).

Относительно высокие коэффициенты запаса объясняются рядом соображений, а именно: 1) при ремонте на местах изделия приходится изготовлять, как правило, вручную или применяя простые, часто примитивные приспособления; 2) работы при ремонте и модернизации на местах носят индивидуальный единичный характер; 3) объекты, подлежащие ремонту или модернизации, весьма разнообразны и имеют, как правило, свои особенности по конструкции, размерам и т. п.

Сортамент основных материалов и изделий

Материалы и изделия	Единица измерения	ГОСТ (ТУ)	Расчетная плотность, кг/м³
Провод медный и алюминиевый прямоугольный обмоточный (табл. 14-2 и 14-3)	кг	16512-70; 16513-70	—
Провода медные гибкие круглые изолированные для отводов (табл. П5-3 и П5-4)	"	10787-68	—
Прутки медные круглые	"	1535-71	8900
Прутки латунные	"	2060-73	8500
Проволока медная круглая для отводов (табл. П5-1)	"	2112-71	8900
Шины медные (табл. П5-2)	"	434-71	8900
Лента медная	"	434-71	8900
Трубы медные наружным диаметром 50 мм	"	617-72	8900
Провод медный гибкий голый	"	5991-68	8900
Листы медные	"	495-70	8900
Шины алюминиевые	"	5414-63	2700
прямоугольные			
То же круглые	"	5414-63	2700
Лента алюминиевая	"	13726-68	2700
Фольга алюминиевая	"	618-62	2700
Сталь марки Х18Н9	"	5949-61	7800
Сталь электротехническая горячекатаная листовая	"	802-58	7550
То же холоднокатаная	"	802-58	7650
То же рулонная	"	802-58	7650
Прутки стальные	"	3282-46	7800
Припой оловянно-свинцовые	"	1499-70	9300
Припой медно-фосфорные	"	4515-48	8500
Припой серебряные	"	8190-56	—
Припой цинково-кадмиевые, оловянно-цинковые и алюминиевые (табл. П13-1)	"	—	—
Электроды металлические (табл. П13-2) для дуговой сварки сталей	"	9466-60	—
То же стальные Э-42, Ø 4—5 мм	"	9467-60	—

Материалы и изделия	Единица измерения	ГОСТ (ТУ)	Расчетная плотность, кг/м³
Электроды немагнитные ЭА-1, Ø 3 мм	кг	10052-62	—
Угли сварочные для электроклещей	„	—	—
Флюсы для пайки алюминия (приложение 13)	„	—	—
Канифоль сосновая (флюс)	„	797-64	—
Картон электротехнический листовой	„	4194-68	$0,9 \cdot 10^3$
Бумага кабельная	„	645-67	$0,7 \cdot 10^3$
Бумага телефонная	„	3553-73	800—820
Бумага крепированная	„	12769-69	—
Бумага асбестовая	„	2630-69	$0,9 \cdot 10^3$
Картон асбестовый	„	2850-58	1200
Полотно асбестовое	„	2198-66	—
Шнур асбестовый Ø 3—25 мм	„	1779-72	—
Нить асбестовая Ø 0,5—2,5 мм	„	1779-72	—
Лакоткань	м²	2214-70	1100
Лента киперная	м	4514-71	—
Лента тафтявая	„	4514-71	—
Лента изоляционная	„	2162-68	—
Цилиндры электротехнические бумажно-бакелитовые ЦБ, внутренний диаметр 120—1600 мм	шт/кг	8726-72	1050
Трубки электротехнические бумажно-бакелитовые ТБ, внутренний диаметр 6—115 мм	м/кг	8726-72	1050
Гетинакс электротехнический листовой	кг	2718-66	1350—1400
Текстолит электротехнический листовой	„	2910-67	1380—1400
Текстолитовые стержни Ø 13—25 мм	„	5385-68	1300
Резина маслоупорная (листовая, полосовая, кольца, шайбы, прокладки)	„	12855-67	1500
Паронит листовой	„	481-71	1500—2000
Шпагат хлопчатобумажный Ø 2 мм	„	16266-70	—
Шнур льняной Ø 1,0—2,5 мм	„	17306-71	—
Бук	м³	2695-71	$0,73 \cdot 10^3$
Граб	„	2695-71	$0,87 \cdot 10^3$

Продолжение табл. 14-1

Материалы и изделия	Едини- ца из- мерения	ГОСТ (ТУ)	Расчетная плотность, кг/м³
Береза	м³	2695-71	0,63·10³
Нитроэмаль 624с	кг	7462-73	—
Эмаль ПФ-133	"	926-63	—
Лак бакелитовый	"	901-71	—
Лак электроизоляцион- ный ГФ-95	"	8018-70	—
Лак КФ-965 (быв. 302)	"	15030-69	—
Эмаль 1201	"	ВТУ МЭПОАА 504.002-53	—
Маркировочная краска (красная) МК-25	"	ТУ МХП 1927-49	—
Стеклолента ЛСБ-Т	"	—	—
Ацетон	"	2768-69	0,8·10³
Керосин осветительный	"	4753-68	0,8·10³
Бензин авиационный	"	1012-72	0,8·10³
Уайт-спирит	"	3134-52	0,8·10³
Едкий натр техничес- кий (каустическая сода)	"	2263-71	—
Сода кальцинирован- ная	"	5100-73	—
Тринатрийфосфат тех- нический	"	201-58	—
Магний хлористый	"	4209-67	—
Магнезит каустический	"	844-73	—
Мука фарфоровая	"	—	—
Мел	"	1498-64	—
Парафин	"	16970-71	—
Силикагель гранулиро- ванный	"	3956-54	—
То же индикаторный	"	8984-59	—
Масло трансформатор- ное (табл. 11-2)	т	982-68	0,9·10³
То же из сернистой нефти	"	10121-62	—
Ткань фильтровальная (бельтинг)	м²	332-69	—
Картон фильтровальный технический	кг	6722-65	—
Ветошь обтирочная	"	5354-68	—

Размеры и расчетные сечения, мм², прямоугольных медных проводов марок ПБ и ПБУ

Номинальный размер проволоки по стороне <i>a</i> , мм																									
Номинальный размер проволоки по стороне <i>b</i> , мм		1,0	1,08	1,16	1,25	1,35	1,45	1,56	1,68	1,81	1,95	2,1	2,26	2,44	2,63	2,83	3,05	3,28	3,53	3,8	4,1	4,4	4,7	5,1	5,5
3,05	2,84	3,08	3,33	3,63	3,91	4,21	4,55	4,91	5,31	5,74	5,93	6,41	6,96	7,54	8,15	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3,28	3,07	3,33	3,6	3,89	4,22	4,55	4,91	5,3	5,73	6,19	6,41	6,93	7,52	8,15	8,8	9,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3,53	3,32	3,6	3,89	4,2	4,56	4,91	5,3	5,72	6,18	6,67	6,93	7,5	8,13	8,8	9,51	10,3	11,1	—	—	—	—	—	—	—	—
3,8	3,59	3,89	4,2	4,54	4,92	5,3	5,72	6,17	6,67	7,2	7,5	8,11	8,79	9,51	10,3	11,1	12,0	13,0	14,0	15,1	—	—	—	—	—
4,1	3,89	4,22	4,55	4,92	5,33	5,74	6,19	6,68	7,21	7,79	8,13	8,79	9,52	10,3	11,1	12,0	13,0	14,0	15,1	—	—	—	—	—	—
4,4	4,19	4,54	4,89	5,29	5,73	6,17	6,65	7,18	7,75	8,37	8,76	9,46	10,2	11,1	12,0	12,9	13,9	15,0	16,2	17,1	—	—	—	—	—
4,7	4,59	4,87	5,24	5,67	6,14	6,61	7,12	7,79	8,3	8,96	9,39	10,1	11,0	11,9	12,8	13,8	14,9	16,1	17,4	18,4	19,7	20,0	21,5	23,0	—
5,1	4,89	5,3	5,71	6,17	6,68	7,19	7,75	8,36	9,02	9,74	10,2	11,1	11,9	12,9	13,9	15,1	16,2	17,5	18,9	20,4	21,9	23,3	25,0	27,1	—
5,5	5,29	5,73	6,17	6,67	7,22	7,77	8,37	9,03	9,75	10,5	11,1	11,9	12,9	13,9	14,0	15,1	16,3	17,5	18,9	20,4	21,9	23,3	25,0	27,1	—
5,9	5,69	6,16	6,63	7,17	7,76	8,33	8,99	9,7	10,5	11,3	11,9	12,8	13,9	15,0	16,2	17,5	18,9	20,3	21,9	23,3	25,1	26,8	29,2	31,6	—
6,4	6,19	6,76	7,21	7,79	8,43	9,07	9,77	10,6	11,4	12,3	12,9	14,0	15,1	16,3	17,6	19,0	20,5	22,1	23,8	25,3	27,3	29,2	31,7	34,3	—
6,9	6,69	7,24	7,79	8,42	9,11	9,79	10,6	11,4	12,3	13,3	14,0	15,1	16,3	17,9	19,0	20,6	22,1	23,1	25,7	27,4	29,5	31,5	34,3	37,1	—
7,4	7,19	7,78	8,37	9,04	9,78	10,5	11,3	12,6	13,3	14,2	15,0	16,2	17,6	19,0	20,4	22,1	23,6	25,6	27,6	29,4	31,7	33,9	36,8	39,8	—
8,0	7,79	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
8,6	8,39	9,08	9,77	10,6	11,4	12,3	13,2	14,2	15,5	16,6	17,6	18,9	20,5	22,1	23,8	25,7	27,7	29,9	32,2	34,4	36,9	39,5	42,0	46,4	—
9,3	—	—	—	—	12,4	13,3	14,3	15,4	16,6	17,9	19,0	20,5	22,2	—	—	25,8	27,9	30,0	32,3	34,8	37,2	40,0	42,8	46,5	50,3
10,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	27,8	30,0	32,3	—	37,5	40,1	—	—	—	—
10,8	—	—	—	—	—	—	—	—	19,3	20,9	22,2	23,9	25,9	27,9	30,1	32,4	34,9	37,6	40,5	43,4	46,6	49,9	54,2	58,5	—
11,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	32,3	34,9	37,5	40,5	43,6	46,7	50,1	53,6	58,3	62,9
12,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	34,9	37,5	40,5	—	47,0	50,4	54,1	—	62,9	—
13,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	37,5	40,7	43,8	47,2	50,8	54,5	58,5	62,6	68,0	73,4
14,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	39,9	43,7	47,1	50,6	54,6	58,6	62,9	67,3	74,1	78,9
15,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	43,6	47,0	50,7	54,4	58,7	63,0	67,1	72,5	79,6	84,8
16,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	47,0	50,7	54,6	58,8	63,4	68,0	73,1	78,1	84,8	89,8
18,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	50,5	54,4	58,6	63,1	67,9	72,9	78,3	83,7	90,9	98,0
19,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	54,7	59,0	63,5	68,4	73,6	79,0	84,9	90,8	98,5	106,3

Таблица 14-3

Размеры и расчетные сечения, мм², прямоугольных алюминиевых обмоточных проводов марок АПБ и АНБУ

Номинальный размер проволоки по стороне а, мм																		
1,81	1,95	2,1	2,26	2,44	2,63	2,83	3,05	3,28	3,53	3,8	4,1	4,4	4,7	5,1	5,5	6,0	6,5	7,0
4,1	7,21	7,79	8,13	8,79	9,52	10,3	11,1	12,0	13,0	14,0	15,1	—	—	—	—	—	—	—
4,4	7,75	8,37	8,76	9,46	10,2	11,1	12,0	12,9	13,9	15,0	16,2	17,1	—	—	—	—	—	—
4,7	8,30	8,96	9,39	10,1	11,0	11,9	12,8	13,8	14,9	16,1	17,4	18,4	—	—	—	—	—	—
5,1	9,02	9,74	10,2	11,0	11,9	12,9	13,9	15,1	16,2	17,5	18,9	20,0	21,5	—	—	—	—	—
5,5	9,75	10,5	11,1	11,9	12,9	14,0	15,1	16,3	17,5	18,9	20,4	21,7	23,3	25,0	—	—	—	—
5,9	10,5	11,3	11,9	12,8	13,9	15,0	16,2	17,5	18,9	20,3	21,9	23,3	25,1	26,8	29,2	—	—	—
6,4	11,4	12,3	12,9	14,0	15,1	16,3	17,6	19,0	20,5	22,1	23,8	25,3	27,3	31,7	34,3	37,4	—	—
6,9	12,3	13,3	14,0	15,1	16,3	17,9	19,0	20,6	22,1	23,1	25,7	27,4	29,5	34,3	37,1	40,4	—	—
7,4	13,3	14,2	15,0	16,2	17,6	19,0	20,4	22,1	23,6	25,6	27,6	29,4	31,7	36,8	39,8	43,3	46,8	50,4
8,0	14,4	15,4	16,3	17,6	19,0	20,5	22,1	23,9	25,7	27,7	29,9	31,9	34,3	39,9	43,1	47,0	50,6	54,4
8,6	15,5	16,6	17,6	18,9	20,5	22,1	23,8	25,7	27,7	29,9	32,2	34,4	36,9	43,0	46,4	50,6	54,4	58,5
9,3	16,6	17,9	19,0	20,5	22,2	24,0	25,8	27,9	30,0	32,3	34,8	37,2	40,0	46,5	50,3	54,8	58,8	63,2
10,0	17,9	19,3	20,5	22,1	23,9	25,8	27,8	30,0	32,3	34,8	37,5	40,1	43,1	50,1	54,1	59,0	63,2	68,0
10,8	19,3	20,9	22,2	23,9	25,9	27,9	30,1	32,4	34,9	37,6	40,5	43,4	46,6	54,2	58,5	63,7	68,3	73,5
11,6	—	—	23,9	25,7	27,8	30,0	32,3	34,9	37,5	40,5	43,6	46,7	50,1	58,6	62,9	68,4	73,4	78,9
12,5	—	—	25,8	27,8	30,0	32,4	34,9	37,6	40,5	43,6	47,0	50,4	54,1	62,9	67,9	74,0	79,1	85,0
13,5	—	—	—	—	32,4	35,0	37,7	40,7	43,8	47,2	50,8	54,5	58,5	68,0	73,4	79,9	85,4	91,8
14,5	—	—	—	—	34,9	37,6	40,5	43,7	47,1	50,6	54,6	58,6	62,9	74,1	78,9	85,8	91,7	98,6
15,6	—	—	—	—	—	—	43,6	47,0	50,7	54,4	58,75	63,0	67,1	79,6	84,8	92,2	98,7	106,1
16,8	—	—	—	—	—	—	47,06	50,7	54,62	58,82	63,36	68,02	73,06	84,82	91,3	99,3	106,3	114,3
18,0	—	—	—	—	—	—	—	54,42	58,56	63,06	67,92	72,94	78,34	90,94	98,0	106,4	114,0	122,4

Таблица 14-4

Расчетные сечения прямоугольных обмоточных проводов, мм², рекомендованные МЭК

Номинальный размер провода по ГОСТу	Номинальный размер проволоки по стороне а, мм														
	0,90	0,95	1,00	1,06	1,12	1,18	1,25	1,32	1,40	1,50	1,60	1,70	1,80	1,90	2,00
2,12	1,734	—	1,905	—	2,160	—	2,435	—	2,763	—	—	—	—	—	—
2,24	1,842	1,934	2,025	2,160	2,294	2,429	2,585	2,742	2,921	3,145	3,369	—	—	—	—
2,36	1,950	—	2,145	—	2,429	—	2,735	—	3,089	—	3,561	—	—	—	—
2,50	2,076	2,181	2,285	2,435	2,585	2,736	2,910	3,085	3,285	3,535	3,785	3,887	—	—	—
2,65	2,211	—	2,435	—	2,753	—	3,098	—	3,495	—	4,025	—	4,137	—	—
2,80	2,346	2,466	2,585	2,753	2,921	3,089	3,285	3,481	3,705	3,985	4,265	4,397	4,407	4,957	—
3,00	2,526	—	2,785	—	3,145	—	3,535	—	3,985	—	4,585	—	4,677	5,237	—
3,15	2,661	2,799	2,935	3,124	3,313	3,502	3,723	3,943	4,195	4,510	4,825	4,992	5,038	5,622	6,315
3,35	2,841	—	3,135	—	3,537	—	3,973	—	4,475	—	5,145	—	5,307	6,037	7,141
3,55	3,021	3,179	3,335	3,548	3,761	3,974	4,223	4,471	4,755	5,110	5,465	5,672	5,667	6,382	7,589
3,75	3,201	—	3,535	—	3,985	—	4,473	—	5,035	—	5,785	—	6,387	7,137	8,037
4,00	3,426	3,606	3,785	4,025	4,265	4,505	4,785	5,065	5,385	5,785	6,185	6,437	6,837	7,237	8,177
4,25	3,651	—	4,035	—	4,545	—	5,098	—	5,735	—	6,585	—	7,287	8,137	9,157
4,50	3,876	4,081	4,285	4,555	4,825	5,095	5,410	5,725	6,085	6,535	6,985	7,287	7,737	8,187	9,717
4,75	4,101	—	4,535	—	5,105	—	5,723	—	6,435	—	7,385	—	8,188	9,137	10,28
5,00	4,326	4,556	4,785	5,085	5,385	5,685	6,035	6,385	6,785	7,285	7,785	8,137	8,637	9,137	10,84
5,30	4,596	—	5,085	—	5,721	—	6,410	—	7,205	—	8,365	—	9,177	10,24	11,51
5,60	4,866	5,126	5,385	5,721	6,057	6,393	6,785	7,177	7,625	8,185	8,785	9,157	9,717	10,28	12,18
6,00	5,226	—	5,785	—	6,505	—	7,285	—	8,185	—	9,385	—	10,44	—	13,08
6,30	5,496	5,791	6,085	6,463	6,841	7,219	7,660	8,101	8,605	9,235	9,865	10,35	10,98	11,61	13,75
6,70	5,856	—	6,485	—	7,289	—	8,160	—	9,165	—	10,51	—	11,70	12,24	14,65

Номинальный размер прово- лок по сто- роне b, мм	Номинальный размер проволоки по стороне a, мм													
	0,90	0,95	1,00	1,06	1,12	1,18	1,25	1,32	1,40	1,50	1,60	1,70	1,80	1,90
	2,00	2,12	2,24	2,36	2,48	2,60	2,72	2,84	2,96	3,08	3,20	3,32	3,44	3,56
7,10	6,216	6,551	6,885	7,311	7,737	8,163	8,660	9,157	9,725	10,44	11,15	11,71	12,42	13,13
7,50	—	—	7,285	—	8,185	—	9,160	—	10,29	—	11,79	—	13,14	—
8,00	—	—	7,785	8,265	8,745	9,225	9,785	10,35	10,99	11,79	12,59	13,24	14,04	14,84
8,50	—	—	—	—	9,305	—	10,40	—	11,69	—	13,39	—	14,94	—
9,00	—	—	—	—	9,865	10,41	11,04	11,67	12,39	13,29	14,19	14,94	15,84	16,74
9,50	—	—	—	—	—	—	11,66	—	13,09	—	14,99	—	16,74	—
10,00	—	—	—	—	—	—	12,29	12,99	13,79	14,79	15,79	16,64	17,64	18,64
10,60	—	—	—	—	—	—	—	—	14,63	—	16,75	—	18,72	—
11,20	—	—	—	—	—	—	—	—	15,47	16,69	17,71	18,68	19,80	20,92
11,80	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	18,67	—	20,88	—
12,60	—	—	—	—	—	—	—	—	—	18,50	19,79	20,89	22,14	23,39
13,20	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	23,40	—
14,00	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	24,84	26,24
15,00	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
15,60	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
16,00	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
16,80	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Номинальный размер проволоки по стороне <i>a</i> , мм																	
Номинальный размер по стороне <i>b</i> , мм	2,26	2,36	2,44	2,50	2,63	2,65	2,80	2,83	3,00	3,05	3,15	3,28	3,35	3,53	3,75	3,80	4,00
3,00	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3,15	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3,35	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3,55	—	7,829	—	8,326	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3,75	—	—	—	8,826	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4,00	—	8,891	—	9,451	—	10,05	10,65	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4,25	—	—	—	10,08	—	—	11,35	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4,50	—	10,07	—	10,70	—	11,38	12,05	—	12,95	—	13,63	—	—	—	—	—	—
4,75	—	—	—	11,33	—	—	12,75	—	—	—	14,41	—	—	—	—	—	—
5,00	—	11,25	—	11,95	—	—	13,45	—	14,45	—	15,20	—	16,20	—	17,20	—	—
5,30	—	—	—	12,70	—	—	14,29	—	—	—	16,15	—	—	—	18,27	—	—
5,60	—	12,67	—	13,45	—	—	15,13	—	16,25	—	17,09	—	18,21	—	19,33	20,14	21,54
6,00	—	—	—	14,45	—	—	16,25	—	—	—	18,35	—	—	—	20,75	—	23,14
6,30	—	14,32	—	15,20	—	—	17,09	—	18,35	—	19,30	—	20,56	—	21,82	22,77	24,34
6,70	—	—	—	16,20	—	—	18,21	—	—	—	20,56	—	—	—	23,24	—	25,94
7,10	—	16,21	—	17,20	—	18,27	19,33	—	20,75	—	21,82	23,24	—	—	24,66	25,77	27,54
7,50	—	—	—	18,20	—	—	20,45	—	—	—	23,08	—	—	—	26,08	—	29,14
8,00	—	18,33	—	19,45	—	20,65	21,85	—	23,45	—	24,65	—	26,35	—	27,85	29,14	31,14

Номинальный размер прово- лок по сто- роне b, мм	Номинальный размер проволоки по стороне a, мм														
	2,26	2,36	2,44	2,50	2,63	2,65	2,80	2,83	3,00	3,05	3,15	3,28	3,35	3,53	3,55
8,50	—	—	—	20,70	—	—	23,25	—	—	—	26,23	—	—	—	29,63
9,00	—	20,69	—	21,95	—	23,30	24,65	—	26,45	—	27,80	—	29,60	—	31,40
9,50	—	—	—	23,20	—	—	26,05	—	—	—	29,38	—	—	—	33,18
10,00	—	23,05	—	24,45	—	25,95	27,45	—	29,45	—	30,95	—	32,95	—	34,95
10,60	—	—	—	25,95	—	—	29,13	—	—	—	32,84	—	—	—	37,08
11,20	—	25,88	—	27,45	—	29,13	30,81	—	33,05	—	34,73	—	36,97	—	39,21
11,80	—	—	—	28,95	—	—	32,49	—	—	—	36,62	—	—	—	41,34
12,50	—	28,95	—	30,70	—	32,58	—	—	36,95	—	38,83	—	41,33	—	43,83
13,20	—	—	—	32,45	—	—	36,41	—	—	—	41,03	—	—	—	46,31
14,00	—	32,49	—	34,45	—	36,55	38,65	—	41,45	—	43,55	—	46,85	—	49,15
15,00	—	—	—	36,95	—	—	41,45	—	—	—	46,70	—	—	—	52,70
15,60	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
16,00	—	—	—	—	—	41,85	44,23	—	47,45	—	49,85	—	53,05	—	56,25
16,80	37,48	—	40,51	—	43,70	—	47,06	—	—	50,70	—	54,62	—	58,82	—
18,00	40,20	—	43,44	—	46,86	—	50,46	—	—	54,42	—	58,56	—	63,06	—
19,50	43,60	—	47,10	—	50,80	—	54,70	—	—	59,00	—	63,48	—	68,35	—
20,00	—	—	—	49,52	52,12	—	—	59,52	—	—	—	—	—	—	—
22,00	—	—	—	—	—	—	61,78	—	—	66,62	—	71,18	—	77,18	—

Номинальный размер проволоки по стороне <i>a</i> , мм											
Номинальный размер по стороне <i>b</i> , мм	4,10	4,25	4,40	4,50	4,70	4,75	5,00	5,10	5,30	5,60	
5,00	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
5,30	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
5,60	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
6,00	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
6,30	—	25,92	—	—	—	—	—	—	—	—	—
6,70	—	—	—	27,49	—	—	—	—	—	—	—
7,10	—	29,32	—	29,29	—	—	—	—	—	—	—
7,50	—	—	—	31,09	—	32,87	34,64	—	—	—	—
8,00	—	33,14	—	32,89	—	37,14	39,24	—	41,54	43,94	—
8,50	—	—	—	35,14	—	—	41,64	—	—	46,74	—
9,00	—	37,39	—	37,39	—	41,89	44,14	—	46,84	49,54	—
9,50	—	—	—	39,64	—	—	46,64	—	—	52,34	—
10,00	—	41,64	—	41,89	—	46,64	49,14	—	52,14	55,14	—
10,60	—	—	—	44,14	—	—	52,14	—	58,50	61,86	—
11,20	—	46,74	—	46,84	—	52,34	55,14	—	58,50	65,22	—
11,80	—	—	—	49,54	—	—	58,14	—	—	69,14	—
12,50	—	—	—	52,24	—	58,52	61,64	—	65,39	73,06	—
13,20	—	52,27	—	55,39	—	—	65,14	—	—	77,54	—
14,00	—	58,64	—	58,54	—	65,64	69,14	—	73,34	83,14	—
15,00	—	—	—	62,14	—	—	74,14	—	—	—	—
15,60	—	—	—	66,84	—	—	—	—	—	—	—
16,00	—	67,14	—	71,14	—	75,14	79,14	—	83,94	—	—
16,80	68,02	—	73,06	—	78,10	—	—	84,82	—	91,54	—
18,00	72,94	—	78,34	—	83,74	—	—	90,94	—	98,14	—
19,50	79,09	—	84,94	—	90,79	—	—	98,59	—	106,39	—
20,00	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
22,00	89,34	—	95,94	—	—	—	—	111,34	—	120,14	—

Формулы

расчета материалов и изделий для ремонта трансформатора типа _____ заводской № _____ с обмотками из _____

Материалы и их назначение	Нормы и формулы для расчета	Примечания
Обмоточный провод, кг: голый медный, $\rho = 8900 \text{ кг/м}^3$; марки ПБ, $\rho = 9300 \text{ кг/м}^3$; марки ПБД, $\rho = 9200 \text{ кг/м}^3$; голый алюминиевый, $\rho = 2700 \text{ кг/м}^3$; марки АПБ, $\rho = 3100 \text{ кг/м}^3$; марки АПБД, $\rho = 3000 \text{ кг/м}^3$	$G_{\text{пр}} = 1,1 k_1 G_m$, где k_1 — коэффициент, учитывающий увеличение массы за счет изоляции; $k_1 = 0,45 \div 1,27$ при толщине изоляции 0,5–3,0 мм; для промежуточных значений толщины изоляции k_1 определяется интерполяцией	G_m — масса голого металла провода из расчетной записки № ____; ρ — плотность, кг/м ³ ; l — длина, мм; s — сечение, мм ² ; n — количество деталей или число слоев изоляции; D — диаметр, мм; b — ширина, мм; δ — толщина, мм; m — число параллелей; $D_{\text{ср}}$ — средний диаметр, мм, $D_{\text{ср}} = (D_n + D_v)/2$; D_n — наружный диаметр, мм; D_v — внутренний диаметр, мм; H — высота, мм; A — длина листа, мм; B — ширина листа, мм; N — число листов; n_1 — количество изделий из одного листа; Пр — периметр, мм; k — коэффициент перекрытия при изолировании встык $k = 1$; полуперекрытие $k = 2$; δ — толщина изоляции на сторону, мм; V — объем, м ³
Электротекстолит для прокладок, кг То же для реек, кг То же для шайб и колец, кг Гетинакс листовой для деталей, кг: $\rho = 1400 \text{ кг/м}^3$; То же для шайб и колец, кг	$G = 1,1 b \delta n 10^{-6}$ $G = 1,1 H \delta b n 10^{-6}$ $G = A B \delta n 10^{-6}$ $N = n/n_1$; $n_1 = AB/D_n$ $G = 1,54 b \delta n 10^{-6}$ $G = 1,4 A B \delta n 10^{-6}$	
Бумага телефонная или кабельная для изолирования провода, кг: телефонная бумага, $\rho = 800 \text{ кг/м}^3$; кабельная бумага, $\rho = 700 \text{ кг/м}^3$	$G = 0,1 \frac{G_m}{s} \text{ Пр} l n \delta$	

Материалы и их назначение	Нормы и формулы для расчета	Примечания
Трубки бумажно-бакелитовые, кг; $\rho = 1400 \text{ кг/м}^3$ Дерево для деталей крепления отводов и схемы, а также для расклиновки обмоток, м ³	$G = 4,85lD\sigma\delta n10^{-6}$ $V = 1,5l\delta\delta n10^{-9}$ $V = 1,8d^2l n10^{-9}$	
Лакоткань или хлопчатобумажная лента для изолирования и закрепления изоляции отводов, м Лакоткань или хлопчатобумажная лента для изолирования и закрепления изоляции концов и переходов (длина конца или перехода 150 мм), м	$L = 1,1l\Pi\rho kn/b$ $L = 0,165l\Pi\rho kn/b$	l — длина изолируемого участка, м; N — число изолируемых участков; b — ширина изолирующего материала, мм
Припой ПОС-40 для лужения, кг; $\rho = 9300 \text{ кг/м}^3$ То же для пайки с хомутиком (длина участка 45 мм), кг Медно-фосфорный припой для пайки внахлестку, кг; $\rho = 8500 \text{ кг/м}^3$	$G = 0,34(a+b)N$ $G = 0,54dN$ $G = 0,81(bn + am)N$ $G = 0,81d(n+m)N$ $G = 10,2l\delta\delta n10^{-3}$	a — высота провода, мм; b — ширина провода, мм; n — число параллелей по высоте; m — число параллелей по ширине; N — количество паяк; l — длина пропаяваемого участка, мм; δ — толщина заливаемого слоя припоя, мм; D — диаметр провода, мм
Серебряные припои для пайки обмоточного провода при намотке обмоток, кг: припой ПСр-70, $\rho = 9800 \text{ кг/м}^3$ " ПСр-45, $\rho = 9300 \text{ кг/м}^3$ " ПСр-25, $\rho = 8900 \text{ кг/м}^3$ " ПСр-15, $\rho = 8300 \text{ кг/м}^3$	$G = \frac{\alpha}{9800} pN$	Сечение провода, мм ² α , г
		2—5 5—10 10—25 25—50 50—75 75—100 0,247 0,427 0,653 1,710 2,940 3,810

Материалы и их назначение	Нормы и формулы для расчета	Примечания
Резина маслоупорная для уплотнения крышки, кг; $\rho = 1200 \text{ кг/м}^3$ То же для фланцев, кг	$G = 1,32 \text{Пр} \delta \delta 10^{-3}$ $G = 4,15 D_{\text{ср}} \delta \delta N 10^{-3}$	Пр — периметр бака, мм; δ — ширина полки, мм; δ — толщина резины, мм; N — число фланцев; $D_{\text{ср}}$ — средний диаметр фланца, мм
Лак глифталевый ГФ-95 для пропитки обмоток, кг	$G = k_{\text{пр}} G_{\text{пр}}$	$G_{\text{пр}}$ — масса изолированного провода, кг; $k_{\text{пр}}$ — коэффициент пропитки провода, равный 0,07 для трансформаторов мощностью до 1000 кВ·А и 0,05 — свыше 1000 кВ·А
Лак КФ-965 для изолирования пластин активной стали магнитопровода, кг	$G = k_{\text{кр}} k_t G_{\text{ст}}$	$G_{\text{ст}}$ — масса стали, подлежащей лакировке, кг; $k_{\text{кр}}$ — коэффициент кратности лакировки, равный: 1,00 — при однократной; 1,06 — при двукратной и 1,09 — при трехкратной лакировке; k_t — коэффициент, равный 0,018 при толщине пластин 0,35 мм и 0,0135 — при толщине 0,5 мм

Таблица 14-6

**Классификация силовых трансформаторов общего
назначения по габаритам**

Габарит	Диапазон мощностей, кВ·А	Класс напряжения, кВ
I	До 100	До 10 включительно
II	Свыше 100 до 630	До 35 включительно
III	„ 630 до 6300	То же
IV	„ 6300 до 80 000	35
V	До 32 000	110, 150 и 220
VI	Свыше 32 000 до 80 000	До 330 включительно
VII	„ 80 000 до 200 000	То же
VIII	Свыше 200 000	„ „
	Независимо от мощности	Свыше 330

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ ПО СИЛОВЫМ ТРАНСФОРМАТОРАМ ОБЩЕГО И СПЕЦИАЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Таблица П1-1

Технические данные трехфазных масляных двухобмоточных трансформаторов общего назначения

Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВ·А	Номинальное напряжение, кВ		Схема и группа соединений обмоток	Напряжение "к.з.", %	Ток $i_{х.х.}$, %	Потери, кВт	
		ВН	НН				холостого хода	короткого замыкания
А. Класс напряжения 10 кВ								
ТМ-1000/10	1,0	6,3; 10,5	0,4; 0,69; 3,15; 6,3	Y/Y ₀ -0; Y/Δ-11	5,5	5,0	3,3—4,6	12,2
ТМ-1600/10	1,6	6,3; 10,5	0,4; 0,69; 3,15; 6,3	То же	5,5	4,2	4,5—5,7	18,0
ТМ-2500/10	2,5	10,5	0,69; 3,15; 6,3	Y/Δ-11	5,5	3,5	6,2—7,4	25,0
ТМ-4000/10	4,0	10,5	3,15; 6,3	То же	6,5	3,0	8,5—9,9	33,5
ТМ-6300/10	6,3	10,5	3,15; 6,3	" "	6,5	3,0	12,3—13	46,5
Б. Класс напряжения 35 кВ								
ТМ-1000/35	1,0	20; 35	0,4; 0,69; 3,15; 6,3; 10,5	Y/Y ₀ -0; Y/Δ-11	6,5	5,5	3,7—5,0	12,2
ТМ-1000/35	1,0			То же	6,5	1,5	2,75	12,2

Тип трансформатора	Завод-изготовитель	Масса, т				Размеры, м					
		активной части	транспортная	полная	масла		длина	ширина	высота		
					рабочая	транспортная			полная	до крышки	
А. Класс напряжения 10 кВ											
ТМ-1000/10	ЗТЗ	2,0	—	4,69	1,54	—	2,65	1,66	2,58	1,60	
ТМ-1600/10	"	2,9	6,4	6,5	2,30	2,25	2,27	2,27	3,12	2,12	
ТМ-2500/10	"	3,83	7,7	7,79	2,27	2,22	3,34	2,12	3,22	2,12	
ТМ-4000/10	"	5,54	10,70	13,09	4,10	2,65	3,90	3,60	3,56	2,40	
ТМ-6300/10	"	8,05	12,15	16,90	4,91	2,86	4,23	3,63	3,79	2,56	
Б. Класс напряжения 35 кВ											
ТМ-1000/35	ЗТЗ	2,40	—	5,64	1,95	—	2,57	1,60	2,84	1,85	
ТМ-1000/35	ЧТЗ	2,37	—	5,43	2,03	—	2,60	1,50	2,85	—	

Продолжение табл. П1-7

Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВ·А	Номинальное напряжение, кВ		Схема и группа соединений обмоток	Напряжение "к.з.", %	Ток $i_{x, x'}$, %	Потери, кВт	
		ВН	НН				холостого хода	короткого замыкания
ТМ-1600/35	1,6	20; 35	0,69; 3,15; 6,3; 10,5	Y/Y ₀ -0; Y/Δ-11 То же Y ⁰ /Δ-11 То же Y ₀ /Δ-11	6,5	4,5	5,0—6,3	18,0 ^а
ТМ-1600/35	1,6				6,5	1,4	3,65	18,0 ^а
ТМ-1600/35	1,6				6,5	1,4	3,65	18,0 ^а
ТМ-2500/35	2,5				6,5	1,1	5,1	25,0 ^а
ТМ-2500/35	2,5		3,15; 6,3; 10,5		6,5	1,1	5,1	25,0 ^а
ТМ-4000/35	4,0					7,5	1,0	6,7
ТМ-4000/35	6,3					1,0		33,5
ТМ-6300/35						1,3		34,8 ^а
ТМ-6300/35	6,3					0,9	9,4	46,5
ТМ-6300/35	6,3					0,9		46,5 ^а
ТМ-6300/35	6,3					1,2		47,5 ^а
ТД-10000/35	10					0,8	14,5	65 ^а
ТД-10000/35	10	38,5	6,3; 10,5		7,5	0,8	14,5	65 ^а
ТД-16000/35	16	38,5	6,3; 10,5		8,0	2,5	33—42	95
ТД-16000/35	16	38,5	6,3; 10,5		8,0	2,5	33—42	95
ТД-40000/35	40	38,5	6,3; 10,5		8,5	0,65	33—39	180
ТД-40000/35	40	38,5	6,3; 10,5		9,12	1,5	129	359,4 ^а
ТДЦ-80000/35	80	38,5	6,3; 10,5		9,2	2,0	135	360

Тип трансформатора	Завод-изготовитель	Масса, т				Размеры, м				
		активной части	транспортная	полная	масла		длина	ширина	высота	
					рабочая	транспортная			полная	до крышки*
ТМ-1600/35	ЗТЗ	3,23	6,98	7,08	2,43	2,38	2,27	3,12	2,12	
ТМ-1600/35	ЧТЗ	3,08	—	6,95	2,23	2,23	2,62	3,17	2,15	
ТМ-1600/35	БЗСТ	3,30	7,10	7,10	2,43	2,43	2,24	3,12	2,12	
ТМ-2500/35	ЗТЗ	4,43	8,80	8,95	2,48	2,43	3,53	3,39	2,24	
ТМ-2500/35	ЧТЗ	4,20	7,18	9,60	2,70	1,80	3,42	3,36	2,25	
ТМ-4000/35	ЗТЗ	5,54	9,70	13,99	4,10	2,65	3,90	3,56	2,40	
ТМ-4000/35	ЧТЗ	5,36	9,85	13,40	4,18	2,73	3,85	3,74	2,40	
ТМ-4000/35	БЗСТ	5,64	11,70	13,10	4,10	2,70	3,90	3,60	2,40	
ТМ-6300/35	ЗТЗ;	8,1	12,15	16,99	4,80	2,75	4,23	3,79	2,56	
ТМ-6300/35	ЧТЗ	7,57	2,09	17,02	4,90	2,90	4,29	3,94	2,56	
ТМ-6300/35	БЗСТ	8,10	14,94	16,90	4,80	2,84	4,23	3,79	2,54	
ТД-10000/35	ЗТЗ	11,20	16,90	21,20	5,20	3,30	3,00	4,17	2,80	
ТД-10000/35	ЧТЗ	11,38	16,83	21,20	5,32	3,42	3,00	4,29	2,99	
ТД-16000/35	ЗТЗ	15,60	23,20	31,20	8,05	5,45	3,95	4,86	3,25	
ТД-16000/35	ЧТЗ	15,54	24,76	31,00	8,20	5,60	3,70	4,84	3,25	
ТД-40000/35	МЭЗ	—	—	—	—	—	—	—	—	
ТД-40000/35	ЧТЗ	—	—	—	—	—	—	—	—	
ТДЦ-80000/35	МЭЗ	49,6	67,4	78,5	11,9	9,5	5,90	6,05	4,22	

Продолжение табл. П1-1

Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВ·А	Номинальное напряжение, кВ		Схема и группа соединений обмоток	Напряжение "к.з." %	Ток $i_{x,x'}$ %	Потери, кВт	
		ВН	НН				холостого хода	короткого замыкания
В. Класс напряжения 110 кВ								
ТМ-6300/110	6,3	110; 121	6,3; 6,6; 10,5; 11	Y ₀ /Δ-11	10,5	4,0	20—26	54
ТД-16000/110	16	121	6,3; 10,5			2,8	45—58	104
ТД-40000/110	40		6,3; 10,5; 3,15			0,7	42—52	175
ТД-80000/110	80		6,3; 10,5; 3,15; 13,8			2,7	90—150	390
ТДЦ-125000/110	125		10,5; 13,8; 15,75			3,5	225	550
ТДЦ-200000/110	200		13,8; 15,75; 18; 20			2,5	250—315	730
ТДЦ-250000/110	250		15,75; 20			3,0	530	780
ТДЦ-400000/110	400		15,75; 20			0,8	230	1350
Г. Класс напряжения 150 кВ								
ТДГ-15000/150	15	154	6,6; 11	Y ₀ /Δ-11	11,5 12,0	3,0	48	120
ТДГ-60000/150	60	150	6,6; 11			4,0	165	400

Тип трансформатора	Завод-изго-товитель	Масса, т			Размеры, м					
		активной части	транспорт-ная	полная	Масла		длина	ширина	высота	
					рабочая	транспорт-ная			полная	до крышки

В. Класс напряжения 110 кВ

ТМ-6300/110	ЗТЗ	10,25	20,5	28,7	9,5	Б/м	5,26	4,28	5,17	2,57
ТД-16000/110	ТЭЗ	19,56	35,5	42,76	11,7	8,22	5,32	4,39	5,46	2,94
ТД-40000/110	ЗТЗ	—	—	—	—	—	—	—	—	—
ТД-80000/110	ТЭЗ, УЭТМ	54,51 55,2	78,0 69,5	104,0 109,5	25,22 23,5	16,51 Б/м	7,45 7,85	5,42 5,30	7,06 7,04	—
ТДЦ-125000/110	ТЭЗ ЗТЗ	81,43 79,7	113,7 110,5	134,15 128,75	23,04 23,0	18,89 19,45	7,77 6,92	4,71 2,30	7,18 7,30	4,78 4,86
ТДЦ-200000/110	ЗТЗ	125,5	143,0	187,61	27,34	Б/м	7,56	3,55	7,10	4,72
ТДЦ-250000/110	"	152,0	166,7	213,0	25,5	"	8,20	3,27	7,03	—
ТДЦ-400000/110	"	194,0	218,5	296,8	48,8	"	14,60	8,49	7,75	—

Г. Класс напряжения 150 кВ

ТДГ-150000/150	ЗТЗ	19,15	49,11	61,15	26,4	21,7	6,94	4,71	7,31	—
ТДГ-600000/15	"	62,0	76,0	153,5	50,5	Б/м	8,67	5,57	8,22	—

Продолжение таб. л. П1-1

Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВ·А	Номинальное напряжение, кВ		Схема и группа соединений обмотки	Напряжение и к.з., %	Ток $i_{х.х.}$, %	Потери, кВт	
		ВН	НН				холостого хода	закоротного
ТДГ-65000/150	65	165	13,8	{ Y ₀ /Δ-11 }	12,0	3,5	180	495
ТДЦГ-125000/150	125	165	10,5		12,0	3,5	280	560
ТДЦ-250000/150	250	165	13,8; 15,75; 18		12,0	3,5	325	—
ТДЦ-400000/150	400	165	20,0		11,0	2,0	325	1320

Д. Класс напряжения 220 кВ

ТДЦ-200000/220	200	242	13,8; 15,75; 18	{ Y ₀ /Δ-11 }	11,00		160—210	730
ТДЦ-250000/220	250	242	13,8; 15,75		10,9	1,5	370	925
ТДЦ-400000/220	400	242	15,75; 20,0		10,7	0,8— 1,5	230—330	1300
ТЦ-630000/220	630	242	15,0		12,7	0,8	295	1960

Тип трансформатора	Завод-изготовитель	Масса, т				Размеры, м				
		активной части	транспортная	полная	масла		длина	ширина	высота	
					рабочая	транспортная			полная	до крышки
ТДГ-65000/150	ЗТЗ	62,0	76,0	153,5	50,5	Б/м	8,67	5,57	8,22	—
ТДЦГ-125000/150	"	44,1	129,1	145,87	30,1	21,6	7,87	3,15	8,35	—
ТДЦ-250000/150	"	—	—	—	—	—	—	—	—	—
ТДЦ-400000/150	"	194,0	220,0	296,8	54,8	Б/м	10,56	3,8	7,22	4,37

Д. Класс напряжения 220 кВ

ТДЦ-200000/220	ЗТЗ	120	167	195	39	Б/м	7,75	6,34	7,365	—
ТДЦ-250000/220	"	148	172,5	244	44,23	0,85	9,31	4,73	8,345	—
ТДЦ-400000/220	"	188	214	297	50,5	Б/м	11,74	4,135	8,07	—
ТЦ-630000/220	"	256,2	300	374,2	75	"	12,2	5,19	8,1	—

Таблица П1-2

Технические данные трехфазных масляных двухобмоточных трансформаторов общего назначения с регулированием напряжения под нагрузкой

Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВ·А	Номинальное напряжение, кВ		Схема и группа соединений обмоток	Напряжение $u_{кз}$, %	Ток $i_{х.х.}$, %	Потери, кВт	
		ВН	НН				холостого хода	короткого замыкания
А. Класс напряжения 35 кВ								
ТМН-1000/35	1,0	35; 20	0,4; 0,69; 6,3; 11	Y/Y ₀ -0; Y/Δ-11	6,5	2,8	3,7	11,2
ТМН-1600/35	1,6				6,5	2,6	4,7	15,4
ТМН-2500/35	2,5		0,69; 6,3; 11	Y/Δ-11	6,5	1,1	4,3—5,1	23,5
ТМН-4000/35	4,0		6,3; 11		7,5	1,0	5,7—6,7	33,5
ТМН-6300/35	6,3		6,3; 11	Y ₀ /Δ-11 Y ₀ /Y-0; Y ₀ /Δ-11; Δ/Δ-0	7,5	0,9	8,0—9,4	46,5
ТДНС-10000/35	10	36,75; 10,5; 13,8	3,15; 6,3; 10,5		14	2,5	14,5	85
ТДНС-16000/35	16			Δ/Δ-Δ-0-0; -11; Y ₀ /Δ-Δ-11	10	0,8	18—21	105
ТРДН-25000/35	25	36,75; 20; 18; 15,75	10,5—10,5 6,3—6,3		9,5	0,7	29	145
ТРДН-32000/35	32	36,75; 20			11,5	3,0	65	180
ТРДН-40000/35	40				18,5	2,0	75	—

Тип трансформатора	Завод-изго- тоитель	Масса, т				Размеры, м					
		активной части	транспорт- ная	полная	масса		длина	ширина	высота		
					рабочая	транспорт- ная			полная	до крышки	
А. Класс напряжения 35 кВ											
ТМН-1000/35	ЧТЗ	2,38	—	8,17	2,90	2,90	3,55	1,55	3,0	1,9	
ТМН-1600/35	"	3,17	—	9,60	3,40	3,40	3,55	1,81	3,27	2,15	
ТМН-2500/35	"	4,16	—	12,27	4,02	4,02	3,65	2,22	3,55	2,26	
ТМН-4000/35	"	7,31	14,71	16,28	4,95	3,57	3,88	3,58	3,72	2,42	
ТМН-6300/35	"	7,54	15,30	19,60	6,00	4,30	4,05	3,63	3,86	2,54	
ТДНС-10000/35	ЗТЗ	12,33	22,70	28,85	9,17	7,00	4,87	3,92	5,21	3,41	
ТДНС-16000/35	"	18,88	30,00	39,30	11,0	8,20	5,63	3,97	6,00	3,81	
ТРДН-25000/35	"	24,00	42,00	53,75	15,95	10,40	5,08	4,27	6,56	4,37	
ТРДН-32000/35	"	30,00	48,00	60,00	15,80	10,30	5,88	4,56	6,33	4,26	
ТРДН-40000/35	МЭЗ	36,50	62,00	75,60	22,40	—	7,20	5,50	5,70	4,15	

Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВ·А	Номинальное напряжение, кВ		Схема и группа соединений обмоток	Напряжение "к.з", %	Ток $i_{х,х'}$, %	Потери, кВт	
		ВН	НН				холостого хода	замыкания короткого
Б. Класс напряжения 110 кВ								
ТМН-2500/110	2,5	110	6,6; 11; 22	Y ₀ /Δ-11	10,5	6,0	11	24
ТМН-6300/110	6,3	115	6,6; 11; 22; 38,5		10,5	1,0	13	50
ТМН-10000/110	10	115	6,6; 11		10,5	0,9	18—27	60
ТДН-10000/110	10	115			10,5	4,0	27—37	74
ТДН-15000/110	15	110; 115	6,6; 11; 22; 38,5		10,5	4,5	30—40	130
ТДН-16000/100	16	115			10,5	2,5	22	114
ТДНГ-20000/110	20	112	6,6; 11; 27,5		10,8	0,9	21—26	155
ТДН-31500/110	31,5	110; 115	6,6; 11		11,6	3,0	57—95	195
ТДН-40000/110	40		10,5		4,0	80—110	215	
ТДНГУ-63000/110	63	115	6,3—6,3 10,5—10,5 6,3—10,5		10,5	3,0	85—110	280
ТРДН-25000/110	25			10,5	0,8	36—48	161	
ТРДН-32000/110	32	32; 25		10,5	3,0	57—65	195	
ТРДН-40000/110	40;			10,4	0,4; 1,2	52	175	

Тип трансформатора	Завод-из-готовитель	Масса, т				Размеры, м					
		активной части	транспорт-ная	полная	масса		длина	ширина	высота		
					рабочая	транспорт-ная			полная	до крышки	
Б. Класс напряжения 110 кВ											
ТМН-2500/110	ЧТЗ	9,20	22,00	24,00	10,15	8,93	5,12	3,54	4,07	2,51	
ТМН-6300/110	"	12,22	32,00	37,30	14,70	12,10	6,08	3,17	4,98	2,90	
ТМН-10000/110	"	15,96	35,30	42,00	14,50	11,75	6,28	3,41	5,42	3,32	
ТДН-10000/110	ТЭЗ	16,10	31,40	38,09	12,89	9,09	5,90	4,27	5,38	2,86	
ТДН-15000/110	"	22,96	50,10	63,50	22,30	17,80	4,84	4,93	7,13	4,59	
ТДН-16000/110	МЭЗ	23,50	45,30	52,40	17,40	Б/м	6,60	4,45	5,96	3,53	
ТДН-16000/110	ТЭЗ	23,50	46,00	54,50	19,70	15,60	6,91	4,47	6,33	3,53	
ТДНГ-20000/110	ЗТЗ	56,50	68,00	71,20	23,50	18,50	5,99	4,34	7,33	4,79	
ТДН-31500/110	ТЭЗ	43,31	73,15	89,78	24,90	18,90	7,49	4,69	6,37	3,86	
ТДН-40000/110	"	43,31	73,15	90,27	24,90	18,90	7,63	4,97	6,37	3,86	
ТДНГУ-63000/110	"	55,98	91,69	112,00	24,00	Б/м	8,36	5,06	6,89	4,37	
ТРДН-25000/110	МЭЗ	32,60	56,70	67,20	20,00	"	6,58	4,65	6,18	4,80	
ТРДН-32000/110	ТЭЗ	43,31	73,15	89,78	24,90	18,9	7,49	4,69	6,37	3,86	
ТРДН-40000/110	МЭЗ	45,30	79,00	91,20	27,0	22,4	6,94	4,85	6,19	3,89	

Тип трансформатора	Номинальная мощность МВ.А	Номинальное напряжение, кВ		Схема и группа соединений обмотки	Напряжение и.к.з. %	Ток $i_{х.х.}$ %	Потери, кВт	
		ВН	НН				холостого хода	короткого замыкания
ТРДНГУ-40500/110	40,5	115	6,3—6,3	Y ₀ /Δ/Δ-11-11	10,5	3,4	101	203
	63		6,3—6,3		10,8	0,5—1,2	59—82	257
ТРДЦН-63000/110					10,5—10,5			
ТРДЦН-80000/110	80		6,3—10,5		10,8	0,6	100—120	520

В. Класс напряжения 150 кВ

ТДН-16000/150	16	158	3,3; 6,6; 11	Y ₀ /Δ-11	11,0	0,8	21	85
ТРДН-32000/150	32	158	6,3—6,3; 11	Y ₀ /Δ/Δ-11-11	10,5	3,5	72—105	175

Г. Класс напряжения 220 кВ

ТРДН-32000/220	32	230	6,3—6,3; 10,5—10,5; 6,3—10,5	Y ₀ /Δ/Δ-11-11	12,0	4,5	120	215
ТРДЦН-63000/220	63	230			12,2	4,0	137	345

В. Класс напряжения 150 кВ

Г. Класс напряжения 220 кВ

Технические данные трехфазных масляных трехобмоточных трансформаторов общего назначения

Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВ·А	Номинальное напряжение, кВ			Схема и группа соединений обмоток	Напряжение $U_{к.з}$ между обмотками, %			Ток $I_{к.х}$, %
		ВН	СН	НН		ВН—СН	ВН—НН	СН—НН	
А. Трансформаторы без регулирования напряжения под нагрузкой									
ТМТ-6300/110	6,3	110; 121	38,5	6,3; 6,6; 10,5	Y ₀ /Y ₀ Δ-0-11	17,0; 10,5	10,5; 17,5	6,0	4,8
ТДТГ-15000/150	15	150	38,5	6,6; 11		17,5; 12,5	12,5; 17,5	5,0	6,0
ТДТГ-60000/150	60	150	38,5	6,6		19,5; 12,5	12,5; 19,5	6,5	5,0
Б. То же, с регулированием напряжения под нагрузкой класса напряжения 35 кВ									
ТМТН-6300/35	6,3	35	13,8; 10,5	6,3; 6,6; } 15,75; }	Y ₀ /Δ/Δ-11-11	7,5	7,5	16,5	2,
ТМТН-10000/35	10	36,75	13,8; 10,5; } 15,75; }			16,5	8,0	7,2	2,1
ТМТН-16000/35	16	36,75	17,0			8,0	7,5	1,6	
В. То же, класса напряжения 110 кВ									
ТМТН-6300/110	6,3	115	38,5; 22 } 22; 27,5; 38,5 } 38,5; 27,5 } 38,5; 22; 11 } 38,5	6,6; 11 } 6,6; 11 } 27,5; 11 } 6,6; 11 }	Y ₀ /Y ₀ /Δ-0-11 } Y ₀ /Y ₀ /Δ-0-11 } 18,4; 11,2 } 10,5 } 10,5	11,0; 17,0; } 10,5 } 10,5 } 18,0; 10,5 } 17,0 } 17,0 } 11,2; 18,4 } 17,0 } 17,0 } 17,0 } 10,5 } 10,5 } 10,5	18,0; 10,0; } 17,0 } 17,0 } 10,5 } 17,0 } 17,0 } 11,2; 18,4 } 17,0 } 17,0 } 17,0 } 10,5 } 10,5 } 10,5	6,0 } 6,0 } 6,0 } 6,0 } 6,0 } 6,0 } 0,5 } 6,0 } 6,0 } 6,0 } 6,0 } 6,0	2,7 } 5,0 } 1,1 } 5,0 } 5,0 } 5,0 } 2,3 } 1,0 } 1,0 } 1,0 } 1,0 } 1,0 } 5,0
ТДТН-10000/110	10	115; 110							
ТДТН-10000/110	10	115; 110							
ТДТН-16000/110	16	115	22; 27,5; 38,5 } 38,5; 27,5 } 38,5; 22; 11 } 38,5	6,6; 11 } 6,6; 11 } 27,5; 11 } 6,6; 11 }	Y ₀ /Y ₀ /Δ-0-11 } Y ₀ /Y ₀ /Δ-0-11 } 18,4; 11,2 } 10,5 } 10,5	11,0; 17,0; } 10,5 } 10,5 } 18,0; 10,5 } 17,0 } 17,0 } 11,2; 18,4 } 17,0 } 17,0 } 17,0 } 10,5 } 10,5 } 10,5	18,0; 10,0; } 17,0 } 17,0 } 10,5 } 17,0 } 17,0 } 11,2; 18,4 } 17,0 } 17,0 } 17,0 } 10,5 } 10,5 } 10,5	6,0 } 6,0 } 6,0 } 6,0 } 6,0 } 6,0 } 0,5 } 6,0 } 6,0 } 6,0 } 6,0 } 6,0	2,7 } 5,0 } 1,1 } 5,0 } 5,0 } 5,0 } 2,3 } 1,0 } 1,0 } 1,0 } 1,0 } 1,0 } 5,0
ТДТН-20000/110	20	115							
ТДТНГЭ-20000/110	20	112							
ТДТН-25000/110	25	115	22; 27,5; 38,5 } 38,5; 27,5 } 38,5; 22; 11 } 38,5	6,6; 11 } 6,6; 11 } 27,5; 11 } 6,6; 11 }	Y ₀ /Y ₀ /Δ-0-11 } Y ₀ /Y ₀ /Δ-0-11 } 18,4; 11,2 } 10,5 } 10,5	11,0; 17,0; } 10,5 } 10,5 } 18,0; 10,5 } 17,0 } 17,0 } 11,2; 18,4 } 17,0 } 17,0 } 17,0 } 10,5 } 10,5 } 10,5	18,0; 10,0; } 17,0 } 17,0 } 10,5 } 17,0 } 17,0 } 11,2; 18,4 } 17,0 } 17,0 } 17,0 } 10,5 } 10,5 } 10,5	6,0 } 6,0 } 6,0 } 6,0 } 6,0 } 6,0 } 0,5 } 6,0 } 6,0 } 6,0 } 6,0 } 6,0	2,7 } 5,0 } 1,1 } 5,0 } 5,0 } 5,0 } 2,3 } 1,0 } 1,0 } 1,0 } 1,0 } 1,0 } 5,0
ТДТН-25000/110	25	115							
ТДТН-31500/110	31,5	115							

Тип трансформатора	Потери, кВт		Завод-изготовитель	Масса, т			Размеры, м						
	холостого хода	короткого замыкания		активной части	транспортная	полная	масла		длина	ширина	высота		
							рабочая	транспортируемая			полная	до крышки	
А. Трансформаторы без регулирования напряжения под нагрузкой													
ТМТ-6300/110	24	65	ЗТЗ	13,20	29,60	38,95	14,26	9,32	7,00	4,50	4,95	—	—
ТДТГ-15000/150	83	205	"	30,00	65,00	85,20	31,30	26,70	7,20	5,04	6,79	—	—
ТДТГ-60000/150	214	600	"	70,15	86,65	159,70	50,49	Б/м	9,30	5,69	8,37	—	—
Б. То же, с регулированием напряжения под нагрузкой класса напряжения 35 кВ													
ТМТН-6300/35	13	55	ЧТЗ	10,55	19,80	23,70	7,28	5,93	4,86	3,96	3,90	2,56	2,56
ТМТН-10000/35	18	75	"	14,40	26,40	32,55	9,85	7,20	5,57	4,18	4,78	3,03	3,03
ТМТН-16000/35	24	114	"	20,31	34,62	42,90	12,63	9,10	5,81	4,28	5,16	3,43	3,43
В. То же, класса напряжения 110 кВ													
ТМТН-6300/110	15—17,5	60	ЧТЗ	15,70	37,64	42,50	15,40	13,50	6,10	3,46	5,40	3,05	3,05
ТДТН-10000/110	34—47	82	ТЭЗ	22,00	45,00	51,13	16,67	12,77	6,90	3,75	5,40	2,85	2,85
ТДТН-10000/110	19—23	72	ЗТЗ, ЧТЗ	22,00	45,00	52,30	16,80	12,90	6,90	3,75	5,40	2,90	2,90
ТДТН-16000/110	45—60	115	ТЭЗ	28,50	61,50	73,70	26,20	21,20	5,50	5,32	7,04	4,48	4,48
ТДТН-20000/110	36,5—45	127	ЗТЗ	30,20	59,00	72,00	24,00	18,00	7,40	4,44	6,16	—	—
ТДТНГЭ-20000/110	80	188	"	34,00	68,50	84,00	28,00	23,00	6,44	4,73	5,69	—	—
ТДТН-25000/110	45	145	ЗТЗ	37,65	62,00	72,50	20,00	Б/м	7,80	4,60	6,00	3,60	3,60
ТДТН-25000/110	45	145	ТЭЗ	37,30	64,80	78,16	23,60	18,10	7,71	4,46	6,40	—	—
ТДТН-31500/110	75—100	225	ТЭЗ	53,00	86,90	117,10	35,70	26,10	8,55	5,11	6,44	4,07	4,07

Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВ·А	Номинальное напряжение, кВ			Схема и группа соединений обмоток	Напряжение $u_{к.з}$ между обмотками, %			Ток $i_{к.з}$, %
		ВН	СН	НН		ВН—СН	ВН—НН	СН—НН	
ТДТНГЭ-31500/110	31,5	110	38,5; 27,5	27,5; 6,6; 11	$Y_0/Y_0/\Delta-0-11$ $Y_0/\Delta/\Delta-11-11$ $Y_0/Y_0/\Delta-0-11$	17,2 10,75 17,0	10,65 17,2 10,5	6,1 6,0 6,5	5,0 0,9 5,0
ТДТН-40000/110	40	115; 110	38,5	6,6; 11	$Y_0/Y_0/\Delta-0-11$ $Y_0/\Delta/\Delta-11-11$	10,5	17,0	6,5	5,0
ТДТНГЭ-40500/110		112	38,5; 27,5	27,5; 11		10,5	17,0	6,5	4,0
ТДТН-63000/110	63	115	38,5	6,6; 11	$Y_0/Y_0/\Delta-0-11$ $Y_0/\Delta/\Delta-11-11$	18,0	11,0	6,5	5,0
ТДТНГ-75000/110	75	115; 110	38,5	6,3; 6,6; 10,5		20,0	12,0	8,0	4,0
ТДТН-80000/110	80	115	38,5	6,6; 11		12,0 17,0	20,0 10,5	6,0	0,6

Г. Трансформаторы класса напряжения 150 кВ

ТДТНГ-25000/150	25	154	38,5	27,5; 11; 6,6	$Y_0/Y_0/\Delta-0-11$	18,0	11,5	6,0	6,0
-----------------	----	-----	------	---------------	-----------------------	------	------	-----	-----

Д. То же, класса напряжения 220 кВ

ТДТНГУ-20000/220	20	220	38,5	6,6; 11	$Y_0/Y_0/\Delta-0-11$	18,5	12,5	5,9	5,7
ТДТНГ-20000/220Э	20	230	38,5; 27,5	27,5; 11	"	12,5	19,1	6,1	5,5
ТДТНГ-20000/220	20	220	38,5	6,6; 11	$Y_0/Y_0/\Delta-0-11$	12,5	19,1	6,3	4,5

Тип трансформатора	Потери, кВт		Завод-изго- товитель	Масса, т				Размеры, м				
	холостого хода	короткого замыкания		актив- ной части	транспорт- ная	полная	Масла		длина	ширина	высота	
							рабочая	транс- портная			полная	до крышки
ТДТНГЭ-31500/110	125	255	ЗТЗ	53,00	95,00	119,44	35,30	27,40	8,90	5,11	6,44	4,12
ТДТН-40000/110	63	230	ТЭЗ	54,10	97,00	104,30	27,70	22,00	7,55	4,84	6,25	3,90
ТДТН-40000/110	95	240	ЗТЗ	55,70	89,42	118,74	35,03	25,92	8,55	5,11	6,44	5,07
ТДТНГЭ-40500/110	135	300		58,00	71,20	121,00	33,80	Б/м	8,71	5,06	6,49	4,87
ТДТН-63000/110	125—170	370	ТЭЗ	73,68	118,86	154,80	47,80	32,40	9,82	5,82	8,30	4,69
ТДТНГ-75000/110	210	450	ЗТЗ	79,60	94,70	170,50	51,70	Б/м	9,77	5,85	7,18	5,56
ТДТН-80000/110	73	380	ЗТЗ	82,00	124,75	146,30	37,30	26,20	9,60	4,80	7,20	4,50
			ЗТЗ									

Г. Трансформаторы класса напряжения 150 кВ

ТДТНГ-25000/150	120	195	ЗТЗ	45,30	87,10	114,00	36,70	27,20	8,00	5,48	6,90	4,50
-----------------	-----	-----	-----	-------	-------	--------	-------	-------	------	------	------	------

Д. То же класса напряжения 220 кВ

ТДТНГУ-20000/220	95	145	УЭТМ	44,30	—	134,40	50,00	Б/м	9,50	5,47	7,93	—
ТДТНГ-20000/220Э	95	145	МЭЗ	43,10	65,00	132,90	50,00	"	9,5	5,45	8,40	4,43
ТДТНГ-20000/220	175	255	"	65,60	89,30	169,80	61,90	"	11,10	5,40	7,51	4,41

Технические данные трехфазных масляных трехобмоточных автотрансформаторов общего назначения

Тип автотрансформатора	Номинальная мощность, МВ·А	Номинальное напряжение, кВ			Схема и группа соединений обмоток	Напряжение "к.з. между обмотками, %			Ток холостого хода, %
		ВН	СН	НН		Напряжение "к.з. между обмотками, %			
						ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	

А. Автотрансформаторы без регулирования напряжения под нагрузкой классов напряжений 150 и 220 кВ

АТДТГ-90000/150	90	158	121; 115	6,6; 11	Y ₀ авто/Δ-0-11	7,2	7,3	6,2	1,0
АТДЦТУ-120000/220	120	220	121	38,5; 6,6; 11		11,2	19,8	12,5	3,0
АТДЦТГ-180000/220	180/60	230	121	38,5; 11		11,0	36,0	22,0	2,0
ТДЦТГА-180000/220	180	242	121	18; 10,5; 6,3		12,4	11,5	17,7	3,0
АТДЦТГ-240000/220	240/60	230	121	38,5; 11		10,6	35,5	22,8	3,0
ТДЦТГА-240000/220	240/120	242	121	15,75; 10,75		13,5	12,5	18,8	3,0

Б. То же с регулированием напряжения под нагрузкой класса напряжений 220 кВ

АТДТНГ-30000/220	30	230	121	38,5; 11; 6,6	Y ₀ авто/Δ-0-11	10,2	14,9	9,9	2,8
АТДТНГ-40000/220	40	230	121	6,6		10,5	12,5	10,8	—
АТДТНГУ-60000/220	60	220	121	6,6		9,4	17,2	11,6	2,0
АТДТНГУ-60000/220Э	60	220	121	27,4		12,1	18,9	12,8	2,3
АТДЦТНГ-63000/220	63	230	121	10,5; 6,3					

Тип автотрансформатора	Потери, кВт		Завод-изготовитель	Масса, т				Размеры, м				
	холостого	короткого замыкания		активной части	транспортная	полная	масса		длина	ширина	высота	
							рабочая	транспортная			полная	до крышки

А. Автотрансформаторы без регулирования напряжения под нагрузкой классов напряжения 150 и 220 кВ

АТДТГ-90000/150	65	280	ЗТЗ	42,50	78,40	111,75	33,70	24,50	9,0	6,89	6,43	—
АТДЦТГУ-120000/220	150	480	УЭТМ	73,30	—	158,00	44,20	Б/м	9,06	6,90	7,60	—
АТДЦТГ-180000/220	250	650	ЗТЗ	106,60	123,00	195,60	49,00	"	9,31	3,74	7,57	—
ТДЦТГА-180000/220	350	490	"	138,54	162,10	242,00	60,00	"	9,11	6,00	6,83	—
АТДЦТГ-240000/220	380	730	"	125,30	154,40	244,50	62,00	"	10,36	6,01	6,88	—
ТДЦТГА-240000/220	460	500	"	168,10	196,50	290,40	62,50	"	11,05	6,50	6,65	—

Б. То же с регулированием под нагрузкой класса напряжения 220 кВ

АТДТГН-30000/220	80	190	МЭЗ	41,30	66,10	145,60	61,00	Б/м	11,60	5,70	7,60	4,20
АТДТНГ-40000/220	—	—	"	55,00	118,50	150,00	56,00	43,00	10,75	6,25	7,02	4,17
АТДТНГУ-60000/220	85	265	УЭТМ	52,56	—	160,00	66,20	Б/м	9,41	6,89	7,94	—
АТДТНГУ-60000/220Э			ЗТЗ									
АТДЦТНГ-63000/220	85	380	МЭЗ	51,70	73,90	150,20	57,00	"	10,75	5,30	7,65	—

Технические данные трансформаторов для питания электроточеч различного назначения

Тип трансформатора	Номиналь- ная мощ- ность, кВ·А	Номинальное напряжение		Потери холост. тока, кВт	Масса, т				Размеры, м					
		ВН, кВ	ЯН, В		активная	транспорт- ная	полная		масла		длина	ширина	высота	
							рабо- чая	тран- порт- ная	до крыш- ки					
А. Однофазные														
ЭОМК-350/10	250	3,3; 6; 10; 11	95—115	1,20	1,3	—	—	2,65	0,9	—	1,7	1,35	2,7	—
ЭПОМ-350/10	400—285 320—234	6; 10	416—296 240—175	—	—	—	—	4,00	1,52	—	2,25	1,645	3,05	—
ЭПОМ-500/10	400	3,3; 6; 10	45,5—248	1,40	1,33	—	—	3,74	1,5	—	—	—	—	—
ЭПОМ-1200/10	2×750	6; 10	2(129—111)	—	—	—	—	7,13	2,685	—	—	—	—	—
ЭОПТ-1000/10	400—76	6; 10	510—85	2,5	—	—	—	3,5	—	—	2,71	1,88	3,32	1,35
ЭОПТ-1600/10	630—110	6; 10	510—79	3,4	—	—	—	4,4	—	—	1,72	1,65	1,95	1,4
ЭОПТ-2000/10	1000—200	6; 10	510—92	4,8	—	—	—	5,8	—	—	2,2	1,95	2,29	1,65
ЭОМН-1500/10	1300	6; 10	1020—182	2,5	—	—	—	7,93	2,79	—	2,68	1,756	4,055	—
ЭОМН-2000/10	1000	6; 10	290—1160 285—1143	4,00	3,44	7,7	—	9,37	3,286	2,645	3,46	2,4	3,78	2,61
ЭОМН-3500/10	2500	6; 10	167—374	5,50	—	—	—	11,0	—	—	2,87	2,62	3,685	2,32
ЭОПН-4800/10	2500—1360	6; 10	391—1176	14,0	—	—	—	20,5	—	—	3,18	2,5	4,1	—
ЭОПН-8200/10	4000—5500	10	122—49,5	15,0	—	—	—	19,20	—	—	2,46	2,41	4,415	—
ЭОПН-14000/35	8000	35	162,5—255	23,0	13,6	26,3	—	27,50	8,53	8,0	3,07	2,46	5,385	3,83
ЭОПНС-3000/35	4800—16700	85	120—63,5	35,00	23,35	41,6	—	44,10	11,3	10,15	4,74	2,51	4,165	3,4
ЭОЦНК-40000/150	15320	154	1000—500 137—238,5	32,00	42,2	77,0	—	82,25	24,5	22,4	6,23	3,925	7,63	3,83
Б. Трехфазные														
ЭТМПК-650/10	400—231	6,6	215—124,5	—	—	—	—	5,5	—	—	2,9	1,63	3,03	—
ЭТМПК-1000/10	630—308	6; 10	170—106	2,8	—	—	—	6,4	—	—	2,76	1,75	3,0	—
ЭТМПК-1600/10	1000—576	11	216—198	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
ЭТМПК-2000/10	1250—610	6; 10	225—130 225—103	4,2	—	—	—	9,0	—	—	2,6	1,64	3,4	2,315

Продолжение табл. П1-5

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение		Потери холост. того хода, кВт	Масса, т				Размеры, мм				
		ВН, кВ	НН, В		активной части	транспортная	полная	масла		длина	ширина	высота	
								рабочая	транс-портная			полная	до крыш-ки
ЭТМК-2700/10	1800—910	6	242—122,5	—	—	—	—	—	—	3,22	1,77	3,87	2,61
ЭТМК-3200/10	2000—963	6; 10	243—116	7,0	—	—	13,0	—	—	4,39	3,03	3,11	—
ЭТМК-4200/10	2800—1240	6; 10	257—114	—	—	—	18,7	—	—	2,7	2,08	3,42	—
ЭТМК-1100/11	485—200	6; 10	15,1—73,4	5,5	—	—	8,14	—	—	—	—	—	—
ЭТ МН-1600/10	1200—807	6; 10	14,6—70,8	5,5	—	—	9,90	—	—	3,13	1,76	3,525	—
ЭТ МН-7000/10	6300	6; 10	40,8—210,4	12,0	10,37	22,8	28,85	10,8	7,75	4,3	3,43	4,8	3,2
ЭТ МН-2000/10	1900—355	6; 10	409—2045	6,0	—	—	10,5	—	—	3,15	2,45	2,8	1,735
ЭТ ДЦН-3200/10	2500—500	6; 10	1020—204	7,5	—	—	12,7	—	—	3,56	1,62	3,81	2,56
ЭТ ДЦН-6300/10	4000—1680	6; 10	1057—211	10,0	—	—	15,0	—	—	3,55	2,2	3,7	2,68
ЭТ ДЦН-5000/10	2500—3500	6; 10	1957—389	16,0	8,85	17,2	18,11	6,3	5,9	3,48	2,6	4,22	2,62
ЭТ ДЦН-7500/10	3000—5500	6; 10	2034—406	12,5	—	—	21,20	—	—	—	—	—	—
ЭТ ДЦН-10000/10	4500	6; 10	176,5—371	14,5	12,8	20,85	22,00	6,7	6,3	3,91	2,57	4,38	2,78
ЭТ ДЦН-13500/10	5000	6; 10	138,5—267	10,0	11,38	19,00	19,485	5,65	5,1	3,98	1,8	3,69	2,85
ЭТ ДЦН-10000/35	9000	6; 10	278—116,5	19,5	18,83	33,0	35,04	11,53	10,43	4,03	1,83	4,66	2,83
ЭТ ДЦН-21000/35	10 500	10; 35	318,5—158	21,0	21,35	—	42,10	14,5	13,65	4,65	2,89	5,27	3,36
ЭТ ДЦН-25000/35	12 500	35	105,5—134	28,0	23,6	—	44,0	11,5	—	6,5	2,9	4,1	—
ЭТ ДЦН-30000/35	12 500	22	264—89,6	—	—	—	43,0	11,0	—	5,28	3,08	3,65	—
ЭТ ДЦН-45000/35	90 000	35	401—134	70,5	—	—	93,64	—	Состоит из двух агрегатов				
ЭТ ДЦН-45000/35	45 000	35	164,1—591,5	44,0	32,68	50,24	52,64	12,52	11,12	4,67	2,43	5,45	3,62
А ТЦН-45000/35	45 000	35	9710—35 000	26,5	21,8	38,85	41,00	12,0	10,8	4,72	2,1	5,7	3,87

Таблица П1-6
Технические данные трансформаторов для питания преобразовательных установок

Тип трансформатора	Параметры				Масса, т	
	выпрямленные		номинальные первичные		масла	трансформатора
	ток, А	напряжение, В	мощность, кВ·А	напряжение, кВ		
<i>А. Масляные со встроенным уравнительным реактором для питания ртутных вентилях по схеме две обратные звезды</i>						
УТМРУ-2000/10	1750	460	945	} 6,0; 10,0]	1,45	5,05
	3000	230	846			
	3000	245	901			
УТМРУ-2000/10	1000	660	753	} 10,0	1,50	4,80
	1750	460	945			
	3000	245	901			
УТМРУ-2600/10	1450	842	1372	} 6,0; 6,3; 10,0 и 10,5	2,20	8,20
	1750	825	1650			
	2000	600	1385			
	3000	460	1620			
УТМРУ-2600/10Т ТМРУ-2600/10Т	1350	230	1060	} 11,0	2,40	8,80
	1750	750	1500			
		825	1650			
УТМРУ-3500/35	1000	1650	1850	} 6,0; 6,3; 10,0; 10,5; 35,0	4,40	13,50
	2500	825	2360			
	3000	600	2080			
	6000	230	1580			

Тип трансформатора	Параметры					Масса, т	
	выпрямленные		номинальные первичные			масла	трансформатора
	ток, А	напряжение, В	мощность, кВт. А	напряжение, кВ			
УТМР-35000/35Ж УТМРУ-35000/35В	2000	755	1850	5,23		4,50	13,05
	2100	460	1464	15,75		4,10	13,80
ТМРУ-3500/35Т	2000	825	1890	} 6,6 6,0; 6,6; 11,0		4,58	15,50
	2500	825	2360				
	2500	750	2142				
УТМРУ-6300/35В	3200	485	2410	20,0		5,52	20,27
УТМРУ-6300/35	1000	3300	3700	} 6,0; 6,6; 11,0		5,86	20,80
	2000	1650	3700				
	5000	825	4780				
	6000	460	3240				
	6000	600	4220				
УТМР-6300/35	3000	1400	4945	} 10,0 6,0		} 5,46	19,50
	2×3000	700	4960				
ТМРУ-16000/10-1	3000	3300	11 000	6,0; 10,5		13,10	45,00
ТДРУ-20000/10Ж	2000	3020—3770	9240	} 10,5		11,10	39,80
	3200		11830				
ТДРУ-20000/35	3000	3100—3700	11300	35±2×5%		11,60	40,50

Тип трансформатора	Параметры				Масса, т	
	выпрямленные		номинальные первичные		масла	трансформатора
	ток, А	напряжение, В	мощность, кВт·А	напряжение, кВ		
<i>Б. То же, регулируемые под нагрузкой</i>						
ТМРУН-2000/10	1400	460	757	10,0	3,83	11,37
	800	500	470	6,6	} 3,68	11,30
	1120	460	604	11,0		
ТМРУН-4000/10	1500	825	1430	6,0	} 5,22	16,95
	2800	460	1510	10,0		
		345	1145			
ТМРУН-4000/10Т	2240	460	1132	} 10,0	} 5,20	17,10
	2500	345	1132			
	1200	825	1132			
ТМРУН-8000/10	3000	825	2862	6,0	6,90	24,40
ТМРУН-8000/10Т	2400	825	2992	6,6	7,10	24,50
ТМРУ-16000/10	6500	900	6770	6,0	12,60	39,00
ТДРУН-16000/10Т	5500	910	5730	6,3	12,70	40,30
ТДРУН-25000/10	2×4500	1050	11000	10,0	21,30	63,50
ТДРУН-40000/10	2×10 000	825	19650	10,0	33,00	92,20
	2×9000	910	20040			

Тип трансформатора	Параметры					Масла, т	
	выпрямленные		номинальные переичные			масла	трансформатора
	ток, А	напряжение, В	мощность, кВ·А	напряжение, кВ			
ТДРУН-40000/10Г	2×8000	825	15 825	11,0		33,00	92,80
ТДРУНГ-20000/110	3000	3700—3500	12 750	110		20,60	57,75
ТДЦТРУН-25000/110П	3000	3300	13 400	110		16,20	60,00
В. Масляные без уравнительного реактора для питания ртутных выпрямителей по реверсивной схеме							
ТМР-3200/10	3200 4000	660 460	2430 2160	10,0		4,55	13,00
ТМР-3200/10Г	2×1600	460	1750	11,0		4,55	13,00
ТДР-12500/10Г	2×4000	825	2×3350	11,0		10,00	40,00
ТДР-20000/10Г	2×6300	825	2×4910	11,0		13,00	50,00
ТДР-12500/110	2×5000	825	2×4780	110,0		16,60	52,20
Г. То же регулируемые под нагрузкой							
ТМРН-1600/10	1400	460	757	10,0		3,75	10,91
ТМРН-1600/10Г	1120	460	604	11,0		3,63	10,84

Продолжение табл. П1-6

Тип трансформатора	Параметры					Масса, т	
	выпрямленные		номинальные переменные			масла	трансформатора
	ток, А	напряжение, В	мощность, кВт·А	напряжение, кВ			
ТМРН-3200/10	2800	460 345	1510 1145	10,0		5,22	16,20
ТМРН-3200/10Т	2240 2500	460 345	1210 1018	11,0		5,12	16,27
ТМРН-6300/10	4000	660	3900	10,0		7,23	23,70
ТМРН-6300/10Т	3200	660	2460	11,0		7,11	23,87

Д. То же, для питания ртутных выпрямителей по мостовой схеме

ТМР-5600/35М	750	3300	3500	6,0; 10,5; 35,0; 38,5	7,25	21,70
ТДРН-20000/35	1000	14 850—10 252	15 500	35,0	11,72	42,00
ТДРН-20000/10	8000 2×3250	1490	13750 11 260	6,0 10,0	11,20 11,70	43,40 42,80

Е. Масляные для питания силовых полупроводниковых выпрямителей по мостовой схеме

ТМП-3200/10	3200	825	3065	6,3; 10,5	4,55	13,00
-------------	------	-----	------	-----------	------	-------

Тип трансформатора	Параметры					Масса, т	
	выпрямленные		номинальные первичные			масла	трансформатора
	ток, А	напряжение, В	мощность, кВт. А	напряжение, кВ			

Ж. То же, с регулированием напряжения под нагрузкой

ТМНПВ-5000/10	3000	825±2×2,5%	2850	6,0; 10,5	5,02	17,75
ТДНПВ-10000/10-I	12 500	300—33	4510	6,0; 10,0	8,50	26,00
ТДНПВ-10000/10С	12 500	300—36	4550	6,0; 10,0	8,90	26,40
ТДНПВ-12500/10-I	12 500	450—59	6750	6,0; 10,0	10,50	32,80
ТДНПВ-12500/10С	12 500	450—59	6750	6,0; 10,0	10,70	31,50
ТДНПВ-12500/35С	12 500	450—59	6820	35,0	13,40	36,10
ТДНПВ-16000/10-I	25 000	300—30	9300	6,0; 10,0	14,15	33,70
ТДНПВ-16000/10С	25 000	300—70	9450	6,0; 10,0	14,20	39,50
ТДНПВ-25000/10-I	25 000	450—53	13 640	10,5	14,40	47,70
ТДНПВ-25000/10С	25 000	450—57	13 600	6,3; 10,5	14,60	46,70
ТДНПВ-25000/35-I	25 000	450—279; 213—153	13 400	35,0	17,70	51,80
ТДНПВ-32000/10-II	25 000	600—60	17 770	10,0	24,44	72,20
ТДНПВ-32000/10С	25 000	600—90	17 770	10,5	18,30	53,00
ТДНПВ-40000/10-II	25 000	850—106	25 000	10,0	29,28	93,00
ТДНПВ-40000/10С	25 000	850—260	25 000	10,5	21,00	71,20
ТМНПВ-4000/10-II	12 500	75	1262	10,0/5,775	6,27	17,50
ТМНПВ-8000/10-II	25 000	75	2524	10,0/5,775	9,35	26,00
ТДНПВ-12500/10-II	37 500	75	3788	10,0/5,775	11,73	34,30

Тип трансформатора	Параметры				Масса, т	
	выпрямленные		номинальные первичные		масла	трансформатора
	ток, А	напряжение, В	мощность, кВ·А	напряжение, кВ		
3. Автотрансформаторы масляные с системой охлаждения В для питания ППВ по схеме две обратные звезды с встроенными уравнительными реакторами и дресселями насыщения						
АТПВ-25000-24/10	25 000	24	862	10,0	3,00	9,50
И. Реакторы уравнительные масляные для комплектажи трансформаторов, питающих ртутные выпрямители по схеме две обратные звезды, однофазные						
УРМ-320	3200	460	—	—	0,32	1,40
	2240	660				
	1800	825				
УРМ-630	6300	460	—	—	0,55	2,20
	4000	660				
	3600	825				
УРМ-1000	7100	660	—	—	0,95	3,80
	5600	825				
	4500	1050				
К. То же трехфазные						
УРТМ-2500	10 000	825	—	—	3,30	10,40
УРТМ-2500-1	3000	3300	—	—	2,29	7,65

Таблица П1-7
Технические данные масляных регулировочных автотрансформаторов для преобразовательных агрегатов

Тип автотрансформатора	Напряжение питающей сети, кВ	Отрегулированное напряжение, В	Максимальная входная мощность, кВ·А	Масса, т	
				масла	автотрансформатора
АТМН-2500/10	6,3	6600—1400	1570	2,92	8,80
АТМН-2500/10-1	10,0	16500—10500 10 500—2 500 8 000—0	2500 1590 1210	3,16	9,35
АТМНУ-10000/10	10,0	14 250—10 500 10 500—5000 5000—0	10000 7360 3500	6,00	18,33
	6,0	8550—6300 6300—3300 3000—0	6000 4418 2100		
	6,0	11 500—6300 6300—300 6000—0	4050 2210 2100		
АТМН-10000/35	35,0	36 750—19 843 19 031—0	10000 5175	11,00	29,50
	38,5	38 500—23 440 19 200—0	10000 4990		

Технические данные вспомогательных трансформаторных агрегатов для регулирования напряжения

Тип трансформатора	Продольная мощность, МВ·А	Номинальное напряжение, кВ		Ток регулирования обмотки, А	Напряжение и к.з. %	Ток холостого хода I _х %	Потери, кВт		Масса, т				Размеры, м			
		обмотки возбуждения	регулирующей обмотки				холостого	короткого замыкания	активной части	транспортная	полная	масла		длина	ширина	высота
												рабочая	транспортная			

А. Последовательные трансформаторы для регулирования напряжения под нагрузкой мощных силовых трансформаторов и автотрансформаторов 110—500 кВ

ВРГДНУ-180000/35/35/180	38,5; 11	±25,3 -26,7	472	4,9—12,6	4,0	55	150	26	56	80,6	27,1	19	5,4	4,5	6
ВРГДНУ-240000/35/35/240	110; 11	±24,2	628	7,0—10,9	4,0	70	157	32	65	81	27,1	21,6	5,6	4,5	7
ВРГДНУ-270000/35/35/270	13,8	±14,37	105	7,5—11,7	4,5	70	160	32	65	81	27,1	21,6	5,6	4,5	7
ВРГДНУ-360000/35/35/360	10,5; 18	±24,2	860	9,7—15,6	4,0	65	255	35	68	83	26,5	19,5	5,6	4,9	7
ВРГДНУ-40500/35/35/405	20; 13,8	±26,4	740	7,5—12,0	5,0	80	195	32	65	81	26,1	21,3	5,6	4,5	7
ВРГДНУ-480000/35/35/480	38,5; 15,75	±18,25	1148	8,8—14,5	5,0	87	237	35	68	85	27	20	5,6	4,9	7
ВРГДНУ-750000/35/35/750	38,5; 11	±25	1013	7,0—10,5	5,5	30	230	55	73	123	38	35	7,8	4,7	7

Б. Линейные автотрансформаторы для регулирования напряжения 10—35 кВ

ЛТМН-16000/10	16	6,6; 11	—	—	—	10	—	—	—	25,8	10,6	8,95	—	—	—
ЛТДН-40000/10	40	6,6	—	—	—	20	—	—	—	36,1	11,9	9,6	—	—	—
ЛТДН-63000/35	63	38,5	—	—	—	36	—	—	—	47,3	15,7	12,16	—	—	—
ЛТДН-100000/35	100	38,5	—	—	—	43	—	—	—	67,6	22,6	18,3	—	—	—

ИЗОЛЯЦИЯ В МАСЛЯНЫХ ТРАНСФОРМАТОРАХ

1. Главная изоляция в трансформаторах классов напряжения до 35 кВ. Допустимые изоляционные расстояния и виды изоляции в промежутках между различными элементами обмоток и заземленных металлических конструкций трансформаторов классов напряжения до 35 кВ включительно приводятся в табл. П2-1 и П2-2.

Таблица П2-1

Минимально допустимые изоляционные расстояния для внутренних обмоток (обычно НН) масляных трансформаторов при концентрических обмотках

Напряжение обмотки, кВ		Изоляция от стержня		Изоляция от ярма	
рабочее	испытательное	Промежуток, мм	Вид изоляции	Промежуток, мм	Вид изоляции
До 1,0	5,0	5,0	Масляный промежуток	Принимается равным промежутку от обмотки ВН до ярма	Опорная изоляция из электрокартона
3—6	18	12	Масло-барьерная изоляция с бумажно-бакелитовым цилиндром толщиной 3—6 мм		
10	и 25	18			
15	35	20			
20	45	25			
35	55	30			
	85				

Нормальная междуслойная изоляция в многослойных цилиндрических обмотках выполняется слоями кабельной бумаги толщиной 0,12 мм. Число слоев бумаги и выступы изоляции на торцах обмотки в зависимости от рабочих напряжений даны в табл. П2-3.

Таблица П2-2

Минимально допустимые изоляционные расстояния для наружных обмоток (обычно ВН) масляных трансформаторов при концентрических обмотках

Напряжение обмотки, кВ		Изоляция			
		между обмотками		от ярма	
рабочее	испытательное	промежуток, мм	вид изоляции	промежуток, мм	вид изоляции
6	25	8,5	Масло-барьерная изоляция с бумажно-бакелитовым цилиндром толщиной 3—6 мм	20	Опорная изоляция из электрокартона
10	35	12		30	
20	55	—		—	
35	85	27		75	

Напряжение обмотки, кВ		Изоляция			
		между фазами		от гладкой стенки бака	
рабо- чее	испы- татель- ное	проме- жуток, мм	вид изоляции	промежу- ток, мм	вид изоляции
6	25	10	Масло-барьерная изоляция с пере- городкой из элек- трокартона тол- щиной 2—6 мм	25	Масляный про- межуток
10	35	14		30	
20	55	—		—	
35	85	30		75	

Высота выступа цилиндров за пределы обмоток дана в табл. П2-4.

Таблица П2-3

**Нормальная изоляция между слоями в
цилиндрических обмотках**

Суммарное рабочее напря- жение двух слоев об- мотки, кВ	Число слоев кабельной бумаги	Выступ изоляции на тор- цах обмотки на одну сторону, мм
До 1,0	2	10
1,0—2,0	3	16
2,0—3,0	4	16
3,0—3,5	5	16
3,5—4,0	6	22
4,0—4,5	7	22
4,5—5,0	8	22
5,0—5,5	9	22

2. Продольная изоляция в обмотках трансформаторов классов напряжения до 35 кВ. Продольная изоляция обмоток напряжением до 35 кВ включительно обеспечивается за счет бумажной изоляции

Таблица П2-4

Выступы цилиндров за пределы обмоток

Класс изоляции, кВ	Высота выступа ци- линдра, мм	Класс изоля- ции, кВ	Высота выступа ци- линдра, мм
6	10	20	30
10	16	35	35
15	22		

провода толщиной не менее 0,45 мм на обе стороны и масляных каналов между катушками непрерывных или между витками винтовых обмоток размерами не менее 4 мм.

Размеры разрывов в регулировочных зонах обмоток даны в табл. П2-5.

Таблица П2-5

Разрывы в регулировочных зонах обмоток

Класс изоляции обмотки, кВ	Размер разрыва, мм	Примечание
6	8—12	Большие значения для больших мощностей и наоборот. В месте разрыва—масляный канал
10	10—18	
35	12—25	

3. Главная изоляция в трансформаторах класса напряжения 110 кВ. Конструкция изоляции трансформаторов 110 кВ нормализованы.

Для примера на рис. П2-1,а показана конструкция главной изоляции силовых трехобмоточных трансформаторов РПН мощностью 6300—10 000 кВ·А включительно, а на рис. П2-1,б мощностью 16 000—80 000 кВ·А, выполняемая согласно нормам электротехники 5АА.750.00Н-69.

Примечания к рис. П2-1,а и б:

1. Размеры 115, 215 и 26 соответствуют толщине изолированных отводов обмоток НН и СН равной 21 мм (проводник 5 мм, изоляция на сторону 8 мм). При увеличении толщины отводов все размеры должны быть соответственно увеличены. В случае вывода линейного конца обмотки НН двухобмоточного трансформатора в вырезе прессующего кольца размер 115 мм может быть уменьшен до 90 мм.

Изоляция отвода от прессующего кольца — по существующим нормам.

2. Козырек размера 40 мм выполняется в месте выхода регулировочных отводов.

3. Размер 85 мм соответствует толщине изолированного регулировочного отвода (РО), равной 16 мм (проводник 4 мм, изоляция на сторону 6 мм). При увеличении толщины отвода размер 85 мм должен быть соответственно увеличен.

4. Размеры 35 и 20 мм соответствуют толщине изолированного отвода (проводник 6 мм, изоляция 12 мм на сторону). При увеличении толщины отвода размер 35 мм должен быть соответственно увеличен, а 20 мм уменьшен, но не более чем на 5 мм.

5. Под линейный отвод обмотки ВН в цилиндре, прилегающем к наружной поверхности обмотки ВН, сделать вырез. Минимально допустимый зазор между кромкой цилиндра и поверхностью отвода равен 20 мм.

6. Размеры 50 и 22 мм указаны для трансформаторов мощностью 6300—25 000 кВ·А; для мощностей 40 000—80 000 эти размеры должны быть 52 и 24 мм.

7. Толщина цилиндра под РО в промежутке ВН—РО может быть увеличена до 12 мм за счет масляного канала между цилиндрами при сохранении расстояния ВН—РО.

8. Размеры радиального расстояния C от ближайшей к стержню обмотке СН и НН до внутренней поверхности цилиндра на стержне в зависимости от испытательного напряжения этой обмотки должны соответствовать данным табл. П2-6.

Таблица П2-6

К выбору размера C

Испытательное напряжение, кВ	Радиальное расстояние C , мм	Испытательное напряжение, кВ	Радиальное расстояние C , мм
25	11	55	18
35	11	85	27

9. Размеры масляных каналов между обмотками СН с испытательным напряжением 85 кВ и НН с испытательным напряжением до 55 кВ при толщине проводника регулировочных отводов 2 мм должны соответствовать данным табл. П2-7.

Таблица П2-7

К выбору размеров C_1 и C_2

Взаимное расположение обмоток	C_1 , мм	C_2 , мм
У стержня обмотка НН	12	20
У стержня обмотка СН	19	13

Регулировочные отводы располагаются в каналах 19 и 20 мм.

При изменении толщины проводника регулировочных отводов изменяются соответственно размеры каналов 19 и 20 мм.

10. Для трансформаторов мощностью 6300—25 000 кВ·А номинальный изоляционный промежуток НН(СН)—ВН принят 50 мм, расстояние между фазами 30 мм; для трансформаторов мощностью 40 000—80 000 кВ·А номинальный изоляционный промежуток 52 мм, а между фазами 32 мм.

11. Допускается увеличивать номинальный размер осевого канала, прилегающего к наружной поверхности обмоток СН и ВН (расстояние от обмоточного провода до поверхности электрокартонного цилиндра), до 12 мм, при этом соответственно уменьшается на 2 мм канал между цилиндрами.

12. Принятые расстояния НН(СН)—ВН и ВН—РО включают допустимый переход провода обмотки в прилегающий осевой канал

4. Конструкция продольной изоляции. Обмотка ВН — непрерывная с частичной емкостной защитой между емкостными кольцами обмотки линейного конца: 1) конструкция продольной изоляции по рис. П2-2; 2) обмотка ВН должна наматываться из провода с изоляцией 1,35 на обе стороны; 3) радиальный размер обмотки ВН по катушкам основной зоны не менее 65 мм; 4) размеры каналов по рис. П2-2 минимальные.

Обмотка СН — непрерывная: 1) конструкция продольной изоляции по рис. П2-3,а (рис. П2-3,а для СН классов напряжения

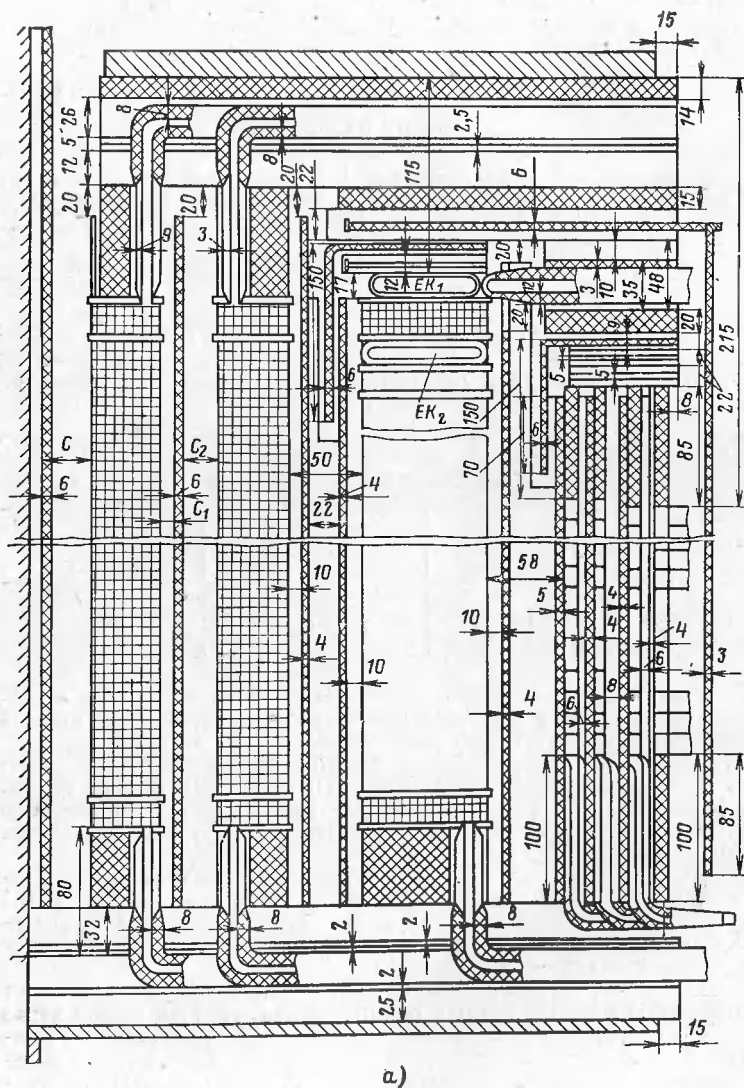
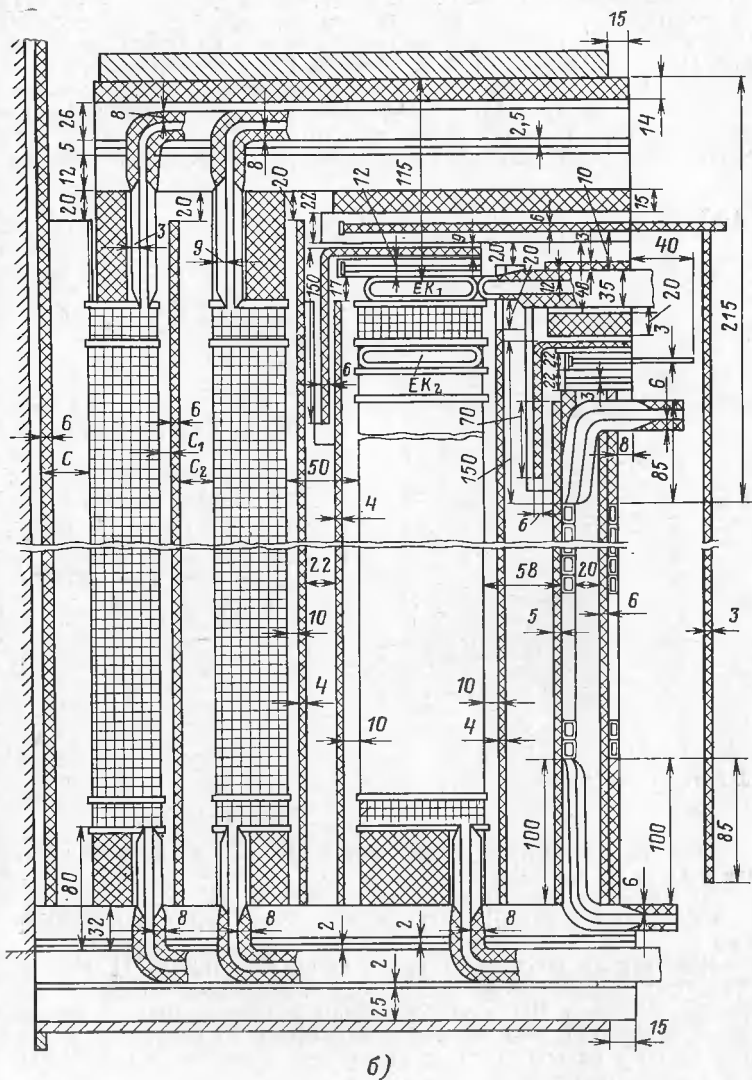


Рис. П2-1. Конструкция главной изоляции силовых трехобмоточных
 а — мощностью 6300—10 000 кВ · А;



трансформаторов 110 кВ с РПН в нейтрали обмотки ВН.
б — то же 16 000—80 000 кВ · А,

Diagram illustrating the structure of a multi-channel cable with 12 channels. The channels are numbered 1 through 12. The diagram shows the number of channels (Δ) for each group and the corresponding channel number (EK₁).

Channel Group	Number of Channels (Δ)	Channel Number (EK ₁)
1-4	Δ=4	6 канал 1
5-6	Δ=2	6 канал 2
7	Δ=3,5	8 — " — 3
8	Δ=2,5	8 — " — 4
9	Δ=2	8 — " — 5
10	Δ=2	8 — " — 6
11		10 — " — 7
12		10 — " — 8
		10 — " — 9
		10 — " — 10
		8 — " — 11
		8 — " — 12
		6

Размер Δ , мм, указан на стороне. Конструкция продольной изоляции и размеры каналов, мм, между катушками, указаны на рисунке.

474

а) Для трансформаторов мощностью 6300—10 000 кВ·А — четырехслойная. Конструкция продольной изоляции, по рис. П2-5,а.

б) Для трансформаторов мощностью 16 000—80 000 кВ·А — двухслойная. Конструкция продольной изоляции по рис. П2-5,б.

1) Слои обмотки грубой регулировки должны наматываться из провода с изоляцией 1,35 мм на обе стороны. Допускается применение провода с изоляцией 1,95 мм на обе стороны.

2) Слои обмотки тонкой регулировки должны наматываться из провода с изоляцией 2,95 мм на обе стороны.

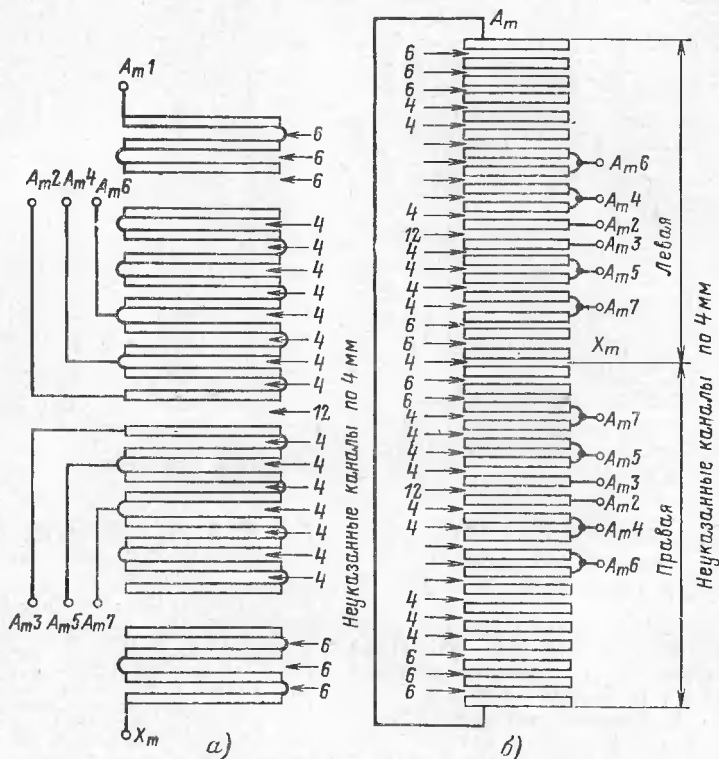


Рис. П2-3. Обмотка СН классов напряжения 20—35 кВ — непрерывная.

а — мощностью 6300—25 000 кВ·А; б — то же 40 000—80 000 кВ·А.

Минимальные размеры провода указаны на рис. П2-5,а и б.

При разработке конструкции и изготовлении обмоток трансформаторов класса напряжения 110 кВ должны быть учтены следующие технические требования и рекомендации:

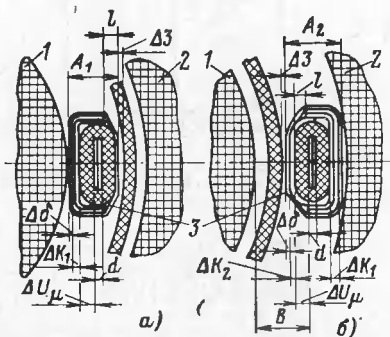
1. Обмотка должна дистанцироваться от прилегающих к ней цилиндров рейками, при этом от торцов горизонтальных прокладок до цилиндра необходимо расстояние не менее 2 мм.

Уменьшение количества витков в катушках регулировочной зоны обмотки СН по сравнению с количеством витков в катушках основной зоны не нормируется.

9. Разрешается (при необходимости) увеличить номинальный размер канала основной зоны: а) в обмотке ВН после 20 канала — до 8 мм; б) в обмотке СН и НН классов напряжения 20 и 35 кВ, начиная с $\frac{1}{3}$ высоты обмотки от линейного конца, — до 6 мм; в) в регулировочной зоне — до 20 мм, при этом в зонах, прилегающих к регулировочной, каналы по 4—5 с каждой стороны должны быть по 10 мм; в) в обмотке НН класса напряжения до 10 кВ — до 6—12 мм, а в местах выполнения транспозиции — до 25 мм.

Рис. П2-6. Изоляция отводов в осевых каналах обмоток.

1 — обмотка внутренняя; 2 — то же наружная; 3 — отбортованная кабельная бумага вполуперекрывание.



10. Разрешается (при необходимости) увеличить номинальный размер канала входной зоны: а) в обмотке НН и СН класса напряжения 10 кВ — до 12 мм (количество каналов не нормируется); б) в обмотке НН и СН классов напряжения 20 и 35 кВ — шесть первых каналов до 8 мм (в этом случае зоне с каналами 4 мм должны предшествовать не менее двух каналов по 6 мм); в) в обмотке ВН увеличение номинального размера канала входной зоны не разрешается.

11. После отдели активной части допускаются следующие отклонения размеров каналов в обмотке от их номинальных значений:

Размер канала, мм	4	6	8	10	12
Отклонение, мм	+0,5 -1,0	+0,5 -1,6	+0,5 -1,5	+0,5 -1,7	+0,5 -2,0

Для каналов больше 12 мм отклонения не нормируются.

12. Увеличение номинальных размеров каналов, прилегающих к емкостным кольцам обмотки ВН, не допускается.

Конструкция изоляции регулировочных отводов обмотки СН относительно обмотки СН и НН — по рис. П2-6,а, если отводы проходят вдоль внутренней поверхности, или по рис. П2-6,б, если отводы проходят вдоль наружной поверхности обмотки.

Размеры изоляции в зависимости от испытательного напряжения обмотки СН выбирают по табл. П2-8.

В табл. П2-9 приведены минимально допустимые изоляционные расстояния для трансформаторов 110 кВ.

Размеры изоляции

Испытательное напряжение, кВ	Изолирующий материал	Толщина изоляции отвода на сторону, мм	Δk_1 — толщина коробочки, мм	$A_1 - d$ изоляция отвода, мм	$A_2 - d$ изоляция отвода, мм	l — расстояние от края коробочки до края отвода, мм
55	Кабельная бумага	3,5	$3 \times 1,0$ $2 \times 1,5$	11	12	3
85		5,0	$4 \times 1,0$ $2 \times 2,0$	15	16	3

Примечание. Размеры изоляции по табл. П2-8 минимальные. При достаточном водов они располагаются в пролетах попарно с общей коробочкой для двух отводов. Зазор

Испытательные напряжения внутренней изоляции обмоток:

Линейный конец обмотки ВН 200 кВ, 50 Гц
 Нейтральный конец обмотки ВН 100 кВ, 50 Гц
 Обмотки СН и НН По табл. 2-1

5. Главная и продольная изоляция в трансформаторах класса напряжения 220 кВ. Конструкции изоляции трансформаторов 220 кВ не нормализованы и проектируются в каждом отдельном случае для конкретного типа трансформатора.

Для примера на рис. П2-7 показана конструкция изоляции трехобмоточного автотрансформатора РПН с испытательным напряжением 325 кВ, а на рис. П2-8 — двухобмоточного трансформатора РПН с испытательным напряжением 400 кВ.

Для изготовления обмоток применяется провод с изоляцией толщиной 1,35 мм на обе стороны, а концевые катушки (X, Y) — по 1,95 мм.

Катушечная изоляция выполняется бакелизированной кабельной бумагой толщиной 1,5—2 мм на сторону.

В табл. П2-10 приведены минимально допустимые изоляционные расстояния для трансформаторов класса напряжения 220 кВ.

Испытательные напряжения внутренней изоляции обмоток:

Линейный конец обмотки ВН 400 кВ, 50 Гц
 Нейтральный конец обмотки ВН 200 кВ, 50 Гц
 Обмотки СН и НН По табл. 2-1

6. Отводы. Минимально допустимые расчетные изоляционные расстояния от наружных отводов до различных заземленных элементов трансформаторов и до наружных обмоток приводятся в табл. П2-11.

Минимально допустимые расстояния между отводами в масле по деревянным планкам общего крепления отводов приведены в табл. П2-12.

регулируемых отводов

l_1 — расстояние от меди отвода до другой обмотки, мм	Δl_2 — толщина коробочки, мм	Δd — толщина баяджа на сторону, мм	Δ_3 — зазор между отводом и цилиндром, по формуле $(c/2)^2/(D+2a)$, где c — ширина отвода, мм; a — толщина отвода, мм; D — наружный диаметр обмотки, мм (минимальный зазор равен 2 мм)
16	1,0	0,5	
24	1,0	0,5	

число пролетов отводы выводятся по одному между прокладками. При большом числе отводов между коробкой и прокладкой не менее 5 мм на сторону.

Таблица П2-9

Минимально допустимые изоляционные расстояния, мм, для трансформаторов класса напряжения 110 кВ с испытательным напряжением 200 кВ

Промежуток	Расстояние	Допуск	Сумма
Ввод — стенка бака ¹	125	15	140
Ввод — ярмовая балка ²	125	15	140
Обмотка ВН — отводы СН и НН ³ при толщине изоляции отводов:			
3 мм	175	15	190
6 мм	125	15	140
8 мм	105	15	120
Обмотка ВН — стенка бака ² :			
с перегородкой	110	15	125
без перегородки	135	15	150
Переключатель ВН — стенка бака ⁴	160	15	175
Переключатель ВН — обмотка ВН ³ и ⁴	130	10	140
Переключатель СН — обмотка ВН ³ и ⁴	145	10	155
Отвод ВН — ярмовая балка:			
голая балка	160	10	170
балка, закрытая щитком 3 мм	105	10	115
Отвод ВН — бак	75	20	95
Отвод ВН — обмотка ВН	75	10	85
Нулевой отвод ВН — бак (в зоне обмотки)	100	15	115
Нулевой отвод ВН — обмотка ВН	100	10	110
Отвод СН или НН (в изоляции) — обмотка ВН	75	—	75

¹ Радиус закругления экрана 37,5 мм, цилиндра — 5 мм, щита на ярмовой балке — 3 мм.

² Толщина перегородки для ярмовой балки равна 6 мм.

³ Эквивалентный промежуток у переключателя при дереве $A = a + 0,4d$.

⁴ Расстояние для переключателя показано от его стержня.

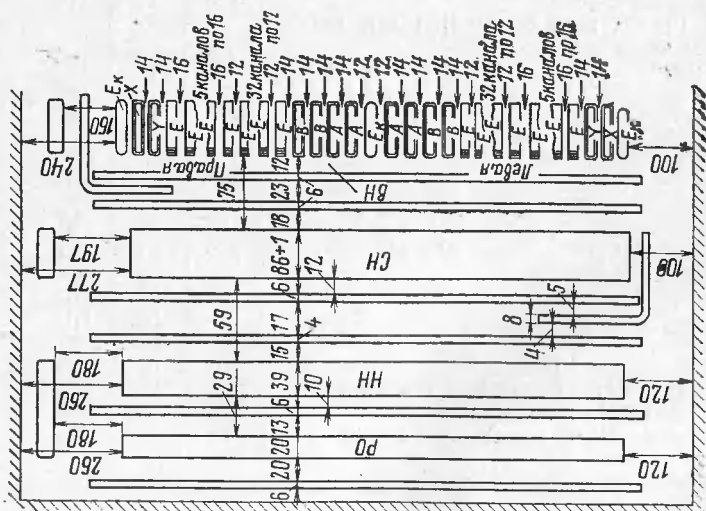


Рис. П2-7. Конструкция главной и продольной изоляции трехобмоточного автотрансформатора 220 кВ с испытательным напряжением 325 кВ.

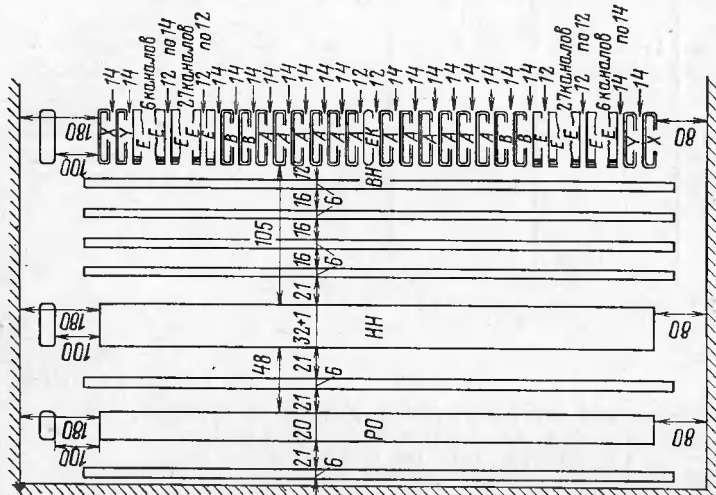


Рис. П2-8. Конструкция главной и продольной изоляции двухобмоточного трансформатора 220 кВ с испытательным напряжением 400 кВ.

**Минимально допустимые изоляционные расстояния
для трансформаторов класса напряжения 220 кВ
с испытательным напряжением 400 кВ**

Промежуток	Форма электродов, толщина изоляции и пр.	Расстояние, мм
1. Обмотка ВН — гладкая стенка бака	При наличии двух перегородок толщиной по 6 мм	200
2. Обмотка ВН — отвод НН	При наличии перегородки, Отвод $\varnothing$ 10 мм при толщине изоляции 3 мм	290
3. То же	Без перегородки	600
4. Обмотка ВН — отвод X или СН	См. п. 2, но с толщиной изоляции отвода 12 мм	275
5. Обмотка ВН — переключающее устройство НН или СН	До стержней переключающего устройства при наличии перегородки. Толщина цилиндра устройства 6 мм; кроме того, со стороны обмотки щит 6 мм	325
6. Обмотка ВН — переключа- тель ВН своей или чужой фазы	То же, но при толщине цилиндра 10 мм	325
7. Ввод ВН — гладкая стенка бака. На вводе цилиндр с выступом 350 мм + допуск	—	280
8. Ввод ВН — край кармана на стенке бака. На вводе цилиндр	Край кармана закруглен радиусом 60 мм и закрыт щитом из электрокартона, плотно прилегающим к металлу	280
9. Ввод ВН с цилиндром — ем- костное кольцо на торце обмотки ВН	Изоляция на емкостном кольце обмотки 5 мм на сторону	280
10. Ввод ВН с цилиндром — прессующее кольцо на торце обмотки ВН или концевые катушки с дополнительной изоляцией (ЕК нет)	Край прессующего кольца закруглен радиусом 12 мм. Кольцо изолировано лакотканью на толщину 3 мм на сторону	320

Таблица П2-11

Расстояния, мм, от наружных отводов до заземленных частей и наружных обмоток

Наружный отвод — заземленные части				Наружный отвод — наружная обмотка			
Испытательное напряжение отвода, кВ	Толщина изоляции отвода на сторону, мм	Расстояние от отвода с допуском		Испытательное напряжение, кВ		Толщина изоляции отвода на сторону, мм	Расстояние от отвода до катушек
		до гладкой стенки бака	до незакрытой ярмовой балки	наружной обмотки	отвода		
До 25	—	20—25	17—20	85	До 35	—	90
До 25	2	20	15	85	До 35	2	50
До 35	—	35—40	25—30	230	До 85	3	250
До 35	2	20	17	230	До 85	3	250
85	4	40	42	230	До 85	6	160
85	6	35	40	230	До 85	6	160
230	20	110	190*	230	230	20	105
200	20	95	170*	200	100	20	85
400							

См. табл. П2-10

* До ярмовой балки, закрытой щитком толщиной 3 мм, расстояние уменьшается на 55 мм.

В местах прохода и закрепления отводов в деревянных планках на отводы накладывается дополнительная изоляция в виде коробочек из электрокартона. Толщина коробочек для класса изоляции до 35 кВ равна 2 мм, до 110 кВ — 6 мм на сторону. Коробочки должны выступать за планки с каждой стороны для класса изоляции до 35 кВ на 25 мм, 110 кВ — на 50 мм.

Таблица П2-12

Расстояние между отводами по дереву

Испытательное напряжение, кВ	Толщина изоляции отвода на сторону, мм	Расстояние, мм
18; 25	2	25
35	2	25
85	4	70
85	6	50

Минимально допустимые расстояния в масле от отводов до стальных болтов в деревянных планках приводятся в табл. П2-13.

7. Переключающие устройства ПБВ. Минимально допустимые изоляционные промежутки в масле от переключающих устройств ПБВ до стенки бака с учетом допуска даны в табл. П2-14.

8. Вводы. Минимально допустимые расстояния в воздухе от вводов до металлических конструкций трансформатора, а также

Таблица П2-13

Расстояния по дереву от отводов в масле до стальных болтов

Испытательное напряжение, кВ	Толщина изоляции отвода на сторону, мм	Расстояние по дереву до болта, мм	
		заземленного	незаземленного
1Д, 25	2	30	25
35	2	40	25
85	4	100	70
85	6	80	55
200	20	425	425

Таблица П2-14

Расстояния между переключателем ответвлений и стенкой бака

Класс изоляции, кВ	Расстояние, мм	Класс изоляции, кВ	Расстояние, мм
6	25	35	90
10	30	110	См. табл. П2-9
15	40	220	См. табл. П2-10
20	50		

Таблица П2-15

Вводы в воздухе

Класс напряжения, кВ	Допустимые расстояния в воздухе, мм			
	между вводами (в свету)		от ввода до расширителя или до предохранительной трубы	от ввода до кра-на, задвижки, оправы термометра и т. п.
	разных обмоток или от линейного до нулевого	линейными одной обмотки		
3 и 6	90	85	110	90
10	135	120	140	135
20	200	190	215	200
35	330	305	340	320
110	900	900	965	900
150	1270	1200	1340	1270
220	1770	1725	1925	1770

Токоведущие части вводов в масле

Класс изоляции, кВ	Масляный промежуток, мм	Класс изоляции, кВ	Масляный промежуток, мм
3 и 6	25	35	90
10	30	110	См. табл. П2-9
15	40	220	См. табл. П2-10
20	50		

между вводами одного и разных напряжений приводятся в табл. П2-15.

Минимально допустимые расстояния в масле от токоведущих частей вводов до заземленных металлических частей трансформатора приведены в табл. П2-16.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

СХЕМЫ И ГРУППЫ СОЕДИНЕНИЙ

В табл. ПЗ-1 указаны наиболее употребительные схемы и группы соединений для трехфазных двухобмоточных трансформаторов и трехфазных групп однофазных двухобмоточных трансформаторов, в табл. ПЗ-2 — однофазных двухобмоточных трансформаторов и в табл. ПЗ-3 — трехфазных трехобмоточных трансформаторов.

Во всех таблицах указаны также обозначения начал и концов обмоток согласно ГОСТ 11677-65.

В табл. ПЗ-4—ПЗ-7 указаны схемы и группы автотрансформаторов: трехфазных трехобмоточных, однофазных трехобмоточных, трехфазных двухобмоточных и однофазных двухобмоточных.

Из теории трансформатора известно, что у мощных трехфазных трансформаторов соединение одной из обмоток в треугольник необходимо для погашения третьей гармоники кривой вторичного напряжения. У мощных силовых трансформаторов принимают, как правило, соединение обмоток по схеме Y_0/Δ , имея при этом в виду возможность заземления системы на стороне ВН. Если у мощных трансформаторов требуется заземлить обе обмотки, как ВН, так и НН, то обе обмотки соединяют по схеме Y_0/Y_0 , а для компенсации третьей гармоники кривой вторичного напряжения добавляют третью обмотку, которую соединяют в треугольник.

У однофазных трансформаторов со стержневой магнитной системой, работающих в трехфазной группе, из-за появления в напряжении третьей гармоники большого значения соединения обмоток независимо от мощности выполняют по схеме Y/Δ и Y_0/Δ .

У трехфазных трансформаторов с броневой магнитной системой обмотки средней фазы должны быть обязательно вывернуты, иначе магнитные потоки в соприкасающихся частях магнитопровода возрастут в $\sqrt{3}$ раз, т. е. магнитная цепь в этих местах будет перенасыщена.

Таблица ПЗ-1

**Схемы и группы соединения обмоток трехфазных
двухобмоточных трансформаторов**

Схемы соединения обмоток		Диаграммы векторов э. д. с.		Условные обозначения
ВН	НН	ВН	НН	
				Y/Y ₀ -0
				Y/Δ-11
				Y ₀ /Δ-11
				Y/Z ₀ -11
				Δ/Y ₀ -11

Таблица ПЗ-2

**Схема и группа соединения обмоток однофазных
двухобмоточных трансформаторов**

Схема соединения обмоток		Диаграмма векторов э. д. с.		Условное обозначение
ВН	НН	ВН	НН	
				1/1-0

Таблица ПЗ-3

**Схемы и группы соединения обмоток трехфазных
трехобмоточных трансформаторов**

Схемы соединения обмоток			Диаграммы векторов э. д. с.			Условные обозначения
ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
						Y ₀ /Y ₀ /Δ-0-11
						Y ₀ /Δ/Δ-11-11

Таблица ПЗ-4

**Схема и группа соединения обмоток трехфазных
трехобмоточных автотрансформаторов**

Схема соединения обмоток		Диаграмма векторов э. д. с.		Условное обозначение
ВН и СН	НН	ВН и СН	НН	
				$Y_{\text{автo}}/\Delta-0-11$

Таблица ПЗ-5

**Схема и группа соединения обмоток однофазных
трехобмоточных автотрансформаторов**

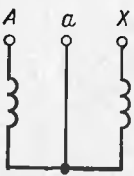
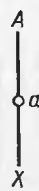
Схема соединения обмоток		Диаграмма векторов э. д. с.		Условное обозначение
ВН и СН	НН	ВН и СН	НН	
				$1_{\text{автo}}/1-0-0$

Таблица ПЗ-6

**Схема и группа соединения обмоток трехфазных
двухобмоточных автотрансформаторов**

Схема соединения обмоток ВН и НН	Диаграмма векторов э. д. с.	Условное обозначение
		$Y_{\text{автo}}$

Схема и группа соединения обмоток однофазных двухобмоточных автотрансформаторов

Схема соединения обмоток ВН и НН	Диаграмма векторов э. д. с.	Условное обозначение
		1 авто

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

ОПРЕССОВОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА ПРИ РЕМОНТЕ И МОДЕРНИЗАЦИИ

В процессе ремонтных работ часто приходится заменять несовершенное прессующее устройство более совершенным в виде нажимных стальных разрезных колец и прессующих болтов (рис. П4-1. Это требует дополнительного места по высоте (60—90 мм). В тех случаях, когда при данной высоте окна готового магнитопровода нет места для установки нажимных колец и прес-

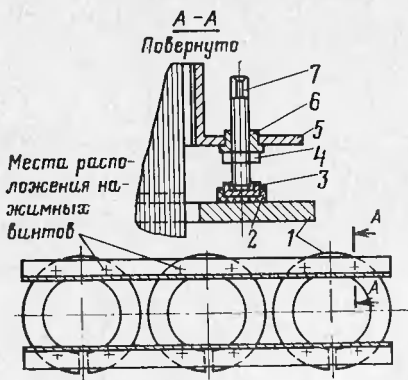


Рис. П4-1. Нормальное прессующее устройство.

1 — нажимное стальное разрезное кольцо; 2 — изолирующий башмак; 3 — стальной башмак; 4 — контргайка; 5 — полка ярмовой балки; 6 — гайка, приваренная к полке ярмовой балки; 7 — нажимный винт.

сующих винтов, опрессовочное устройство может быть выполнено согласно рис. П4-2 с размещением его взамен уравнивающей изоляции между выступом ярма и полкой верхней ярмовой балки. Этот выступ имеет обычно высоту 55—75 мм.

Эта конструкция обладает следующими достоинствами: а) возможна установка ее без расшивки верхнего ярма; б) не требует изолировки прессующих болтов от колец.

Данное прессующее устройство состоит из полуколец 2 и фасонных сегментов 3, которые устанавливаются непосредственно на верхней ярмовой изоляции. В полке верхней ярмовой балки 12 сверлят отверстия, в которые вставляют и приваривают гайки с буртиком 9. В местах нажима болтов к полукольцам и фасонным сегментам приваривают цилиндрические стаканчики 6, куда входят концы прессующих болтов 11, не позволяя тем самым полукольцам и сегментам радиально смещаться. Прямая часть фасонного сегмен-

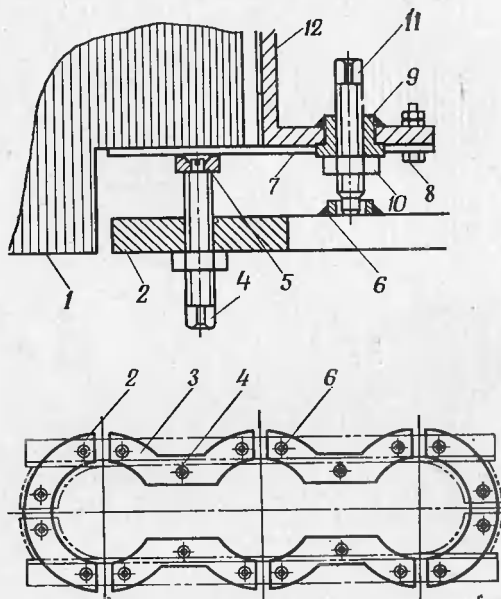


Рис. П4-2. Прессующее устройство с фасонными нажимными сегментами.

1 — выступ ярма; 2 — нажимное полукольцо; 3 — нажимный сегмент; 4 — распорный болт; 5 — подвижная «пятка»; 6 — стаканчик, приваренный к нажимным сегментам и полукольцам; 7 — изолирующая полоса из электрокартона; 8 — болт, закрепляющий изолирующую полосу 7; 9 — гайка, приваренная к полке ярмовой балки; 10 — контргайка; 11 — нажимный винт; 12 — ярмовая балка.

та заходит под ярмо, что позволяет установить распорные болты 4, которые ввертываются в отверстия в сегментах и производят давление снизу в распор через подвижные «пятки» 5 и изолирующие электрокартонные листы на ярмо и тем самым выравнивают прессовку обмоток. Так как выступающие части болтов 4 близко подходят к обмоткам, то после опрессовки они должны быть соответственно изолированы.

Концы внутренних обмоток при применении указанного опрессовочного устройства выпускаются через зазоры между кольцами и фасонными сегментами.

У трансформаторов класса напряжения 110 кВ выступ ярма составляет по высоте 75 мм. Для более равномерного распределения по окружности прессующих болтов и уменьшения толщины нажимного кольца устанавливают дополнительно домкратные распорные болты 4 (рис. П4-3).

При отсутствии выступа ярма, т. е. когда нижняя полка ярмовой балки располагается на одной линии с ярмом, опрессовочное устройство выполняют при наличии места в окне согласно рис. П4-1 в виде стальных разрезных колец с прессующими болтами, которые изолируются от кольца. С этой целью на кольцо устанавливают и

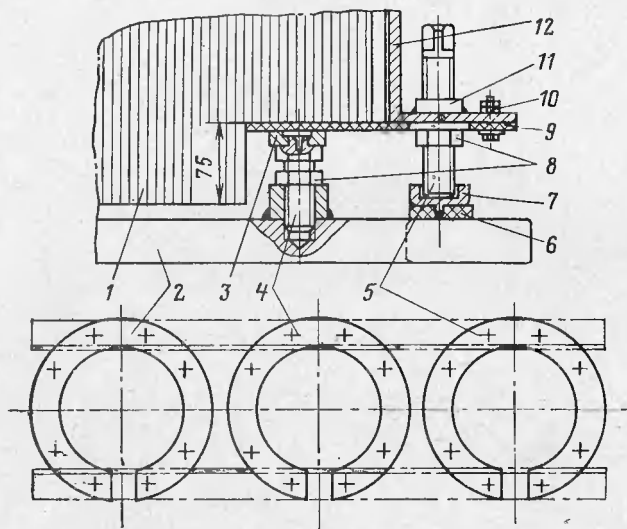


Рис. П4-3. Прессующее устройство с домкратными распорными винтами.

1 — выступ ярма; 2 — нажимное стальное разрезное кольцо; 3 — подвижная «пятка» на головке домкратного винта; 4 — домкратный распорный винт; 5 — нажимный винт; 6 — гетинаксовая изолирующая пластина; 7 — стальной стакан; 8 — контргайки; 9 — изолирующая электрокартонная полоса; 10 — болт, закрепляющий изолирующую полосу; 11 — гайка, приваренная к полке ярмовой балки; 12 — ярмовая балка.

прибандажируют шайбу из электрокартона или все кольцо изолируют несколькими слоями телефонной бумаги. Для установки прессующих болтов к нижней полке консоли приваривают в соответствующих местах стальные пластины толщиной 20 мм, а затем сверлят и нарезают в этих местах сквозные отверстия, в которые и ввертывают прессующие болты. На концы болтов устанавливают подвижные «пятки» или стаканчики. Иногда стаканчики устанавливают неподвижно на нажимном кольце. В этом случае кольцо не изолируется, а в стаканчики вставляются гетинаксовые «пятки», через которые болты своими концами нажимают на кольцо и прессуют обмотку.

При отсутствии выступа ярма, а также достаточного места в окне прессующие кольца выполняют из гетинакса со стальными

накладками толщиной 8—10 мм, через которые болты нажимают на кольца и прессуют обмотки. Поскольку гетинакс плохо работает на изгиб, прессующие болты необходимо устанавливать возможно чаще.

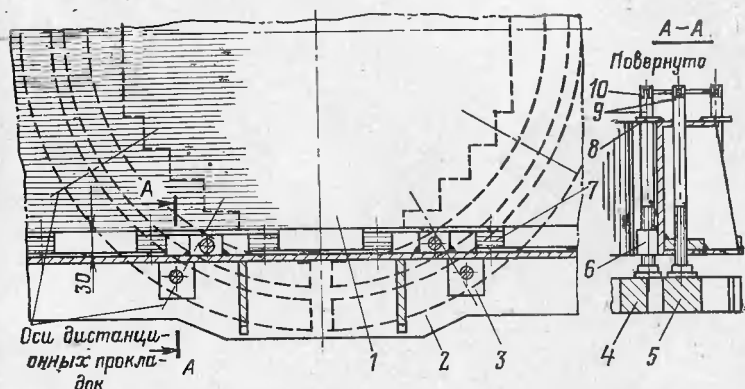


Рис. П4-4. Прессующее устройство для раздельной прессовки обмоток.

1 — ярмо; 2 — полка ярмовой балки; 3 — стальные пластины, приваренные к полке ярмовой балки; 4 и 5 — стальные разрезные прессующие кольца; 6 — гайка, приваренная к стенке ярмовой балки для внутреннего нажимного винта; 7 — изолирующий мост из электрокартона; 8 — направляющая пластина; 9 — нажимные винты; 10 — стопор (стальная проволока).

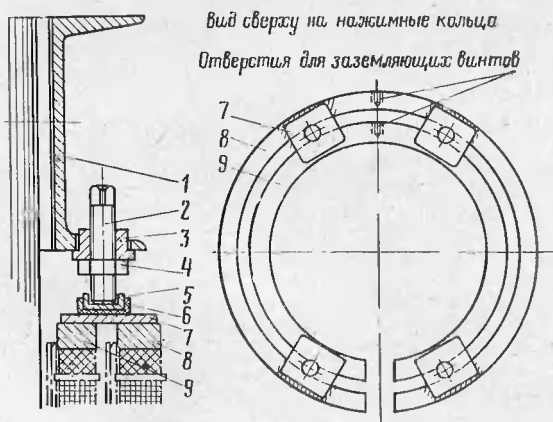


Рис. П4-5. Прессующее устройство с раздельными кольцами и общими нажимными винтами.

1 — ярмовая балка; 2 — нажимный винт; 3 — гайка, приваренная к полке ярмовой балки; 4 — контргайка; 5 — стальной башмак; 6 — изолирующий башмак; 7 — стальная пластина, приваренная к наружному нажимному кольцу; 8 — наружное нажимное кольцо; 9 — внутреннее нажимное кольцо.

Описанные конструкции прессующих устройств применяют при общей осевой стяжке, когда одно нажимное кольцо прессует одновременно все обмотки. Более совершенной является раздельная прессовка каждой обмотки своим нажимным кольцом; при этом размер каждой обмотки в радиальном направлении должен быть не меньше 30 мм и ширина кольца должна равняться радиальному размеру обмотки.

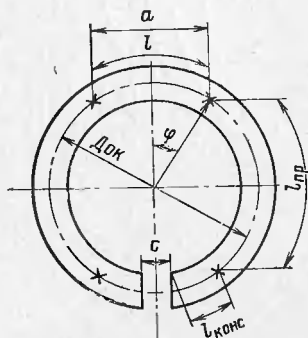


Рис. П4-6. Эскиз нажимного кольца.

Для осуществления раздельной прессовки несколько отодвигают верхнюю ярмовую балку от ярма и часть винтов 9, прессующих внутреннюю обмотку, устанавливают в пространстве между ярмовой балкой и ярмом. Для этого к стенке ярмовой балки приваривают гайки 6 (рис. П4-4). Изолирующий мост из электрокартона соответственно переделывают так, как указано на рис. П4-4.

На рис. П4-5 показано опрессовочное устройство с раздельными нажимными кольцами и общими прессующими винтами.

Толщина стального нажимного кольца, а также количество и диаметр прессующих болтов определяются расчетом на механическую прочность:

$$\sigma' = (P_{пр} + F_{сж}) l_{прол}^2 / 2\pi D_{скр} b^2_{кол} \delta^2_{кол} \leq 2 \cdot 10^8 \text{ Па (2000 кгс/см}^2\text{)}$$

для участка между болтами длиной $l_{прол}$ (рис. П4-6), где $\sigma' = 2 \cdot 10^8 \text{ Па (2000 кгс/см}^2\text{)}$ — допустимое напряжение для стали (Ст. 4); $P_{пр} = p_{пр} S_{пр}$ — усилие прессовки обмоток; $F_{сж}$ — максимальная сила сжатия обмотки (см. механические усилия в обмотках — формуляр, приложение 14); $D_{окр}$ — диаметр окружности, проходящей через оси прессующих болтов, см; $l_{прол}$ — наибольший пролет между прессующими болтами, считая по дуге окружности диаметром $D_{окр}$, см; $b_{кол}$ — радиальная ширина кольца, см; $p_{пр}$ — удельное давление прессовки, равное $20 \cdot 10^5 \text{ Па (20 кгс/см}^2\text{)}$; $S_{пр}$ — площадь прокладок по окружности обмоток, см²; $\delta_{кол}$ — толщина кольца, см;

$$l = 2\pi R \frac{\varphi}{360} = 0,00872 D_{окр} \varphi, \text{ см (рис П4-6);}$$

$$l_{прол} = \frac{\pi D_{окр}}{2} - l = 1,57 D_{скр} - 0,00872 D_{скр} \varphi =$$

$$= D_{окр} (1,57 - 0,00872 \varphi), \text{ см;}$$

$$\sin \varphi = \frac{a}{D_{\text{окр}}} ; l_{\text{конс}} = \frac{0,00872 D_{\text{окр}} \varphi - c}{2}, \text{ см (рис. П4-6);}$$

$$\sigma'' = \frac{3(P_{\text{пр}} + F_{\text{сж}}) l_{\text{конс}}^2}{\pi D_{\text{окр}}^2 \delta_{\text{кол}}^2 b_{\text{кол}}} \leq 2 \cdot 10^8 \text{ Па (2000 кгс/см}^2\text{)}$$

для консольного участка длиной $l_{\text{конс}}$.

Внутренний диаметр резьбы прессующего болта

$$d_{\text{рез}} = 0,04 \sqrt{(P_{\text{пр}} + F_{\text{сж}}) / n_{\text{болт}}}, \text{ где } n_{\text{болт}} \text{ — число болтов на фазу.}$$

Острые кромки деталей перед установкой должны быть при-
туплены, сварные швы и заусенцы зачищены.

Перед прессовкой обмоток у масляных трансформаторов резь-
бовые соединения узла прессовки и опорную поверхность винта
рекомендуется смазать трансформаторным маслом.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

ОТВОДЫ

Таблица П5-1

**Отводы в масле. Выбор сечения голых (неизолированных)
медных шин (15% поверхности отвода закрыто креплениями)
[Л. 4]**

Размеры шины $a \times b$, мм	Сечение шины, мм ²	Добавоч- ные поте- ри, %	Допустимый ток, А, при разных расположе- ниях широкой стороны поперечного сечения шины			
			вертикальное		горизонтальное	
			и превышения температуры шины над темпе- ратурой масла, °С			
			25	20	25	20
2,83×30	83,2	—	400		400	
4,4×25	109,1	—	525		525	
4,4×30	131,1	—	630		630	
4,5×40	179,1	1,8	860		860	
5×40	199,1	2,0	955		955	
5×50	249,1	3,0	1200		1200	1180
4,5×60	269,1	3,3	1290		1290	1290
5×60	299,1	3,6	1440		1440	1400
6×60	359,1	4,5	1720		1720	1530
5×80	399,1	4,5	1920		1920	1840
6×80	479,1	5,4	2300		2300	2020
5×100	499,1	5,0	2400		2400	2270
7×80	559,1	6,3	2680		2500	2170
8×80	639,1	7,2	3070		2680	2330
8×100	799,1	8,0	3840		3320	2880
10×100	999,1	10,0	4800	4600	3700	3230
12,5×100	1249,1	12,5	5900	5150	4150	3600

Таблица П5-2

Отводы в масле. Выбор сечения медных круглых изолированных проводов (превышение температуры отводов над температурой масла 25°C, 15% поверхности отвода закрыто креплениями) [Л. 4]

Диаметр провода, мм	Сечение провода, мм²	Провода в бумажно-бакелитовых трубках			Провод марки ПБ с бумажной изоляцией 4,25 мм на обе стороны	Провод марки ПБ с бумажной изоляцией 4,25 мм на обе стороны в бумажно-бакелитовой трубке	
		Внутренний диаметр трубки, мм	Допустимый ток, А, при толщине трубки на сторону, мм			Диаметр трубки, мм внутренний/внешний	Допустимый ток, А
			2	4			
2,44	4,68	—	—	—	22,5	—	—
3,05	7,3	6	35	35	35	10/14	35
4,1	13,2	6	63	63	63	10/14	63
4,8	18,1	6	87	87	87	12/16	87
5,2	21,2	—	—	—	102	12/16	102
5,5	23,8	8	115	115*	—	—	—
6,5	33,2	8	167	149	—	—	—
8,0	50,3	10	217	194	—	—	—
10,0	78,5	12	295	261	—	—	—
12,0	113,1	14	380	333	—	—	—

* Значения допустимого тока выше линии соответствуют плотности тока 4,8 А/мм² и определяются нагревом при коротком замыкании. Для превышения температуры 20°C и размеров провода и изоляции (ниже линии) допустимый ток уменьшается на 11% против указанного в табл. П5-3.

Таблица П5-3

Отводы в масле. Выбор сечения медных гибких проводов с бумажной изоляцией (закрытие поверхности отвода креплениями не учтено) [Л. 4]

Сечение, мм²	Диаметр голого провода, мм	Наружный диаметр изолированного провода, мм, при толщине бумажной изоляции на сторону, мм			Допустимый ток, А, для разных толщин изоляции Δ и превышения температуры отводов над температурой масла, °C					
		3	6	8	Δ=3		Δ=6		Δ=8	
					25	20	25	20	25	20
16	5,8	13,4	—	—	80	80	—	—	—	—
25	7,7	15,3	21,3	25,3	125	125	125	125	125	118
50	10,2	17,8	23,8	27,8	250	236	220	195	207	184
95	14,3	21,9	27,9	31,9	410	364	336	298	304	270
150	18,1	25,7	31,7	35,7	568	505	460	409	430	382
240	23,0	30,6	36,6	40,6	793	705	637	566	596	530
300	26,2	33,8	39,8	—	931	827	745	661	—	—
400	29,8	37,4	—	—	1153	1025	—	—	—	—

Таблица П5-4

Отводы в масле. Выбор сечения голых (неизолированных) круглых медных проводов (15% поверхности отвода закрыто креплениями) [Л. 4]

Диаметр провода, мм	Сечение провода, мм ²	Допустимый ток, А, при превышении температуры отвода над температурой масла, °С	
		25	20
3,05	7,3		35
4,1	13,2		63
4,8	18,1		87
5,5	23,8		115
6,5	33,2		160
8,0	50,3		241
10,0	78,5		377
12,0	113,1	543	523

При закрытии поверхности отвода креплениями допустимый ток уменьшается против указанного в табл. П5-4:

Закрытие, %	10	20	30
Уменьшение тока, %	5	10,5	16,5

Марки проводов выбирают в зависимости от толщины изоляции:

Толщина изоляции, мм	3	6	8
Марка провода	ПБОТ-3	ПБОТ-6	ПБОТ-8

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

ВВОДЫ

Для присоединения трансформаторов к элементам электрической сети служат вводы. Их виды и конструкции зависят от класса напряжения обмотки и сети, от номинальных рабочих токов, от вида сети (воздушная или кабельная), а также от климатических условий, в которых работают трансформаторы наружной установки.

По электрическим параметрам, заполнению и назначению вводы делятся на группы:

а) высоковольтные маслонаполненные вводы классов напряжения 110 кВ и выше; применяются на всех трансформаторах с напряжением одной или более обмоток выше 35 кВ независимо от мощности;

б) съемные вводы классов напряжения 10—35 кВ; применяются для всех трансформаторов на сторонах ВН, СН и НН;

в) составные вводы классов напряжения 0,5—1,0 кВ; применяются для силовых трансформаторов I—III габаритов на стороне НН;

г) низковольтные многоамперные вводы — это шивные вводы разных сечений, реже — трубчатые, охлаждаемые водой или маслом; применяются у специальных трансформаторов — электропечных и преобразовательных — на стороне НН;

д) высоковольтные мастиконаполненные вводы классов напряжения 35 и 110 кВ; в отечественном трансформаторостроении не применяются, однако встречаются на трансформаторах иностранных фирм.

Высоковольтные маслонаполненные вводы. Высоковольтные маслонаполненные вводы выпускаются как самостоятельные комплектующие изделия по ГОСТ 10693-63. С введением в действие этого стандарта, а также благодаря техническому прогрессу в области производства вводов за последние несколько лет произошли коренные изменения.

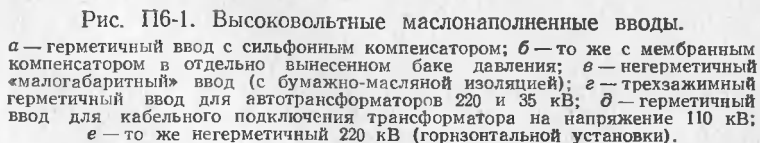
1. Изменилась маркировка этой группы вводов. Ранее тип ввода обозначался, например, так: МТПУ-220/1000; МТ-110/600. Старая маркировка расшифровывается следующим образом: М — маслонаполненный; Т — для трансформаторов или реакторов (такие же вводы изготавливаются и для других целей, например, для масляных выключателей); П — с измерительным выводом для подключения прибора для измерения напряжения (ПИН), при отсутствии измерительного вывода буква П не ставится; У — усиленный фарфор для районов с загрязненной и химически агрессивной средой, у вводов для нормальных районов буква У не ставится. Дробь показывает номинальные электрические параметры ввода: числитель — напряжение, кВ, знаменатель — ток, А.

Теперь действуют новые обозначения типов вводов. Например $\frac{\text{ГБМТ}}{90} - 110/1000\text{У}$ или $\frac{\text{МБТП}}{30} - 220/2000$. Маркировка расшифро-

вуется так: Г — герметичный; БМ — бумажно-масляная изоляция (или МБ — масло-барьерная изоляция); Т, П и У — то же, что при старой маркировке, только буква У ставится в конце после дроби. Буквы П, У, а также Г (если ввод негерметичный) в случаях, как у старых вводов, не ставятся. Под буквенным обозначением проводится горизонтальная черта и под ней обозначается угол или диапазон углов в градусах — под таким углом к вертикали допускается установка ввода на трансформаторе. Значение дроби такое же, как и при старой маркировке.

2. Все большее распространение получают герметичные вводы. Они отличаются небольшими габаритами и массами и в принципе должны быть надежнее негерметичных вводов, так как исключают контакт масла с воздухом в расширителе. Температурные изменения объема масла компенсируются сильфонным или мембранным компенсатором (первый располагается над верхней фарфоровой крышкой ввода, а второй — отдельно от ввода в так называемом баке давления). При выпуске с завода во вводе создается небольшое избыточное гидравлическое давление, которое в эксплуатации поддерживается в заданных пределах по заводской инструкции; для измерения давления имеется специальное манометрическое устройство. Надежность этих вводов в эксплуатации пока низка: «уходит» давление, часто киснет масло и т. п. Герметичные вводы постоянно совершенствуются.

3. Разработаны и находятся в стадии освоения маслоподпорные вводы (в маркировке будут обозначаться буквой О). Они выполняются без нижних фарфоровых крышек. Нижняя часть остова закрыта литой твердой изоляцией и находится в масле трансформатора. Пространство между остовом и верхней крышкой также сообщается с баком трансформатора. Своего расширителя у ввода



нет, и для заполнения всего ввода маслом расширитель трансформатора должен быть поднят выше, чтобы уровень масла в нем был выше ввода. Такие вводы по габаритам еще меньше герметичных, не требуют никакого ухода в эксплуатации, но их надежность будет зависеть от качества литой изоляции остова. При повреждении изоляции (трещины, расслаивания) ввод станет неремонтопригодным и его надо будет заменять.

Но, как показывает опыт эксплуатации таких вводов на трансформаторах иностранных фирм, это значительный шаг вперед в электротехнике и этим вводам, безусловно, принадлежит будущее.

4. Все большее распространение в электрических сетях и системах получают кабельные высоковольтные линии, и соответственно этому растет спрос на вводы для кабельного подключения трансформаторов (так называемые проходные втулки). Такие вводы выпускаются на напряжения 110 кВ (герметичные) и 220 кВ (негерметичные, горизонтального расположения).

5. Вводы с масло-барьерной изоляцией, в принципе надежные и простые, но имеющие очень большие габариты и массы, еще окончательно с производства не сняты; они выпускаются редко и скоро за отсутствием спроса на них будут сняты.

На рис. П6-1 показаны высоковольтные маслonaполненные вводы разных конструкций, выпускаемые в настоящее время, а в табл. П6-1 — основные технические характеристики всех вводов 110, 150 и 220 кВ для трансформаторов, имеющих в номенклатурах отечественных заводов.

Установка вводов 110—220 кВ на разных трансформаторах выполняется по-разному: и вертикально, и с наклоном, и на крышке бака, и в специальных карманах. Карманы могут быть приварены к боковой стенке бака, а могут крепиться шпильками и гайками через резиновые уплотнения. В последнем случае карманы являются съемными. Съемные карманы были разработаны для возможности их замены при повреждении, а также для осмотра активной части при ревизии трансформатора без подъема колокола. Однако практика эксплуатации показала, что съемные карманы не нужны, а их уплотнения — это лишние возможности для течи масла, поэтому съемные карманы для вводов делают редко. Но люк для крепления отводов ВН при монтаже вводов все же необходим (см. рис. 5-5,6).

Все трансформаторы классов напряжения 110 кВ и выше комплектуются встроенными трансформаторами тока для подключения контрольно-измерительных приборов и релейной защиты. Трансформаторы тока помещаются в переходных фланцах (адаптерах), которые служат также основой для установки вводов.

Ввод вертикальной установки крепится фланцем соединительной втулки к переходному фланцу болтами с гайками. Ввод наклонной установки имеет в дополнение к этому латунное кольцо, прикрепленное к верхней части соединительной втулки и центрирующее положение верхней фарфоровой покрывки и таким образом предотвращающее ее сползание, возможное в результате вибрации при работе трансформатора. Кольцо закрывается алюминиевым экраном. Детали, которые образуют замкнутый виток вокруг трубы или фарфоровых покрывок ввода, делают из немагнитных материалов — из меди, латуни, алюминия, но ни в коем случае не из стали во избежание сильного нагрева вихревыми токами.

При ремонте трансформаторов (как при восстановительном ремонте, так и в особенности при модернизации) часто возникает

Т а б л и ц а П 6-1
Основные технические характеристики высоковольтных маслонаполненных вводов 110—220 кВ

Тип ввода	Заводской чертёж	Класс напряжения, кВ	Номинальный ток, А	Высота, мм				Диаметр, мм				Отверстия во фланце втулки		Масса, кг				
				полная	пружковой части	покрышки		соединительной втулки	фланца	окружности по осям отверстий	пружковой части (максимальный)	количество	диаметр, мм	полная	масла	наполненного	покрышки	
						верхней	нижней										верхней	нижней
ГВМТ 0-45 110/630	2ИЭ.800.026	110	630	2330	663	1000	420	392	350	300	180	8	24	136,0	15,8	21,0	46,0	8,0
ГВМТ 0-45 110/630-У	2ИЭ.800.047	110	630	2490	663	1100	420	392	350	300	180	8	24	150,5	15,8	21,5	60,0	8,0
ГВМТ 0-90 110/1000	2ИЭ.800.051	110	1000	2525	725	1020	675	165	530	480	240	9	24	246,0	29,4	38,5	70,0	24,0
ГВМТ 0-90 110/1000-У	2ИЭ.800.054	110	1000	2685	725	1180	675	165	530	480	240	9	24	276,0	32,2	42,7	93,0	24,0
ГВМТ 0-90 110/2000	2ИЭ.800.055	110	2000	2540	725	1020	675	165	530	480	240	9	24	248,0	29,4	40,5	70,0	24,0
ГВМТ 0-90 110/2000-У	2ИЭ.800.050	110	2000	2700	725	1180	675	165	530	480	240	9	24	278,0	32,2	44,7	93,0	24,0
ГВМТ 0-45 150/630-У	2ШЦ.800.077-1	150	630	3149	848	1560	800	230	350	310	180	12	22	272,0	28,8	40,3	59,0 ^а 58,0	18,0
ГВМТ 0-45 150/630	2ШЦ.800.077-2	150	630	2949	848	1380	800	230	350	310	180	12	22	256,0	27,0	38,5	59,0 ^а 45,0	18,0
ГВМТ 0-45 150/2000-У	2ШЦ.800.068-1	150	2000	3412	994	1560	935	295	420	380	260	12	22	477,0	74,0	68,9	180,0	33,0

Продолжение табл. Пб-1

Тип ввода	Заводской чертеж	Класс напряжения, кВ	Номинальный ток, А	Высота, мм				Диаметр, мм				Отверстия во фланце втулки		Масса, кг				
				полная	пружинной части	покрышки		соединительной втулки	фланца	окружности по осям отверстий	пружинной части (максимальный)	количество	диаметр, мм	полная	масла	использованного	верхней	нижней
						верхней	нижней											
ГБМТ 0-45 -150/2000	2ПШ.800.068-2	150	2000	3212	994	1360	935	295	420	380	260	12	22	420,5	69,5	66,9	129,0	33,0
ГБМТ 0-45 -220/2000	2ПЭ.800.043	220	2000	4445	1380	2130	1300	185	760	720	440	16	24	884,0	153,0	192,0	250,0	82,0
ГБМТ 0-45 -220/2000	2ПЭ.800.043-01	220	2000	4445	1380	2100	1300	185	600	560	440	16	24	848,0	153,0	192,0	250,0	82,0
ГБМТ 0-45 -220/2000-У	2ПЭ.800.042	220	2000	4645	1380	2300	1300	185	760	720	440	16	24	975,0	164,0	196,0	326,0	82,0
ГБМТ 0-45 -220/2000-У	2ПЭ.800.042-01	220	2000	4645	1380	2300	1300	185	600	560	440	16	24	923,0	164,0	196,0	326,0	82,0
ГБМТ 0-45 -220/400-У	2ПЭ.800.015Т	220	400	4385	1380	2300	1300	185	760	720	440	16	24	893,0 ¹	139,0	152,5	326,0	82,0
ГБМТ 0-45 -220/400	2ПЭ.800.016Т	220	400	4185	1380	2100	1300	185	760	720	440	16	24	808,0 ¹	133,0	149,0	250,0	82,0
ГБМТ 0-45 -220/1400	2ПЭ.800.017Т	220	1400	4230	1380	2100	1300	185	760	720	440	16	24	811,0 ¹	133,0	149,0	250,0	82,0
БМТ 15 -110/630	121-0-0; 121-0-0А	110	630	2540	970	980	630	360	535	480	230	9	24	243,0	35,0	38,0	60,0	21,0
БМТ 15 -110/630-У	195-0-0; 195-0-0Т	110	630	2880	970	1280	630	360	535	480	230	9	24	275,0	42,0	38,0	74,0	21,0

Продолжение табл. Пб-1

Тип ввода	Заводской чертеж	Класс напряжения, кВ	Номинальный ток, А	Высота, мм			Диаметр, мм				Отверстия во фланце штуки		Масса, кг				покрышки	
				полная	погружной части	покрыш- ки	соединительной штулки	фланца	окружности по осям отверстий	погружной части (максимальный)	количество	диаметр, мм	полная	масла	изоляционного основа		верхней	нижней
БМТ $\frac{110/1000, 1600,}{15}$ 2000	405-0-0	110	1000 1800 2000	2575	1035	980	780	325	528	480	280	24	201,0	23,0	44,6	60,0	28,0	
БМТ $\frac{110/1000, 1600,}{15}$ 2000У	421-0-0	110		2695	1035	1100	780	325	528	480	280	24	225,0	23,0	46,1	91,0	28,0	
БМТ $\frac{154/1000-У}{45}$	192-0-0	150	1000	3770	1180	1755	800	—	685	620	315	24	590,0	105,0	89,2	87,0 ^а 71,5	41,5	
БМТ $\frac{150/1000}{45}$	229-0-0	150	1000	3115	1075	1350	690	405	685	620	290	24	433,0	57,0	64,0	118,0	30,0	
БМТ $\frac{150/1500}{45}$	404-0-0	150	1500	3040	895	1350	600	355	685	620	290	24	330,0	50,0	59,0	130,0	22,0	
БМТ $\frac{110}{45}$ 220/200	196-0-0	220	200	4885	1905	1993	900	—	760	720	400	24	930,0	205,0	135,8	2×100,0 ^а	70,0	
БМТ(II) $\frac{220/1400}{45}$	413-0-0	220	1400	4940	1905	2000	900	—	760	720	400	24	959,0	187,0	167,7	213,5	70,0	
БМТ(II) $\frac{220/1600}{45}$	181-0-0	220	1600	4930	1905	1993	900	—	760	720	400	24	910,0	205,0	153,2	2×100,0 ^а	70,0	
БМТ(II) $\frac{220/1600}{45}$	222-0-0; 222-0-0Т	220	1600	5515	1905	2575	900	—	760	720	400	24	1150,0	205,0	184,0	198,0 ^а 89,0	70,0	

Тип ввода	Заводской чертёж	Класс напряжения, кВ	Номинальный ток, А	Высота, мм				Диаметр, мм				Отверстия во фланце втулки		Масса, кг				
				полная	поружной части	покрыш-ки		соединительной втулки	фланца	окружности по осам отверстий	поружной части (максимальный)	количество	диаметр, мм	полная	масла	изоляционного остова	покрышки	
						верхней	нижней										верхней	нижней
БМТП 45-220/2000	235-0-0	220	2000	4885	1905	1993	900	—	760	720	400	16	24	930,0	205,0	188,0	2×100,0 ^а	70,0
				4982	1865	2040	1050	755	880	843	530	16	18	1390,0	475,0	159,0	310,0	100,0
				5027	1865	2040	1050	755	880	843	530	16	18	1406,0	475,0	159,0	310,0	100,0
				5710	1860	2100	1080	500	880	843	440	16	24	1480,0 ^а	160,0	190,0	370,0	70,0
ГБМТ 30-220-35 ^а	2ИЭ-800-028	220; 35	—	5420	1780	2350	1080	550	880	843	620	16	24	2100,0 ^а	—	267,0	230,0 ^а 190,0	110,0
				5100	1860	2000	1080	470	880	843	—	16	24	1800,0	351,0	266,0	340,0	85,0
				1610	665	420	420	—	350	300	180	8	24	90,0	10,8	—	8,0	8,0
				2018	510	560	560	280	910	870	615	18	20	540,0	130,0	124,0	70,0	70,0
ГБМТ 0-45-110/630 ^а	2ШЦ-800,060	110	630															
МТ-220/750 ^а	175-0-0	220	750															

¹ Масса герметичных вводов с компенсаторами, устанавливаемыми отдельно.² Показана без баков давления; масса баков — 111,5 кг.

³ Верхняя покрышка состоит из двух частей; масса каждой части приведена отдельно.

⁴ Вводы для кабельного подключения трансформаторов.

необходимость в замене существующих вводов новыми. Если места для установки и размещения новых вводов недостаточно (с точки зрения необходимых изоляционных расстояний), можно устанавливать наклонные фланцы (рис. П6-2) или дополнительные повышающие фланцы (например, при замене масло- и мастикапополненных вводов зарубежных фирм 110 кВ отечественными) и т. п.

Вводы классов напряжения 0,5—35 кВ. Вводы классов напряжения 0,5—35 кВ разделяют на две группы: а) составные вводы

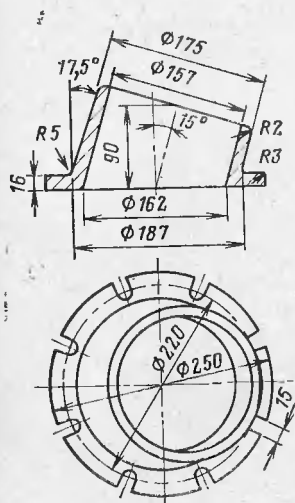


Рис. П6-2. Наклонный фланец.

на напряжения 0,5 и 1,0 кВ; б) вводы на напряжения 6, 10, 20 и 35 кВ.

Ранее вводы этих групп конструктивно выполнялись по-разному. Составные вводы делались разъемными; детали, находящиеся с наружной и с внутренней стороны крышки трансформатора, собраны на токоведущем стержне ввода и стянуты между втулкой, навинченной на стержень

снизу и припаянной к нему гайкой. Вводы на напряжения 6—35 кВ выполнялись армированными. Фарфоровый изолятор с помощью различных армировочных замазок неразъемно соединен с чугунным фланцем или ободкой, который на уплотнении установлен на крышке трансформатора. Такие вводы подробно описаны в предыдущем издании данной книги. Однако такие вводы

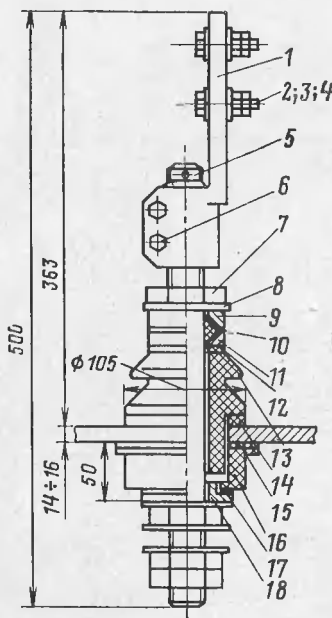


Рис. П6-3. Составной съемный ввод типа ПНТ-1/1600-1.

1 — контактная клемма; 2 — болт М12×70; 3 — шайба; 4 — гайка; 5 — стержень; 6 — болт М16; 7 — гайка М33×2; 8 — шайба; 9 — колпак; 10 — резиновое кольцо; 11 — колпак; 12 — резиновая шайба; 13 — фарфоровый изолятор; 14 — резиновая шайба; 15 — паронитовая шайба; 16 — фарфоровая втулка; 17 — паронитовая или электрокартонная шайба; 18 — втулка, припаянная к стержню 5.

обладают рядом недостатком, в силу которых они с производства для трансформаторов сняты. Главный их недостаток — большая трудоемкость замены или переармировки фарфоровых изоляторов при поломках фарфора или просачивании масла через замазку.

Теперь все трансформаторные заводы страны устанавливают так называемые съемные вводы, комплектуемые по единому отраслевому стандарту ОСТ 16.5.516.001-71 из фарфоровых изоляторов (ГОСТ 16702-71) и других деталей, изготовляемых самими заводами (токоведущих, крепежных и уплотнительных).

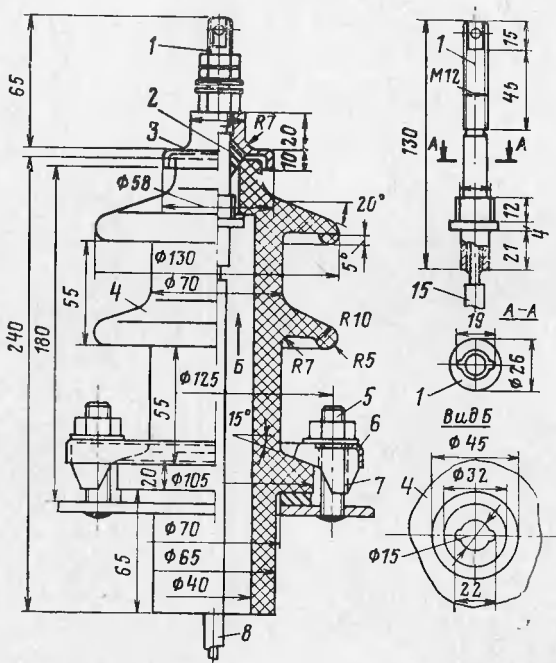


Рис. П6-4. Съемный ввод типа ПНТ-10/250-2.

1 — токоведущий стержень; 2 — резиновое кольцо; 3 — колпак; 4 — фарфоровый изолятор; 5 — стальная шпилька М12; 6 — фланец, штампованный из листовой стали толщиной 1,5 мм; 7 — кулачок из алюминиевого сплава; 8 — провод марки ПБ.

Указанный отраслевой стандарт объединяет все вводы 0,5—35 кВ, т. е. обе группы вводов. Введена единая маркировка съемных вводов. Она имеет буквенное обозначение, дробь, обозначающую номинальные электрические параметры ввода, и цифру 1 или 2, обозначающую способ соединения стержня ввода с обмоткой трансформатора. Буквенное обозначение ПНТУ расшифровывается так: П — проходной изолятор, Н — наружной установки; Т — для трансформаторов; У — усиленный фарфор для загрязненных и имеющих повышенную влажность воздуха районов, а также для районов с химически агрессивной средой. У вводов для нормальных

районов буква У не ставится. В числителе дроби указывается номинальное напряжение, кВ, на которое рассчитан ввод, а в знаменателе — номинальный рабочий ток, А. Цифра 1 обозначает разъемное соединение токоведущего стержня ввода с обмоткой трансформатора (отвод обмотки через демпфер закрепляется на стержне гайками); цифра 2 — неразъемное (в торец укороченного стержня впаивается гибкий кабель).

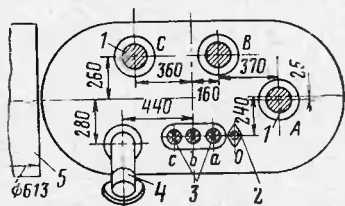


Рис. П6-5. Расположение вводов на крышке трансформатора мощностью 1000 кВ·А на напряжение $35\,000 \pm 5\% / 400$ В. 1 — ввод ВН; 2 и 3 — вводы НН; 4 — предохранительная труба; 5 — расширитель.

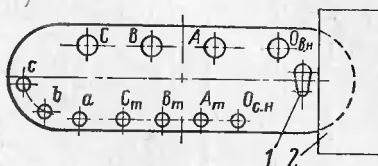


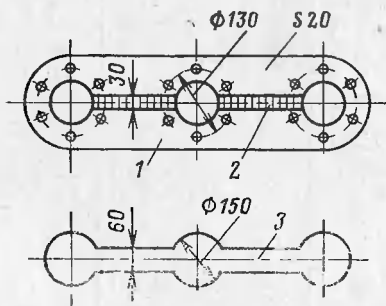
Рис. П6-6. Расположение вводов на крышке трехфазного трехобмоточного трансформатора 110 кВ с регулированием напряжения под нагрузкой.

1 — устройство РПН; 2 — расширитель.

На рис. П6-3 для примера показан составной ввод типа ПНТ-1/1600-1, имеющий две фарфоровые детали (изолятор 13 и втулка 16); на рис. П6-4 — съемный ввод типа ПНТУ-10/250-2, имеющий один фарфоровый изолятор с длинной юбкой. В табл. П6-2 приведены основные технические характеристики всех отечественных вводов этих двух групп.

Рис. П6-7. Установка вводов 6—10 кВ на большой ток на крышке трансформаторов IV габарита.

1 — стальная плита, приваренная к крышке; 2 — прорезь в плите, заваренная немагнитным металлом; 3 — фасонный вырез в крышке.



Вводы 0,5—35 кВ у большинства трансформаторов монтируются на крышке бака. Для примера на рис. П6-5 показано расположение вводов у силового трансформатора общего назначения мощностью 1000 кВ·А на напряжения 35 кВ и 400 В. Сейчас расположение вводов на стандартных трансформаторах выполняется по частным стандартам, где определено строгое размещение всех наружных узлов, в том числе и вводов (рис. П6-6). Но есть трансформаторы, у которых составные и съемные вводы устанавливаются на стенках баков. Это трансформаторы для комплектных

Таблица П6-2

**Основные технические характеристики составных и съемных вводов для трансформаторов
по ОСТ 16.5.516.001-71 (рис. П6-3 и П6-4)**

Тип ввода	Номинальное напря- жение, кВ	Номинальный рабочий ток, А	Высота, мм			Диаметр, мм			Установочные разме- ры, мм			Масса ввода, кг
			полная	наружной части	нижнего кон- ца стержня	по ребрам изолятора	поврежденной части изоля- тора	резьбы токо- ведущего стержня	диаметр		количество штилек	
									отверстия в крышке	по штиль- кам		
ПНТ-0,5/100-1	0,5	100	120	—	—	40	—	М8	22	—	—	0,24
ПНТ-1/250-1	1	250	200	—	—	50	—	М12	28	—	—	0,76
ПНТ-1/400-1	1	400	230	—	—	70	—	М16	45	—	—	1,54
ПНТ-1/630-1	1	630	235	—	—	70	—	М20	45	—	—	1,87
ПНТ-1/1000-1	1	1000	395	290	—	90	—	М27×1,5	56	—	—	4,96
ПНТ-1/1600-1	1	1600	500	363	—	105	—	М33×2	70	—	—	9,86
ПНТ-1/2000-1	1	2000	535	383	—	105	—	М42×3	70	—	—	14,05
ПНТ-1/3200-1	1	3200	570	405	—	125	—	М48×3	90	—	—	18,70
ПНТ-10/250-2	10	250	222	195	—	130	65	М12	70	125	4	2,42
ПНТУ-10/250-2	10	250	277	250	—	130	65	М12	70	125	4	3,25
ПНТ-10/250-1	10	250	340	195	26	130	65	М12	70	125	4	2,75
ПНТУ-10/250-1	10	250	390	250	26	130	65	М12	70	125	4	3,64
ПНТ-10/400-1	10	400	380	218	30	140	84	М16	90	145	6	4,57
ПНТУ-10/400-1	10	400	430	273	30	140	84	М16	90	145	6	5,69
ПНТ-10/630-1	10	630	380	221	34	140	84	М20	90	145	6	5,10
ПНТУ-10/630-1	10	630	440	276	34	140	84	М20	90	145	6	6,24
ПНТ-10/1000-1	10	1000	608	445	40	155	104	М27×1,5	110	180	6	10,68

Продолжение табл П6-2

Тип ввода	Номинальное напря- жение, кВ	Номинальный рабочий ток, А	Высота, мм			Диаметр, мм			Установочные разме- ры, мм			Масса ввода, кг
			полная	наружной части	нижнего кон- ца стержня	по ребрам изоляции	погуженной части изоля- тора	резьбы токо- ведущего стержня	диаметр		количество шпильки	
ПНТУ-10/1000-1	10	1000	658	495	40	155	104	M27×1,5	110	180	6	11,44
ПНТ-10/1600-1	10	1600	680	487	68	186	126	M33×2	135	200	8	16,89
ПНТУ-10/1600-1	10	1600	730	537	68	186	126	M33×2	135	200	8	19,27
ПНТ-10/2000-1	10	2000	725	507	85	186	126	M42×3	135	200	8	22,21
ПНТУ-10/2000-1	10	2000	775	557	85	186	126	M42×3	135	200	8	25,84
ПНТ-10/3200-1	10	3200	765	537	95	186	126	M48×3	135	200	8	26,85
ПНТУ-10/3200-1	10	3200	815	587	95	186	126	M48×3	135	200	8	29,58
ПНТ-20/250-2	20	250	302	262	—	160	84	M12	90	145	6	6,31
ПНТУ-20/250-2	20	250	377	337	—	184	89	M12	90	145	6	8,91
ПНТ-20/250-1	20	250	510	262	26	160	84	M12	90	145	6	6,84
ПНТУ-20/250/1	20	250	590	337	26	184	84	M12	90	145	6	9,51
ПНТ-20/400-1	20	400	570	318	30	160	84	M16	90	145	6	7,83
ПНТУ-20/400-1	20	400	590	338	30	184	84	M16	90	145	6	10,07
ПНТ-20/630-1	20	630	580	321	34	160	84	M20	90	145	6	8,55
ПНТУ-20/630-1	20	630	600	341	34	184	84	M20	90	145	6	10,70
ПНТ-20/1000-1	20	1000	773	540	40	175	104	M27×1,5	110	180	6	15,02
ПНТУ-20/1000-1	20	1000	788	555	40	200	104	M27×1,5	110	180	6	16,60
ПНТ-20/1600-1	20	1600	845	582	68	185	126	M33×2	135	200	8	21,24
ПНТУ-20/1600-1	20	1600	860	597	68	225	126	M33×2	135	200	8	23,91
ПНТ-20/2000-1	20	2000	890	602	85	185	126	M42×3	135	200	8	27,28

Продолжение табл. П6-2

Тип ввода	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный рабочий ток, А	Высота, мм			Диаметр, мм			Установочные размеры, мм			Масса ввода, кг
			полная	наружной части	нижнего конца стержня	по ребрам изолятора	потрауженной части изолятора	резьбы токоведущего стержня	диаметр		количество шпилек	
									отверстия в крышке	по шпилькам		
ПНТУ-20/2000-1	20	2000	905	617	85	225	126	M42×3	135	200	8	29,93
ПНТ-20/3200-1	20	3200	930	632	95	185	126	M48×3	135	200	8	32,65
ПНТУ-20/3200-1	20	3200	945	647	95	225	126	M48×3	135	200	8	35,36
ПНТ-35/250-1	35	250	700	417	26	205	104	M16	110	180	6	17,81
ПНТУ-35/250-1	35	250	830	547	26	205	104	M16	110	180	6	19,34
ПНТ-35/400-1	35	400	710	417	30	205	104	M16	110	180	6	18,33
ПНТУ-35/400-1	35	400	840	547	30	205	104	M16	110	180	6	19,96
ПНТ-35/400-2	35	400	457	417	—	205	104	M16	110	180	6	17,09
ПНТУ-35/400-2	35	400	587	547	—	205	104	M16	110	180	6	18,49
ПНТ-35/630-1	35	630	710	420	34	205	104	M20	110	180	6	18,98
ПНТУ-35/630-1	35	630	845	550	34	205	104	M20	110	180	6	20,76
ПНТ-35/630-2	35	630	457	420	—	205	104	M20	110	180	6	17,07
ПНТУ-35/630-2	35	630	587	550	—	205	104	M20	110	180	6	18,47
ПНТ-35/1000-1	35	1000	873	605	40	205	104	M27×1,5	110	180	6	22,56
ПНТУ-35/1000-1	35	1000	1003	735	40	205	104	M27×1,5	110	180	6	24,51
ПНТ-35/1600-1	35	1600	945	647	68	240	126	M33×2	135	200	8	29,08
ПНТУ-35/1600-1	35	1600	1075	777	68	240	126	M33×2	135	200	8	37,08
ПНТ-35/2000-1	35	2000	990	667	85	240	126	M42×3	135	200	8	35,55
ПНТУ-35/2000-1	35	2000	1120	797	85	240	126	M42×3	135	200	8	42,13
ПНТ-35/3200-1	35	3200	1030	697	95	240	126	M48×3	135	200	8	41,34
ПНТУ-35/3200-1	35	3200	1160	827	95	240	126	M48×3	135	200	8	50,41

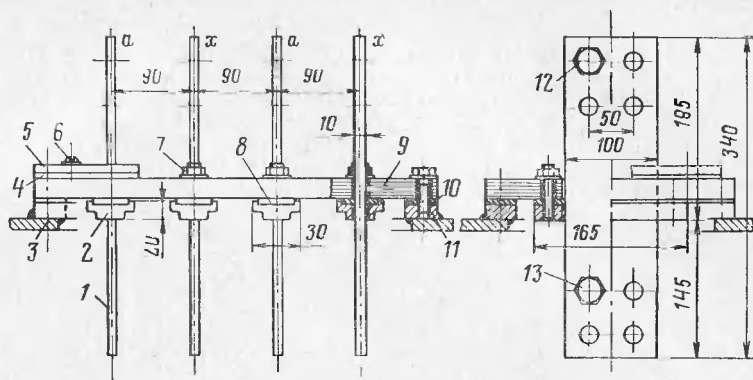


Рис. П6-8. Шинные вводы сечением 10×100 мм.

1 — медная шина, впаянная латунию в обойму; 2 — латунная обойма; 3 — крышка бака; 4 — резиновая прокладка; 5 — треугольная стальная пластина; 6 — стальной винт с шайбой, уплотненный асбестовым шнуром $\varnothing 1$ мм (для выпуска воздуха из-под гетинаксовой доски 9); 7 — стальная шпилька M12 с гайкой и шайбой (шпилька впаяна латунию в обойму); 8 — резиновая прокладка; 9 — гетинаксовая доска 430×270×20 мм; 10 — резиновая прокладка; 11 — стальной фланец, приваренный к крышке; 12 и 13 — стальные болты M16×50 с гайкой и шайбой; детали 1, 2, 7 и 13 гальванически лужены, деталь 12 оцинкована.

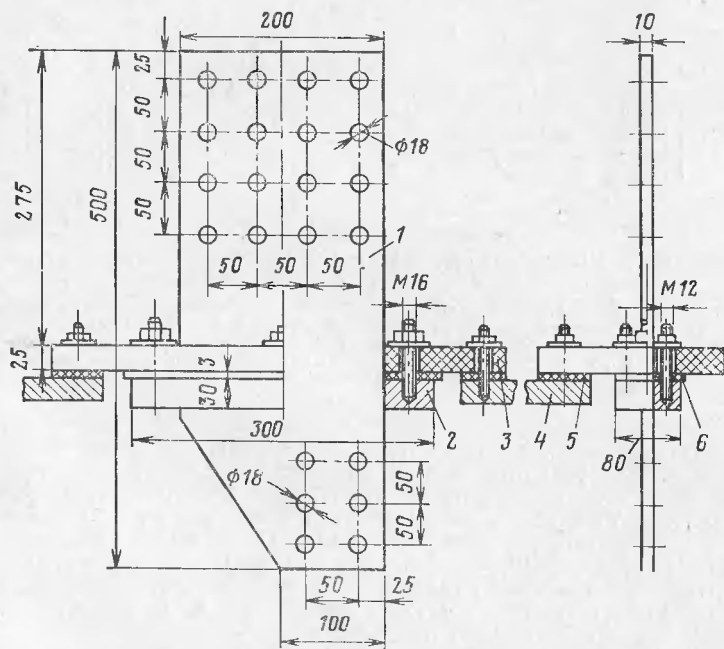


Рис. П6-9. Шинный ввод сечением 10×200 мм.

1 — медная шина, впаянная латунию в обойму; 2 — обойма, изготовленная из медной полосы; 3 — гетинаксовая доска; 4 — крышка бака или фланец, приваренный к крышке; 5 — резиновая прокладка; 6 — паронитовая прокладка.

подстанций, трансформаторы с азотной защитой масла (у них на крышке вообще нет вводов), а также специальные трансформаторы: электропечные и для преобразовательных установок, у которых много вводов и все они на крышке не помещаются. Вводы ВН устанавливаются на стенке бака, как правило, компактно (по углам равностороннего треугольника) с соблюдением необходимых изоляционных расстояний, а вводы НН — в один или несколько рядов.

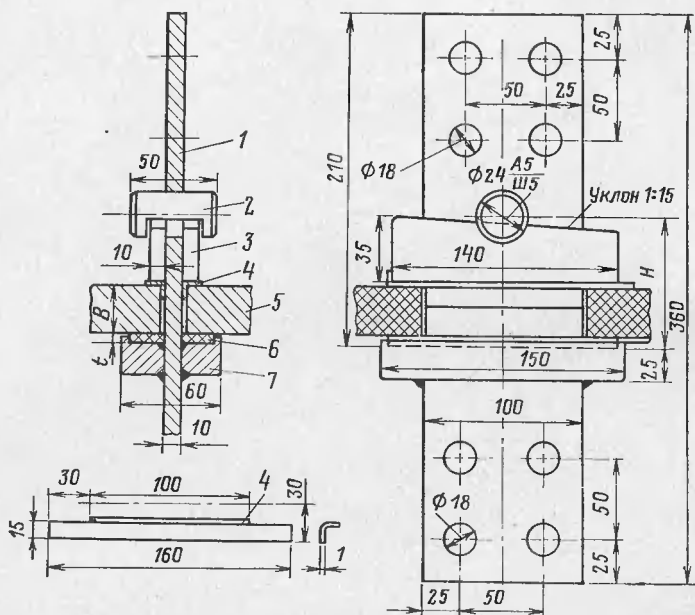


Рис. П6-10. Шинный ввод сечением 10×100 мм с клиновым креплением.

1 — медная шина, впаиваемая латунию в обойму 7; 2 — круглая стальная скоба; 3 — стальной клин; 4 — стальная подкладка (стопор); 5 — гетинаксовая доска; 6 — резиновая или паронитовая прокладка; 7 — обойма из меди или немагнитной стали. (При изготовлении прокладки из паронита углубления в обойме 7 не делать, а поверхность обоймы под прокладку обработать.)

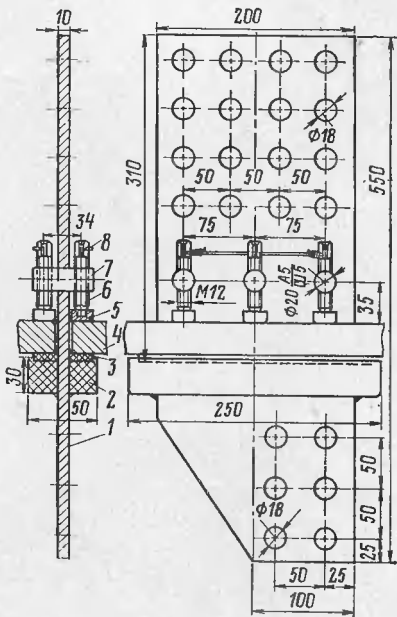
При больших рабочих токах в ферромагнитном материале крышки трансформатора вблизи ввода могут возникать значительные вихревые токи, которые способны нагревать металл до недопустимо высоких температур. Для ограничения вихревых токов в крышке делают фасонный вырез 3 (рис. П6-7), общий для вводов НН всех трех фаз. Вырез перекрывают стальной плитой 1, которую приваривают к крышке. Стальная плита имеет отверстия и шпильки для установки вводов, а также прорези 2 между отверстиями. Прорези заваривают немагнитным сплавом.

Низковольтные многоамперные вводы. Электропечные и преобразовательные трансформаторы имеют на стороне НН низкие

напряжения (до 200 В и реже до 500 В) и большие токи (более 1000 А). Кроме того, эти трансформаторы изготавливаются для питания мощных электроприемников, которые требуют для нормального технологического процесса большого количества вводов НН.

Рис. П6-11. Шинный ввод сечением 10×200 мм с винтовым креплением.

1 — медная шина, впаянная лагунью в обойму 2; 2 — обойма из меди или немагнитной стали; 3 — резиновая или паронитовая прокладка (см. примечание к рис. П6-10); 4 — гетинаксовая доска; 5 — стальная стаканчик; 6 — стальной винт; 7 — круглая стальная перекладина; 8 — медная проволока Ø 2 мм.



В таких случаях применяются наиболее дешевые и компактные шпильные вводы.

Сечения наружных шиинных вводов, работающих в воздухе, выбираются по табл. П6-3.

Таблица П6-3

Сечения шинных вводов

Допустимый ток, А	Размеры шин, мм	Допустимый ток, А	Размеры шин, мм
1220	6×80	1930	10×100
1400	8×80	2150	12,5×100
1575	10×80	3750	10×200

Шинные вводы разных конструкций показаны на рис. П6-8—П6-11 (подробно описаны в предыдущем издании настоящей книги и никаких изменений не претерпели).

При очень больших вторичных токах трансформатора (50—100 кА) шинные вводы нельзя применять, так как они будут сильно нагреваться. У таких трансформаторов применяются трубчатые вводы (рис. П6-12), в которых циркулирует вода или трансформа-

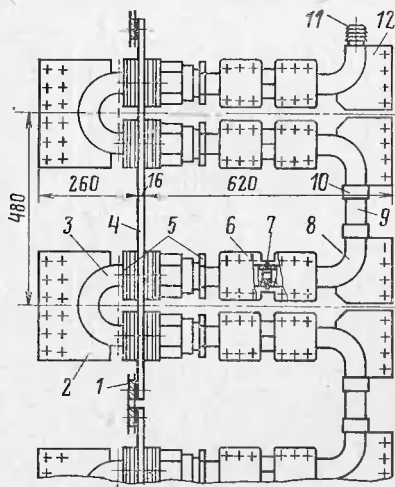


Рис. П6-12. Трубчатые вводы.

1 — стальной фланец вокруг отверстия в стенке бака; 2 — латунная пластина толщиной 20 мм для присоединения отводов (компенсаторов), спаянная с трубой 3; 3 — медная труба $\varnothing$ 30/50 мм; 4 — латунная плита; 5 — детали уплотнения трубы 3 в плите 4; 6 — разъемная гайка; 7 — резиновая шайба — уплотнение стыка труб 3 и 8; 8 — медная труба наружного элемента ввода; 9 — резиноканевый рукав, соединяющий трубы 8; 10 — латунный комут; 11 — наконечник для присоединения рукава с охлаждающей жидкостью; 12 — латунная пластина толщиной 20 мм для присоединения наружных гибких шин, спаянных с трубой 8.

торное масло, поступающие из системы охлаждения трансформатора. Трубчатые вводы устанавливаются на стенке или на крышке бака на плите из немагнитного материала, приваренной к баку для уменьшения вихревых токов.

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

БАКИ

Трансформатор, заполненный жидким диэлектриком, имеет бак, являющийся одновременно и масляным резервуаром, и элементом охлаждения трансформатора, и механической основой, соединяющей воедино все узлы и детали трансформатора. Поэтому бак должен отвечать следующим требованиям.

- а) маслоплотность всех разъемных и неразъемных соединений;
- б) надежность крепления в баке активной части и других деталей и узлов, работающих в масле;
- в) эффективная работа и удобство в эксплуатации системы охлаждения;
- г) механическая прочность самого бака и крепления на нем всех комплектующих изделий и арматуры при работе, эксплуатации (включая вакуумную сушку) и возможных перемещениях трансформатора;
- д) антикоррозионная устойчивость металлических покрытий при длительной работе под открытым небом;
- е) экономичность конструкции в смысле использования внутреннего объема бака и снижения массы бака, масла и всего трансформатора;
- ж) эстетичность внешнего вида трансформатора в сборе.

В соответствии с этими требованиями для каждой группы трансформаторов выполняют баки различной конструкции и конфигурации.

Ранее подавляющее большинство баков имели овальную форму. Такие баки выполняются в основном и сейчас. Принципы их конструирования (выбор размеров, материалов и пр.), изложенные

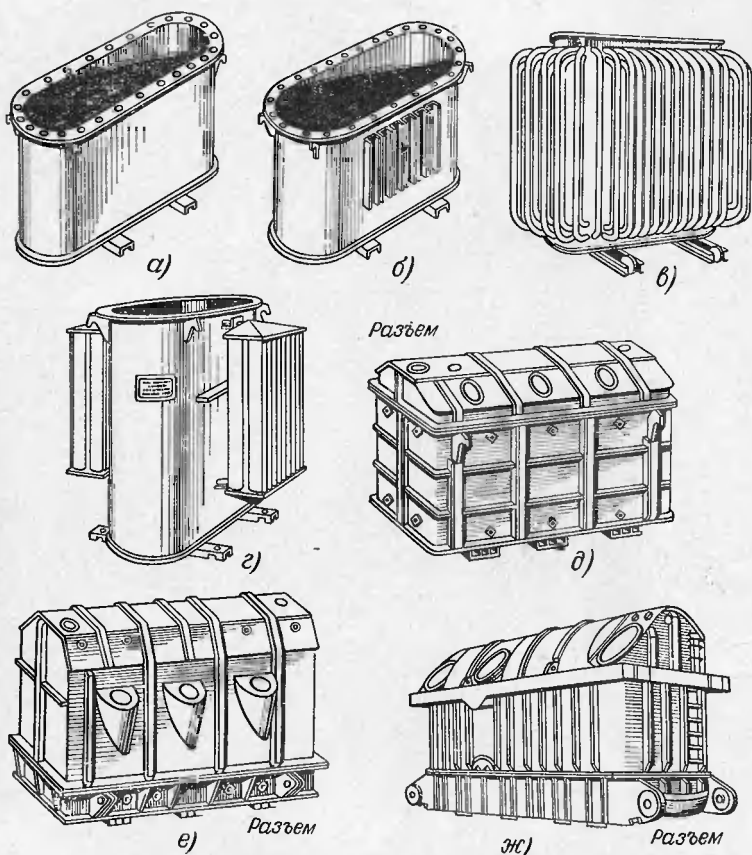


Рис. П7-1. Баки силовых трансформаторов.

а — гладкий; б — ребристый; в — трубчатый; г — радиаторный; д — с верхним разъемом; е — колокольного типа (с нижним разъемом); ж — усиленный с несущей балкой.

в предыдущем издании книги, почти не изменились. Проведена нормализация отдельных элементов баков: толщин стенок, доньев и крышек баков, балок жесткости, узлов крепления активной части в баке и т. п. Полная нормализация и унификация баков из-за большой их разнотипности невозможна.

На рис. П7-1, а—ж показаны наиболее распространенные типы баков современных трансформаторов, а на рис. П7-2 — бак трансформатора типа ТМ-5600/35.

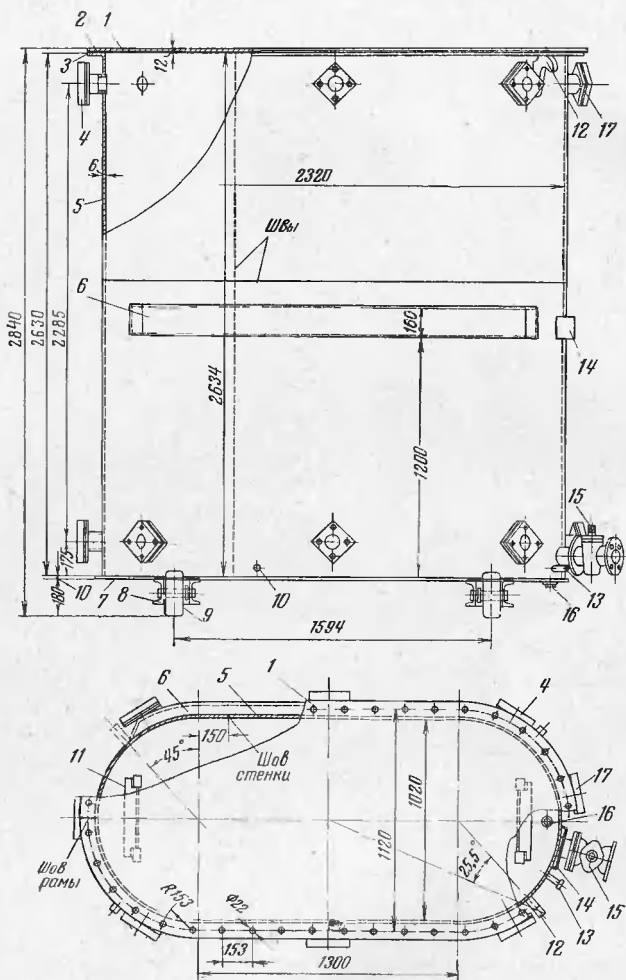


Рис. П7-2. Бак трансформатора 35 кВ мощностью 5600 кВ·А.

1 — крышка; 2 — резиновая прокладка; 3 — верхняя рама; 4 — плоский кран для присоединения радиатора; 5 — стенка; 6 — балка; 7 — дно; 8 — швеллер для крепления катков; 9 — каток; 10 — гайка для заземления бака; 11 — упорный угольник на дне бака для поддомкрачивания; 12 — подъемный крюк; 13 — пробка для взятия пробы масла; 14 — пластина для прикрепления паспортной таблички трансформатора; 15 — спускной кран; 16 — пробка в дне бака для спуска остатков масла; 17 — патрубок с плоским краем для присоединения термосифонного фильтра.

Намечается тенденция к все большему использованию баков прямоугольной, многоугольной, круглой и квадратной форм. Иногда изготавливают баки сложной конфигурации. Ремонтный персонал также при необходимости пристраивает к существующему баку дополнительную емкость (различной формы) для размещения погружных узлов и деталей (например, переключающих устройств).

ПРИЛОЖЕНИЕ 8

ПРИСПОСОБЛЕНИЯ ДЛЯ ПОДЪЕМА И ПЕРЕМЕЩЕНИЯ

Все отечественные трансформаторы в зависимости от габаритов и массы имеют различные приспособления для подъема и перемещения.

Трансформаторы мощностью до 1600 кВ·А и напряжением до 35 кВ включительно имеют тележку из двух пар швеллеров, приваренных ко дну бака параллельно малой оси, и переставные катки для продольного и поперечного передвижения.

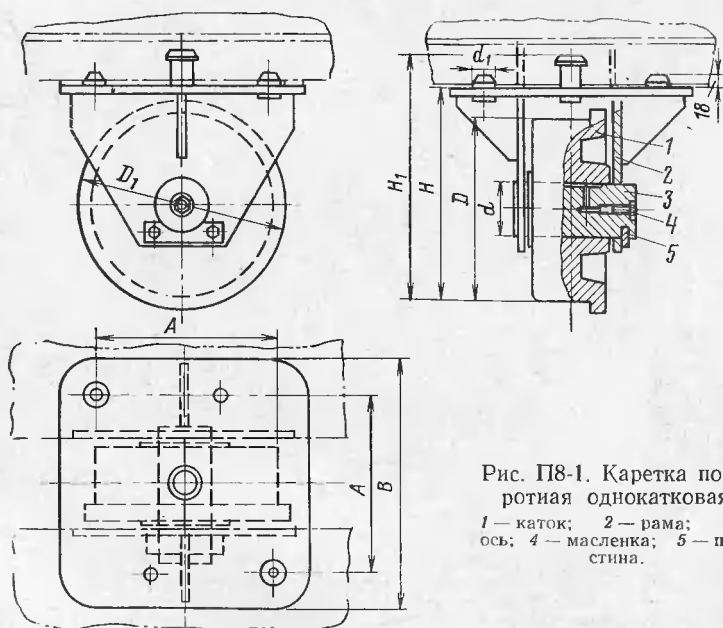


Рис. П8-1. Каретка поворотная однокатковая.

1 — каток; 2 — рама; 3 — ось; 4 — масленка; 5 — пластина.

При поперечном передвижении ось катка вставляется в отверстие в швеллерах; при продольном передвижении ось катка крепится к пластинам, устанавливаемым вертикально на уровне швеллеров и привариваемым к последним.

У трансформаторов большей мощности для перемещения служит съемная тележка. Катки на тележке не переставляются, а укрепляются на поворотных каретках, позволяющих передвигать

трансформатор по прямолинейному пути в продольном и поперечном направлениях.

Разрабатывается отраслевой стандарт, устанавливающий два вида кареток: однокатковые и двухкатковые.

Оба типа кареток показаны на рис. П8-1 и П8-2, а их характеристики, основные размеры и массы приведены в табл. П8-1.

Выпускается и стандарт на катки. Катки по этому стандарту мало чем отличаются от применявшихся ранее и приведенных в предыдущем издании книги (уточняются некоторые размеры и изменяется масса при переходе на другие материалы). Катки номинальной нагрузки до 10^5 Н (10^4 кгс) включительно, как и ранее, чугунные литые (марка чугуна СЧ 18-36), катки для больших нагрузок — стальные с латуной впрессованной втулкой (марка стали 55ЛП,

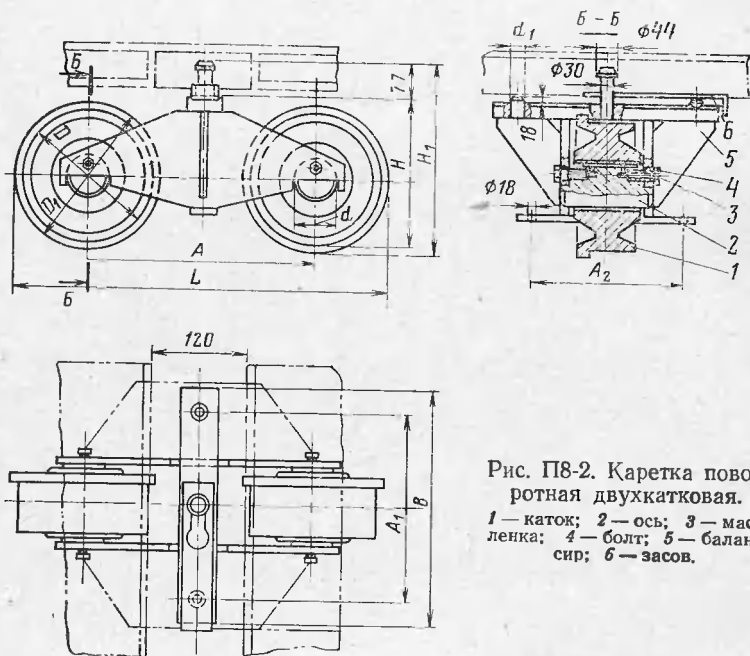


Рис. П8-2. Каретка поворотная двухкатковая.

1 — каток; 2 — ось; 3 — масленка; 4 — болт; 5 — балансир; 6 — засов.

марка латуни ЛС-59-1Л). Катки номинальной нагрузки до $3 \cdot 10^4$ Н ($3 \cdot 10^3$ кгс) гладкие для передвижения трансформатора по горизонтально уложенным швеллерам, катки для нагрузок $6 \cdot 10^4$ Н ($6 \cdot 10^3$ кгс) и выше могут быть гладкие, а могут быть с ребордой для передвижения по железнодорожным рельсам.

На трансформаторах мощностью до 2500 кВ·А и напряжением до 35 кВ включительно применяются гладкие катки, на трансформаторах мощностью 4000—16 000 кВ·А и напряжением 35 кВ применяются и гладкие катки, и с ребордой, а на трансформаторах большей мощности, а также на всех трансформаторах классов напряжения 110 кВ и выше применяются только катки с ребордой.

Каретки поворотные для тележек трансформаторов

Грузоподъем- ность каретки, 10 ⁴ Н (10 ³ кгс)	Тип применя- емых катков	Размеры, мм (рис. П8-1 и П8-2)										Масса карет- ки, кг	
		A	A ₁	A ₂	D	D ₁	L	B	H	H ₁	d		d ₁
А. Однокатковые													
3	I-I-3	160	—	—	150	—	—	240	185	45	30	15,6	
6	I-II-6	230	—	—	220	260	—	310	315	260	55	30	36,0
10	I-II-10	310	—	—	300	340	—	410	395	340	75	30	74,5
12	II-II-12	240	—	—	250	285	—	340	351	296	75	30	62,0
18	II-II-18	310	—	—	300	335	—	410	401	346	90	30	98,0
Б. Двухкатковые													
24	II-II-12	330	320	242	250	285	646	400	299	393	75	30	108,7
36	II-II-18	420	360	242	300	335	755	450	357	452	90	30	172,8
44	II-II-22	480	400	274	350	385	865	500	407	501	100	38	254,9
56	II-II-28	530	440	274	400	435	955	550	455	550	115	38	343,0

Установка катков и поворотных кареток выполняется по ГОСТ 11677-65.

За ширину колеи для гладких катков принимается расстояние между их средними линиями, для катков с ребордой — между основаниями реборд, обращенных внутрь железнодорожного полотна.

Стандарт устанавливает следующие ширины колеи: для гладких катков: 550, 660, 820, 1070 и 1594 мм; для катков с ребордой: 1524, 2000, 2500 и 3000 мм.

Для трансформаторов массой до $2 \cdot 10^5$ кг предусматривается по одной колее как для продольного, так и для поперечного передвижения. При массах трансформаторов $(2 \div 2,55) 10^5$ кг для поперечного передвижения предусматриваются две спаренные колеи (по трем рельсам), при массах $(2,55 \div 3) 10^5$ кг — две отдельные колеи (по четырем рельсам) и при массах свыше $3 \cdot 10^5$ кг — три отдельные колеи (по шести рельсам). Для продольного передвижения всех трансформаторов, имеющих катки с ребордой, выполняется одна колея шириной 1524 мм (нормальная колея, принятая для железных дорог СССР и многих других стран).

Трансформаторы полной массой до 200 т согласно ГОСТ 11677-65 должны иметь приспособления для подъема полностью смонтированного и залитого маслом трансформатора. Эти приспособления могут быть самые различные: крюки, рым-болты, скобы. У трансформаторов полной массой 200 т и более выполняются специальные приспособления только для частичного поочередного подъема каждой стороны бака на высоту, достаточную для поворота кареток на угол 90° при изменении направления движения. Это скобы для упора головок домкратов. На баке приваривают четыре скобы симметрично относительно центра тяжести трансформатора. Для подъема тяжелых трансформаторов с отрывом от земли наибольшее применение находят крюки, совмещенные с вертикальными балками жесткости бака. Таких крюков иногда бывает по восемь штук.

Некоторые заводы нормализовали подъемные устройства. На московском электрозаводе имени В. В. Куйбышева действует СТП 6БТ.799.00-71 «Устройства подъемные», устанавливающий четыре разновидности подъемных устройств: а) для установки на баке между вертикальными жесткостями; б) для установки на баке под вертикальной жесткостью; в) для установки на цилиндрическом участке стенки бака; г) для установки на нижней части бака.

Эти устройства предусматривается использовать не только для подъема трансформатора, но и для буксировки трансформатора по рельсовому пути в поперечном направлении.

ПРИЛОЖЕНИЕ 9

АРМАТУРА ТРАНСФОРМАТОРА

Арматура трансформатора — это вспомогательные устройства, выполняющие различные функции по поддержанию работоспособности и контролю исправного состояния трансформатора в целом и его отдельных частей.

Арматура трансформатора состоит из следующих элементов: 1) расширителя; 2) предохранительной трубы; 3) термосфонного фильтра (одного или двух); 4) воздухоосушителя; 5) газового реле; 6) реле минимального уровня масла; 7) приборов для измерения температуры масла в баке; 8) маслозапорной арматуры (задвижек, кранов, вентилей и пробок).

1. Расширитель. Расширитель — это резервуар, чаще всего цилиндрической формы, в котором трансформаторное масло соприкасается с воздухом. Уровень масла в расширителе может изменяться в зависимости от температуры масла; для наблюдения за ним расширитель имеет маслоуказатель, монтируемый на одном дне. Другое дно, как правило, съемное для чистки и окраски внутренней поверхности расширителя при ремонте. У расширителей больших диаметров (у мощных трансформаторов) вместо съемного дна может быть люк.

Расширители различаются емкостью. Емкость расширителя выбирается по шкале, но должно быть не менее 7,7% объема масла в баке трансформатора. Расширители, изготавливаемые на всех отечественных трансформаторных заводах, нормализованы. Конструктивные характеристики этих расширителей приводятся в табл. П9-1.

На дне расширителя возле маслоуказателя контрастной краской наносятся риски, соответствующие уровням масла в расширителе при температурах +15, +40 (максимальный уровень) и —45°C (минимальный уровень). Положение этих рисков показано на рис. 10-5.

Кроме того, показан размер — высота выступания соединительного патрубка внутрь над поверхностью расширителя. Все размеры в зависимости от диаметров расширителей приведены в табл. П9-1.

Маслоуказатели применяются разных типов. У расширителей диаметром 200—470 мм применяются плоские маслоуказатели (рис. П9-1), а диаметром 470 мм и выше — трубчатые, в том числе: 1) у расширителей с диаметрами 470 и 690 мм — по рис. П9-2,а; 2) с диаметрами 940, 1260 и 1570 мм — по рис. П9-2,б.

Таблица П9-5

Основные характеристики нормализованных расширителей

Полный объем, $\text{м}^3 \cdot 10^{-3}$	Размеры расширителя, мм			Диаметр соедини- тельного патрубка, мм	Масса масла, кг	
	внутренний диаметр	длина	толщина стенок		в расши- рителе	в трансфор- маторе
10	200	320	1,4	19,05	4,3	60
12	200	380	1,4	19,05	5,1	75
16	200	510	1,4	19,05	6,9	100
20	200	640	1,4	19,05	8,15	125
25	250	510	1,4	19,05	11	180
32	250	650	1,4	19,05	14	230
40	250	810	1,4	19,05	17	290
50	310	660	1,4	19,05	21	400
60	310	800	1,4	19,05	26	475
80	310	1060	1,4	19,05	34	640
100	310	1320	1,4	19,05	42	800
125	470	720	1,4	50,80	54	970
160	470	920	1,4	50,80	68	1250
200	470	1150	1,4	50,80	85	1560
250	470	1440	1,4	50,80	105	1950
320	470	1840	1,4	50,80	135	2500
400	690	1070	2,0	50,80	170	3300
500	690	1340	2,0	50,80	215	4150
630	690	1680	2,0	50,80	270	5200
800	690	2140	2,0	50,80	340	6600
1000	940	1420	3,0	76,20	420	9000
1250	940	1800	3,0	76,20	530	11 200
1600	940	2310	3,0	76,20	680	14 300
2000	940	2820	3,0	76,20	830	17 900
2500	1260	2000	4,0	76,20	1060	23 500
2800	1260	2250	4,4	76,20	1190	26 000
3150	1260	2520	4,4	76,20	1330	29 500
3550	1260	2820	4,4	76,20	1490	33 000
4000	1260	3200	4,4	76,20	1690	37 500
4500	1260	3610	4,4	76,20	1900	42 000
5000	1570	2580	4,4	76,20	2110	48 000
5600	1570	2890	4,4	76,20	2370	53 000
6300	1570	3250	4,4	76,20	2660	60 000
7100	1570	3650	4,4	76,20	2990	68 000
8000	1570	4120	4,0	76,20	3380	76 000
9000	1570	4650	4,0	76,20	3810	86 000
10 000	1570	5150	4,0	76,20	4220	95 000

Примечания: 1. Для каждого объема расширителя дано максимально допустимое значение массы масла в трансформаторе. В тех случаях, когда расчетная масса масла не совпадает со значениями, указанными в таблице, объем расширителя принимается соответственно больший.

2. Зависимости между объемами расширителей и массами масла в трансформаторах справедливы при: а) коэффициенте объемного расширения трансформаторного масла $0,007^\circ\text{C}^{-1}$; б) плотности масла 880 кг/м^3 .

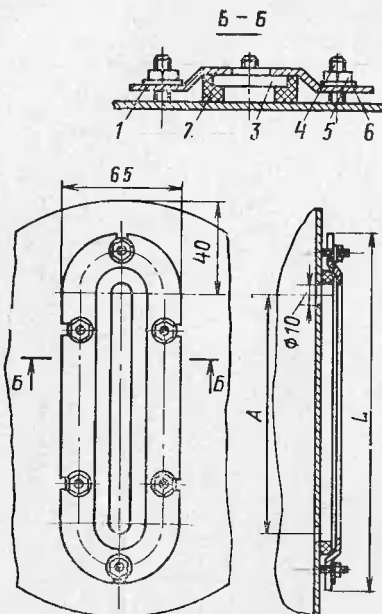


Рис. П9-1. Плоский маслоуказатель.

1 — фланец; 2 — резиновая прокладка; 3 — стекло с делениями; 4 — шпилька, приваренная к дну расширителя; 5 — гайка; 6 — шайба.

Размеры, мм

Диаметр расширителя	L	A	Масса, кг
220	185	120	0,21
250	230	165	0,26
310	230	165	0,23
470	415	350	0,45

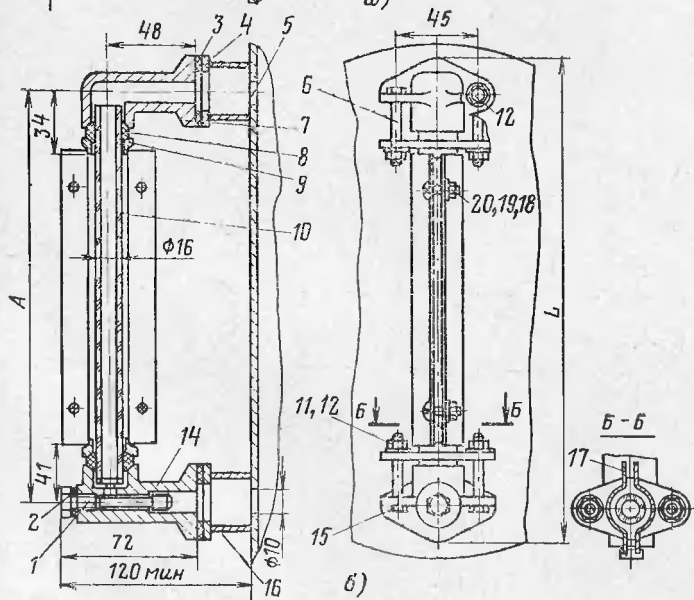
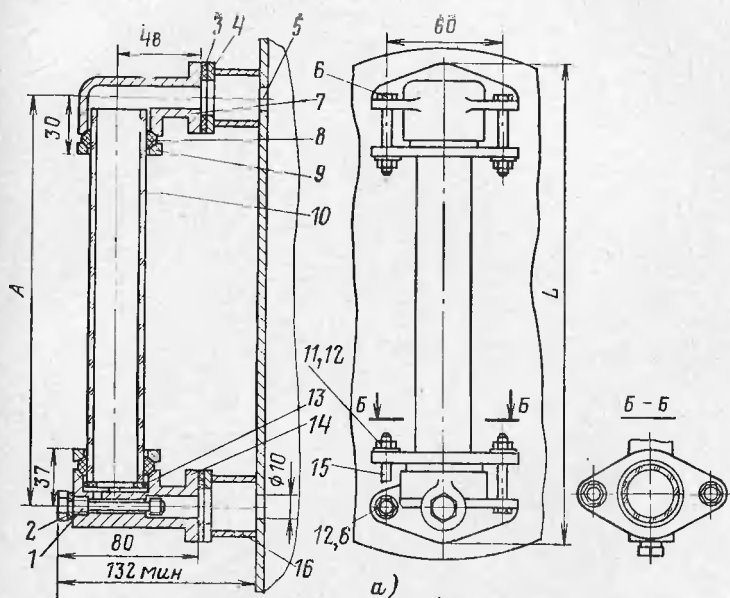
На трансформаторах мощностью 10 МВ·А и более устанавливаются стрелочные маслоуказатели, изготавливаемые по ОСТ 16.5.441.001-71. Стрелочный маслоуказатель не только показывает уровень масла в расширителе, но и выполняет функцию реле уровня масла (см. п. 6 настоящего приложения), для этого имеет магнитоуправляемый контакт, замыкающий цепь электрической сигнализации при снижении уровня масла в расширителе ниже

Рис. П9-2. Трубчатые маслоуказатели.

а — для расширителей диаметром 470 и 690 мм; б — для расширителей диаметром 940, 1260 и 1570 мм; 1 — специальный болт; 2 и 3 — резиновые прокладки; 4 — фланец, приваренный к патрубку 16 расширителя; 5 — окно в дне расширителя; 6 и 15 — болты для крепления и подтяжки уплотнений; 7 — колено; 8 и 13 — резиновые уплотнения маслостойкой трубки; 9 — фланец; 10 — стеклянная маслостойкая трубка; 11 — гайка; 12 — шайба; 14 — колено; 16 — патрубок, приваренный к дну расширителя; 17 — кожух, защищающий стеклянную трубку; 18—20 — крепежные детали кожуха.

Размеры, мм

Диаметр расширителя	L	A	Масса, кг
470	446	406	1,15
690	667	627	1,36
940	915	875	1,65
1260	1232	1192	1,90
1570	1540	1500	2,15



допустимого. Стандартом предусмотрены два исполнения маслоуказателя: исполнение 1 — для расширителей со встроенной оболочкой и исполнение 2 — для расширителей общепромышленной конструкции без встроенных элементов защиты от увлажнения и окисления масла. Исполнение 2 показано на рис. П9-3,а. На рис. П9-3,б показана схема установки маслоуказателя этого исполнения на дне расширителя.

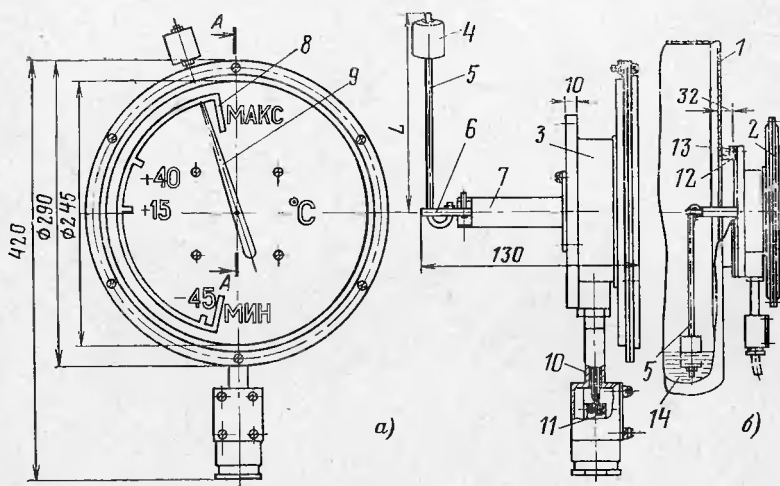


Рис. П9-3. Стрелочный маслоуказатель общепромышленной конструкции.

а — устройство; б — схема установки на расширителе; 1 — дно расширителя; 2 — крышка циферблата маслоуказателя со стеклом; 3 — корпус маслоуказателя; 4 — поплавок; 5 — рычаг маслоуказателя; 6 — ось стрелки; 7 — трубка; 8 — шкала циферблата; 9 — стрелка маслоуказателя; 10 — коробка зажимов; 11 — клеммник для подсоединения проводов сигнализации; 12 — резиновое уплотнение; 13 — фланец, приваренный к дну расширителя; 14 — трансформаторное масло.

Размеры, мм

Диаметр расширителя	L	Масса, кг
470	175	3,66
690	285	3,67
940	405	3,68
1260	585	3,68
1570	725	3,69

2. Предохранительная труба. На масляных трансформаторах мощностью 1000 кВ·А и выше устанавливается предохранительная труба (рис. П9-4). Труба имеет коленообразную форму и заканчивается стеклянной мембраной, толщина которой зависит от диаметра трубы (см. § 10-2).

Внутренняя полость предохранительной трубы для поддержания там атмосферного давления соединяется с верхней частью расширителя (см. рис. 10-6).

При внезапном повышении давления внутри трансформатора сверх 50—100 кПа (0,5—1 ат) мембрана выбивается и масло выбрасывается через трубу, остальные узлы трансформатора механических повреждений не получают.

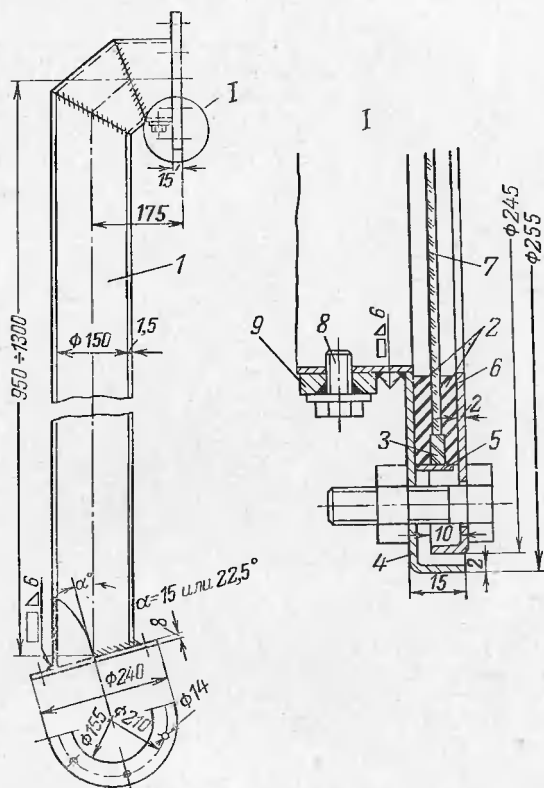


Рис. П9-4. Предохранительная труба.

1 — цилиндр предохранительной трубы; 2 — резиновые шайбы $\varnothing 155/195 \times 6$ мм; 3 — резиновая шайба $\varnothing 182/195 \times 4$ мм; 4 — фланец, приваренный к трубе; 5 — упорное кольцо $\varnothing 200/103 \times 10$ мм, приваренное в шести местах к фланцу 4; 6 — фланец; 7 — стеклянная мембрана $\varnothing 185$ мм; 8 — пробка для выпуска воздуха; 9 — асбестовое уплотнение.

3. Термосифонный фильтр. На всех масляных трансформаторах применяются устройства для непрерывной очистки масла от продуктов старения. У трансформаторов с циркуляционными системами охлаждения (ДЦ и Ц) такие устройства являются элементами системы охлаждения. Адсорберы включаются параллельно охладителям,

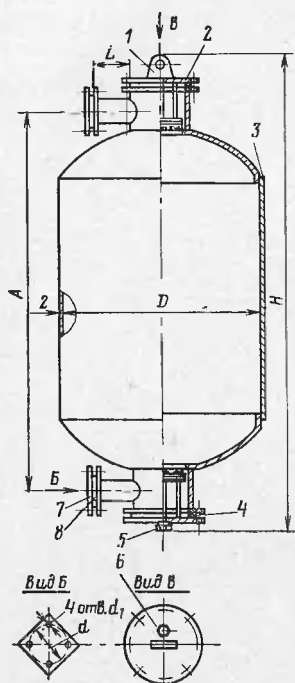


Рис. П9-5. Термосифонный фильтр.

1 — скоба для подъема фильтра при монтажных работах; 2 — заглушка; 3 — корпус фильтра; 4, 6 и 8 — резиновые уплотнения; 5 — пробки для выпуска воздуха и слива остатков трансформаторного масла; 7 — корпус плоского крана или фланец задвижки.

и через них проходит часть циркулирующего масла. У трансформаторов с системами охлаждения М и Д (с естественной циркуляцией масла) для этой цели устанавливаются термосифонные фильтры. Движение масла в них осуществляется под действием конвекции за счет разности температур в верхнем и нижнем патрубках.

Термосифонные фильтры всех трансформаторов мощностью 1000 кВ·А и выше нормализованы. Установлены типы фильтров, в обозначении которых указывается масса силикагеля, засыпаемого в них (в зависимости от массы масла в трансформаторе).

Конструкция нормализованных фильтров показана на рис. П9-5, а их характеристики и размеры даны в табл. П9-2.

На трансформаторах с массой масла свыше 16 до 30 т устанавливаются по два одинаковых фильтра с общей массой силикагеля, составляющей 1% массы масла, а с массой масла свыше 30 т—0,8%.

Эти термосифонные фильтры рассчитаны на применение в качестве сорбента силикагеля марки КСК по ГОСТ 3956-54 (кускового или гранулированного). Но могут использоваться и другие сорбенты (окись алюминия, алюмогель и пр.). При этом масса сорбента пересчитывается соответственно его плотности.

Таблица П9-2

Термосифонные фильтры

Тип филт- ра	Размеры, рис. П9-5, мм						Масса, кг		
	D	A	H	L	d	d ₁	масла в трансформаторе	силикагеля	филт-ра
ТФ-16	262	760	1026	175	110	14	800—1600	16	20,3
ТФ-25	262	1200	1466	175	110	14	1600—2500	25	24,5
ТФ-40	360	1206	1466	175	110	14	2500—4000	40	25,3
ТФ-63	360	1450	1776	200	150	22	4000—6300	63	42,1
ТФ-100	585	1100	1426	200	150	22	6300—10 000	100	45,2
ТФ-160	585	1440	1766	200	150	22	10 000—16 000	160	57,2

При ремонте трансформаторов могут применяться термосифонные фильтры и других конструкций, но эти конструкции должны позволять производить перезарядку сорбента без слива масла из бака трансформатора.

4. Воздухоосушитель. Через воздухоосушитель осуществляется сообщение верхней полости расширителя, заполненной воздухом, с окружающим воздухом, т. е. он является фильтром воздуха, входящего в расширитель при понижении уровня масла. Фильтрующим материалом служит сорбент, в качестве которого может использо-

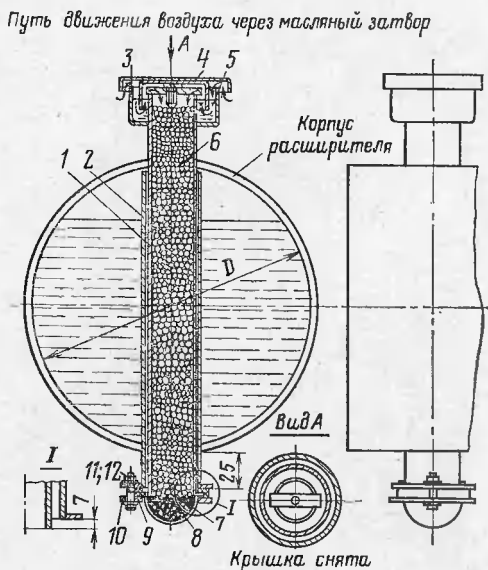


Рис. П9-6. Воздухоосушитель, встроенный в расширитель.

1 — внутренняя труба, вваренная в верхнюю часть корпуса расширителя; 2 — наружная труба, вваренная в нижнюю часть корпуса расширителя; 3 — чашечка масляного затвора, приваренная к внутренней трубе 1; 4 — крышка воздухоосушителя с разделительной перегородкой масляного затвора; 5 — трансформаторное масло в затворе; 6 — влагопоглощающий сорбент; 7 — индикаторный сорбент; 8 — прозрачный коллак; 9 — резиновое уплотнение; 10 — фланец; 11 и 12 — детали для крепления и подтяжки фланца.

ваться любой влагопоглотитель: силикагель, цеолит и пр. До попадания наружного воздуха в воздухоосушитель он проходит через масляный затвор, предохраняющий сорбент от быстрого увлажнения за счет его гигроскопичности. За состоянием сорбента можно наблюдать через специальное устройство (смотровое стекло или прозрачный коллак), засыпанное индикаторным силикагелем ГОСТ 8984-59, изменяющим свой цвет по мере увлажнения.

Конструкция воздухоосушителя зависит от габаритов трансформатора. На трансформаторах III габарита, имеющих расширители диаметром до 470 мм, применяются воздухоосушители, встроенные в расширители (рис. П9-6). Они изготавливаются по отраслевому

стандарту ОСТ 16.5.516.004-71. На трансформаторах больших габаритов, имеющих расширители диаметром 690 мм и выше, применяется выносной воздухоосушитель, соединяемый с расширителем трубой и устанавливаемый на стенке бака трансформатора (рис. П9-7).

5. Газовое реле. Газовое реле — это элемент релейной защиты трансформатора от внутренних повреждений, устанавливаемый непосредственно на трансформаторе, на маслопроводе, соединяющем бак трансформатора с расширителем. Газовое реле устанавливается на масляных трансформаторах мощностью 1000 кВ·А и выше.

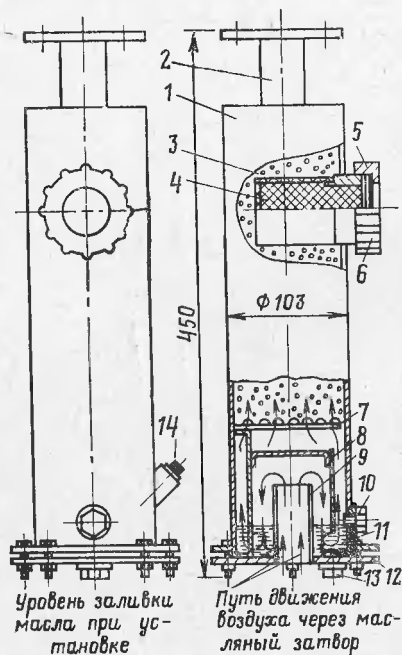


Рис. П9-7. Выносной воздухоосушитель.

1 — корпус воздухоосушителя; 2 — фланец для подсоединения к трансформатору; 3 — влагопоглощающий сорбент; 4 — сетчатый патрон с индикаторным сорбентом; 5 — крышка патрона; 6 — смотровое стекло; 7 — решетка с сеткой; 8 — стенка масляного затвора; 9 — входная трубка; 10 — пробка для слива масла до нормального уровня в затворе; 11 — трансформаторное масло; 12 — дно масляного затвора; 13 — пробка для слива остатков масла из затвора; 14 — пробка для заливки масла в затвор.

До 1966 г. в трансформаторостроении применялось газовое реле поплавкового типа ПГ-22 (см. 2-е издание настоящей книги). Теперь применяется более простое и дешевое газовое реле чашечного типа РГЧЗ-66 конструкции Запорожского трансформаторного завода (рис. П9-8).

Это газовое реле состоит из двух элементов: сигнального А и выключающего Б. Сигнальный элемент действует при скоплении газа или воздуха в корпусе 1 газового реле и при снижении уровня масла, а выключающий — при отсутствии масла в корпусе реле или при больших скоростях перетока масла из бака трансформатора в расширитель. Элементы газового реле имеют круглые плоскостонные чашечки 10, которые могут поворачиваться вокруг осей 6. Внутри чашечек помещены изоляционные стойки 3 и 7, на их выступах закреплены подвижные контакты 4 и 8. Неподвижные контакты 5 и 2 смонтированы на пластинах, закрепленных на корпусе реле. В нормальном, рабочем состоянии, когда корпус реле заполнен маслом,

обе чашечки находятся в верхнем положении и удерживаются пружинами 11. Контакты разомкнуты. При понижении уровня масла в корпусе реле ниже верхней чашечки она под действием веса оставшегося в ней масла поворачивается вниз и замыкает контакты сигнальной цепи. При дальнейшем снижении уровня масла аналогично срабатывает и выключающий элемент. На скорость масла реагирует лопатка 12, прикрепленная к нижней чашечке. В комплект реле входят три лопатки, соответствующие уставкам скоростей 0,6; 0,9 и 1,2 м/с. Контакты нижней чашечки замыкают цепь отключения трансформатора релейной защиты.

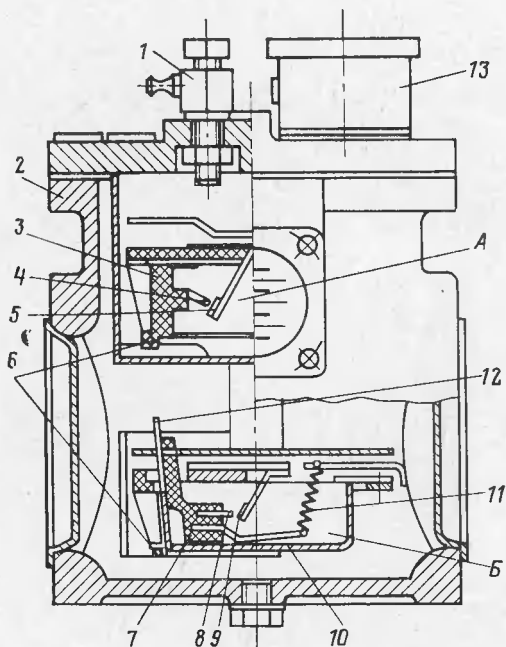


Рис. П9-8. Газовое реле РГЧЗ-66.

1 — верхний краник; 2 — корпус; 3 и 7 — изоляционные стойки; 4 и 8 — подвижные контакты; 5 и 9 — неподвижные контакты; 6 — оси чашечек; 10 — металлические чашечки; 11 — пружина; 12 — лопатка; 13 — клеммная коробка для подсоединения проводов релейной защиты.

6. Реле минимального уровня масла. Трансформаторы мощностью 10 МВ · А и выше снабжаются реле минимального уровня масла, подающим сигнал при снижении уровня масла ниже допустимого. Реле чашечного типа показано на рис. П9-9.

По принципу устройства и работы реле минимального уровня масла аналогично сигнальному элементу газового реле. Реле устанавливается на внутренней стенке съемного дна расширителя. Его основной элемент — алюминиевая плоскодонная чашка 6 с укрепленной в ней изоляционной стойкой 10, в которую впрессована ла-

тунная контактная пластина с серебряным подвижным контактом 9. Два неподвижных контакта 8, также серебряных, крепятся на пластмассовом сегменте 4, установленном на кольце 14 каркаса 3. Неподвижные контакты проводами в изоляционных трубках 13 подсоединяются к шпилькам 12, которые проходят сквозь дно расширителя.

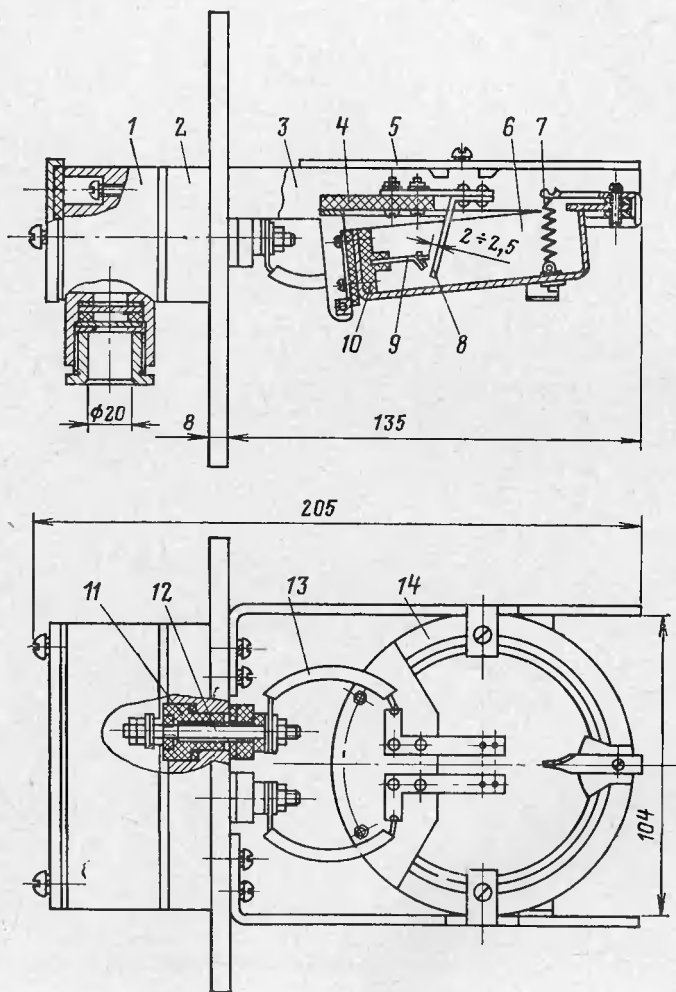


Рис. П9-9. Реле минимального уровня масла.

1 — коробка зажимов для подсоединения проводов цепей сигнализации; 2 — крышка; 3 — каркас; 4 — пластмассовое основание неподвижных контактов; 5 — экран; 6 — металлическая чашка; 7 — пружина; 8 — неподвижный контакт; 9 — подвижный контакт; 10 — изоляционная стойка; 11 — детали уплотнения и изоляции проходных шпилек; 12 — проходная шпилька; 13 — отводы в хлорвиниловых трубках; 14 — кольцо каркаса.

Шпильки изолируются полихлорвиниловыми трубками 11 и уплотняются. К шпилькам в коробке 1 подсоединяются провода цепи сигнализации.

7. Приборы для измерения температуры масла в баке. На трансформаторах до III габарита включительно нашли широкое распространение стеклянные термометры, вставляемые в специальную футорку, укрепляемую на крышке бака. Ранее использовались как спиртовые, так и ртутные термометры, но теперь ввиду опасности попадания ртути внутрь бака при повреждении термометра от ртутных термометров отказались.

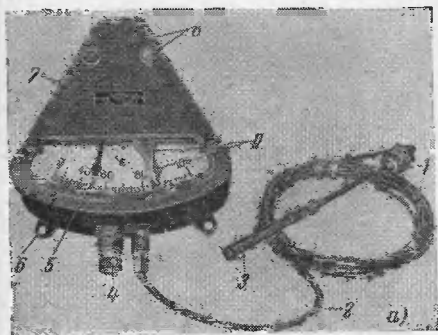
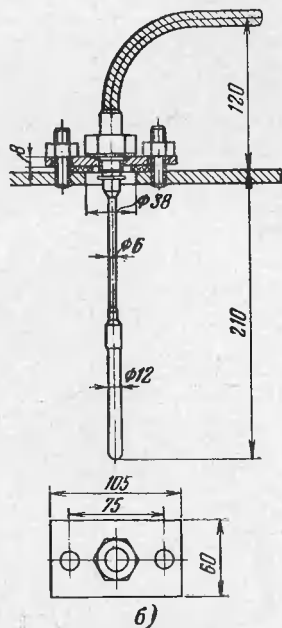


Рис. П9-10. Термометрический сигнализатор типа ТС-100.

а — общий вид; 6 — установка на трансформаторе; 1 — штуцер, ввинчиваемый в гильзу на крышке трансформатора; 2 — капилляр; 3 — термобаллон; 4 — зажимы контактной системы термосигнализатора; 5 — указательная стрелка; 6 — скоба для крепления термосигнализатора; 7 — корпус прибора; 8 — пробки, закрывающие установочные винты переставных контактов; 9 — стрелки переставных контактов.



На мощных трансформаторах применяется термосигнализатор типа ТС-100 (рис. П9-10). Это — сложный пирометр, состоящий из датчика и прибора. Датчиком служит термобаллон 3, устанавливаемый в специальный карман на внутренней поверхности бака трансформатора с помощью штуцера 1. От термобаллона к прибору 7 идет медная капиллярная трубка 2, заполненная керосином. Керосин при изменении температуры изменяет свой объем и передвигает стрелку 5 прибора по шкале. Прибор может включаться в цепь сигнализации, для чего имеет две контактные стрелки 9, устанавливаемые арретирами 8, и зажимы, закрытые гильзой 4.

Прибор не обеспечивает высокой точности измерения температуры и является только как бы индикатором (имеет класс точности 4,0). Он устанавливается обычно на стенке бака трансформатора. Однако от постоянной вибрации, имеющей место при работе трансформатора, стрелка термосигнализатора сбивается и погрешность прибора значительно превышает допустимую. Поэтому при ремонте

трансформатора на месте установки желательно перенести прибор со стенки трансформатора на какую-либо конструкцию, имеющую самостоятельный фундамент (охлаждающее устройство, разрядник, ограждение, стена ячейки и пр.).

8. Маслозапорная арматура. Маслозапорная арматура в зависимости от назначения и габаритов трансформаторов различна.

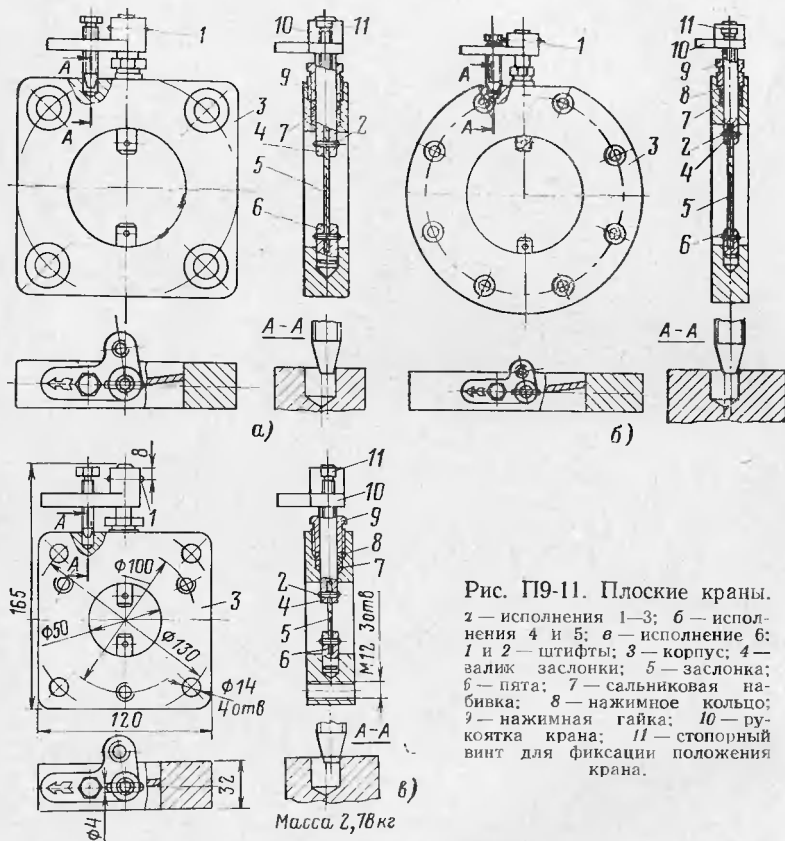


Рис. П9-11. Плоские краны.

2 — исполнения 1—3; 6 — исполнения 4 и 5; 8 — исполнение 6; 1 и 2 — штифты; 3 — корпус; 4 — валик заслонки; 5 — заслонка; 6 — пята; 7 — сальниковая набивка; 8 — нажимное кольцо; 9 — нажимная гайка; 10 — рукоятка крана; 11 — стопорный винт для фиксации положения крана.

Для отбора проб масла применяются краны по отраслевому стандарту ОСТ 16.5.455.002-72 — это обычные латунные краны с условным проходом 15 и 32 мм по ГОСТ 2704-66, у которых сальниковая набивка заменяется уплотнительным кольцом из маслостойкой резины.

Для заливки масла на крышке бака трансформатора устанавливается вентиль. Применяются вентили общего назначения с условным проходом 25, 32 и 50 мм и условным давлением $16 \cdot 10^5 \text{ Па}$ (16 кгс/см^2) по ГОСТ 18162-72. Такие же вентили устанавливаются и на стенке бака для слива и фильтрации масла.

На трубопроводах циркуляционных систем охлаждения мощных трансформаторов и на их баках устанавливаются фланцевые чугунные задвижки с условным проходом 50, 80, 100, 125 и 150 мм и условным давлением 10^6 Па (10 кгс/см^2) по ГОСТ 8437-63.

На патрубках радиаторов трансформаторов мощностью 1000 кВ·А и выше с естественной циркуляцией масла (системы охлаждения М и Д), а также на соединительной трубе расширителя рядом с газовым реле для возможности временного перекрытия потока масла устанавливаются плоские краны, изготавливаемые по отраслевому стандарту ОСТ 16.5.455.001-70. Стандартом предусматриваются шесть исполнений плоских кранов. На рис. П9-11,а показаны исполнения 1, 2 и 3 для условных проходов соответственно 50, 80 и 100 мм; на рис. П9-11,б — исполнения 4 и 5 для условных проходов 125 и 150 мм; на рис. П9-11,в — исполнение 6 для условного прохода 50 мм для установки с газовым реле.

ПРИЛОЖЕНИЕ 10

ОХЛАЖДАЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

Для отвода тепловых потерь от обмоток и активной стали, выделяемых при работе трансформатора, служит охлаждение.

В масляных трансформаторах теплоносителем от источников, выделяющих тепловые потери, к устройствам, отдающим их в охлаждающую среду, является трансформаторное масло (это вторая по важности функция трансформаторного изоляционного масла).

Различаются следующие виды охлаждения масляных трансформаторов:

- М — естественное масляное;
- Д — дутьевое с естественной циркуляцией масла;
- ДЦ — дутьевое с принудительной циркуляцией масла;
- Ц — масляно-водяное с принудительной циркуляцией масла;
- МВ — масляно-водяное с естественной циркуляцией масла.

Охлаждение с направленной циркуляцией масла.

Наибольшее распространение в отечественных трансформаторах нашли виды охлаждения: М, Д, ДЦ и Ц. Охлаждение МВ применяется редко ввиду отсутствия технико-экономической эффективности его устройства и использования.

За рубежом широко применяют циркуляционные системы охлаждения как воздушные, так и водяные с направленной циркуляцией масла через обмотки и магнитопровод аналогично отечественным, описанным в настоящем приложении.

Естественное масляное охлаждение. Трансформаторы малой и средней мощности — до 6300 кВ·А включительно выполняются с охлаждением М.

Принцип этого охлаждения заключается в том, что масло в баке трансформатора, соприкасаясь с активной частью и нагреваясь, под действием конвекции поднимается в верхние слои и затем, соприкасаясь с крышкой и стенкой бака, отдает им тепло и охлаждается. Охлажденные частицы масла движутся вниз вдоль бака. Трансформаторы мощностью до 100 кВ·А имеют гладкие баки, а при большей мощности для увеличения поверхности охлаждения применяют различные средства. На разных этапах трансформаторостроения изготавливались баки с волнистой поверхностью, трубчатые баки и с радиаторами. Теперь изготавливают только баки с радиаторами,

которые могут быть вварными или съемными. Радиатор сообщается с баком двумя патрубками (верхним и нижним). Между этими патрубками при работе трансформатора создается разность температур примерно $20-35^{\circ}\text{C}$ и под ее действием масло по трубам радиаторов движется сверху вниз, как бы ускоряя естественный конвекционный ток масла. Таким образом, конвекционный ток масла в баке является замкнутым, причем максимальные скорости циркуляции масла

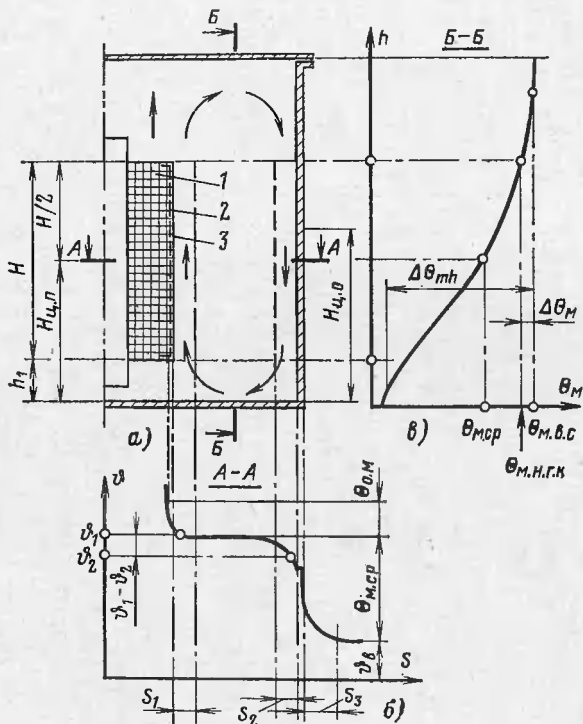


Рис. П10-1. Распределение температур в баке трансформатора при естественной циркуляции масла.

a — схема циркуляции масла (радиаторы не показаны); b — радиальное распределение температур между металлом обмотки и окружающим воздухом; $в$ — распределение превышения температур по высоте бака; 1 — обмотка; 2 — поверхность металла обмотки; 3 — поверхность изоляции обмотки; S_1 — зона нагрева масла; S_2 — зона охлаждения масла; S_3 — зона нагрева воздуха.

составляют несколько сантиметров в секунду. Зоны интенсивного движения масла имеются только у поверхности, где происходит теплообмен. Остальное масло в баке трансформатора находится в относительном покое и приходит в движение только тогда, когда изменяется нагрузка или температура охлаждающей среды.

Распределение температур в баке трансформатора при естественной циркуляции масла показано на рис. П10-1. Бак трансформатора условно показан гладким, без радиаторов.

Теплопередача через толщину стенок бака и труб радиаторов осуществляется путем теплопроводности. Перепад температур между внутренней и наружной поверхностями стенки составляет менее 1°C .

Теплопередача от бака и труб в окружающую среду происходит путем конвекции и излучения. Теплоотдача излучением особенно существенна для гладких баков, где она достигает 50% общей теплоотдачи бака. У трубчатых и радиаторных баков теплоотдача стенок бака снижается до 10—20% общей теплоотдачи.

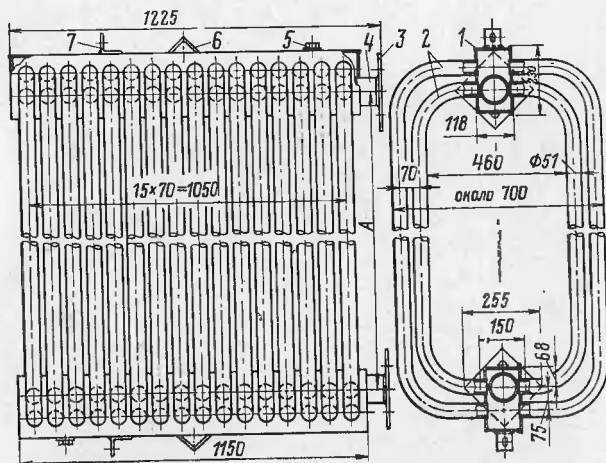


Рис. П10-2. Сдвоенный трубчатый радиатор, 64 трубы.

1 — сборная коробка; 2 — трубы $\varnothing 51 \times 1,8$ мм (горизонтальные участки $\varnothing 50 \times 1,25$ мм); 3 — фланец (листовая сталь толщиной 10 мм); 4 — труба; 5 — пробка для выпуска воздуха; 6 — угольник для подъема радиатора; 7 — угольник для скрепления радиаторов.

В отечественном трансформаторостроении до последнего времени применялись трубчатые баки, в стенки которых вваривались круглые или овальные трубы. Круглые трубы имеют наружный диаметр 51 мм и толщину стенки 1,75 мм. Трубы располагаются в зависимости от требуемого размера поверхности охлаждения в один, два или три ряда. Эффективность теплоотдачи каждого ряда при трех рядах труб на 17% меньше, чем у того же ряда, когда он один. Оптимальное расстояние между центрами труб (шаг) в одном ряду 70 мм, а между трубами соседних рядов 75 мм.

Трансформаторы мощностью свыше 1800 кВ·А выполнялись с гладкими баками, к которым через уплотнения присоединялись съемные радиаторы. Радиаторы выполнялись волнистыми и трубчатыми, одинарными и сдвоенными. На рис. П10-2 показан сдвоенный радиатор МЭЗ.

Конструктивные данные трубчатых радиаторов приведены в табл. П10-1. На трансформаторы с охлаждением М устанавливаются наряду с радиаторами конструкции МЭЗ радиаторы прямо-трубной конструкции с трубами овального сечения. Они обладают

Таблица П10-1

Двухрядные трубчатые радиаторы (в каждом ряду по 16 труб,
 $\varnothing 51 \times 1,75$ мм)

Модификация	Вертикальное расстояние между центрами патрубков, мм	Одинарный радиатор $16 \times 2 = 32$ трубы				Сдвоенный радиатор $16 \times 4 = 64$ трубы			
		Поверхность охлаждения, м ²		Масса, кг		Поверхность охлаждения, м ²		Масса, кг	
		наружная геометрическая	эффективная	радиатора (без масла)	масла	наружная геометрическая	эффективная	радиатора (без масла)	масла
1	1880	12,12	9,13	205	161	23,60	17,75	380	276
2	2000	12,90	9,72	215	169	25,12	18,85	401	291
3	2285	14,43	10,87	236	184	28,20	20,60	442	321
4	2485	15,40	11,60	249	194	30,16	22,65	468	341
5	2685	16,47	12,40	264	204	32,30	24,20	499	362
6	3000	18,00	13,52	285	219	35,40	26,60	540	393
7	3250	19,30	14,50	302	232	37,92	28,50	575	418
8	3750	21,85	16,45	337	258	43,00	32,40	644	469
9	4000	23,00	17,30	352	269	45,30	34,10	675	492
10	4250	24,45	18,40	373	284	48,25	36,30	716	521

Примечания: 1. Эффективная поверхность радиатора равна его действительной наружной поверхности, умноженной на коэффициент эффективности теплопередачи, равный при естественном охлаждении 0,753. При этом за единицу принята эффективность теплоотдачи вертикальной плоской стенки.

2. Сдвоенные радиаторы имеют обычно 16 или 18 труб в ряду и в отдельных случаях 20 или 22. Поверхности и массы сдвоенных радиаторов с увеличенным числом труб определяют по данным настоящей таблицы с пересчетом пропорционально числу труб, т. е. с коэффициентами 1,125; 1,250; 1,375 соответственно.

по сравнению с радиаторами МЭЗ следующими преимуществами:
 а) удельный теплосъем с единицы поверхности увеличен на 30%;
 б) расход металла на изготовление радиаторов уменьшен на 33%;
 в) емкость масла в радиаторах уменьшена на 48%; г) значительно снижены габариты радиаторов, а следовательно, и габариты всего трансформатора; д) объем радиатора, отнесенный к единице отводимого тепла, снижен на 53%.

Конструкция радиаторов (рис. П10-3,а) идентична таковой для трансформаторов II габарита. При внедрении таких радиаторов на трансформаторах ТМ-2500/35 и ТМ-4000/35 (по данным Чирчикского отделения ВИТ) вместо радиаторов МЭЗ общие массы трансформаторов были снижены соответственно на 683 и 660 кг.

На трансформаторе ТМ-6300/35 устанавливают секции из четырех прамтрубных радиаторов (рис. П10-3,б). Стоимость системы охлаждения из-за большей сложности изготовления секций несколько повышена, зато масса трансформатора снижена на 783 кг.

Это достигнуто благодаря применению овальных труб с размерами осей 72 и 20 мм, которые при той же поверхности, что и круглые трубы $\varnothing 51$ мм (радиатор МЭЗ), и почти той же теплоотдаче имеют вдвое меньшее сечение, что ведет к уменьшению объема и стоимости масла, перекрывающему более высокую стоимость овальной трубы.

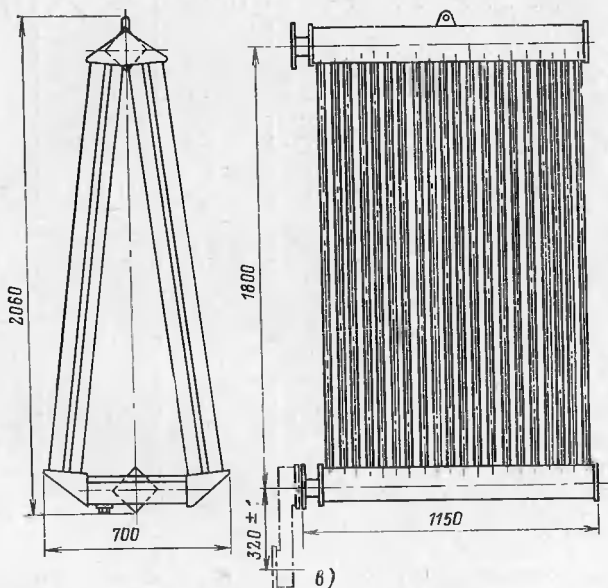
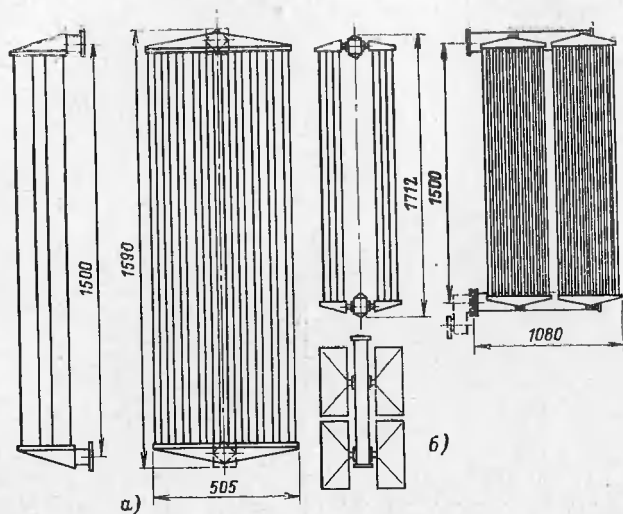


Рис. П10-3. Конструкция прямотрубных радиаторов.
 а — одинарный радиатор; б — секция из четырех радиаторов;
 в — шатрообразный радиатор.

Однако прямотрубные радиаторы (рис. П10-3,а) имеют удельную теплоотдачу примерно на 10% ниже, чем радиаторы МЭЗ, из-за наличия коллектора, создающего дополнительное сопротивление естественно поднимающимся вверх потокам воздуха. Этим недостатком не обладают радиаторы с наклонно расположенными трубами, так называемые шатрообразные радиаторы (рис. П10-3,в), разработанные Чирчикским отделением ВИТ по образцу радиаторов производства Болгарии, имеющих очень высокое значение удельного теплосъема (513 Вт/м^2).

Таблица П10-2

Конструкционные и эксплуатационные характеристики радиаторов в современных трансформаторах

Характеристика	Шатрообразный радиатор (рис. П10-3, в)	Секция из четырех прямотрубных радиаторов (рис. П10-3, б)	Радиатор с гнутыми трубами МЭЗ (рис. П10-2)
Габаритные размеры радиатора, мм:			
длина	2060	1712	2240
ширина	700	610	710
высота	1150	1080	1250
Количество труб, шт.:			
$72 \times 20 \times 1,75$	84	80	—
$51 \times 1,75$	—	—	64
Общая длина труб в радиаторе, м . .	136,0	116,3	141,6
Охлаждающая поверхность радиатора, м ²	24,44	20,06	23,60
Масса металла радиатора, кг	329	322	369
Масса масла в радиаторе, кг	166	113	276
Теплосъем радиатора, кВт (при температуре масла в верхних слоях 55°C)	8,02	7,64	9,82
Удельный теплосъем поверхности радиатора, Вт/м ² (при $\theta_{\text{м.в.с}} = 55^\circ\text{C}$)	398	379	416
Удельный теплосъем металла радиатора, Вт/кг (при $\theta_{\text{м.в.с}} = 55^\circ\text{C}$)	24,36	23,69	26,60
Удельный теплосъем масла радиатора, Вт/кг (при $\theta_{\text{м.в.с}} = 55^\circ\text{C}$)	48,29	67,37	35,57
Масса труб радиатора, отнесенная к поверхности, кг/м ²	10,18	10,61	12,80
Масса масла радиатора, отнесенная к поверхности, кг/м ²	6,79	5,65	11,69

В табл. П10-2 приводятся сравнительные характеристики шатрообразных радиаторов, секции из четырех прямотрубных радиаторов и одной из модификаций радиаторов МЭЗ.

Дутьевое охлаждение с естественной циркуляцией масла. Трансформаторы мощностью от 10 000 до 80 000 кВ·А, а иногда и выше (до 120 000 кВ·А) выполняются с охлаждением Д.

Принципиально охлаждение Д отличается от охлаждения М только тем, что трубы радиаторов снаружи обдуваются воздухом специальными вентиляторами, и повышается теплосъем. Конструктивно радиаторы почти не отличаются от радиаторов с гнутыми трубами охлаждения М (рис. П10-2). Это открывает большие возможности для модернизации трансформаторов: заменив обмотки и повысив мощность, а следовательно, и тепловые потери трансформатора с охлаждением М, можно с незначительными затратами перевести их на охлаждение Д; для этого достаточно только установить дутьевые вентиляторы.

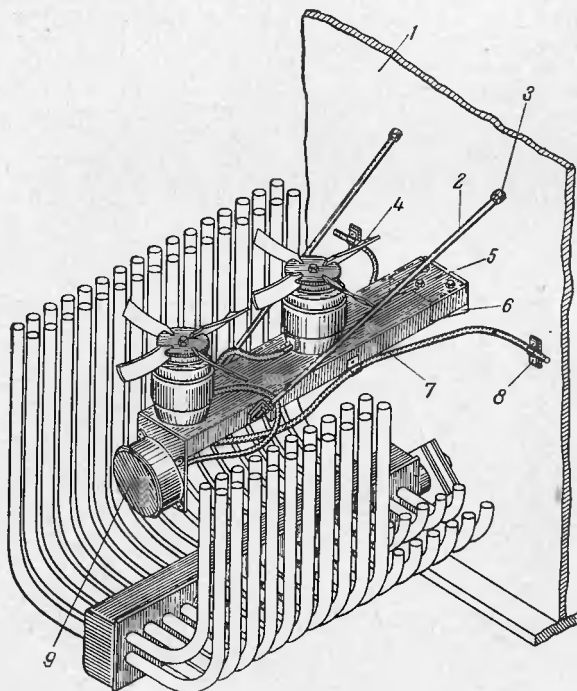


Рис. П10-4. Установка вентиляторов на баке с радиаторами.

1 — стенка бака; 2 — растяжка $\varnothing$ 12 мм; 3 — бобышка; 4 — электродвигатель АЗЛ-31/4 с вентиляторами серии МЦ № 4; 5 — кронштейн; 6 — скоба (болты М16); 7 — трехжильный кабель в резиновом шланге (КРПТ-3×4 мм²), помещенный в гибкий рукав из стальной оцинкованной ленты; 8 — крепление кабеля; 9 — распределительная коробка.

На каждом радиаторе располагается по 2—3 вентилятора. Устанавливаются они на консольных балках, прикрепляемых к стенке бака (рис. П10-4). Высота установки определяется аэродинамическим расчетом вентиляторов.

Теплосъем системы охлаждения Д зависит от количества радиаторов с вентиляторами, мощности электродвигателей и частоты вращения крыльчаток, а также от конструкции крыльчаток.

Таблица П10-3

Характеристики крыльчаток дутьевых вентиляторов

Конструкция крыльчаток	Размеры, мм (рис. П10-3)						α , град	Потребляемая мощность, Вт	К, п. л., %
	D	d	r	h	t	$a = d/D$			
Старые МЭЗ	368	—	—	2,0	1,0	—	25	130—135	—
Новые МЭЗ	420	140	168	4,0	1,4	0,333	35	290—300	63
Новые ЗТЗ	400	120	158	3,0	1,5	0,3	35	290—300	63
Новые ЦКБ Главэнергоремонта	400	120	160	4,0	2,0	0,3	20	170—190	68

До 1961 г. применялись малоэффективные крыльчатки с плоскими лопатками. Теперь получили повсеместное распространение более эффективные четырехлопастные крыльчатки с цилиндрическими лопатками (рис. П10-5, а и табл. П10-3, созданные на Московском

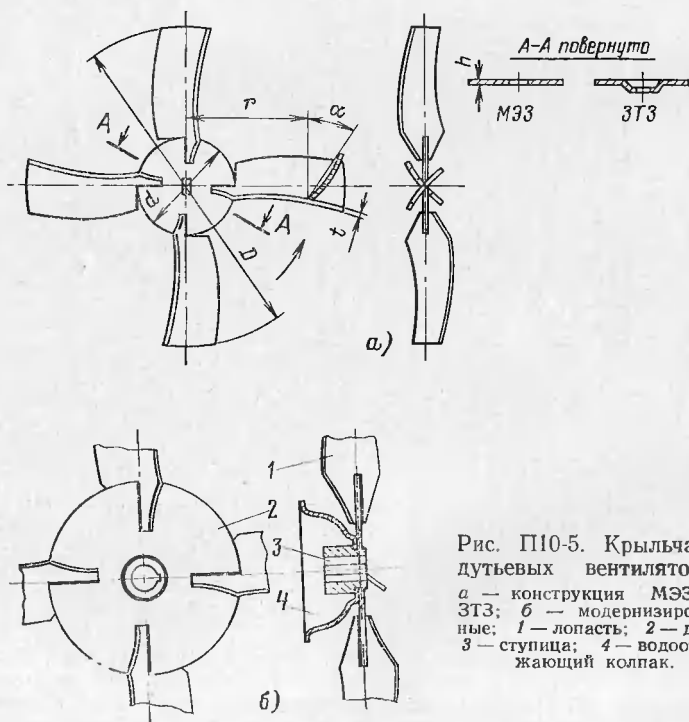


Рис. П10-5. Крыльчатки дутьевых вентиляторов.
 а — конструкция МЭЗ и ЗТЗ; б — модернизированные: 1 — лопасть; 2 — диск; 3 — ступица; 4 — водоотражающий колок.

электростанции (МЭЗ), на Запорожском трансформаторном заводе (ЗТЗ) и в ЦКБ Главэнергоремонта на основе крыльчаток серии МЦ конструкции ЦАГИ. Новые типы крыльчаток, имея более вы-

сокие значения к. п. д., создают значительно большие напоры и скорости воздуха и намного улучшают теплоотдачу от радиаторов.

Проводилась модернизация крыльчаток серии МЦ-4 и в другом направлении. На рис. П10-5,б показана модернизированная крыльчатка, которая имеет ступицу со шпоночной канавкой и водоотражающий колпак, закрепленный на крыльчатке.

Успешно проводятся работы по замене старых крыльчаток новыми при ремонте трансформаторов. Новые и старые крыльчатки взаимозаменяемы, однако новые требуют переноса крепления вентиляторов на стенку бака (рис. П10-4), если она в заводском исполнении крепились непосредственно на радиаторах.

Для всех модификаций новых крыльчаток допускается их длительная работа на стандартных электродвигателях завода ХЭМЗ типа АЗЛ-31/4 мощностью 250 Вт (1500 об/мин), которые обычно и применяются в системе охлаждения Д. На ряде старых трансформаторов установлены двигатели типа ТГЗ-41Ф мощностью 150 Вт со старыми крыльчатками МЭЗ. С этими двигателями допускается применять только новые крыльчатки ЦКБ Главэнергоремонта.

Дутьевое охлаждение с принудительной циркуляцией масла. Система охлаждения ДЦ применяется на трансформаторах мощностью 63 000 кВ · А и выше. Горячее масло забирается из-под крышки трансформатора и под действием масляных насосов высокой производительности прогоняется по трубкам калориферных охладителей, обдуваемых *вентиляторами*, а затем охлажденное поступает в нижнюю часть бака трансформатора.

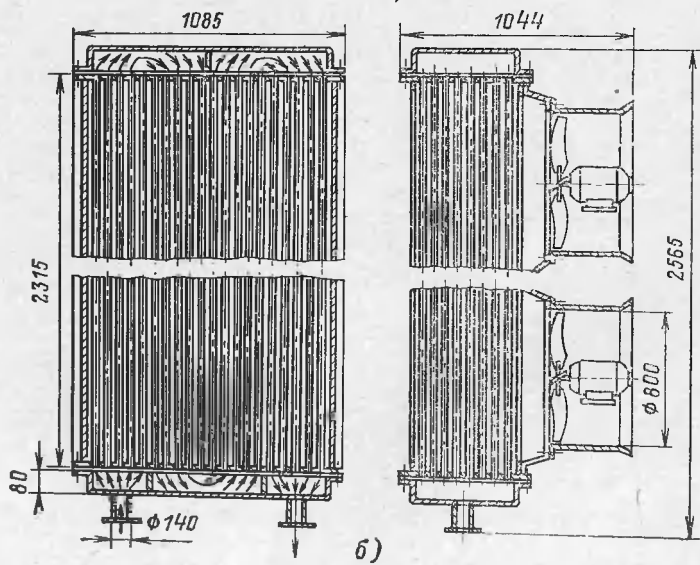
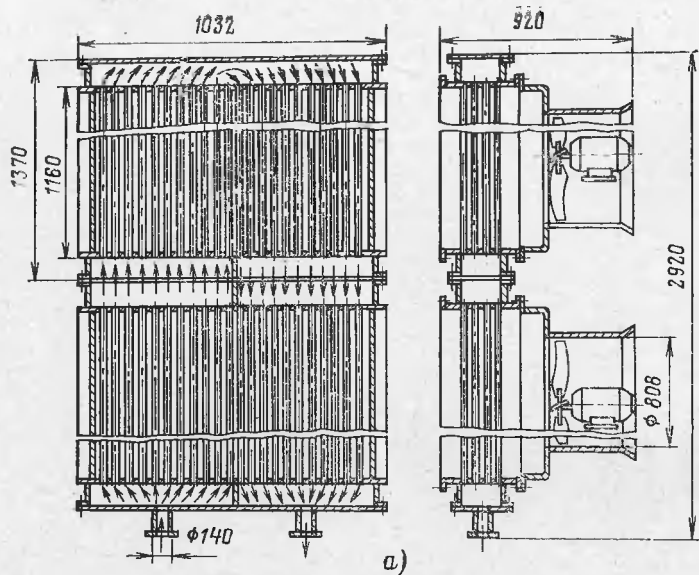
На трансформаторах в зависимости от их мощности и суммарных тепловых потерь устанавливается различное количество охлаждающих устройств ДЦ, которые могут работать независимо друг от друга, сообщаясь с баком трансформатора своими заборным (всасывающим) и подающим (нагнетательным) маслопроводами. Одно из охлаждающих устройств может быть резервным и включаться автоматически в случае выхода из строя одного из работающих.

Запорожский трансформаторный завод — основной разработчик и изготовитель охлаждающих устройств ДЦ — выпускал и выпуска-

Таблица П10-4

Геометрические характеристики трубков современных охладителей ДЦ (размеры, мм)

Тип тепло- обменника	Диаметр трубки			Ребро				Внутренняя поверх- ность, м ²	Коэффициент оребре- ния	Трубный пучок		
	наружный	внутренний	по оребрению	Форма сече- ния	Размеры					Шаг		Число рядов в глубину
					высота	средняя толщина	шаг			по фронту	в глубину	
Калорифер КФБО-П	22,0	18,0	41,8	Прямо- уголь- ник	9,9	0,4	4,0	5,64	12,6	43,0	38,0	4
Алюминиевый охладитель	24,0	18,5	40,0	Трапе- ция	8,0	0,6	3,5	21,50	9,3	48,0	41,6	8

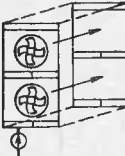
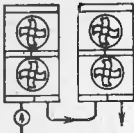


ет сейчас несколько типов охладителей, различающихся конструкциями и эксплуатационными характеристиками.

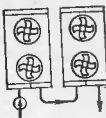
Для создания большой поверхности охлаждения при относительно небольших габаритах охладителя его трубки выполняются оребренными. Наиболее рациональные виды оребрения: 1) спирально-накатное оребрение алюминиевых трубок; 2) спирально-навивное ленточное оребрение с гофрами стальных калориферных трубок и 3) спирально-навивное оребрение стальных трубок, выполненное проволокой.

Трубки в калориферных и алюминиевых охладителях, выпускаемых в настоящее время, располагаются в шахматном порядке. Основные геометрические характеристики этих труб, трубных пучков и оребрения приведены в табл. П10-4.

Рис. П10-6. Охладители ДЦ с вентиляторами и их компоновка.
а — двухходовой калориферный; б — четырехходовой алюминиевый; в — компоновка калориферных охладителей:

Схема				
Тип	1	2	3	4
Количество ходов масла	2	4	4	4
Количество калориферов	2	4	4	4
Количество вентиляторов	2	2	4	4
МЦ-8				
Тип масляного насоса	6К-12а	6К-12а	6К-12а	ЭЦТ-63/10

г — то же алюминиевых:

Схема						
Тип	5	6	7	8	9	10
Количество ходов масла	2	4	4	5	4	4
Количество охладителей	1	1	2	1	1	1
Количество вентиляторов	2	2	4	2	2	2
МЦ-8						
Тип масляного насоса	6К-12а	6К-12а	6К-12а	ЭЦТ-63/10	ЭЦТ-63/10	ЭЦТ-100/8

Конструкция калориферного охладителя схематически показана на рис. П10-6,а. Он состоит из двух калориферов типа КФБО-11, соединенных средними масляными коллекторами при помощи фланцев.

Алюминиевые охладители применяются нескольких модификаций, отличающихся количеством ходов масла, а также типом и расположением масляных насосов. На рис. П10-6,б показан четырехходовой алюминиевый охладитель.

На каждом охладителе болтами укреплены по две вентиляторные коробки с вентиляторами ЦАГИ типа МЦ-8, приводимыми во вращение электродвигателями типа АО-42/4 мощностью 2,8 кВт.

До освоения промышленностью бессальниковых насосов ЭЦТ-63/10 и ЭЦТ-100/8 охлаждающие устройства комплектовались консольными насосами типа 6К-12а, которые и теперь имеются в эксплуатации.

Компоновки калориферных охладителей показаны на рис. П10-6,в, а алюминиевых — на рис. П10-6,г. Всего имеется десять типов компоновок охладителей, эксплуатационные характеристики которых приведены в табл. П10-5.

Таблица П10-5

Эксплуатационные характеристики компоновок охлаждающих устройств ДЦ

Тип компоновки	Тепловой поток охладителя (теплотосъём), кВт	Гидравлическое сопротивление охладителя, 10 ⁴ Па (м вод. ст.)	Расход, кг/с		Изменение температуры, °С		Мощность, потребляемая двигателями, кВт		Удельный расход электроэнергии на охлаждение, Вт/кВт	Скорость, м/с		Коэффициент теплопередачи, Вт/(м ² ·°С)
			масла	воздуха	масла	воздуха	насоса	вентиляторов		масла в трубке	воздуха в живом сечении	

Стальные, из калориферов КФБО-11

1	140	4,00	25,7	6,30	2,76	22,1	7,34	6,66	100,0	2,7	4,4	458
2	157	9,00	21,2	4,70	3,75	33,2	7,50	6,60	99,0	2,2	3,3	387
3	268	9,00	21,2	12,60	6,37	21,2	7,50	13,20	77,3	2,2	4,4	457
4	220	6,17	20,0	12,60	5,55	17,4	3,00	13,20	73,6	2,0	4,4	339

Алюминиевые

5	215	5,15	47,2	8,05	2,31	26,5	8,46	5,66	65,7	2,4	8,1	412
6	247	11,90	31,9	8,60	3,93	28,7	7,33	5,50	52,0	3,5	8,2	545
7	400	7,65	41,2	16,12	4,90	24,7	7,40	11,32	47,0	2,1	8,1	378
8	210	7,10	17,1	7,33	6,20	28,5	2,90	5,60	40,5	2,4	7,3	473
9	205	—	20,0	7,33	5,23	27,8	2,90	5,60	41,5	2,2	7,3	446
10	203	7,17	21,8	7,50	4,70	27,0	2,84	5,40	40,5	2,4	7,4	423

Силовые трансформаторы выпускаются с выносной и навесной системами охлаждения. Выносные охлаждающие устройства крепятся на стойках, установленных на своих автономных фундаментах (рис. П10-7,а). Навесные охлаждающие устройства крепятся непосредственно на стенке бака трансформатора (рис. П10-7,б и в).

Применение выносной, менее компактной системы охлаждения связано с большими тепловыми потерями трансформатора, недостатком места на стенках бака и необходимостью исключить подсос

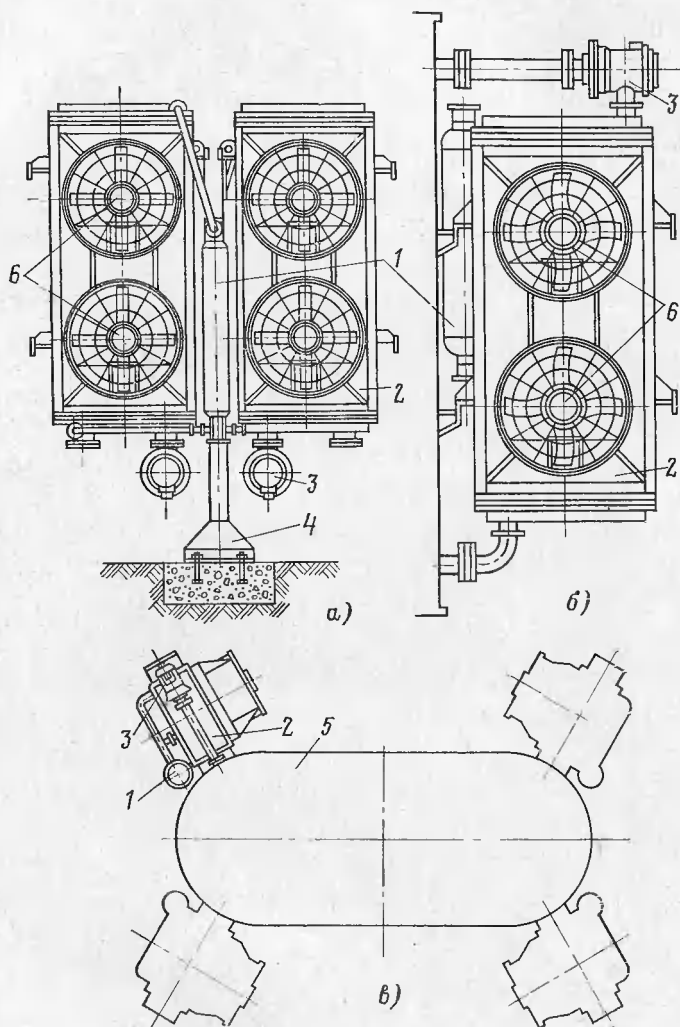


Рис. П10-7. Установка охлаждающих устройств ДЦ.
 а — выносные ОУ; б — навесное ОУ; в — расположение навесных ОУ на баке трансформатора IV габарита; 1 — термосифонный фильтр; 2 — охладитель; 3 — масляный насос; 4 — стойка выносных ОУ; 5 — бак трансформатора; 6 — дутьевые вентиляторы с крыльчатками ЦАГИ серии МЦ № 8.

горячего воздуха вентиляторами. Подмешивание подогретого воздуха к холодному приводит к повышению температуры масла и недопустимому нагреву активной части трансформатора.

Выносную систему охлаждения устанавливают так, чтобы на пути нагретого воздушного потока не было сплошных стен и щитов, способствующих возврату воздуха на вход вентиляторов.

Выносные охладители удобно располагать в одну линию, по одну или по обе стороны трансформатора, предусматривая специальные каналы для прокладки маслопроводов.

Система охлаждения ДЦ отличается большой эффективностью. Достигается это за счет высоких скоростей масла и относительно больших скоростей охлаждающего воздуха. Но при отключенных вентиляторах вследствие большого аэродинамического сопротивления охладителя эффективность его незначительна. Это значит, что независимо от нагрузки трансформатора, даже при холостом ходе, некоторое число вентиляторов и насосов, обеспечивающее подачу воздуха и циркуляцию масла, должно быть включено.

При проектировании системы охлаждения трансформатора количество рабочих охлаждающих устройств той или иной модификации выбирают, исходя из суммарных тепловых потерь, и дополнительно к рабочим предусматривают одно резервное охлаждающее устройство, которое включается автоматически при аварийном отключении рабочего вентилятора или насоса. Допускается длительная работа резервного охлаждающего устройства наравне с рабочими.

Для управления элементами системы охлаждения ДЦ применяется электрическая автоматика, скомпонованная в шкафу автоматического управления охлаждением трансформатора (ШАОТ), устанавливаемом возле трансформатора. Схема управления обеспечивает включение первой группы охладителей одновременно с включением трансформатора и последовательное включение следующих групп при повышении температуры масла или нагрузки трансформатора.

Аппаратура шкафа подключена к релейной защите трансформатора, отключающей его при повреждении элементов системы охлаждения, которое может привести к аварии трансформатора.

Система охлаждения ДЦ по сравнению с другими системами охлаждения трансформаторов обладает большим недостатком — низкой эксплуатационной надежностью. При попадании масла на наружные поверхности трубок они, обдуваясь воздухом с большим содержанием пыли, обрастают коркой грязи, которая резко снижает теплоотдачу от металла трубок к воздуху. Грязь забивает пространство между ребрами трубок, и высокие эксплуатационные характеристики охладителей, обусловленные большими коэффициентами оребрения трубок (табл. П10-4 и рис. П10-6,з), практически с течением времени ухудшаются. Кроме того, алюминиевые трубки обладают большой хрупкостью. Трещины, возникающие от резких колебаний температур и от механических воздействий (вибрации, неаккуратности обслуживающего персонала), не всегда удается заварить или зачеканить, поэтому приходится выключать поврежденные трубки заглушками (забивают с обеих сторон).

Так, при тепловых испытаниях трансформатора ТДЦГ-200000/110 с системой охлаждения, имеющей тип компоновки 8 (см. рис. П10-6,в и з), был установлен теплосъем охладителя 145 кВт вместо 210 кВт на новом охладителе.

Поэтому в проектировании новых трансформаторов для строящихся электростанций наметилась тенденция там, где есть естественные водоемы (на ГЭС, на ГРЭС с открытой системой водоснабжения), устанавливать трансформаторы с масляно-водяной системой охлаждения Ц.

Масляно-водяное охлаждение с принудительной циркуляцией масла. Кроме силовых трансформаторов мощностью 63 000 кВ·А и выше, где система охлаждения Ц получает все большее распространение наравне с системой охлаждения ДЦ, имеются трансформаторы, для которых эта система охлаждения является единственно возможной. Эти трансформаторы внутренней установки, как правило, электропечные, а в некоторых случаях и общего назначения. Принципиально эта система охлаждения напоминает систему ДЦ: горячее масло также принудительно прогоняется через теплообменники, однако теплоносителем, отбирающим тепловые потери от трансформаторного масла, является вода, максимально допустимая температура которой установлена равной 25 °С.

Масляно-водяные теплообменники системы охлаждения Ц принято называть *маслоохладителями*.

Теплосъем системы охлаждения Ц, как и для ДЦ, задается максимальными суммарными потерями трансформатора: на 1 кВт потерь необходимо, чтобы через трубки маслоохладителей проходило в течение 1 мин примерно 4—5 л масла при среднем перепаде температур между горячим и охлажденным маслом 10 °С.

На электропечных трансформаторах, у которых, за редкими исключениями, суммарные потери невелики (не более 200 кВт), устанавливается по одному маслоохладителю. Тип его выбирается в зависимости не только от потерь, но и от режима работы трансформатора.

На мощных трансформаторах общего назначения устанавливается по несколько маслоохладителей. Количество и типы их выбираются так, чтобы суммарный теплосъем всех маслоохладителей пре-

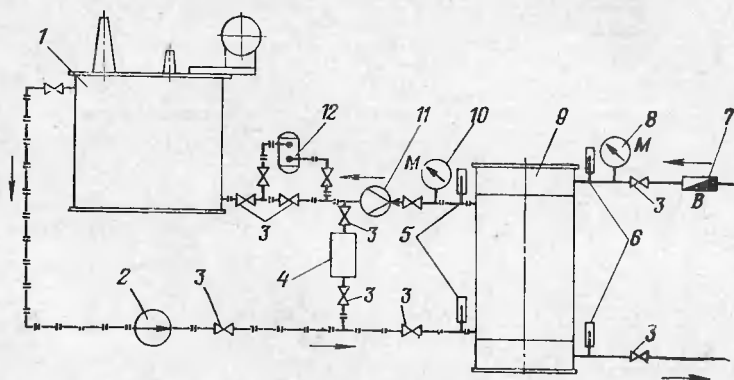


Рис. П10-8. Принципиальная схема масляно-водяной системы охлаждения.

1 — бак трансформатора; 2 — масляный насос; 3 — задвижки; 4 — адсорбер; 5 — термометры для масла; 6 — термометры для воды; 7 — водомер для измерения расхода воды; 8 — манометр для воды; 9 — маслоохладитель; 10 — манометр для масла; 11 — дифманометр; 12 — сетчатый фильтр.

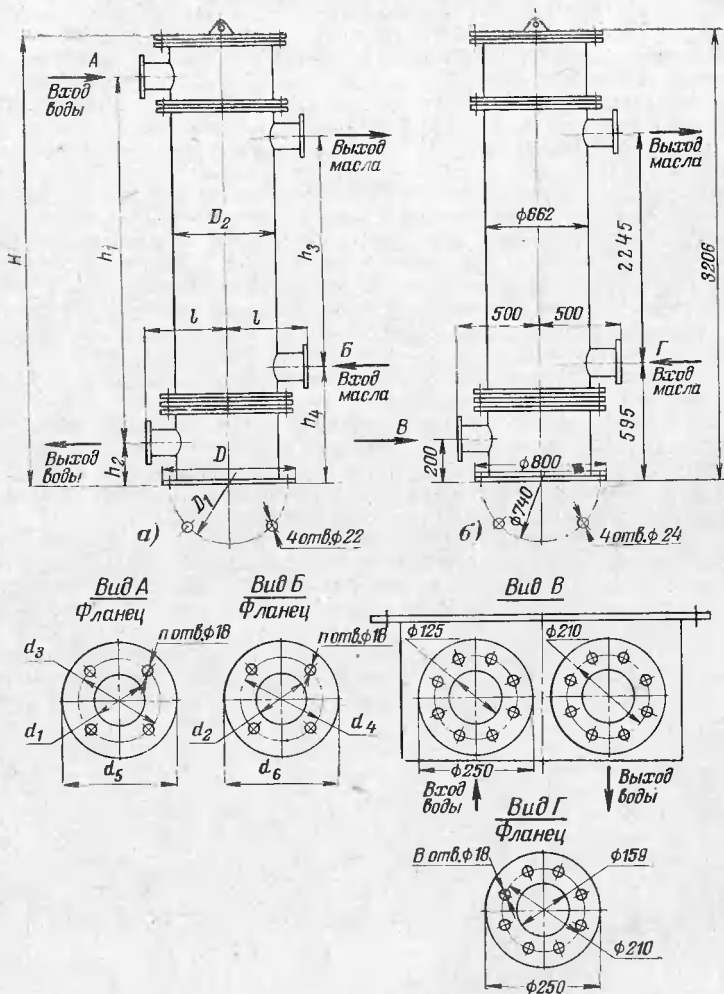


Рис. П10-9. Маслоохладительные колонки серии МП.
а — МП-21 и МП-37; б — МП-65.

Тип маслоохладителя	Размеры, мм							
	D	D_1	D_2	d_1	d_2	d_3	d_4	d_5
МП-21	700	640	562	80	108	169	180	200
МП-37	810	750	680	133	133	210	210	250

вышел суммарные потери трансформатора при номинальной нагрузке, образуя резерв. Резерв может быть скрытый, если все маслоохладители должны работать с неполной теплоотдачей, либо явный, когда один из маслоохладителей нормально не работает, а включается при отключении одного из работающих. У мощных трансформаторов наружной установки все элементы системы охлаждения устанавливаются в помещениях, где температура воздуха не опускается ниже нуля. Это может быть далеко от трансформатора, поэтому связь каждого маслоохладителя своими трубопроводами с баком трансформатора, как в системе охлаждения ДЦ, здесь неприемлема. Маслоохладители и насосы включают параллельно и соединяют с баком трансформатора общими заборным (всасывающим) и подающим (нагнетательным) маслопроводами.

Принципиальная схема масляно-водяной системы охлаждения с одним маслоохладителем и одним насосом показана на рис. П10-8.

Основные элементы, используемые трансформаторными заводами для системы охлаждения Ц, выпускаются промышленностью серийно.

Различных теплообменников, которые можно использовать в качестве маслоохладителей системы охлаждения трансформаторов, выпускалось и выпускается много. Наиболее распространенные из них — это колонки вертикальной установки заводов «Пяргале» (г. Каунас) и быв. «Комега» (г. Москва) в трех модификациях: МП-21, МП-37 и МП-65 (рис. П10-9). При расходах масла около 60—70%, номинального эти маслоохладители работают нормально, а при номинальных расходах появляется большая фильтрация масла, не участвующего в теплообмене, и поэтому тепловая нагрузка маслоохладителей ниже номинальной.

Московский электротехнический завод имени В. В. Куйбышева на трансформаторах внутренней установки применяет выносную масляно-водяную систему охлаждения по стандарту предприятия СТП 5БТ.430.001-73. Эта система охлаждения выполняется на базе одного или двух маслоохладителей серии Ц. Общий вид маслоохладителя серии Ц приведен на рис. П10-10, а характеристики, габаритные и установочные размеры, а также данные о массе их модификаций — в табл. П10-6.

Цифры в обозначении типа маслоохладителя показывают: числитель — отводимые потери, кВт; знаменатель — номинальный расход воды, л/мин. Расход воды обуславливается внутренним гидросопротивлением маслоохладителя и давлением воды в водопроводе. Расход воды измеряется водомером, установленным на любом участке водяной системы, и регулируется задвижкой на входе воды в маслоохладитель.

Продолжение табл.

Тип маслоохладителя	Размеры, мм								Масса маслоохладителя, кг
	d_6	H	h_1	h_2	h_3	h_4	l	n	
МП-21	220	2267	1744	410	1184	704	410	4	799
МП-37	250	2205	1800	225	1160	580	480	8	1107

Маслоохладители серии Ц имеют очень высокие эксплуатационные характеристики. На рис. П10-11 показана зависимость теплоотдачи всех трех типов маслоохладителей этой серии от превышения температуры масла над температурой входящей воды при разных расходах воды.

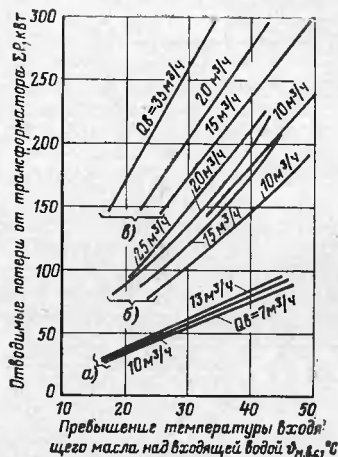
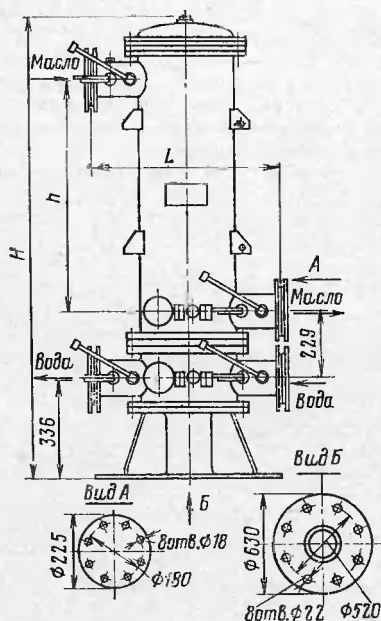


Рис. П10-10. Маслоохладитель серии Ц.

Рис. П10-11. Эксплуатационные характеристики маслоохладителей серии Ц разных типов.

а — Ц-63/900-3; б — Ц-100/1100-2; в — Ц-160/1250-1.

Сейчас для мощных трансформаторов ЗТЗ применяет маслоохладители серии МО горизонтальной установки. Маслоохладитель типа МО-53-4А показан на рис. П10-12.

В табл. П10-7 приведены технические характеристики маслоохладителей серии МП в сравнении с горизонтальным маслоохладителем.

Таблица П10-6

Маслоохладители серии Ц (СТП 5БТ.430.001-73)

Тип маслоохладителя	Отводящие потери, кВт	Размеры, мм (рис. П10-10)			Масса, кг	
		H	h	L	масла	маслоохладителя
Ц-63/900-3	63	1514	752	571	30	258,2
Ц-100/1100-2	100	1714	952	571	35	275,7
Ц-160/1250-1	160	1866	1102	631	65	373,7

Таблица П10-7

Основные характеристики водяных маслоохладителей мощных трансформаторов

Тип маслоохладителя	№ рисунка	Охлаждающая поверхность труб, м ²	Масляный насос		Пределные расходы, м ³ /ч		Теплосъем при $\Theta_{\text{м.в.с}} = 40^{\circ}\text{C}$ и $\Theta_{\text{в}} = 25^{\circ}\text{C}$, кВт	Удельный расход электроэнергии, Вт/кВт	Масса маслоохладителя без масла, кг на 1 кВт отводимых потерь
			Тип	Мощность, кВт	масла	воды			
МП-21	П10-9, а	21	ЭЦТ-63/10	2,8	36	24	160	18,65	5,31
МП-37	П10-9, а	37	ЭЦТ-63/10	2,8	60	36	260	11,20	4,28
МП-65	П10-9, б	65	ЭЦТ-100/8	2,8	96	72	500	5,60	3,05
МО-53-4А	П10-12	52,6	ЭЦТ-100/15	6,4	—	—	980	6,53	1,58

Примечание. Масса маслоохладителя без учета массы соединительных трубопроводов.

телем типа МО-53-4А. Кроме технико-экономических преимуществ горизонтальный маслоохладитель обладает также и весьма ценным эксплуатационным достоинством: для его ревизии и чистки внутренних поверхностей труб от грязи, микроорганизмов и других наносов нет необходимости полностью демонтировать маслоохладитель — достаточно только слить воду и снять крышки.

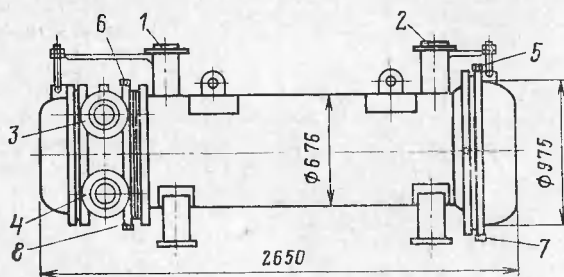


Рис. П10-12. Горизонтальный маслоохладитель типа МО-53-4А.

1 — выходной патрубок масла; 2 — входной патрубок масла; 3 — выходной патрубок воды; 4 — входной патрубок воды; 5 и 6 — пробки для выпуска воздуха из водяной и масляной камер; 7 и 8 — пробки для спуска масла и воды.

Кроме вышеприведенных маслоохладителей могут применяться и другие, предназначенные для охлаждения других масел, в частности турбинного, например маслоохладители серии МБ (ГОСТ 9916-69).

До 1964 г. трансформаторные заводы применяли для системы охлаждения Ц насосы серии К — консольные центробежные: при

маслоохладителе МП-21 — насос 3К-9 или 3К-9а; при маслоохладителях МП-37 или МП-65 — насос 4К-12а; при параллельном включении нескольких маслоохладителей — насос 6К-12. Технические данные этих насосов приведены в табл. П10-8.

Таблица П10-8

Технические данные консольных центробежных насосов

Тип насоса	Электродвигатель			Масса агрегата с плитой, кг
	Мощность, кВт	Частота вращения, об/мин	Тип	
3К-9	7,0	2900	A51-2	150
3К-9а	4,5	2900	A42-2	150
4К-12а	14,0	2900	A61-2	308
6К-12	14,0	1450	A62-4	356

Насосы серии К имеют существенные недостатки: наличие сальников, через которые в эксплуатации возможна течь масла, значительные габариты комплекта (насос-двигатель), необходимость установки на фундаментной плите и пр.

Теперь насосы серии К заменены на герметичные бессальниковые электронасосы серии ЭЦТ (ЭЦТ-63/10; ЭЦТ-100/8;

ЭЦТ-100/15 и пр.). выпускаемые Бендерским заводом «Электроаппаратура». Основные номинальные характеристики насосов этой серии определяются обозначениями их типов: числитель дроби — производительность насоса, м³/ч; знаменатель — создаваемый напор в метрах масляного столба. Насосы ЭЦТ выполнены заодно с электродвигателями, работающими в трансформаторном масле, поэтому имеют значительно меньшие габариты и массы, что существенно снижает вибрацию и совершенно устраняет просачивание масла из системы.

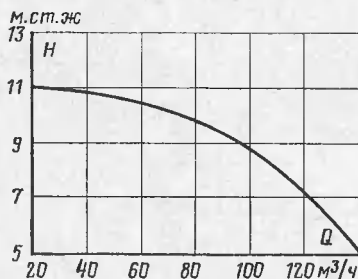


Рис. П10-13. Расходная характеристика масляного насоса типа ЭЦТ-100/8.

В то же время насосы имеют достаточно стабильные расходные характеристики. Для примера на рис. П10-13 показана расходная характеристика насоса ЭЦТ-100/8.

На рис. П10-14 показан *адсорбер*, который включается параллельно маслоохладителям и служит для химической очистки трансформаторного масла как в системе охлаждения, так и во всем трансформаторе. Московский электрозавод имени В. В. Куйбышева изготавливает адсорберы для электропечных трансформаторов емкостью 155 и 325 кг силикагеля.

Для задержки волокон и других твердых частиц вблизи входа в трансформатор охлажденного масла на маслопроводе устанавливается сетчатый фильтр (рис. П10-15).

На рис. П10-16 показан *фильтр-воздухоотделитель*. Масло входит снизу во внутренний конус 4, поднимается и по мере увеличения сечения конуса постепенно теряет скорость. На границе перехода масла из внутреннего конуса в пространство, ограниченное конусами 4 и 5, скорость масла становится минимальной. В этот момент пузырьки воздуха, который насосы засасывают в некотором количестве в систему, поднимаются в головку воздухоохладителя 2. Скопившийся в головке воздух выпускается из воздухоотделителя краном 1 или автоматически при помощи клапанного устройства.

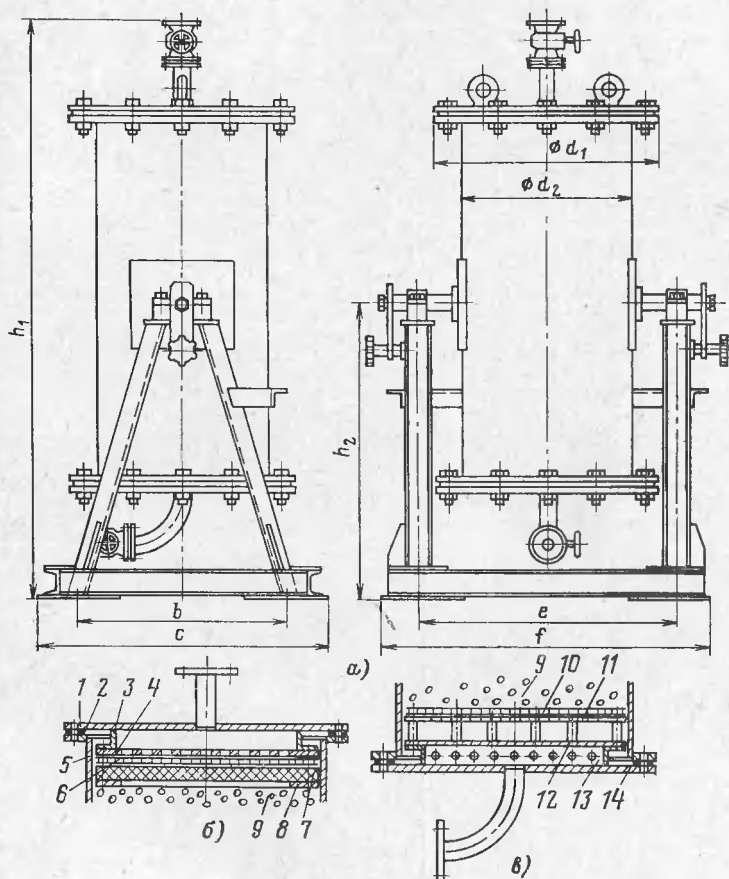


Рис. П10-14. Адсорбер.

а — общий вид адсорбера; б — фильтрующее устройство; в — распределяющее устройство; 1 — крышка; 2 — резиновая прокладка; 3 — рама; 4 и 11 — стальные решетки; 5 — корпус адсорбера; 6 и 10 — стальная сетка; 7 — войлочный фильтр; 8 — нажимное кольцо; 9 — сорбент; 12 — заглушка; 13 — рама с отверстиями для прохода масла; 14 — дно (на адсорбере установлены запорные фланцевые вентили с условным проходом 25 мм).

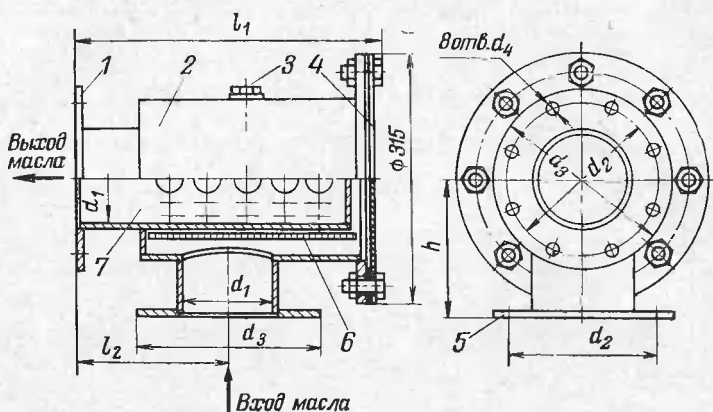


Рис. П10-15. Сетчатый фильтр.

1 — патрубок для выхода масла; 2 — корпус фильтра; 3 — пробка для выпуска воздуха; 4 — крышка; 5 — патрубок для входа масла; 6 — сетка; 7 — внутренний цилиндр с круглыми отверстиями, обернутый стальной сеткой б.

Система охлаждения Ц еще эффективней, чем система ДЦ. Это обуславливается, во-первых, лучшей теплопередачей от трубок охладителя к теплоносителю системы охлаждения. Жидкий теплоноситель, имея несоизмеримо большую плотность, чем газообразный, даже при одинаковых теплоемкостях обладает большей способностью отводить тепло при меньших скоростях движения. Во-вторых, вода в естественных водоемах обладает хорошими свойствами, необходимыми теплоносителю, особенно в многоводных реках с быстрым течением, таких как Енисей, Ангара, Обь, Иртыш и пр. В-третьих, годится к использованию в качестве теплоносителя и морская вода, не замерзающая при отрицательных температурах.

Для этого трубки маслоохладителей изготавливаются не из обычной латуни, как для пресной воды, а из специальной оловянистой латуни или из мельхиора.

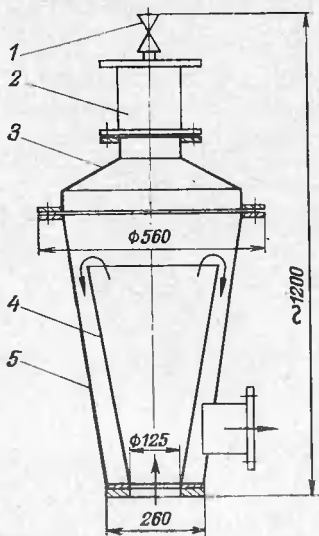


Рис. П10-16. Фильтр-воздухоотделитель.

1 — кран для выпуска воздуха; 2 — головка воздухоотделителя; 3 — крышка; 4 — внутренний конус; 5 — внешний конус (кожух). Стрелками показано направление движения масла.

Система охлаждения Ц обладает высокой эксплуатационной надежностью, она не имеет таких часто выходящих из строя элементов, какими являются дутьевые вентиляторы системы охлаждения ДЦ.

Однако к масляно-водяному охлаждению предъявляется целый ряд строгих требований. Главное из них — чтобы давление масла в маслоохладителях при отключенных масляных насосах превышало не менее чем на 300 кПа (0,3 кгс/см²) максимальное давление воды. Это необходимо для того, чтобы в случае нарушения герметичности между внутренними полостями трубок, где находится вода, и межтрубным пространством маслоохладителя вода не могла попасть в масло, а следовательно, и в трансформатор, что неминуемо приводит к аварии. К другим требованиям относятся правила пуска и остановки системы охлаждения, которые предусматривают: включать масляные насосы только при полностью закрытых задвижках, установленных после насосов, затем их медленно открывать (чтобы исключить возможность засасывания воздуха через уплотнения при резком начале циркуляции масла); регулировку скорости циркуляции масла осуществлять задвижкой за маслоохладителями; воду включать после начала циркуляции масла; остановку системы выполнять в последовательности, обратной пуску; при работе системы охлаждения наблюдать за показаниями приборов на трубопроводах масла и воды.

И еще одно требование: маслоохладители и всю аппаратуру можно располагать только в закрытом помещении с плюсовой температурой. В противном случае зимой при остановке трансформатора вода в маслоохладителе может замерзнуть и вывести его из строя.

Это значительно удорожает систему охлаждения Ц по сравнению с системой ДЦ. Однако, несмотря на это, благодаря существенным техническим и эксплуатационным преимуществам масляно-водяного охлаждения оно все больше вытесняет систему охлаждения ДЦ там, где это возможно в соответствии с местными условиями.

Такая же тенденция наметилась и в области ремонта и модернизации трансформаторов.

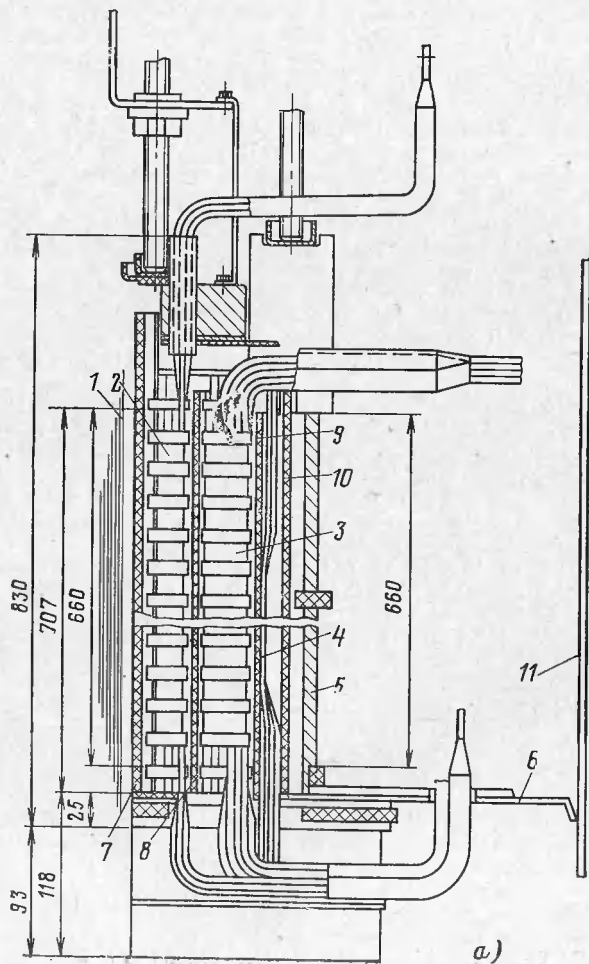
Так, на Иркутской ТЭЦ № 10 были модернизированы блочные трансформаторы ТДЦГ-180000/110. Система охлаждения ДЦ с охлаждающими устройствами, скомпонованными по схеме № 2 (см. рис. П10-6,а), стала настолько неэффективной, что для поддержания температуры масла под крышкой трансформатора в максимально допустимых пределах персоналу станции приходилось в летние солнечные дни снижать нагрузку блоков (значительный недоотпуск электроэнергии).

Открытая система водоснабжения на станции была выполнена таким образом, что водоводы для охлаждения турбогенераторов проходят прямо под машинным залом. От этих водоводов и было взято питание водой маслоохладителей (колонки МП-65), установленных в машинном зале на отрицательной отметке. В результате модернизации значительно снижены максимальные температуры масла в баке трансформатора и повышена эксплуатационная надежность системы охлаждения. По этому примеру перевели свои трансформаторы на масляно-водяное охлаждение и ремонтники Братской ГЭС. Там трансформаторы ОДЦГ-210000/500 и ТДЦГ-275000/220 работали с системой охлаждения по схеме компоновки № 6 (см. рис. П10-6,б, алюминиевые охладители). Маслоохладители МП-65

(по два рабочих и одному резервному на трансформатор) были установлены в галерее плотины, вода к ним подведена от направляющих аппаратов гидротурбин.

Но не на всех электростанциях такой перевод возможен из-за отсутствия помещений, где можно было бы расположить элементы масляно-водяной системы, и места, где их можно было бы построить. Для таких случаев И. М. Райхлиным предложена идея смешанного охлаждения.

Если система охлаждения ДЦ в холодное время года позволяет трансформатору работать с номинальной нагрузкой, а в теплое время года из-за высокой температуры окружающей и охлаждающей



среды нагрев масла достигает значений, превышающих допустимые нормы, дополнительно к существующей системе охлаждения ДЦ можно установить водяной маслоохладитель для форсирования работы охлаждения только в теплое время года. Такой маслоохладитель может быть установлен вне помещения рядом с трансформатором или в небольшом углублении непосредственно на ОРУ. Осенью вода из маслоохладителя должна сливаться, а весной после небольшой ревизии маслоохладителя он снова должен включаться в работу. Совершенствование горизонтальных маслоохладителей, которые можно чистить без разгерметизации масляной системы, позволит внедрить смешанную систему охлаждения не только при ремонте трансформаторов, но и на опытном образце трансформатора в заводском исполнении.

Охлаждение с направленной циркуляцией масла. Бывают случаи, когда обычные циркуляционные системы охлаждения ДЦ и Ц оказываются недостаточно эффективными вследствие того, что в баке трансформатора большая часть циркулирующего масла про-

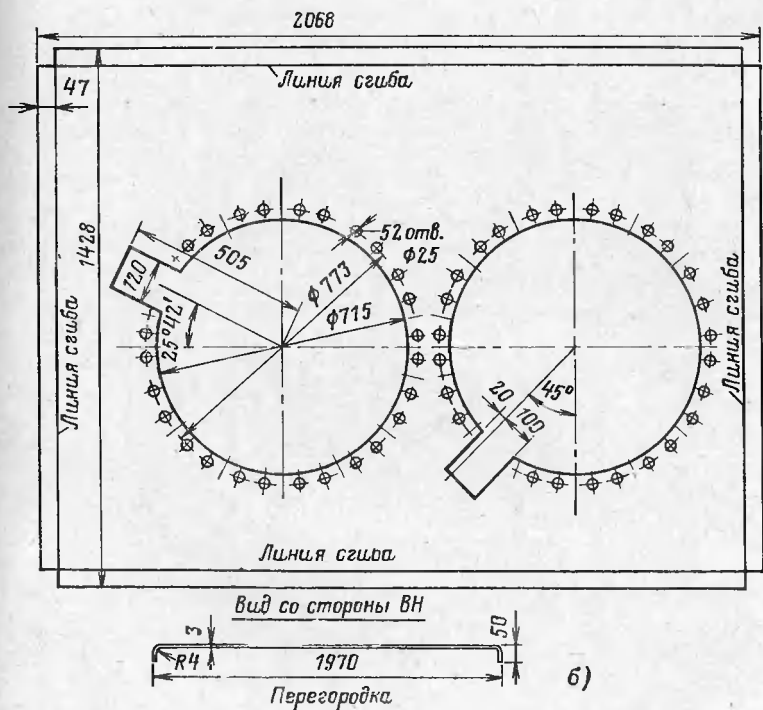
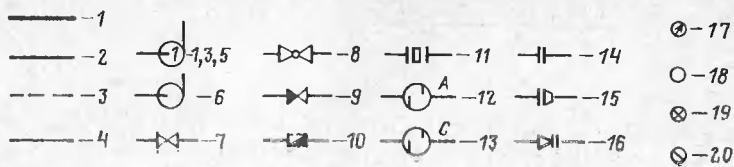
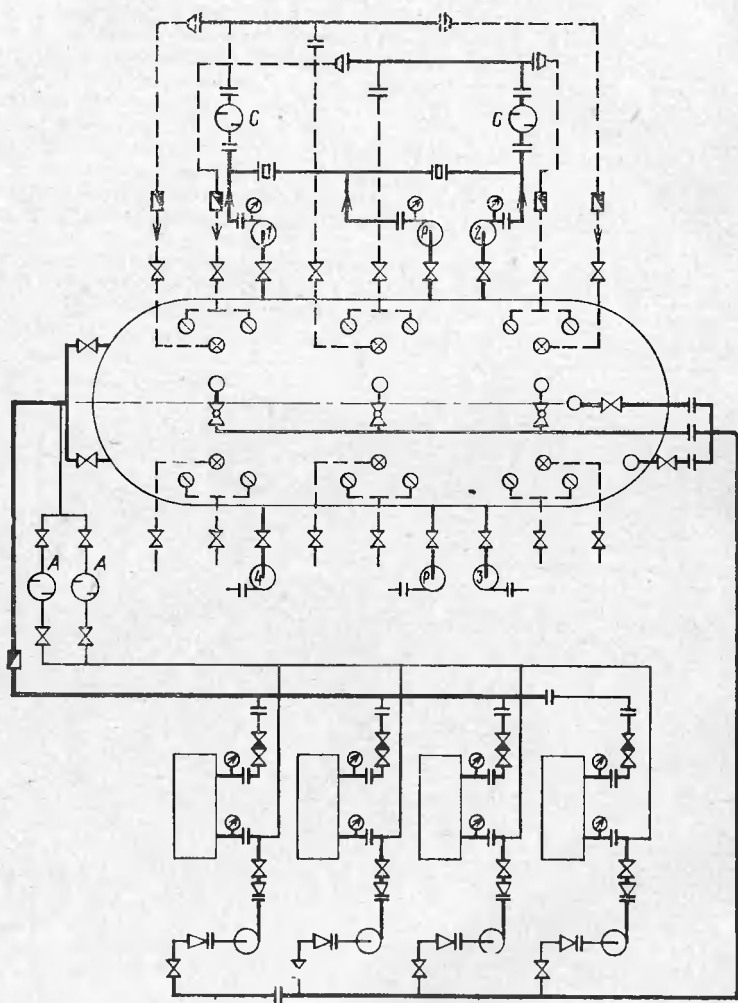


Рис. П10-17. Конструкция активной части трансформатора типа ЭОДЦН-4800/10-72 с направленной циркуляцией масла.

а — монтаж обмоток; б — перегородка; 1 — магнитопровод; 2 — обмотка РО; 3 — обмотка ВН; 4 — обмотка РО; 5 — обмотка НН; 6 — перегородка; 7—10 — электрокартонные цилиндры; 11 — стенка бака трансформатора.



ходит прямо от нижних до верхних патрубков маслопроводов вдоль стенок бака и лишь незначительная часть соприкасается с обмотками и активной частью магнитопровода, отводя тепловые потери.

Эффективность охлаждения резко возрастает, если с помощью конструктивных мер направить поток масла на источники тепла. Такое решение пока не является типовым, а разрабатывается в каждом конкретном случае для определенных трансформаторов.

Рассмотрим конструкцию внутреннего устройства электропечного трансформатора типа ЭОДЦН-4800/10-72 Московского электрозавода имени В. В. Куйбышева.

При монтаже обмоток (рис. П10-17,а) после насадки на стержни магнитопровода 1 обмоток 2 и 3 устанавливается электрокартонная перегородка 6, все окна которой уплотняются прокладками. Затем устанавливаются обмотки 4 и 5.

Бак у трансформатора прямоугольный, колокольного типа. Охлажденное охладителями масло насосами подается в поддон, отделенный от колокола перегородкой (рис. П10-17,б) толщиной 3 мм. Загнутые вниз края перегородки давлением масла прижимаются к стенкам бака, благодаря чему достигается достаточная плотность (масло не может двигаться вдоль стенок бака). Ему приходится двигаться вверх вдоль магнитопровода, а также по каналам основных и регулировочных обмоток ВН (грубой регулировки). Для охлаждения обмоток ВН тонкой регулировки служат 52 отверстия диаметром 25 мм, выштампованные в перегородке равномерно по окружностям вокруг обеих стержней. Обмотка НН выполнена из медной полосы, без витковой изоляции — она охлаждается маслом, омывающим ее витки непосредственно. Отводы охлаждаются маслом, подаваемым принудительно по специальным маслопроводам.

Запорожский трансформаторный завод изготавливает мощные силовые трансформаторы с масляно-водяным охлаждением с направленной принудительной циркуляцией масла.

На рис. П10-18 показана принципиальная схема системы охлаждения трансформатора типа ТЦ-630000/220; вся система как бы состоит из двух независимых систем: из собственной системы охлаждения и системы направленной циркуляции масла. Собственно система охлаждения на базе четырех горизонтальных маслоохладителей и насосов типа ЭЦТ-100/15 выполнена по всем правилам, изложенным выше. Она охлаждает масло во всем трансформаторе. Система направленной циркуляции состоит из двух одинаковых ветвей с обеих сторон бака трансформатора. Каждая ветвь забирает масло из бака и насосами типа ЭЦТ-160/10 подает его непосредственно к обмоткам ВН и НН каждой фазы. Каждая ветвь имеет два рабочих насоса и один резервный, который может быть введен в работу вместо лю-

Рис. П10-18. Принципиальная схема системы охлаждения трансформатора типа ТЦ-630000/220.

1 — маслопровод D_y-250 ; 2 — маслопровод D_y-150 ; 3 — маслопровод D_y-100 ; 4 — маслопровод D_y-5 ; 5 — ЭЦТ-160/10 1,3—ВН; 2,4—НН и Р (резервный); 6 — ЭЦТ-100/15; 7 — задвижка; 8 — кран проходной; 9 — клапан обратный; 10 — шайба дифференциального манометра; 11 — кран плоский; 12 — фильтр адсорбционный; 13 — фильтр сетчатый; 14 — соединение фланцевое; 15 — фланец переходный; 16 — конус переходный; 17 — манометр; 18 — забор масла из верхней части бака; 19 — подвод масла к обмотке ВН; 20 — подвод масла к обмотке НН.

бого из рабочих, а также и вместе с рабочими в форсированном режиме работы трансформатора (с допустимой перегрузкой).

В 1971—1972 гг. уникальную работу, связанную с применением направленной циркуляции масла, провел Сибэнергоремонт при модернизации четырех трансформаторов типа ТДГ-70000/110 на Ново-

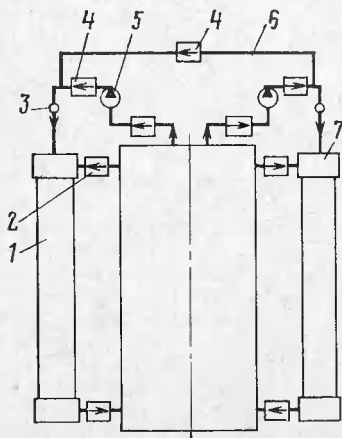


Рис. П10-19. Схема принудительной циркуляции масла через радиаторы.

1 и 7 — первая и вторая группы радиаторов; 2 — нормально закрытый плоский кран; 3 — распределительный полукольцевой коллектор; 4 — задвижки; 5 — масляный насос; 6 — резервный маслопровод.

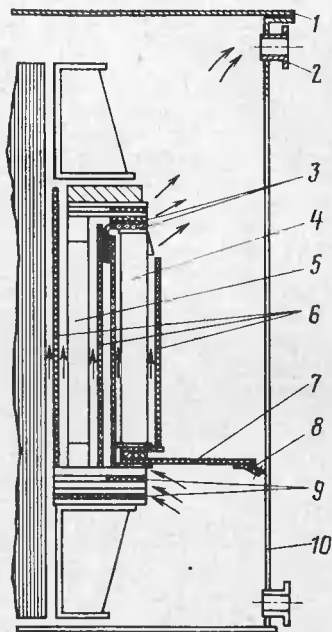


Рис. П10-20. Модернизация активной части трансформатора типа ТДГ-70000/110 с переводом его на охлаждение ДЦ с направленной циркуляцией масла в обмотках.

1 — крышка бака; 2 — верхний патрубок радиатора; 3 — верхняя концевая изоляция обмоток; 4 — обмотка ВН; 5 — обмотка НН; 6 — электрокартонные цилиндры; 7 — электрокартонная перегородка; 8 — уплотнение перегородки относительно стенки бака; 9 — нижняя концевая изоляция обмоток; 10 — стенка бака трансформатора.

сибирской ГЭС по проекту ЦКБ Главэнергоремонта [Л. 12].

Обмотки вследствие сильного износа изоляции требовали замены. Мощность трансформаторов надо было повысить для пропуска повышенной в результате модернизации мощности гидрогенераторов и турбин станции. Повысить мощность трансформаторов обычным путем — заклад-

кой большего количества активной стали магнитопровода (или замена сталью лучшего качества) и заменой обмоток с сохранением охлаждения Д не представлялось возможным из-за отсутствия необходимого для этого места в баке трансформатора. Решено было в магнитопроводе ничего не изменять и новые обмотки сохранить в заводском исполнении, а существующую систему охлаждения

Д реконструировать в систему ДЦ с направленной циркуляцией масла (рис. П10-19). Охлаждающими служат существующие радиаторы, разбитые на две группы 1 и 7, масло в них подается принудительно двумя насосами 5 типа ЭЦТЭ-160/10. Нижние плоские краны 8 радиаторов открыты всегда, а верхние 2 при работе системы ДЦ закрыты, но при работе трансформатора с пониженной мощностью могут открываться — тогда при закрытых задвижках 4 системы ДЦ работает система Д.

Для направления потока масла в обмотки и к стержням магнитопровода внесены изменения в конструкцию нижней и верхней концевой изоляции обмоток, а также установлены заградительный щит 7 с уплотнением 8 по периметру стенки бака и электрокартонные цилиндры 6 (рис. П10-20).

Благодаря повышению расхода масла через каждый радиатор в 5 раз по сравнению с расходом при естественной циркуляции и правильному выбору размеров каналов, подводящих масло к обмоткам и магнитопроводу (чтобы расход масла через обмотки и магнитопровод был примерно пропорционален тепловым потерям в этих обмотках и магнитопроводе), удалось снизить превышения температур наиболее горячих точек обмоток над температурой воздуха более чем на 15 °С. Согласно результатам тепловых испытаний этих трансформаторов после модернизации превышение температуры верхних слоев масла уменьшено также более чем на 15 °С и составляет около 40 °С, а перепад температуры масла по высоте бака не превышает 4—5 °С.

ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ПОВРЕЖДЕНИЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ (ИХ ПРИЗНАКИ, ВОЗМОЖНЫЕ ПРИЧИНЫ И СПОСОБЫ ВЫЯВЛЕНИЯ)

Основные виды повреждений	Признаки повреждений	Возможные причины повреждений	Способы выявления повреждений
Дефект изоляции пластин	Ухудшение состояния масла (понижение температуры вспышки, повышенная кислотность). Увеличение потерь холостого хода	Нагревы, вызываемые вихревыми токами или токами в короткозамкнутых контурах, образующимися в результате нарушения изоляции магнитопровода, наличия забоя и т. п., а также нарушения схемы заземления. Влага, которая конденсируется на поверхности масла, попадает на верхнее ярмо, проникает между пластинами магнитопровода в виде водомасляной эмульсии (смеси влаги с горячим маслом), разрушает изоляцию пластин и вызывает коррозию стали магнитопровода	1. Внешний осмотр при вынутой активной части 2. Специальные испытания: замер потерь холостого хода при зашхтованном ярме с контрольной обмоткой; замер напряжений и пакетами возбужденного магнитопровода 3. Анализ масла 4. Проверка изоляции стяжных шпилек или бандажей мегаомметром
Местное замыкание пластин и "пожар" в магнитопроводе	Появление газа в газовом реле и работа газовой защиты на сигнал. Понижение температуры вспышки масла. Специфический резкий запах и темный цвет масла	Наличие посторонних металлических или токопроводящих частиц, замыкающих в данном месте пластины магнитопровода. Касание какой-либо металлической частью стержня в двух	То же

Основные виды повреждений	Признаки повреждений	Возможные причины повреждений	Способы выявления повреждений
Повышенная вибрация магнитопровода	вследствие его разложения (крекинг-процесс). Повышение потерь и тока холостого хода Ненормальное гудение, дребезжание, жужжание при шихтованной магнитной системе трансформатора. Недопустимое гудение при стальной магнитной системе трансформатора	точках. Местное повреждение изоляции пластин, вызывающее замыкание пластин магнитопровода. Неправильное заземление, создающее короткозамкнутый контур. Разрушение или отставание изолирующих прокладок в стыках стыковой магнитной системы трансформатора Ослабление прессовки магнитопровода. Самопроизвольное разбалчивание и свободное колебание крепежных деталей. Колебание отступающих крайних пластин магнитопровода в стержнях или ярямах. Ослабление прессовки стыков. Пробой или разрушение изолирующих прокладок в стыках	1. Внешний осмотр активной части 2. Проверка напряжения, подаваемого на трансформатор
Обрыв заземления	Потрескивание внутри трансформатора при повышенном напряжении Повышенный ток холостого хода при нормальных потерях холостого хода Увеличены зазоры в стыках между пластинами активной части. Завышена толщина прокладок в стыках яри и колонн в стыковом магнитопроводе	Ослабление крепления или механические повреждения заземления Плохая шихтовка. Толщина прокладок в стыках при стыковой магнитной системе трансформаторов IV—VI габаритов больше 1 мм	Внешний осмотр заземлений при вынужденной активной части 1. Проверка потерь и тока холостого хода 2. Внешний осмотр при вынужденной активной части

Основные виды повреждений	Признаки повреждений	Возможные причины повреждений	Способы выявления повреждений
Витковое замыкание	Работа газовой защиты на отключение (газ — горючий, бело-серого или синеватого цвета). Повышенный нагрев, иногда с характерным бульканьем масла. Небольшое увеличение первичного тока. Разные сопротивления отдельных фаз постоянному току. Работа дифференциальной, а также максимальной токовой защиты, если последняя установлена на стороне первичной обмотки (при значительных повреждениях)	Обмотки	1. Внешний осмотр активной части 2. Испытания: а) измерения сопротивления обмоток постоянному току; б) три специальных испытания при пониженном напряжении с очередным замыканием одной из фаз; в) прожиг обмотки для обнаружения межвиткового замыкания при открытой активной части путем подвоза к обмотке пониженного напряжения (10—20% номинального); в месте повреждения появится дым (при прожиге обмотки необходимо принять меры пожарной безопасности) 3. Выявление межвиткового замыкания искателем Попова 4. Проверка состояния и работы охлаждающих устройств

Основные виды повреждений	Признаки повреждений	Возможные причины повреждений	Способы выявления повреждений
Обрыв в обмотках	Работа газовой защиты вследствие дуги, возникающей в месте обрыва и разлагающей масло	Отгорание выводных концов вследствие электродинамических усилий при коротких замыканиях или из-за плохих соединений. Некачественная пайка проводов. Выгорание части витков вследствие виткового замыкания в обмотке	1. Проверка обмоток амперметрами, включенными в отдельные фазы 2. Измерение сопротивления обмоток мегаомметром при соединении их в звезду 3. Измерение сопротивления обмоток постоянному току между линейными вводами при соединении в треугольник. При полном обрыве одной фазы результаты двух замеров равны. При этом каждый замер равен сопротивлению фазы. Третий замер фазы, где произошел обрыв, дает двойное значение сопротивления. При неполном обрыве в фазе обмотки ее сопротивление будет несколько больше, чем у двух других
Пробой на корпус	Работа газовой, максимальной токовой и дифференциальной защиты. Выброс масла через предохранительную трубу	Дефект главной изоляции вследствие старения или наличия трещин, отверстий, изломов, мятых неровных краев, а также наличия пыли, ворсинок и т. п. Касание края ци-	1. Проверка мегаомметром изоляции между обмотками и корпусом 2. Испытание масла на электрическую прочность и его химический анализ

Основные виды повреждений	Признаки повреждений	Возможные причины повреждений	Способы выявления повреждений
Междупазное короткое замыкание обмотки	Работа газовой, максимальной токовой и дифференциальной защиты. Выбор масла через предохранительную трубу	линдра или барьера металлических частей прессующего устройства, в результате чего может возникнуть ползучий электрический разряд по изоляции из электрокартона. Понижение уровня масла. Попадание влаги или грязи внутрь трансформатора. Перенапряжения. Деформация обмоток при коротких замыканиях	3. Внешний осмотр активной части
Замыкание параллельных проводов в витках непрерывной обмотки, близких к ее началу или концу	Увеличение потерь холостого хода при нормальном токе холостого хода	Причины те же, что и при межвитковом замыкании	1. Внешний осмотр при вынудной активной части 2. Проверка мегаомметром
Замыкание параллельных проводов в витках винтовой обмотки в месте трансформации	Увеличение потерь короткого замыкания	Причины те же, что и при межвитковом замыкании	1. Внешний осмотр мест подгаров изоляции витков при вынудной активной части 2. Пофазные измерения потерь и токов холостого хода 1. Внешний осмотр мест потемнений и подгаров изоляции витков при вынудной активной части 2. Пофазные измерения потерь короткого замыкания

Основные виды повреждений	Признаки повреждений	Возможные причины повреждений	Способы выявления повреждений
Параллельные соединения катушек с неравным количеством витков	Повышенный нагрев обмоток от уравнивательных токов	Уравнивательные токи между параллельными ветвями	1. Проверка прибором Попова 2. Внешний осмотр мест потемнений, подгаров и разрушений изоляции витков при вынужденной активной части
Обрыв одного или нескольких параллельных проводов в витке обмотки	Увеличение потерь короткого замыкания, а также напряжения короткого замыкания	Причины те же, что при обрыве в обмотках	1. Измерение сопротивления обмоток 2. Измерение потерь и напряжения короткого замыкания 3. Внешний осмотр мест потемнений, подгаров и разрушений изоляции витков при вынужденной активной части

Переключающие устройства

Оплавление или выгорание контактных поверхностей	Работа газовой защиты, а иногда дифференциальной и максимальной токовой защиты	Дефекты конструкции или сборки (недостаточное нажатие контактов и упругость нажимных пружин). Повышенный нагрев от сверхтоков, возникающих при близких коротких замыканиях	1. Внешний осмотр при вынужденной активной части 2. Проверка мегаомметром при наличии обрыва 3. Измерение сопротивления обмоток на всех отбывающих
Перекрытие между фазами или отдельными от-	Работа газовой, дифференциальной и максимальной то-	Перенапряжения. Попадание влаги внутрь трансформатора.	1. Внешний осмотр при вынужденной активной части

Основные виды повреждений	Признаки повреждений	Возможные причины повреждений	Способы выявления повреждений
вздутиями (дефект аналогичен междуфланговому короткому замыканию обмоток)	Выброс масла через предохранительную трубу	Дефекты в изолирующих частях (трещины, изломы и т. п.)	2. Проверка мегаомметром
Пробой на корпус	Работа максимальной токовой и дифференциальной защит	Вводы Наличие трещин в изоляторе. Понижение уровня масла при загрязненной внутренней поверхности изолятора Попадание посторонних предметов на вводы Ослабление затяжки болтов. Дефектная уплотняющая прокладка	1. Внешний осмотр 2. Отсоединение ввода и проверка его изоляции мегаомметром Внешний осмотр
Перекрытие между вводами	То же		Внешний осмотр
Негерметичность уплотнений	Течь масла в местах уплотнений		Внешний осмотр
Некачественная армировка ввода	Течь масла в месте армировки ввода		1. Внешний осмотр 2. После съема ввода опустить фарфор в масло на несколько часов, затем тщательно протереть поверхность тряпками, опылить зубным порошком и нагреть до 40—50°C — из трещин выступит масло
Нагрев фарфоровых вводов	Появление трещин	Пробой фарфора вследствие дефекта в самом фарфоре	Внешний осмотр
Нагревы стального фланца ввода	—	Вихревые токи, нагревающие металл	Измерение температуры нагрева фланца

Основные виды повреждений	Признаки повреждений	Возможные причины повреждений	Способы выявления повреждений
Негерметичность уплотнений	Течь масла в местах уплотнений	Бак, радиаторы, расширитель Ослабление затяжки болтов. Дефектность уплотняющих прокладок Механические повреждения металлоконструкций	Внешний осмотр
	Течь масла через швы, трещины, пробоины и т. п.		Внешний осмотр
Ненормальное повышение температуры масла и местные нагревы	—	Трансформаторное масло Неисправности в системе охлаждения (например, закрыты радиаторные краны; вышли из строя дутьевые вентиляторы). Перегрузка трансформатора. Внутренние повреждения в трансформаторе	1. Проверка работы системы охлаждения 2. Проверка нагрузки и соответствия температуры масла данной нагрузке (по записям в журнале) 3. Обследование активной части
Ухудшение качества масла	—	Внутренние повреждения, сопровождающиеся крекинг-процессом, когда газообразные продукты разложения масла растворяются в остальном масле, в результате чего понижается температура вспышки масла. Внутренние повреждения, сопровождающиеся разложением масла дугой (выделяемые при этом газы горючи и содержат водород и метан)	1. Анализ масла 2. Анализ выделяемых маслом газов 3. Обследование активной части

Основные виды повреждений	Признаки повреждений	Возможные причины повреждений	Способы выявления повреждений
—	Работа газовой защиты на сигнал	Попадание воздуха в реле. Медленное понижение уровня масла. Внутренние повреждения, сопровождающиеся кинг-процессом. Короткое замыкание, вызвавшее толчок масла через газовое реле	1. Анализ газов на количество, цвет, запах, горючесть. Если газ без цвета, запаха и не горит, значит, в реле попал воздух; если газ горит — имеется внутреннее повреждение в трансформаторе (по количеству газа судят о раз- мере повреждения). Цвет га- за показывает характер по- вреждения: бело-серый — бумага и электрокартон, желтый — дерево, черный — масло 2. Анализ масла 3. Внешний осмотр и вы- яснение причины снижения уровня масла
—	Работа газовой защиты на отключение	Резкое понижение уровня мас- ла. Внутренние повреждения, сопровождающиеся сильным вы- делением горючих газов	То же

Примечание. В приложении приведены только основные, наиболее характерные неисправности и дефекты трансформаторов, с кото- рыми приходится встречаться ремонтному персоналу.

ВИДЫ ИСПЫТАНИЙ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ НЕИСПРАВНОСТЕЙ

Вид испытания	Результат испытания	Возможные неисправности	Выявление и уточнение неисправности
Измерение сопротивления изоляции обмоток по отношению к корпусу и между собой мегаомметром 2500 В	Сопротивление изоляции равно нулю	Пробой на корпус, пробой между обмотками	Разборка и осмотр обмоток и изоляции
То же	Недостаточное сопротивление изоляции или снижение его по сравнению со значениями замеров при той же температуре более чем на 40%	Увлажнение изоляции	Определение мегаомметром 2500 В коэффициента абсорбции R_{60}/R_{15} (удовлетворительное значение при $\Theta = 10-30^\circ\text{C}$, при напряжении 35 кВ и ниже не менее 1,3; при напряжении 110 кВ и выше — не менее 1,5) Проверка увлажненности прибором контроля влажности (ПКВ) и определение отношения C_2/C_{50}, а также $\Delta C/C$ (удовлетворительное значение C_2/C_{50} при $\Theta = 20^\circ\text{C}$, при напряжении 35 кВ и ниже не более 1,3; при напряжении выше 35 кВ — не более 1,2)

Вид испытания	Результат испытания	[Возможные неисправности	Выявление и уточнение неисправности
Измерение сопротивления изоляции обмоток по отношению к корпусу и между собой мегаомметром 2500 В	Разница в сопротивлениях изоляции (уменьшение у одной из обмоток), а также между обмотками	Повреждение изолятора ввода	Отсоединить вводы от обмоток и замерить отдельно мегаомметром сопротивления изоляции обмоток и каждого ввода по отношению к корпусу
Измерение сопротивления между линейным вводом и нулем при звезде или между началом и концом обмотки мегаомметром 1000 или 2500 В	Мегаомметр вместо нуля показывает бесконечность или какое-то значение	Обрыв или плохой контакт в цепи обмотки	Замер сопротивления постоянному току во всех положениях переключателя
Измерение сопротивления постоянному току каждой обмотки при всех положениях переключающего устройства при помощи моста или методом амперметра и вольтметра	Значительный разброс показаний на разных ступенях переключающего устройства	Плохой контакт в переключающем устройстве. Неправильное присоединение отводов к переключающему устройству. Этот дефект в работающем трансформаторе не бывает, но он наблюдается при испытаниях после ремонта	Проверить осмотром при вынудной активной части состояние контактов переключателя, а также правильность присоединения регулировочных ответвлений к переключающему устройству

[Вид испытания]	Результат испытания	Возможные неисправности	Выявление и уточнение неисправности
Измерение сопротивления постоянному току каждой обмотки при всех положениях переключателя устройства при помощи моста или методом амперметра и вольтметра	Разница в показаниях сопротивлений обмоток отдельных фаз больше чем 2—3%	Плохой контакт в местах присоединений концов обмоток к отводам, а также отводов к вводам. Плохая пайка. Обрыв в цепи обмотки. Межвитковое замыкание	Проверить осмотром активной части состояние доступных контактов и паяк, а также отсутствие обрывов. Произвести пофазное измерение сопротивления постоянному току с присоединенными и отсоединенными вводами. Произвести три специальных испытания при пониженном напряжении (5—10% номинального): первый — при закороченной фазе А, второй — при закороченной фазе В и третий — при закороченной фазе С (см. рис. 11-23). Если дефектна, например, фаза А, то только при закорачивании ее не будет большого тока, в двух других случаях будут большие токи (гл. 11)
Проверка группы соединений обмоток	Получаемые результаты не соответствуют ни одной группе. Этого дефекта в богатом трансформаторе	Вывернута одна из обмоток на одной фазе (перепутаны направление намотки или начало и конец обмотки)	Произвести пофазное измерение группы; проверить линейный коэффициент трансформации

Вид испытания	Результат испытания	Возможные неисправности	Выявление и уточнение неисправности
Три специальных испытания с поочередным закорачиванием одной из фаз (см. гл. 7)	не может быть, но он наблюдается при испытаниях после ремонта Значительные токи в двух опытах по сравнению с третьим	Витковое замыкание в обмотке, при закорачивании которой не наблюдалось увеличенного тока	Произвести повторное испытание при вынужтой активной части до появления дыма или обнаружения местного повышенного нагрева, принимая при этом меры пожарной безопасности
Опыт холостого хода по схеме двух ваттметров при номинальном напряжении	Значительно завышенные ток и потери холостого хода	а) Наличие короткозамкнутого контура через бандаж и систему креплений или через неправильно выполненное заземление; б) Межвитковое замыкание	Проверить при вынужтой активной части изоляцию бандажей мегаомметром 2500 В, а также изоляцию ярмовых балок; проверить заземление; выявить межвитковое замыкание
То же	Значительное увеличение потерь холостого хода	Плохая изоляция пластин	Произвести специальные испытания магнитопровода (см. гл. 7)

Вид испытания	Результат испытания	Возможные неисправности	Выявление и уточнение неисправности
Опыт холостого хода по схеме двух ваттметров при номинальном напряжении	Значительно завышенный ток холостого хода. Этого дефекта у работающего трансформатора не может быть, но он наблюдается при испытаниях после ремонта	Плохая сборка стыков магнитопровода. Неполное сечение верхнего ярма из-за недостатка значительного числа пластин при шихтовке	Внешний осмотр стыков при вынутой активной части, а также проверка и определение сечения ярма
Опыт короткого замыкания	Завышенное напряжение короткого замыкания	Плохой контакт на вводах, в переключающем устройстве или в схеме	Измерить сопротивление постоянному току во всех положениях переключающего устройства с присоединенными и отсоединенными вводами
То же	Завышенные потери короткого замыкания	Обрыв одной из параллельных ветвей обмоток. Неправильное выполнение транспозиций. Намотка обмотки из провода меньшего сечения, чем по расчету	Произвести три отдельных опыта короткого замыкания, для чего замкнуть накоротко обмотку НН и подвести поочередно напряжение на вводы АВ, ВС, АС. Каждый замер потерь дает потери двух фаз. В двух опытах дефектная фаза участвует и дает завышенные потери по сравнению с третьим опытом, в котором она не участвует

ПАЙКА И СВАРКА ПРОВОДНИКОВЫХ МАТЕРИАЛОВ

Пайка алюминия и его сплавов. Для лужения и пайки применяются следующие припои: цинково-кадмиевый ПЗ00А; оловянно-цинковые П200А и П250А и алюминиевые 34А, П575А и П425А. Цифры в обозначении марки припоя указывают температуру окончания плавления припоя.

Химический состав и физико-механические свойства этих припоев даны в табл. П13-1.

Для сращивания алюминиевых проводов круглого и прямоугольного сечения при намотке обмоток трансформаторов рекомендуется отдавать предпочтение припою ПЗ00А, для припайки гибких медных отводов ВН и СН — припои П250А и П200А.

Для лужения и пайки шинных отводов НН из алюминия и его сплавов АМг, Д16 и тр. рекомендуются алюминиевые припои. Пайку этими припоями ведут горячим способом с применением флюсов Ф59А и 34А.

Флюс Ф59А имеет следующий химический состав, %:

Кадмий борфторид (ВТУ ГКХ 1527-61)	10
Цинк борфторид (ТУ ГКХ 1528-61)	3
Аммоний борфторид (ВТУ ГКХ 1526-61)	5
Триэтанолламин (ТУ МХП 1931-49)	82

Флюс готовится следующим способом. Борфториды кадмия и цинка помещают в одну фарфоровую ступку, а борфторид аммония — в другую. Затем в каждую из ступок добавляют понемногу триэтанолламина. Эти смеси тщательно растирают в течение 10 мин, после чего в каждую из ступок разливают поровну остальное количество триэтанолламина и все тщательно перемешивают в течение 4 ч. Для длительного перемешивания смесей рекомендуется использовать механическую мешалку. Раствор борфторидов кадмия и цинка в триэтаноллаmine вливают в раствор борфторида аммония в триэтаноллаmine и готовый флюс дополнительно перемешивают в течение 20—30 мин.

Особенно эффективно применение флюса Ф59А при пайке оловянно-цинковыми припоями, менее эффективно — припоем ПЗ00А.

Флюс 34А имеет следующий химический состав, %:

Калий хлористый (ГОСТ 4568-65)	50±6
Литий хлористый (ГУЦМ 3043-51)	32±1
Цинк хлористый (ГОСТ 4529-69)	8±2
Натрий фтористый (ГОСТ 2871-67)	10±1

Температура плавления флюса равна 420 °С.

Все компоненты этого флюса, кроме хлористого цинка, перед его приготовлением тщательно просушивают. Хлористый калий сушат при 110—150 °С в течение 3 ч на противне из нержавеющей стали и затем измельчают. Хлористый литий сушат при 100—120 °С в течение 5—6 ч, измельчают, а затем сушку продолжают при 150 °С. После этого соль расплавляют и выдерживают около 3 ч при 300 °С. Фтористый натрий сушат при 110—150 °С в течение 3 ч. Хлористый цинк расплавляют и после затвердевания разбивают на куски. Подготовленные составляющие, кроме хлористого цинка, расплавляют в электропечи при 600—650 °С. После расплавления

Таблица П13-1
Припой для пайки алюминия и его сплавов между собой и с медью и ее сплавами

Марка припоя	Химический состав, %						Физико-механические свойства					
	Компоненты						Всего примесей	Температура плавления, °С		Плотность, кг/м³	Коэффициент линейного расширения, ×10 ⁻⁶	Удельное электрическое сопротивление, Ом·м
	Алюминий	Олово	Медь	Цинк	Кадмий	Кремний						
<i>Цинково-кадмиевый</i>												
П300А	—	—	—	59—61	39—41	—	0,045	266	310	7730	—	67·10 ⁻³
<i>Оловянно-цинковые</i>												
П250А	—	79—81	—	19—21	—	—	0,150	200	250	7300	—	106·10 ⁻³
П200А	—	89—91	—	9—11	—	—	0,150	199	210	7320	—	110·10 ⁻³
<i>Алюминиевые</i>												
34А	65—67	—	27—29	—	—	5—7	0,450	525	525	3300	—	—
П575А	79—81	—	—	19—21	—	—	0,450	550	575	3080	26,9	—
П425А	19—21	—	14—16	64—66	—	—	0,420	415	425	5700	26,0	81·10 ⁻³

температуру в печи снижают до 450—500 °С и к смеси прибавляют хлористый цинк. Расплавленный флюс перемешивают и выливают на противень. После затвердевания флюс разбивают на куски и растирают в фарфоровой ступке или в шаровой мельнице до состояния пудры.

Флюс 34А применяется при пайке алюминиевыми припоями.

Описанные флюсы обладают очень высокой химической активностью, необходимой им для разрушения стойкой оксидной пленки, покрывающей поверхность алюминия. В процессе пайки флюс предохраняет спаиваемые поверхности от появления новой пленки, которой способна покрываться поверхность алюминия сразу же после удаления старой пленки. Однако пайка протекает сравнительно быстро, поэтому алюминиевые провода и шины разрушаются значительно, а разъединенные места заливаются металлом припоя.

Если флюс оставить на металле на длительное время, то алюминий в этих местах будет разрушен, а действие рабочего тока на уменьшенном сечении приведет к повышенным нагревам этих мест, в результате чего трансформатор может выйти из строя.

Поэтому очень важно после пайки тщательно удалить остатки флюсов.

Флюс Ф59А удаляют промывкой проточной горячей водой (50—60 °С) или тампоном, смоченным в воде или спирте.

Флюс 34А отмывается труднее. Швы промывают горячей водой в течение 8—10 мин и одновременно оттирают жесткой волосной щеткой, затем промывают холодной проточной водой в течение 30 мин. Отмывка проверяется нанесением на шов 2%-ного раствора азотнокислого серебра. В случае появления белого налета отмывку повторяют. Раствор азотнокислого серебра смывают горячей водой.

Технология пайки алюминия горячим способом ничем не отличается от технологии пайки меди медно-фосфорным припоем, описанной в гл. II. Поверхности спаиваемых проводников обрабатывают до чистоты 2—3. Шлифованные и полированные поверхности перед пайкой обрабатывают стальной кардовой щеткой или напильником. Допускается обработка крупной шлифовальной шкуркой.

Перед полудой или пайкой детали очищают от жирных загрязнений бензином или другим растворителем (РС-1, РС-2, ацетон). При выполнении лудильных и паячных работ не следует оставлять большие перерывы между лужением и пайкой (более 2 суток) во избежание разрушения луженой пленки на воздухе без защиты.

Сварка меди. При ремонте электропечных трансформаторов возникает необходимость выполнить иногда сварку медного листа, из которого изготовлена обмотка НН. Медь применяется, как правило, чистая электролитическая марок М1, М2 и М3.

Сварку и наплавку меди выполняют медными электродами «Комсомолец-100», изготавливаемыми из меди марки МТ по ГОСТ 9466-60.

Для сварки необходим постоянный ток обратной полярности, источником которого может служить сварочный генератор постоянного тока. Рекомендуемые значения тока приведены в табл. П13-2.

Ленты толщиной более 6 мм перед сваркой рекомендуется предварительно подогреть до 300—500 °С. Это улучшает качество сварки.

Аргонодуговая сварка алюминия. Самое высокое качество сварки алюминия (проводов, шин, выполнение схем соединения обмоток) обеспечивает аргонодуговая сварка. Это сварка алюминия в аргонной среде вольфрамовым электродом. Но при этом необходимо спе-

Рекомендуемые значения тока, А

Положение шва	Диаметр электрода, мм		
	3	4	5
Нижнее	90—110	120—140	170—190
Наклонное	70—90	100—120	150—170

циальное стационарное оборудование, которое в условиях ремонтов выездными бригадами отсутствует. Поэтому этот вид сварки не рассматриваем.

Холодная сварка алюминия и меди. В электротехнической промышленности все большее применение получает холодная сварка алюминиевых и медных проводов, дающая наиболее качественную, эффективную, надежную и производительную сварку при намотке обмоток.

Холодную сварку производят на машинах серии МСХС, которые разработаны Всесоюзным научно-исследовательским институтом электросварочного оборудования (ВНИИЭСО) и выпускаются серийно.

В зависимости от сечений свариваемых проводов используют разные машины, дающие усилия от $5 \cdot 10^4$ до $5 \cdot 10^5$ Н (5—50 тс). Соответственно этому и приводы у них разные. Машины снабжаются комплектами запасных губок (плашек). Каждая пара губок предназначена для сварки проводов одного сечения. Это создает большое неудобство при использовании этих машин во время ремонта, когда нужно соединять провода разных сечений, но в небольших количествах.

Конструкторско-технологическим бюро В/О «Главэлектрремонт» разработаны специальные головки к этим машинам для возможности сварки проводов различных сечений с помощью машин МСХС без перестановки плашек. Для круглого сечения проводов разработан универсальная плашка на 12 размеров, а для прямоугольного сечения — головка для сварки проводов любого сечения с самоустанавливающимися зажимами по размерам проводов.

Холодная сварка применяется и при армировании алюминиевых проводов медными наконечниками при изготовлении демпферов и пр.

ПРИЛОЖЕНИЕ 14

ФОРМУЛЯР

ФОРМУЛЫ, ТАБЛИЦЫ И ПОЯСНЯЮЩИЕ РИСУНКИ

I. Основные электрические величины и соотношения

1. Номинальная мощность трансформатора P_n , кВт · А

1) Трехфазный силовой общего назначения

$$P_n = P_2 = \sqrt{3} U_{л2} I_{л2} \cdot 10^{-3} = 3 U_{ф2} I_{ф2} \cdot 10^{-3} \approx P_1 \quad (\text{П14-1})$$

2) Однофазный силовой общего назначения

$$P_n = P_2 = U_2 I_2 \cdot 10^{-3} \approx P_1 = U_1 I_1 \cdot 10^{-3}. \quad (\text{П14-2})$$

3) Трехобмоточный трехфазный силовой общего назначения

$$P_H = P_1 = \sqrt{3} U_{Л1} I_{Л1} 10^{-3} = 3 U_{\Phi 1} I_{\Phi 1} 10^{-3}. \quad (\text{П14-3})$$

4) Преобразовательный

$$P_H = P_1 = \sqrt{3} U_{Л1} I_{Л1} 10^{-3} = 3 U_{\Phi 1} I_{\Phi 1} 10^{-3}. \quad (\text{П14-4})$$

2. Типовая мощность трансформатора * P_T , кВ · А

1) Силовой общего назначения или электронагревательной

$$P_T = k_{\text{рег}} P_H. \quad (\text{П14-5})$$

2) Преобразовательный

$$P_T = \frac{1}{2} (P_1 + P_2) [\text{Л. 5}]. \quad (\text{П14-6})$$

3. Автотрансформатор

1) Однофазный (рис. П14-1, а и б):

а) Проходная мощность, кВ · А,

$$P_{\text{пр}} = U_2 I_2 10^{-3} = U_1 I_1 10^{-3}. \quad (\text{П14-7})$$

б) Расчетная мощность, кВ · А, $U_2 > U_1$ (рис. П14-1, а)

$$P_{\text{рас}} = P_{\text{пр}} (1 - U_1/U_2) = P_{\text{пр}} (1 - k_a). \quad (\text{П14-8})$$

в) Коэффициент трансформации

$$k_a = U_1/U_2.$$

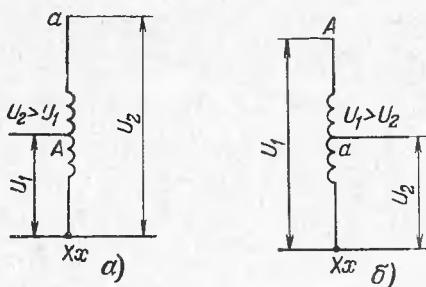


Рис. П14-1. Схемы автотрансформатора.

а — повышающего; б — понижающего.

г) Расчетная мощность, кВ · А, $U_1 > U_2$ (рис. П14-1, б)

$$P_{\text{рас}} = P_{\text{пр}} (1 - U_2/U_1) = P_{\text{пр}} (1 - 1/k_a). \quad (\text{П14-9})$$

* Типовая мощность трансформатора — мощность модели, которая соответствует количеству закладываемых в трансформатор активных материалов (стали и металла обмоточного провода). При отсутствии регулирования напряжения $P_T = P_H$; при наличии регулирования напряжения $P_T > P_H$. Коэффициент $k_{\text{рег}} > 1$ зависит от диапазона и схемы регулирования.

д) Коэффициент трансформаций

$$k_a = U_1/U_2.$$

2) Трехфазный; соединение в звезду (рис. П14-2, а и б):

а) $P_{\text{рас}} = P_{\text{пр}} (1 - 1/k_a).$ (П14-10)

б) Коэффициент трансформации

$$k_a = U_{\phi 1}/U_{\phi 2} = U_{A1}/U_{A2} = AX/ax = AB/ab = w_1/w_2. \quad (\text{П14-11})$$

3) Трехфазный; соединение в треугольник (рис. П14-3, а—в):

а) $P_{\text{рас}} = P_{\text{пр}} (k_a - 1) \sqrt{3} / k_a \sqrt{k_a^2 - 3k_a + 3}.$ (П14-12)

б) $k_{a.\phi} = AB/ab = w_1/w_2.$ (П14-13)

в) $k_{a.\text{л}} = AB/ab = k_a / \sqrt{k_a^2 - 3k_a + 3}.$ (П14-14)

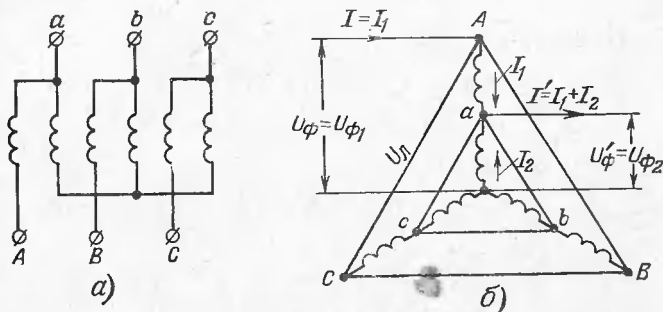


Рис. П14-2. Схема трехфазного автотрансформатора при соединении обмоток в звезду.

а — схема соединений; б — развернутая схема.

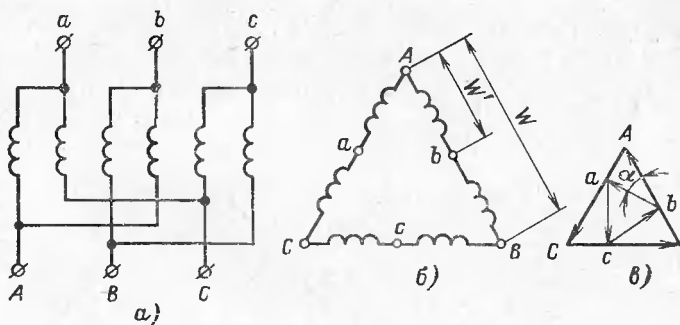


Рис. П14-3. Схема трехфазного автотрансформатора при соединении обмоток в треугольник.

а — схема соединений; б — развернутая схема; в — векторная диаграмма.

4. Фазные I_ϕ и линейные I_π токи, А

- 1) Соединение в звезду (Y) или зигзаг (Z)

$$I_\phi = I_\pi = P_n 10^3 / \sqrt{3} U_\pi = P_n 10^3 / 3 U_\phi. \quad (\text{П14-15})$$

- 2) Соединение в треугольник (Δ):

а)
$$I_\phi = I_\pi / \sqrt{3}. \quad (\text{П14-16})$$

б)
$$I_\pi = P_n 10^3 / \sqrt{3} U_\pi = P_n 10^3 / \sqrt{3} U_\phi. \quad (\text{П14-17})$$

5. Фазные U_ϕ и линейные U_π напряжения, В

- 1) Соединение в звезду или зигзаг:

а)
$$U_\phi = U_\pi / \sqrt{3}. \quad (\text{П14-18})$$

б)
$$U_\pi = P_n 10^3 / \sqrt{3} I_\pi = P_n / \sqrt{3} I_\phi. \quad (\text{П14-19})$$

- 2) Соединение в треугольник

$$U_\phi = U_\pi = P_n 10^3 / \sqrt{3} I_\pi = P_n 10^3 / 3 I_\phi. \quad (\text{П14-20})$$

6. Напряжение одного витка u_w , В

- 1) Соединение в звезду

$$u_w = U_\phi, \omega_\phi = U_\pi / \sqrt{3} \omega_\phi, \quad (\text{П14-21})$$

где ω_ϕ — число витков на фазу.

- 2) Соединение в треугольник

$$u_w = U_\phi / \omega_\phi = U_\pi / \omega_\phi. \quad (\text{П14-22})$$

- 3) Соединение в зигзаг

$$u_w = U_\pi / 3 \omega_{\pi. \phi}, \quad (\text{П14-23})$$

где $\omega_{\pi. \phi}$ — число витков в половине обмотки на одном стержне.

Формула (П14-23) справедлива для схемы нормальный зигзаг, когда обмотка на каждом стержне разделена пополам.

7. Преобразовательный трансформатор (табл. П14-1) [Л. 5]

II. Параметры магнитопровода

1. Активные сечения магнитопровода (стержней S_c и ярм $S_{яp}$), см^2

- 1) Активное сечение стержня

$$S_c = S_{кр} k_\phi k_n. \quad (\text{П14-32})$$

- 2) Площадь круга, в который вписано сечение стержня,

$$S_{кр} = \pi D_c^2 / 4. \quad (\text{П14-33})$$

- 3) Площадь ступенчатой фигуры сечения стержня (см. рис. 5-12)

$$S_\phi = S_{кр} k_\phi. \quad (\text{П14-34})$$

К определению параметров для разных схем соединения обмоток преобразовательных трансформаторов [Л. 5]

Параметр	Мостовая схема (рис. 3-20)	Схема звезда— двойной зигзаг (рис. 3-21)	Схема звезда—две обратные звезды с уравнительным реакто- ром (рис. 3-22)	Номер формулы
Идеальное выпрямленное напряжение $U_{в.о.}$, В	2,34 $U_{2ф}$	1,35 $U_{2ф}$	1,17 $U_{2ф}$	(П14-24)
Действующее значение вторичного тока I_2 , А	0,817 I_B	—	0,289 I_B	(П14-25)
Действующее значение вторичного тока в части вторичной обмотки, непосредственно соединенной со звездой, I'_2 , А	—	0,41 I_B	—	(П14-26)
Действующее значение вторичного тока в части вторичной обмотки, присоединенной к нулевой точке, I''_2 , А	—	0,58 I_B	—	(П14-27)
Мощность вторичной обмотки P_2 , В·А	1,05 $U_{в.о.} I_B$	1,81 $U_{в.о.} I_B$	1,49 $U_{в.о.} I_B$	(П14-28)
Номинальная мощность трансформатора P_1 , Вт	1,05 $U_{в.о.} I_B$	1,05 $U_{в.о.} I_B$	1,05 $U_{в.о.} I_B$	(П14-29)
Типовая мощность P_T , Вт	1,05 $U_{в.о.} I_B$	1,43 $U_{в.о.} I_B$	1,27 $U_{в.о.} I_B$	(П14-30)
Коэффициент использования $k_{ис} = U_{в.о.} I_B / P_T$	1/1,05=0,95	1/1,43=0,7	1/1,27=0,788	(П14-31)

Диаметр стержня D_c , мм	Число		Коэффици- ент k_{ϕ}	Стержень			Ядро			
	ступеней	каналов		Площадь ступенчатой фигуры $S_{ф.с}$	Активные сечения S_c при коэффициентах заполнения сечения		Площадь ступенчатой фигуры $S_{ф.я}$	Активные сечения $S_{яp}$ при коэффициентах заполнения сечения		
					0,94	0,95		0,94	0,95	
280	8	—	0,927	570,90	—	548,06	591,10	—	—	567,45
300	8	—	0,929	657,20	—	630,91	675,20	—	—	648,19
320	9	—	0,927	746,20	—	716,35	762,40	—	—	731,90
340	9	—	0,930	844,80	—	811,00	860,80	—	—	826,36
360	9	1	0,912	929,80	—	892,03	944,80	—	—	907,00
380	9	1	0,913	1035,80	—	994,36	1063,40	—	—	1020,86
400	11	1	0,919	1155,64	—	1109,41	1167,64	—	—	1120,93
420	11	1	0,926	1282,92	—	1231,60	1315,02	—	—	1262,41
450	14	1	0,921	1479,18	—	1420,01	1500,18	—	—	1440,17
480	14	1	0,933	1688,86	—	1621,37	1718,66	—	—	1649,91
500	14	2	0,925	1816,40	—	1743,74	1843,90	—	—	1770,14
530	15	2	0,926	2044,78	—	1962,98	2077,78	—	—	1994,66
560	15	2	0,928	2286,18	2149,00	2171,87	2316,68	2177,67	2200,84	2224,01
600	16	2	0,933	2630,42	2481,05	2507,44	2690,92	2529,46	2556,37	2563,28
630	16	3	0,927	2892,50	2718,95	2747,87	2958,30	2780,80	2810,38	2839,96
670	16	3	0,928	3273,90	3077,46	3110,20	3357,70	3156,23	3189,81	3223,39
710	16	3	0,931	2688,00	3466,72	3503,60	3797,80	3569,93	3607,91	3645,38
750	16	3	0,931	4115,70	3868,15	3909,91	4251,80	3996,69	4039,21	4081,72

4) Коэффициент заполнения круга k_{ϕ} — отношение площади ступенчатой фигуры к площади круга, в который вписана эта фигура. Диаметр круга равен диаметру стержня трансформатора — см. табл. П14-2, где даны значения k_{ϕ} и активные сечения стержней и ярм.

5) Коэффициент заполнения сечения стержня (учитывающий изоляцию пластин) $k_{и}$ (табл. П14-3).

Таблица П14-3

Коэффициент заполнения сечения, учитывающий
изоляцию пластины, $k_{и}$

Вид изоляции пластин	Коэффициент заполнения сечения $k_{и}$	Число пластин на 100 мм толщины пакета магни- топровода из стали с толщиной пластин 0,35 мм	
		для поми- нальной толщины	с минуса- вым допус- ком 0,03 мм
Жаростойкое электроизоляцион- ное покрытие	$0,96 \pm 0,01$	274	300
То же плюс однократная лаки- ровка (чередование лакируемых и нелакируемых пластин)	$0,95 \pm 0,01$	272	298
Однократная лакировка без жа- ростойкого покрытия	$0,94 \pm 0,01$	270	294
Двукратная лакировка без жаро- стойкого покрытия	$0,92 \pm 0,01$	264	288

6) Активное сечение прямоугольного ярма стержневой магнит-
ной системы трансформатора

$$S_{яр} = h_{яр} b_{яр} k_{и}, \quad (\text{П14-35})$$

где $h_{яр}$ — высота ярма, см; $b_{яр}$ — толщина ярма, см.

7) Активное сечение ступенчатой фигуры ярма стержневой маг-
нитной системы трансформатора

$$S_{яр} = S_{\phi-яр} k_{и}. \quad (\text{П14-36})$$

8) Активное сечение ярма разветвленной магнитной системы
трансформатора

$$S_{яр.бр} = S_c / 2. \quad (\text{П14-37})$$

Формула (П14-37) справедлива для неусиленного ярма.

2. Магнитная индукция в стержнях и ярмах, Т

1) Индукция в стержнях B_c

$$B_c = \frac{U_{\phi} 10^4}{4,44 f \omega_{\phi} S_c} = \frac{u_{\omega} 10^4}{4,44 f S_c}, \quad (\text{П14-38})$$

где f — частота тока, Гц.

2) Индукция в ярмах $B_{яр}$

$$B_{яр} = B_c S_c / S_{яр}. \quad (\text{П14-39})$$

Таблица П14-4

Удельные потери в трансформаторной стали (p_0 , Вт/кг)
по ГОСТ 802-58; толщина равна 0,35 мм, $f=50$ Гц [Л. 8]

Магнитная индукция B , Т	Марка горячекатаной стали			Марка холоднокатаной стали (отожженная после механической обработки)			
	Э41-0,35	Э42-0,35	Э43-0,35	Э310-0,35	Э320-0,35	Э330-0,35	Э330А-0,35
0,90	1,08	0,962	0,836	0,662	0,582	0,503	0,404
0,92	1,13	1,04	0,875	0,690	0,606	0,522	0,422
0,94	1,19	1,06	0,920	0,717	0,629	0,542	0,440
0,96	1,24	1,11	0,960	0,745	0,653	0,561	0,460
0,98	1,29	1,16	1,010	0,772	0,676	0,581	0,480
1,00	1,35	1,20	1,050	0,80	0,70	0,60	0,50
1,02	1,40	1,26	1,10	0,830	0,725	0,622	0,52
1,04	1,46	1,31	1,14	0,860	0,750	0,644	0,536
1,06	1,52	1,36	1,19	0,890	0,775	0,666	0,558
1,08	1,57	1,41	1,24	0,920	0,800	0,688	0,575
1,10	1,63	1,46	1,29	0,950	0,825	0,710	0,596
1,12	1,69	1,52	1,34	0,984	0,834	0,734	0,618
1,14	1,75	1,58	1,39	1,02	0,883	0,758	0,640
1,16	1,81	1,64	1,45	1,05	0,912	0,782	0,660
1,18	1,88	1,70	1,50	1,09	0,941	0,806	0,680
1,20	1,94	1,76	1,56	1,12	0,970	0,830	0,703
1,22	2,01	1,83	1,61	1,16	1,00	0,858	0,725
1,24	2,08	1,89	1,67	1,20	1,03	0,886	0,750
1,26	2,15	1,95	1,73	1,23	1,06	0,914	0,770
1,28	2,21	2,02	1,79	1,27	1,09	0,942	0,795
1,30	2,29	2,09	1,85	1,31	1,13	0,970	0,820
1,32	2,36	2,16	1,91	1,35	1,16	1,00	0,842
1,34	2,43	2,23	1,93	1,39	1,19	1,03	0,868
1,36	2,50	2,30	2,04	1,44	1,22	1,07	0,894
1,38	2,57	2,37	2,10	1,48	1,26	1,10	0,920
1,40	2,64	2,45	2,17	1,52	1,29	1,13	0,945
1,42	2,72	2,52	2,23	1,57	1,33	1,16	0,975
1,44	2,79	2,59	2,30	1,61	1,37	1,20	1,00
1,46	2,86	2,66	2,37	1,66	1,42	1,23	1,03
1,48	2,93	2,73	2,43	1,70	1,46	1,27	1,07
1,50	3,00	2,80	2,50	1,75	1,50	1,30	1,10
1,52	—	—	—	1,81	1,56	1,35	1,14
1,54	—	—	—	1,88	1,62	1,40	1,18
1,56	—	—	—	1,94	1,67	1,45	1,22
1,58	—	—	—	2,01	1,73	1,50	1,27
1,60	—	—	—	2,07	1,79	1,56	1,32
1,62	—	—	—	2,16	1,87	1,62	1,38
1,64	—	—	—	2,24	1,95	1,69	1,43
1,66	—	—	—	2,33	2,04	1,76	1,49

Магнитная индукция $B, \text{ Т}$	Марка горячекатаной стали			Марка холоднокатаной стали (отожженная после механической обработки)			
	Э41-0,35	Э42-0,35	Э43-0,35	Э310-0,35	Э320-0,35	Э330-0,35	Э330А-0,35
1,68	—	—	—	2,41	2,12	1,83	1,54
1,70	—	—	—	2,50	2,20	1,90	1,60
1,72	—	—	—	2,60	2,30	2,00	1,67
1,74	—	—	—	2,70	2,41	2,09	1,75
1,76	—	—	—	2,80	2,51	2,19	1,83
1,78	—	—	—	2,90	2,62	2,28	1,91
1,80	—	—	—	3,00	2,72	2,38	2,00

Примечания: 1. Чтобы получить p_0 , Вт/кг, для стали с толщиной пластин 0,5 мм, надо значение p_0 по таблице умножить на коэффициент k : а) для горячекатаной стали $k=1,16$; б) для холоднокатаной стали Э310 и Э320 при магнитных индукциях 0,9—1,2 Т $k=1,37$; при 1,2—1,6 Т $k=1,40$; при 1,6—1,8 Т $k=1,28$; в) для холоднокатаной стали Э330 $k=1,34$.

2. Указанные в таблице удельные потери даны для холоднокатаной отожженной стали. Если сталь после механической обработки не отожжена, то надо удельные потери умножить на коэффициент 1,1.

3) Индукция в стержнях при $f=50$ Гц

$$B_c = u_w 10^4 / 222 S_c. \quad (\text{П14-40})$$

3. Масса стали стержней G_c и ярм $G_{яр}$, кг

1) Масса стали стержней

$$G_c = \rho_c V_c. \quad (\text{П14-41})$$

2) Объем стали стержней, м^3 ,

$$V_c = n c h_c S_c \cdot 10^{-6}. \quad (\text{П14-42})$$

3) Плотность трансформаторной стали: горячекатаной $\rho_c = 7550 \text{ кг/м}^3$; холоднокатаной $\rho_c = 7650 \text{ кг/м}^3$.

4) Масса стали ярм

$$G_{яр} = \rho_{яр} V_{яр}. \quad (\text{П14-43})$$

5) Объем стали ярм, м^3 ,

$$V = 2 l_{яр} S_{яр} \cdot 10^{-6}. \quad (\text{П14-44})$$

4. Потери холостого хода

$$P_0 = k_d (P_{0.c} + P_{0.яр}), \text{ Вт} \quad (\text{П14-45})$$

1) Потери в стали стержней

$$P_{0.c} = \rho_{0.c} G_c. \quad (\text{П14-46})$$

2) Потери в стали ярм

$$P_{0.яр} = \rho_{0.яр} G_{яр}. \quad (\text{П14-47})$$

3) Удельные потери в стали стержней $p_{0.c}$ и ярм $p_{0.яр}$ берут в зависимости от магнитной индукции в стержнях B_c и ярмах $B_{яр}$ для стали соответствующей марки из табл. П14-4 с учетом примечаний к таблице.

4) Коэффициент добавочных потерь k_d , учитывающий неравномерное распределение магнитной индукции по сечению стержней и ярм, изменение структуры стали после механической обработки, местное увеличение магнитной индукции в стыках и т. п., следует брать при расчетах (в процессе ремонтных работ) не менее 1,1, так как дополнительные расшивки и шихтовка верхнего ярма готового магнитопровода увеличивают влияние этих факторов. Кроме того, при ремонтах готового магнитопровода марка стали не всегда точно известна.

Таблица П14-5

К расчету намагничивающей мощности P_μ

Индукция B, T	Горячекатаная сталь марок Э41, Э42, Э43		Холоднокатаная сталь, марки Э320	
	Сталь, В·А/кг	Зазор, В·А/см²	Сталь, В·А/кг	Зазор, В·А/см²
0,9	3,50	0,303	1,26	0,060
0,98	4,36	0,449	1,67	0,108
1,00	4,60	0,491	1,80	0,122
1,06	5,62	0,652	2,25	0,180
1,10	6,50	0,776	2,60	0,220
1,14	7,70	0,924	3,15	0,286
1,20	10,0	1,176	3,35	0,466
1,22	11,0	1,278	4,15	0,528
1,30	15,70	1,722	5,60	0,853
1,38	23,48	2,299	7,70	1,255
1,40	25,80	2,457	8,30	1,370
1,46	35,10	3,012	10,50	1,720
1,48	39,30	3,216	11,40	1,870
1,50	43,50	3,420	12,45	1,980
1,54	—	—	14,85	2,260
1,60	—	—	19,50	2,740
1,62	—	—	21,60	2,920
1,70	—	—	32,50	3,720

Примечания: 1. Значения P_μ для сталей Э330 и Э330А равны значениям для стали Э320, умноженным на коэффициент k :

при $B=0,92 \div 1,64 T$ $k=0,81$;

при $B=1,64 \div 1,8 T$ $k=0,77$.

2. Значения P_μ для стали Э310 равны значениям для стали Э320, умноженным на коэффициент k :

при $B=0,92 \div 1,62 T$ $k=1,22$;

при $B=1,62 \div 1,72 T$ $k=1,35$;

при $B=1,72 \div 1,80 T$ $k=1,50$.

3. Намагничивающая мощность для зазоров (стыков) $P_{\mu з}$ одинакова для холоднокатаной стали марок Э310, Э320, Э330 и Э330А.

5. Ток холостого хода

- 1) Ток холостого хода, А,

$$I_0 = P_{\mu} / U_1. \quad (\text{П14-48})$$

- 2) Намагничивающая мощность, В·А,

$$P_{\mu} = p_{\mu c} G_c + p_{\mu \text{ яр}} G_{\text{яр}} + n_3 p_{\mu 3} S_c. \quad (\text{П14-49})$$

где n_3 — число зазоров (стыков).

3) Удельная намагничивающая мощность в стержнях $p_{\mu c}$ и ярмах $p_{\mu \text{ яр}}$, В·А/кг, в зависимости от магнитной индукции в стержнях B_c и ярмах $B_{\text{яр}}$, а также удельная намагничивающая мощность в зазорах (стыках) $p_{\mu 3}$, В·А/см², в зависимости от индукции в стержнях для стали разных марок даны в табл. П14-5.

- 4) Ток холостого хода, %,

$$i = P_{\mu} \cdot \text{В·А} / 10 P_n, \text{кВ·А}. \quad (\text{П14-50})$$

III. Расчет обмоток

1. Число витков на фазу w_{ϕ} определяют из той же основной формулы, что и магнитная индукция (П14-38):

$$w_{\phi} = U_{\phi} 10^4 / 4,44 f B_c S_c. \quad (\text{П14-51})$$

2. Сечение провода, мм²,

$$s = I_{\phi} / \Delta n_{\text{пар}} n_{\text{гр}}. \quad (\text{П14-52})$$

где $n_{\text{пар}}$ — число параллельных проводов в витке; $n_{\text{гр}}$ — число параллельных групп в обмотке.

3. Плотность тока Δ , А/мм², в трансформаторах средней и большой мощности с масляным охлаждением составляет:

для обмоток из медного провода 3,5—4,5

для обмоток из алюминиевого провода 2,3—3,0

4. Осевое $H_{\text{об}}$ и радиальное $b_{\text{об}}$ строения обмоток, мм

- 1) Цилиндрическая слоевая обмотка

$$H_{\text{об}} = 1,03 (w_{\text{сл}} + 1) a_{\text{пр}} n_{\text{пар}}; \quad (\text{П14-53})$$

$$b_{\text{кат}} = b_{\text{об}} = n_{\text{сл}} b_{\text{пр}} + (n_{\text{сл}} - 1) \delta_{\text{сл}}. \quad (\text{П14-54})$$

где $w_{\text{сл}}$ — число витков в слое катушки; $a_{\text{пр}}$ — осевой размер провода с изоляцией, мм; $b_{\text{пр}}$ — радиальный размер провода с изоляцией, мм; $n_{\text{сл}}$ — число слоев в обмотке; $\delta_{\text{сл}}$ — толщина межслоевой изоляции, мм.

- 2) Непрерывная обмотка

$$H_{\text{об}} = n_{\text{кат}} h_{\text{кат}} + (n_{\text{кат}} - 1) \delta_{\text{кат}}; \quad (\text{П14-55})$$

$$b_{\text{кат}} = b_{\text{об}} = 1,03 n_{\text{сл}} b_{\text{пр}} n_{\text{пар}}, \quad (\text{П14-56})$$

где $n_{\text{кат}}$ — число катушек в обмотке; $\delta_{\text{кат}}$ — осевая высота между катушками, мм; $n_{\text{сл}}$ — число слоев в катушке. Высота катушки

$$h_{\text{кат}} = a_{\text{пр}}, \text{ мм}. \quad (\text{П14-57})$$

5) Винтовая одноходовая обмотка

$$H_{об} = (\omega_{об} + 4) a_{пр} + (\omega_{об} + 3) \delta_{вит}, \quad (\text{П14-58})$$

где $\delta_{вит}$ — осевая высота канала между витками, мм;

$$b_{об} = 1,03 n_{пар} b_{пр}. \quad (\text{П14-59})$$

4) Винтовая двухходовая обмотка при совершенной транспозиции

$$H_{об} = 2l_{пр} (\omega_{об} + 1) + (2\omega_{об} + 1) \delta_{вит}; \quad (\text{П14-60})$$

$$b_{об} = 1,03 \frac{n_{пар}}{2} b_{пр}. \quad (\text{П14-61})$$

Коэффициент 1,03 в формулах (П14-53), (П14-56), (П14-59) и (П14-61) учитывает неплотность намотки.

Примечание. В настоящее время при подсчете осевых и радиальных размеров строения обмоток считают отдельно размеры металла и отдельно размеры всей изоляции, включая витковую, катушечную изоляцию провода, между слоями, между катушками, между витками, причем суммарный размер изоляции берут с коэффициентом 1,1.

В цилиндрических и винтовых обмотках осевой размер увеличивается на один виток [формулы (П14-53), (П14-58) и (П14-60)] для того, чтобы учесть начало и конец обмотки; кроме того, в винтовой одноходовой обмотке делаются три транспозиции по высоте, которые требуют увеличения осевого размера обмотки на три осевых размера провода и на три высоты канала между витками [формула (П14-58)].

5. Масса металла обмоток и отводов, кг

1) Масса металла обмоток

$$G_{м.об} = m D_{ср.об} \omega_{об} n_{пар} S_{пр} l_{гр} 10^{-9}, \quad (\text{П14-62})$$

где m — число фаз; $D_{ср.об}$ — средний диаметр обмотки, мм; плотность меди $\rho_m = 8900 \text{ кг/м}^3$; плотность алюминия $\rho_a = 2700 \text{ кг/м}^3$.

2) Масса металла отводов

$$G_{м.от} = l_{от} S_{от} 10^{-9}, \quad (\text{П14-63})$$

где $l_{от}$ — длина отводов, мм; $S_{от}$ — сечение отвода, мм^2 .

Массу металла обмоток и массу металла отводов подсчитывают для каждой обмотки отдельно и затем суммируют.

IV. Параметры опыта короткого замыкания

Потери короткого замыкания R_k , Вт

$$R_k = R_{об} + P_{от} + P_{кон}. \quad (\text{П14-64})$$

1. Потери в проводах обмоток, Вт,

$$R_{об} = P'_{об} + P''_{об}. \quad (\text{П14-65})$$

1) Основные потери в проводах обмоток для меди и алюминия

$$P'_{об} = 2,4 \Delta^2 G_m; \quad (\text{П14-66})$$

$$P'_{об} = 13,2 \Delta^2 G_a. \quad (\text{П14-67})$$

2) Добавочные потери в проводах обмоток

$$P''_{об} = (k_d/100) P_{об}. \quad (\text{П14-68})$$

Коэффициент k_d , учитывающий добавочные потери в обмотках, в процентах от основных потерь в металле вычисляют как функцию приведенного размера провода β и числа проводов $n_{пр}$, расположенных перпендикулярно потоку рассеяния Φ_r , под действием которого возникают в обмотках добавочные потери. В [Л. 7] даны: а) номограмма (рис. П14-4,а) для средних добавочных потерь; б) номограмма (рис. П14-4,б) для максимальных добавочных потерь, которые имеют место в слое, прилежащем к каналу рассеяния, в многослойной катушке.

3) Приведенный размер провода, см,

$$\beta = \frac{b}{1,03} \sqrt{\frac{m_{пр} a}{H_{об}}} k_R. \quad (\text{П14-69})$$

где (рис. П14-5): b — размер голого провода, перпендикулярный потоку рассеяния, см; a — размер голого провода, параллельный потоку рассеяния, см; $m_{пр}$ — число проводов параллельно потоку рассеяния; $H_{об}$ — осевой размер обмотки параллельно потоку рассеяния, см; k_R — коэффициент Роговского.

4) Число проводов, перпендикулярных потоку рассеяния $n_{пр}$ [Л. 7], определяют:

а) для цилиндрической обмотки: $n_{пр} = n_{сл}$ — число слоев в обмотке;

б) для дисковых и непрерывных обмоток

$$n_{пр} = w_{кат}; \quad n_{пр} = n_{пар} w_{кат} \quad (\text{П14-70})$$

(если виток состоит из $n_{пар}$ параллельных проводов);

в) для одноходовой винтовой обмотки с одной общей и двумя групповыми транспозициями

$$n_{пр} = 1; \quad \beta = \frac{b}{1,03} \sqrt{\frac{m_{пр} a}{H_{об}}} k_R \left(\frac{n_{пар}}{16} - 1 \right); \quad (\text{П14-71})$$

г) для двухходовой винтовой обмотки с полной транспозицией

$$n_{пр} = n_{пар}/2. \quad (\text{П14-72})$$

Основные и добавочные потери в металле обмоток подсчитываются для каждой обмотки и затем суммируются.

5) Коэффициент Роговского k_R для разного расположения обмоток:

а) Концентрические обмотки (рис. П14-11)

$$k_R = (1 - \lambda/\pi H_{об}); \quad (\text{П14-73})$$

$$\lambda = b_{об1} + b_{об2} + d_{об}, \text{ см.}$$

Значения k_R при концентрическом расположении обмоток в зависимости от $H_{об}/\lambda$ даны в табл. П14-6.

Пример расчета приведен в § 4-2.

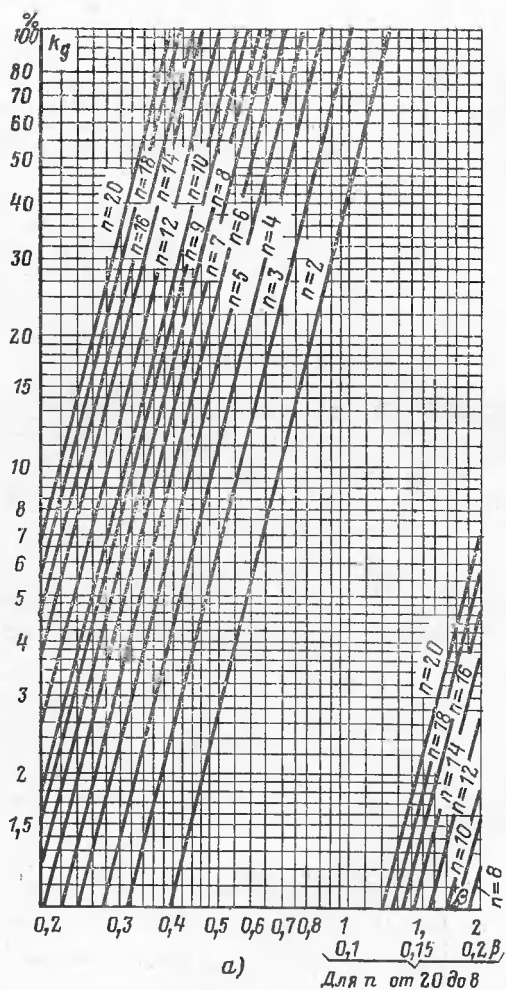
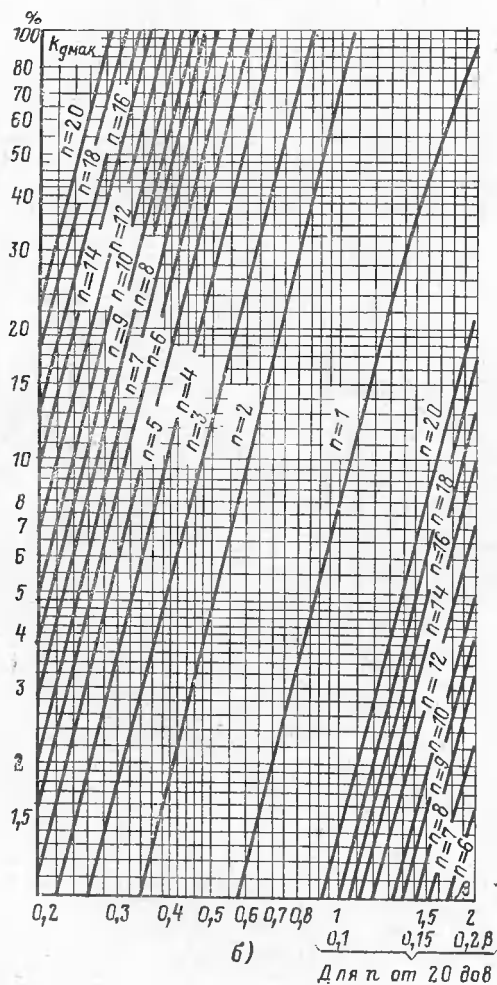


Рис. П14-4. Номограммы для
а — средних;



нахождения добавочных потерь.
 б — максимальных.

Значения коэффициента k_R [Л. 6]

$H_{сб}/\lambda$	30	20	10	8	6	5	4	3,5	3	2,5
k_R	0,99	0,98	0,97	0,96	0,95	0,94	0,93	0,91	0,89	0,87
$H_{сб}/\lambda$	2	1,8	1,6	1,4	1,2	1,0	0,8	0,6	—	—
k_R	0,84	0,82	0,80	0,77	0,74	0,69	0,64	0,55	—	—

б) Чередующиеся обмотки [Л. 7].

Близость магнитопровода к обмоткам при чередующихся катушках сказывается на искривлении индукции магнитной линии у краев этих катушек. Поэтому для чередующихся обмоток коэффициент Роговского определяется по более сложной формуле (рис. П14-6):

$$k_R = [(1 - e) h_0 / \pi b_{кат}]^{-\pi b_{кат} / h_0} [1 - (e/2)^{-2\pi x_c / h_0} \times \\ \times (1 - e^{-\pi b_{кат} / h_0})], \quad (\text{П14-74})$$

где $b_{кат}$ — радиальный размер обмоток, равный при чередующемся расположении радиальному размеру катушек, см; x_c — расстояние от обмоток до стержня, см; h_0 — высота одной подгруппы потока рассеяния, т. е. от одной до другой точки перехода через нуль трапеции индукции B_p потока рассеяния, см.

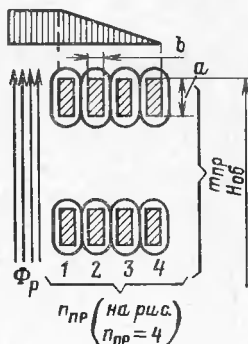


Рис. П14-5. Пояснение к формуле (П14-69) приведенного размера провода при концентрических обмотках.

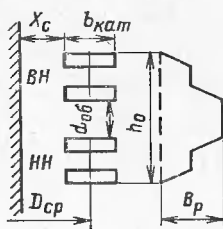


Рис. П14-6. Пояснение к формуле (П14-74) коэффициента Роговского при чередующихся симметричных обмотках.

Значения k_R при чередующемся расположении обмоток в зависимости от x_c/h_0 и $b_{кат}/h_0$ даны в табл. П14-7 (данные МЭЗ).

Коэффициент Роговского или вычисляют по (П14-73) или по (П14-74), вли берут по табл. П14-6 и П14-7. Пример расчета дан в § 4-2.

К определению k_R

$b_{кат}/h_0$	x_c/h_0					
	0	0,05	0,1	0,2	0,4	св. 0,4 до ∞
0,02	0,060	0,050	0,045	0,038	0,033	0,029
0,04	0,115	0,098	0,087	0,075	0,064	0,060
0,06	0,168	0,144	0,130	0,112	0,097	0,088
0,08	0,216	0,190	0,170	0,147	0,124	0,115
0,10	0,262	0,230	0,205	0,180	0,153	0,142
0,12	0,288	0,265	0,238	0,208	0,182	0,168
0,14	0,333	0,298	0,268	0,238	0,208	0,191
0,16	0,367	0,330	0,298	0,260	0,231	0,213
0,18	0,400	0,362	0,328	0,287	0,254	0,238
0,20	0,430	0,390	0,355	0,310	0,277	0,260
0,22	0,472	0,416	0,380	0,332	0,298	0,280
0,24	0,483	0,438	0,400	0,352	0,315	0,300
0,26	0,508	0,460	0,422	0,372	0,336	0,320
0,28	0,532	0,480	0,442	0,391	0,355	0,340
0,3	0,551	0,498	0,450	0,408	0,372	0,355
0,4	0,638	0,580	0,540	0,490	0,450	0,430
0,6	0,740	0,690	0,650	0,607	0,568	0,550
0,8	0,804	0,760	0,726	0,683	0,650	0,636
1,0	0,845	0,805	0,778	0,740	0,710	0,700
1,2	0,868	0,837	0,810	0,780	0,756	0,743
1,4	0,888	0,859	0,836	0,810	0,789	0,779
1,6	0,903	0,876	0,854	0,832	0,812	0,802
1,8	0,912	0,890	0,870	0,848	0,832	0,822
2,0	0,920	0,902	0,882	0,865	0,850	0,843
2,2	0,928	0,911	0,893	0,878	0,864	0,859
2,4	0,934	0,917	0,903	0,890	0,876	0,870
2,6	0,940	0,922	0,911	0,899	0,886	0,880

Для определения коэффициента k_d , учитывающего добавочные потери в обмотках, существуют эмпирические формулы, по которым можно непосредственно подсчитать этот коэффициент для концентрических обмоток:

$$k_d = 3,8 \cdot 10^{-7} (f n_{пр} m_{пр} b S_{пр} / H_{ос})^2. \% \quad (\text{П14-75})$$

Формула (П14-75) заимствована из расчетов МЭЗ.

На рис. П14-5 показаны значения величин, входящих в (П14-69) и (П14-75).

2. Потери в отводах, Вт:

$$P_{отв} = P'_{отв} + P''_{отв}. \quad (\text{П14-76})$$

1) Основные потери в металле отводов для меди и алюминия

$$P'_{отв.м} = 2,4 \Delta^2_{отв} G_{отв.м}; \quad P'_{отв.а} = 13,2 \Delta^2_{отв} G_{отв.а}. \quad (\text{П14-77})$$

Плотность тока в медных отводах, работающих в масле, выбирают из условий нагрева при длительном рабочем режиме. В при-

ложении 5 даны табл. П5-1—П5-4, где приведены допустимые плотности тока для различных отводов.

Плотность тока в алюминиевых отводах можно принимать равной $\Delta_{\text{отв.а}} = (0,55 \div 0,65) \Delta_{\text{отв.м}}$.

2) Добавочные потери в металле отводов, Вт,

$$P''_{\text{отв}} = k_{\text{д.отв}} P'_{\text{отв}}. \quad (\text{П14-78})$$

а) Добавочные потери в металле отводов силовых трансформаторов общего назначения, а также в отводах ВН электропечных трансформаторов незначительны и составляют обычно не более 5% основных потерь в отводах, т. е. от $P'_{\text{отв}}$.

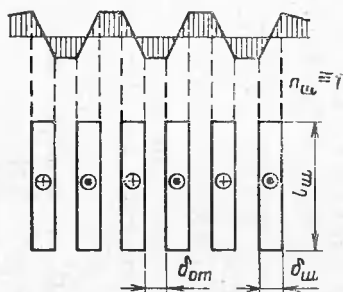


Рис. П14-7. Принятое расположение шинных отводов НН электропечного трансформатора.

б) Добавочные потери в отводах НН электропечных трансформаторов зависят от взаимного расположения шин, и для принятого их расположения (рис. П14-7) коэффициент $k_{\text{д.отв}}$ вычисляют по формулам [Л. 7]:

$$k_{\text{д.отв}} = \delta_{\text{ш}}^4 \beta / 200; \quad (\text{П14-79})$$

$$\beta = [l_{\text{ш}} / (l_{\text{ш}} + 0,6\delta_{\text{ш}})]^2. \quad (\text{П14-80})$$

3. Потери в конструкциях (в стенках бака и других стальных частях и деталях) от вихревых токов, индуцируемых потоками рассеяния, $P_{\text{кон}}$, Вт. Формулы для подсчета потерь $P_{\text{кон}}$ не дают точных результатов.

Потери $P_{\text{кон}}$ подсчитывают приближенно.

1) Трансформаторы общего назначения

$$P_{\text{кон}} \approx k_6 \mu_s^2 B_c^2 S_c^2 H_{\text{об}}^3 10^{-12} / \text{Пр}_6 [H_{\text{об}} + 2(R_6 - R_{\text{об}})]^2, \quad (\text{П14-81})$$

где R_6 — радиус бака, мм:

для трехфазных трансформаторов

$$R_6 = (A_6 + B_6 - MO) / 4; \quad (\text{П14-82})$$

для однофазных трансформаторов

$$R_6 = (A_6 + B_6 - MO) / 2; \quad (\text{П14-83})$$

μ_s — напряжение рассеяния, %; Пр_6 — периметр бака, мм; $R_{\text{об}}$ — средний радиус обмотки, мм; A_6 — длина бака, мм; B_6 — ширина бака, мм; k_6 — коэффициент из табл. П14-8.

Значения коэффициента k_6 [Л. 7]

Параметр	Однофазный трансформатор		Трехфазный трансформатор	
	u_s	k_6	u_s	k_6
	$<10,5\%$	$>10,5\%$	$<10,5\%$	$>10,5\%$
	1,0	0,7	2,2	1,5

Пример расчета дан в § 4-2.

2) Электронечные трансформаторы

$$P_{\text{кон}} \approx \frac{k_{\text{кон}}}{100} (P_{\text{сб}} + P_{\text{отв}}). \quad (\text{П14-84})$$

Коэффициент $k_{\text{кон}}$ берут по табл. П14-9 в зависимости от параметра M .

Таблица П14-9

Значения коэффициента $k_{\text{кон}}, \%$

M	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1	0,2
$k_{\text{кон}}$	2,50	2,80	3,00	3,14	3,25	3,40	3,50	3,60	3,70	3,80	4,30

Продолжение табл. П14-9

M	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	2,0	3,0	4,0
$k_{\text{кон}}$	4,70	5,05	5,35	5,55	5,75	5,90	6,10	6,25	7,80	9,10	10,1

Продолжение табл. П14-9

M	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	20	30	40	50	60
$k_{\text{кон}}$	11,2	12,3	13,2	14,2	15,2	16,0	23,8	31,6	40	50	62

Параметр M зависит от схемы соединения обмоток НН, числа параллельных ветвей НН, выведенных на крышку трансформатора, и тока в одной ветви.

а) Для однофазного трансформатора (рис. П14-8)

$$M = P_H 10^3 / n^2_{ВД} U^2_{ВД}, \quad (\text{П14-85})$$

где $U_{ВД}$ — напряжение между вводами.

б) Для трехфазного трансформатора при соединении в звезду или треугольник под крышкой, т. е. на крышку выведены три ввода от каждой обмотки (рис. П14-9):

$$M = P_H 10^3 / 2 U^2_{ВД}. \quad (\text{П14-86})$$

в) Для трехфазного трансформатора, если все начала и концы разных обмоток выведены на крышку (рис. П14-10):

$$M = P_H 10^3 / 3 n^2_{ВД} U^2_{ВД}. \quad (\text{П14-87})$$

Напряжение короткого замыкания u_K , %,

$$u_K = \sqrt{u^2_a + u^2_s}. \quad (\text{П14-88})$$

1. Напряжение рассеяния u_s , %.

1) Стержневая магнитная система трансформатора; concentрические обмотки (рис. П14-11):

$$u_s = I_{\Phi} \omega \phi D_{ср} \delta_{пр} k_R / 796 u_H H_{об}, \quad (\text{П14-89})$$

где

$$D_{ср} = D_{2H} + d_{об}, \text{ см}; \quad (\text{П14-90})$$

$$\delta_{пр} = d_{об} + (b_{ос1} + b_{ос2}) / 3, \text{ см}. \quad (\text{П14-91})$$

Коэффициент Роговского берут по (П14-73) или по табл. П14-6.

Расчет напряжения рассеяния для concentрических обмоток производят также по формуле

$$u_s = 24,8 I_{\Phi} \omega \phi \Sigma R D k_R / 10^4 H_{об} u_H, \quad (\text{П14-92})$$

где

$$\Sigma R D = R_{ср1} b_1 / 3 + R_{ср2} b_2 / 3 + d_{об} R_{ср1-2}, \text{ см}. \quad (\text{П14-93})$$

Здесь $R_{ср}$ — средние радиусы обмоток и между обмотками.

2. Добавочное напряжение рассеяния $u_{доб}$ [Л. 7].

1) Одна обмотка короче другой (рис. П14-12)

$$u'_s = \frac{h_{об}}{2} \left(1 + k_s \frac{\pi H_{об}}{\lambda} \frac{h_{об}}{100} \right); \quad (\text{П14-94})$$

$$k_s = (1 + \Sigma^2) / (1 + \Sigma)^2; \quad (\text{П14-95})$$

$$\Sigma = \frac{H_2}{H_1} \text{ (рис. П14-12);}$$

$$k_s = 0,5 \text{ при } \Sigma = 1; k_s = 0,625 \text{ при } \Sigma = 0,5.$$

В (П14-94) $h_{об}$ — разность в высотах обмоток, отнесенная к наибольшей высоте обмотки, %.

2) Большой осевой размер витка

$$u''_s = \frac{h_B}{2} \left(1 + \frac{2}{3} \frac{\pi H_{об}}{\lambda} \frac{h_B}{100} \right). \quad (\text{П14-96})$$

где h_B — высота витка, отнесенная к высоте обмотки, %.

3. Общее напряжение рассеяния u_{so} , %.

$$u_{so} = u_s (1 + u_{доб} / 100). \quad (\text{П14-97})$$

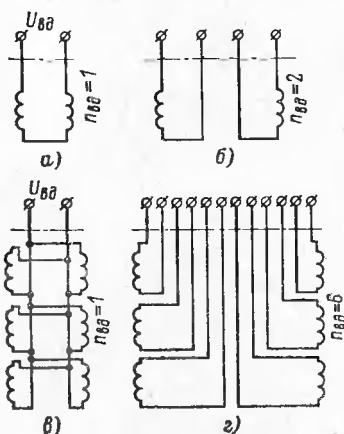


Рис. П14-8. Выводы концов обмоток на крышку при соединении обмоток под крышкой у однофазных трансформаторов.

а — коэффициент ввода $n_{в.д}=1$;
б — $n_{в.д}=2$; в — $n_{в.д}=1$; г — $n_{в.д}=6$.

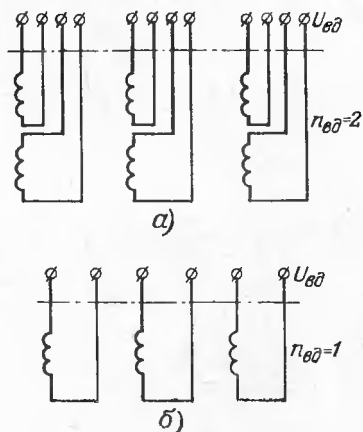


Рис. П14-10. Выводы начал и концов всех обмоток на крышку трехфазного трансформатора.

а — коэффициент ввода $n_{в.д}=2$;
б — $n_{в.д}=1$.

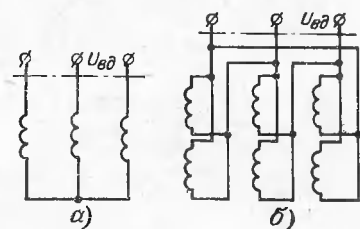


Рис. П14-9. Выводы концов обмоток на крышку при соединении обмоток под крышкой у трехфазных трансформаторов.

а — при соединении обмоток в звезду; б — в треугольник.

В этом случае

$$u_k = \sqrt{u_a^2 + u_{с0}^2}, \quad (\text{П14-98})$$

где u_a — активное падение напряжения, %:

$$u_a = P_k, \text{ Вт}/10P_n, \text{ кВ} \cdot \text{А}. \quad (\text{П14-99})$$

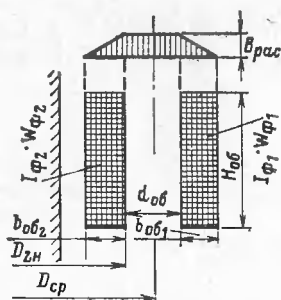


Рис. П14-11. К расчету напряжения рассеяния по формулам (П14-89) — (П14-91) для concentric симметричных обмоток.

$$u_s = I_{\Phi} \omega \Phi D_{\text{ср}} \delta_{\text{пр}} k_R / 796 n_{\text{гp}} \omega b_{\text{об}}, \quad (\text{П14-100})$$

где $n_{\text{гp}}$ — число параллельных симметричных групп; $b_{\text{об}}$ — радиальный размер обмоток, равный при чередующемся расположении высоте обмотки, см; $\delta_{\text{пр}}$ — осевой размер канала, см (см. ниже); k_R — по табл. П14-7.

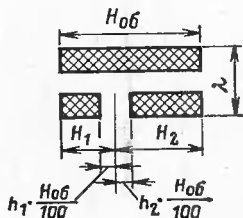


Рис. П14-12. К расчету добавочного напряжения рассеяния по формулам (П14-94) и (П14-95) для концентрических несимметричных обмоток.

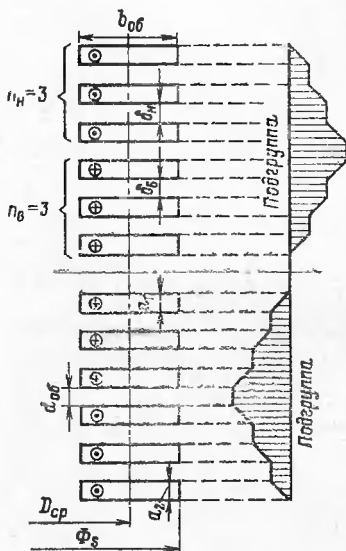


Рис. П14-13. К расчету напряжения рассеяния по формулам (П14-100) — (П14-105) для чередующихся симметричных обмоток.

1) Симметричные чередующиеся обмотки, у которых $n_{\text{гp}}$ магнитно уравновешенных подгрупп с одинаковыми м. д. с. в катушках ВН и НН одной подгруппы, причем осевые размеры голого провода a_1 (т. е. отдельных катушек), а также осевые размеры от металла до металла δ_B каналов между катушками ВН подгруппы одинаковы; то же a_2 и δ_H НН подгруппы (рис. П14-13).

В этом случае:

$$\delta_{\text{пр}} = d_{\text{об}} + (l_B + l_H)/3 + \delta_B k_1 + \delta_H k_2, \quad (\text{П14-101})$$

где

$$l_B = n_B a_1; \quad l_H = n_H a_2, \quad \text{см}; \quad (\text{П14-102})$$

$$k_1 = (n_B - 1)(2n_B - 1)/6n_B; \quad (\text{П14-103})$$

$$k_2 = (n_H - 1)(2n_H - 1)/6n_H \quad (\text{П14-104})$$

(табл. П14-10).

В табл. П14-10 даны значения коэффициентов k_1 и k_2 в зависимости от числа катушек ВН n_B или НН n_H в подгруппе.

Значения коэффициентов k_1 и k_2

n_B или n_H	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0
k_1 или k_2	0	0,111	0,250	0,400	0,556	0,714	0,875

Продолжение табл. П14-10

n_B или n_H	4,5	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0
k_1 или k_2	1,035	1,20	1,53	1,86	2,10	2,52	2,85

2) Каналы δ_B , а также δ_H неодинаковы. В этом случае:

$$\delta_{пр} = \delta_{сб} + \frac{l_B + l_H}{3} + \frac{1}{n_B^2} [(n_B - 1)^2 \delta'_B + (n_B - 2)^2 \delta''_B + \dots] + \\ + \frac{1}{n_H^2} [(n_H - 1)^2 \delta'_H + (n_H - 2)^2 \delta''_H + \dots]. \quad (\text{П14-105})$$

[2] Осевые размеры каналов от металла до металла $\delta'_B, \delta''_B \dots \delta_H^{(n_B-1)}$ и $\delta'_H, \delta''_H \dots \delta_H^{(n_H-1)}$, входящие в (П14-105), считают от главного расстояния между обмотками ВН и НН.

Механические усилия в обмотках

1. Концентрические обмотки

1) Радиальная сила, стремящаяся растянуть обмотку ВН и сжать обмотку НН, F_p, H (см. рис. 2-10):

$$F_p = \frac{64 (I_{м.к\omega})^2 \pi D_{ср} k_R}{H_{сб}} \cdot 11^{-s}. \quad (\text{П14-106})$$

Мгновенное максимальное значение тока короткого замыкания, А,

$$I_{м.к} = \sqrt{2} k_M I_{у.к}. \quad (\text{П14-107})$$

Действующее значение установившегося тока короткого замыкания, А,

$$I_{у.к} = I_n \frac{100}{u_K}. \quad (\text{П14-108})$$

Коэффициент

$$k_M = 1 + e^{-\pi u_a / u_s}. \quad (\text{П14-109})$$

2) Осевая сила, стремящаяся сжать обмотку в осевом направлении, $F'_{ос}$, Н (рис. 2-11) [Л. 7]:

$$F'_{ос} = F_p \lambda / 2H_{об}, \quad (\text{П14-110})$$

где $\lambda = b_{об1} + b_{об2} + d_{об}$ (рис. П14-12).

3) Осевая сила, вызванная поперечным полем рассеяния от не заполненного витками разрыва (h_x в обмотке при выключении части витков), $F''_{ос}$, Н [Л. 7]:

$$F''_{ос} = F_p h_x / x_б k_x k_R, \quad (\text{П14-111})$$

где $x_б$ — расстояние от внутренней поверхности бака до стержня магнитопровода, см, которое определяется по формуле

$$x_б = B_б - D_с; \quad (\text{П14-112})$$

k_R — коэффициент Роговского по (П14-73) или табл. П14-6; k_x — коэффициент, зависящий от положения одной обмотки по отношению к другой по высоте.

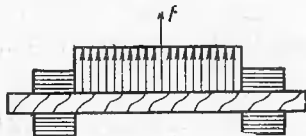


Рис. П14-14. К расчету силы, разрывающей обмотку по формуле (П14-113).

Различные взаимные расположения обмоток даны в [Л. 7].

4) Сила, разрывающая обмотку (рис. П14-14), $F_{раз}$, Н:

$$F_{раз} = F_p / 2\pi. \quad (\text{П14-113})$$

Эта сила условно рассматривается как статическая.

5) Напряжение на разрыв провода $\sigma_{раз}$, Па,

$$\sigma_{раз} = (F_{раз} / w_{об} S_в) 10^4, \quad (\text{П14-114})$$

где $S_в$ — сечение витка, см².

а) Для медного провода $\sigma_{раз} \leq (5 \div 6) 10^7$ Па (500—600 кгс/см²).

б) Для алюминиевого $\sigma_{раз} \leq 2,25 \cdot 10^7$ Па (225 кгс/см²).

6) Напряжение сжатия на опорные поверхности (межкатушечные и опорные прокладки из электрокартона) $\sigma_{сж}$, Па,

$$\sigma_{сж} = F_{сж} \cdot 10^4 / n_{прск} b_{прск} b_{со} \leq (1,8 \div 2,0) 10^7 \text{ Па (180—200 кгс/см}^2\text{)}, \quad (\text{П14-115})$$

где $n_{прск}$ — число прокладок по окружности; $b_{прск}$ — ширина прокладки, см; $b_{со}$ — радиальный размер обмотки, см.

В (П14-115) подставляют максимальную силу сжатия.

2. Чередующиеся обмотки

1) Осевая сила, действующая на одну из обмоток каждой подгруппы, $F_{ос}$, Н (см. рис. 2-12):

$$F_{ос} = 64 I_{м.к} w_{об}^2 l_w k_R / n_{г.р} b_{об}, \quad (\text{П14-116})$$

где средняя длина витка $l_w = \pi D_{\text{ср}}$, см; коэффициент Роговского k_R — по (П14-74) или по табл. П14-7; $n_{\text{п.гр}}$ — число подгрупп.

2) Изгибающая сила, отнесенная к одному пролету ($l_{\text{прол}}$, м, между прокладками), $F_{\text{изг}}$, Н (рис. П14-15):

$$F_{\text{изг}} = F_{\text{сс}} (2n_k - 1) / n_k^2 n_{\text{прок}}, \quad (\text{П14-117})$$

где n_k — число катушек (или витков в винтовой обмотке) в одной подгруппе.

3) Максимальный изгибающий момент, Н·м, в пролете между двумя прокладками

$$M_{\text{макс}} = F_{\text{изг}} l_{\text{прол}} / 12. \quad (\text{П14-118})$$

4) Максимальное напряжение на изгиб для меди $\sigma_{\text{изг}}$, Па,

$$\sigma_{\text{изг}} = M_{\text{макс}} / W_{\text{м.с}} \leq 5,5 \cdot 10^7 \text{ (550 кгс/см}^2\text{)}. \quad (\text{П14-119})$$

Момент сопротивления, м³,

$$W_{\text{м.с}} = n_{\text{пр}} a^2 b / 6 \cdot 10^6. \quad (\text{П14-120})$$

Рис. П14-15. К расчету изгибающей силы, отнесенной к одному пролету, по формуле (П14-117).



V. Поверочный тепловой расчет

1. Удельные тепловые нагрузки q , Вт/м²

1) Непрерывные, дисковые и винтовые обмотки:
для меди

$$q_m = 21,4 I_{\text{кат}} \omega_{\text{кат}} \Delta k_d k_{\text{из}} / k_{\text{зак}} \text{Пр}_{\text{кат}}; \quad (\text{П14-121})$$

для алюминия

$$q_a = 35,6 I_{\text{кат}} \omega_{\text{кат}} \Delta k_d k_{\text{из}} / k_{\text{зак}} \text{Пр}_{\text{кат}}. \quad (\text{П14-122})$$

2) Цилиндрические обмотки:
для меди

$$q_m = 21,4 I_{\text{кат}} \omega_{\text{кат}} \Delta k_d k_{\text{из}} / k_{\text{зак}} H_{\text{об}} n_{\text{пов}}; \quad (\text{П14-123})$$

для алюминия

$$q_a = 35,6 I_{\text{кат}} \omega_{\text{кат}} \Delta k_d k_{\text{из}} / k_{\text{зак}} H_{\text{об}} n_{\text{пов}}. \quad (\text{П14-124})$$

Здесь $k_{\text{зак}} = 1 - n_{\text{прок}} b_{\text{прок}} / \pi D_{\text{ср.об}}$ — коэффициент закрытия; Пр — периметр катушки, мм; $I_{\text{кат}}$ — ток, проходящий через катушку, А; $\omega_{\text{кат}}$ — число витков в катушке; Δ — плотность тока, А/мм²; k_d — коэффициент, учитывающий добавочные потери; $n_{\text{пов}}$ — число теплоотдающих поверхностей; $k_{\text{из}}$ — коэффициент, учитывающий толщину изоляции провода против нормальной (0,45 мм на обе стороны),

$$k_{\text{из}} = [1 + 0,364 (\delta_{\text{из}} - 0,45)]. \quad (\text{П14-125})$$

2. Превышение средней температуры обмоток над средней температурой масла $\Delta\Theta_{об/мас}$, °C

А. Естественное масляное охлаждение М

1) Цилиндрические обмотки из прямоугольного провода

$$\Delta\Theta_{об/мас} = 0,159q^{0,7} \text{°C.} \quad (\text{П14-126})$$

2) Непрерывные, дисковые и винтовые внутренние обмотки

$$\Delta\Theta_{об/мас} = 0,41k_k q^{0,6} \text{°C.} \quad (\text{П14-127})$$

3) Непрерывные, дисковые и винтовые наружные обмотки

$$\Delta\Theta_{об/мас} = 0,358k_k q^{0,6} \text{°C.} \quad (\text{П14-128})$$

Коэффициент k_k в зависимости от отношения высоты канала к глубине канала приведен в табл. П14-11.

Таблица П14-11

Значения коэффициента k_k [Л. 8]

$h_{кан}/b_{кан}$	0,07—0,08	0,08—0,09	0,09—0,11	0,11—0,13	0,13—0,15	0,15—0,2	Свыше 0,2
k_k	1,10	1,05	1,00	0,96	0,93	0,90	0,85

Б. Дутьевое охлаждение с естественной циркуляцией масла Д

$$\Delta\Theta_{об/мас} = 0,159k_k q^{0,7} \text{°C.} \quad (\text{П14-129})$$

В. Масляно-водяное охлаждение с принудительной циркуляцией масла Ц

$$\Delta\Theta_{об/мас} = 0,113q'^{0,7} \text{°C} \quad (\text{П14-130})$$

или по кривой рис. П14-16.

Г. Дутьевое охлаждение с принудительной циркуляцией масла ДЦ

$$\Delta\Theta_{об/мас} = 0,113q'^{0,7} \text{°C} \quad (\text{П14-131})$$

или по кривой рис. П14-16.

В формулах (П14-130) и (П14-131) q' — удельная тепловая нагрузка с учетом поправки на канал, т. е. $q \pm \Delta q$, где $\pm \Delta q$ — из табл. П14-12 и П14-13.

Таблица П14-12

Поправки на канал у дисковой обмотки, Вт/м² (данные МЭЗ)

Высота канала $h_{кан}$, мм	Δq при радиальном размере катушки b_k , мм				
	60—80	81—105	106—130	131—155	156—185
6	+400	+500	+550	+650	+750
8	+120	+240	+300	+390	+470
10	—20	+100	+150	+260	+330
12	—90	+30	+80	+190	+250
14	—170	—50	0	+120	+190
16	—230	—120	—60	+60	+120

Таблица П14-13

Поправки на канал у винтовой обмотки, Вт/м²
(данные МЭЗ)

Высота канала $h_{\text{кан}}$, мм	Δq при радиальном размере катушки b_k , мм				
	До 20	21—30	31—40	41—60	61—80
5	+300	+370	+420	+470	+520
6	+150	+220	+230	+330	+380
8	+60	+120	+150	+420	+300
10	-60	0	+60	+120	+180

Д. Системы охлаждения ДЦ и Ц с направленной циркуляцией масла в обмотках (см. ниже п. VI).

Е. Масляно-водяное охлаждение с естественной циркуляцией масла МВ (внутри бака по всему периметру — змеевик, по которому прокачивается вода)

$$\Delta\theta_{\text{об/мас}} = 0,113q^{0,7} \text{ } ^\circ\text{C.} \quad (\text{П14-132})$$

3. Превышение средней температуры масла над температурой окружающей среды $\Delta\theta_{\text{мас/воз}}$, $^\circ\text{C}$

А. Охлаждение М

$$\Delta\theta_{\text{мас/воз}} = 0,262q^{0,8} \text{ } ^\circ\text{C.} \quad (\text{П14-133})$$

Б. Охлаждение Д

$$\Delta\theta_{\text{мас/воз}} = 0,191q^{0,8} \text{ } ^\circ\text{C.} \quad (\text{П14-134})$$

4. Удельная тепловая нагрузка бака q_6 , Вт/м²,

$$q_6 = P_{\text{пот}} / \Sigma F_{\text{т.п.}} \quad (\text{П14-135})$$

5. Сумма теплоотдающих поверхностей, м²

1) Гладкий бак

$$\Sigma F_{\text{т.п.}} = F_{\text{гл.б.}} + 0,75F_{\text{кр.}} \quad (\text{П14-136})$$

Таблица П14-14

Значения коэффициентов k_n и k_p (по данным МЭЗ)

Число рядов труб	Коэффициенты		Примечания
	k_n	k_p	
1	0,90	1,00	1. Значения коэффициентов даны для наружного диаметра труб $d_{н.т.} = 51$ мм и шага между трубами $h_{ш.т.} = 75$ мм 2. Обычно $d_{н.т.} \approx 40 \div 50$ мм и $h_{ш.т.} \approx$ $\approx (1,5 \div 2) d_{н.т.}$
2	0,80	0,96	
3	0,75	0,94	
4	0,66	0,91	

2) Трубчатый бак

$$\Sigma F_{т.п} = k_n k_p (F_{г.б} + F_{тр}) + 0,75 F_{кр}. \quad (\text{П14-137})$$

3) Радиаторный бак

$$\Sigma F_{т.п} = F_{г.б} + k_n k_p F_{рад} n_{рад} + 0,75 F_{кр}. \quad (\text{П14-138})$$

Значения коэффициентов k_n и k_p зависят от числа рядов труб и даны в табл. П14-14.

6. Поверхности различных баков, м²

1) Гладкий прямоугольный бак

$$F_{г.б} = 2(A_б + B_б) H_б 10^{-6}. \quad (\text{П14-139})$$

2) Гладкий овальный бак

$$F_{г.б} = [2(A_б - B_б) + \pi B_б] H_б 10^{-6}. \quad (\text{П14-140})$$

3) Поверхность труб

$$F_{тр} = \pi d_{нл} (m_{тр1} l_{тр1} + m_{тр2} l_{тр2} + \dots + m_{трn} l_{трn}) \cdot 10^{-6}, \quad (\text{П14-141})$$

где $l_{тр1}, l_{тр2}, \dots, l_{трn}$ — развернутые длины труб соответствующих рядов, мм; $m_{тр1}, m_{тр2}, \dots, m_{трn}$ — числа труб в соответствующих рядах.

4) Поверхность одинарного радиатора

$$F'_{рад} = \pi d_{нл} m_{тр} (l_{тр1} + l_{тр2} + \dots + l_{трn}) 10^{-6}. \quad (\text{П14-142})$$

5) Поверхность двойного радиатора

$$F_{рад} = 2F'_{рад}. \quad (\text{П14-143})$$

Действительная и эффективная поверхности отечественных радиаторов даны в табл. П10-2.

7. Превышение температуры масла в верхних слоях над температурой окружающей среды $\Delta\theta'_{мас/воз}$, °С,

$$\Delta\theta'_{мас/воз} \approx 1,2\Delta\theta_{мас/воз} + \Delta\theta''_м. \quad (\text{П14-144})$$

здесь $\Delta\theta''_м$ — поправка; $\Delta\theta''_м = (h_{ц} - 0,48)/0,03$, где $h_{ц}$ — отношение высоты центра потерь (активной части) к центру охлаждения бака (значение $\Delta\theta''_м$ округляют до целых градусов).

8. Превышение средней температуры обмоток над температурой окружающей среды $\Delta\theta_{об/воз}$, °С

$$\Delta\theta_{об/воз} = \Delta\theta_{об/мас} + \Delta\theta_{мас/воз}. \quad (\text{П14-145})$$

Тепловой расчет охлаждения Ц (по данным МЭЗ)

1) Разность между температурами масла, входящего $\theta_{м1}$ и выходящего из маслоохладителя $\theta_{м2}$, °С:

$$\Delta\theta_м = \theta_{м1} - \theta_{м2} = 3,6P_{пот} 10^3 / Q_{мсм} \theta_{м1} \quad (\text{П14-146})$$

где $P_{\text{пот}}$ —суммарные потери трансформатора, Вт; Q_m —расход масла через маслоохладитель, м³/ч (см. табл. П10-10); c_m —удельная теплоемкость масла, Дж/(кг·°C) (см. табл. П14-17); ρ_m —плотность масла, кг/м³ (см. там же).

2) Разность между температурами выходящей из маслоохладителя воды и $\Theta_{в1}$ и входящей в маслоохладитель воды $\Theta_{в2}$, °C

$$\Delta\Theta_{\text{в}} = \Theta_{\text{в1}} - \Theta_{\text{в2}} = 86P_{\text{пот}}/Q_{\text{в}} 10^{-3}, \quad (\text{П14-147})$$

где $Q_{\text{в}}$ —расход воды через маслоохладитель, м³/ч (см. табл. П10-10).

3) Температура выходящего из маслоохладителя масла $Q_{\text{м2}}$, °C:

$$\Theta_{\text{м2}} = \Theta_{\text{в2}} + (\Delta\Theta_{\text{м}} - \Delta\Theta_{\text{в}})/(A - 1) = 25 + (\Delta\Theta_{\text{м}} - \Delta\Theta_{\text{в}})/(A - 1), \quad (\text{П14-148})$$

где

$$A = (\Theta_{\text{м1}} - \Theta_{\text{в1}})/(\Theta_{\text{м2}} - \Theta_{\text{в2}}) = 10^{(\Delta\Theta_{\text{м}} - \Delta\Theta_{\text{в}})/2,3T_{\text{м}}}, \quad (\text{П14-149})$$

$$\lg A = (\Delta\Theta_{\text{м}} - \Delta\Theta_{\text{в}})/2,3T_{\text{м}}, \quad (\text{П14-150})$$

здесь $T_{\text{м}}$ —логарифмическая разность температур масла и воды,

$$T_{\text{м}} = 860 P_{\text{пот}}/k_{\text{теп}}F_0, \quad ^\circ\text{C} \quad (\text{П14-151}),$$

[F_0 —охлаждающая поверхность маслоохладителя, м², из табл. П10-7; $k_{\text{теп}}$ —коэффициент теплопередачи маслоохладителя по паспорту маслоохладителя, Вт/м²·°C].

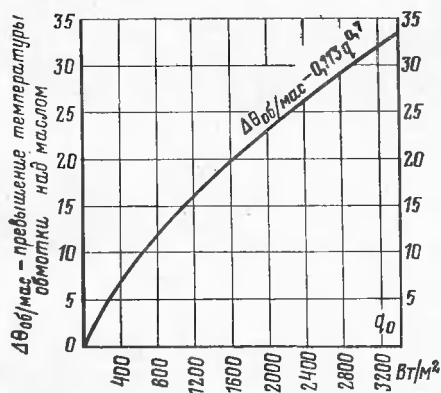


Рис. П14-16. Среднее превышение температуры обмотки.

VI. Тепловой расчет обмоток с направленной (принудительной) циркуляцией в них масла в диапазоне геометрических размеров, указанных в табл. П14-15

Обозначения геометрических размеров обмотки даны на рис. П14-17.

Геометрические размеры

Параметры обмоток	Размер, мм, и материал
Радиальный размер, b_2 :	45—140
обмотка без перегородок	65—220
обмотка с перегородками	Не ограничивается
Высота обмотки	3—8
Высота горизонтального канала, a	Не менее 8
Ширина осевого канала a_1, a_2	Не ограничиваются
Размеры провода обмотки	Витковая бумажная
Изоляция провода	Не более 23
Число катушек в ходе	

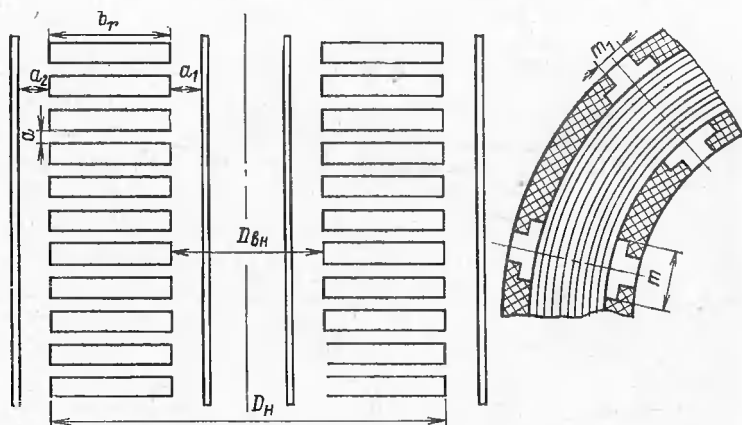


Рис. П14-17. Обозначения геометрических размеров обмоток.

А. Обмотки без перегородок

1. Определяем удельную тепловую нагрузку q без учета поправок по соответствующим формулам формуляра.

2. Определяем сечение, m^2 , для прохода масла во внутреннем вертикальном канале

$$S_1 = \pi D_1 a_1 - S_{1зак}, \quad (\text{П14-152})$$

где $D_1 = D_{вн} - a_1$ — средний диаметр внутреннего вертикального канала, м; a_1 — ширина внутреннего вертикального канала, м.

3. Определяем сечение, m^2 , для прохода масла в наружном вертикальном канале

$$S_2 = \pi D_2 a_2 - S_{2зак}, \quad (\text{П14-153})$$

где $D_2 = D_{н} + a_2$ — средний диаметр наружного вертикального канала, м; a_2 — ширина наружного вертикального канала, м.

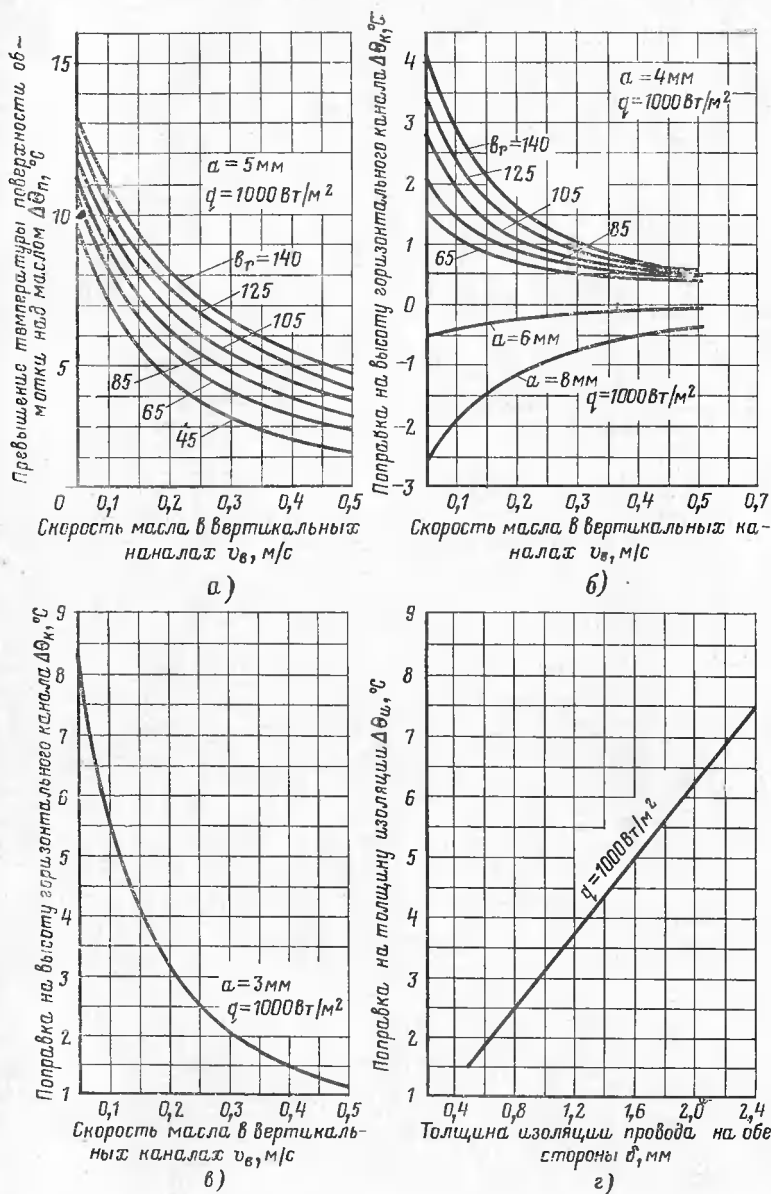


Рис. П14-18. Кривые для определения перегрева поверхности обмотки над маслом $\Delta\theta$, °С.
а — зависимость $\Delta\theta_{\text{п}}=f(v_{\text{в}})$ при $a=5 \text{ мм}$ и $q=1000 \text{ Вт/м}^2$; б — поправка на высоту горизонтального канала $\Delta\theta_{\text{к}}=f(v_{\text{в}})$ при $a=4, 6 \text{ и } 8 \text{ мм}$; в — то же при $a=3 \text{ мм}$; г — поправка на толщину изоляции $\Delta\theta_{\text{к}}=f(\delta)$.

4. Определяем суммарное сечение, м^2 , для прохода масла в вертикальных каналах

$$S_{\Sigma} = S_1 + S_2. \quad (\text{П14-154})$$

5. Определяем скорость масла в вертикальных каналах, м/с ,

$$v_{\Sigma} = Q_{\Sigma} / 3600 S_{\Sigma}.$$

6. Определяем по рис. П14-18,а превышение температуры поверхности обмоток над маслом $\Delta\theta_{\text{п}}$, $^{\circ}\text{C}$, в зависимости от b_2 и v_{Σ} при $a=5 \text{ мм}$ и $q=1000 \text{ Вт/м}^2$.

7. Определяем по рис. П14-18,б и в поправку на высоту a горизонтального канала, отличную от высоты 5 мм ($\Delta\theta_{\text{к}}$, $^{\circ}\text{C}$). Для a , равного $3, 6$ и 8 мм , поправка одинакова для всех радиальных размеров.

8. Определяем по рис. П14-18,г поправку на толщину изоляции провода $\Delta\theta_{\text{и}} = f(\delta)$, $^{\circ}\text{C}$.

9. Определяем среднее превышение температуры обмотки над маслом, $^{\circ}\text{C}$,

$$\Delta\theta_0 = \frac{q}{1000} (\Delta\theta_{\text{п}} + \Delta\theta_{\text{к}} + \Delta\theta_{\text{и}}). \quad (\text{П14-155})$$

10. Определяем по рис. П14-19 кривые превышений температуры максимально нагретой точки обмотки над средней температурой

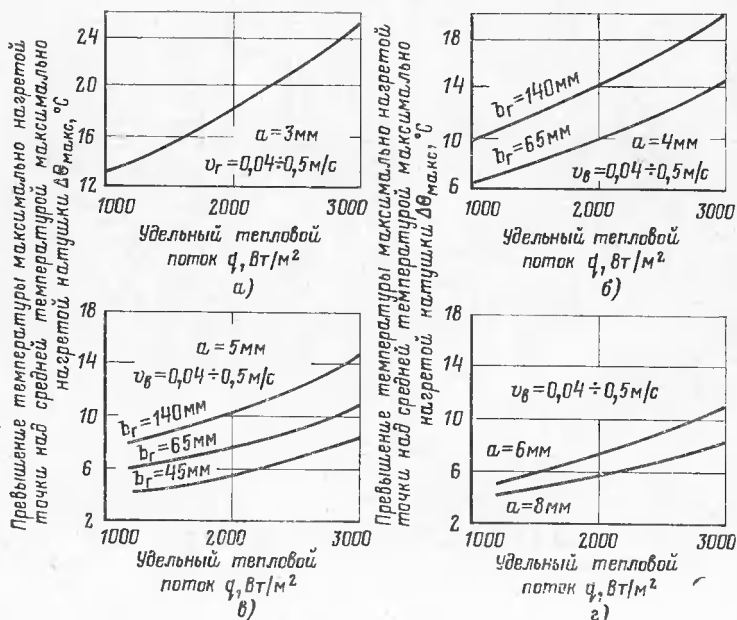


Рис. П14-19. Кривые для определения превышения температуры максимально нагретой точки над средней температурой максимально нагретой катушки при $v_{\Sigma}=0,04 \div 0,5 \text{ м/с}$.

а — при $a=3 \text{ мм}$; б — при $a=4 \text{ мм}$; в — при $a=5 \text{ мм}$; г — при $a=6$ и 8 мм .

максимально нагретой катушки $\Delta\theta_{\text{макс}} = f(v = 0,04 \div 0,5 \text{ м/с})$ при:
а) $a=3 \text{ мм}$; б) $a=4 \text{ мм}$; в) $a=5 \text{ мм}$; г) $a=6$ и 8 мм .

Кривые (рис. П14-20) даны для определения температуры поверхности обмотки с перегородками над маслом при $a=5 \text{ мм}$ и $q=1000 \text{ Вт/м}^2$ для чисел катушек в ходе $k_1 \leq 10$ и $10 < k_1 \leq 23$; а также поправка на высоту горизонтального канала при $a=3$ и 4 мм .

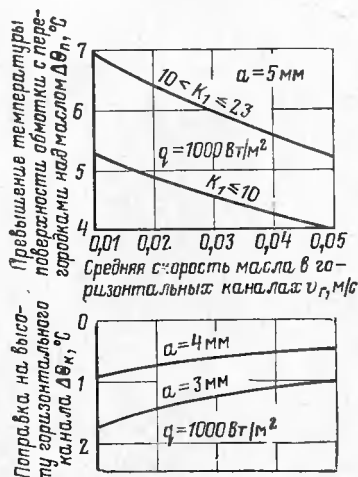


Рис. П14-20. Кривые для определения превышения температуры, $\Delta\theta$, °C, поверхности обмотки с перегородками над маслом при $a=5 \text{ мм}$ и $q=1000 \text{ Вт/м}^2$ и поправки на высоту горизонтального канала при $a=3$ и 4 мм .

Кривые для определения превышения температуры максимально нагретой точки над средней температурой максимально нагретой катушки (обмотки с перегородками) при $a=3$ и 5 мм ($\Delta\theta_k$) приведены на рис. П14-21.

11. Определяем разность температур масла на выходе из обмотки и входе в нее

$$\Delta\theta_m = 3,6P10^3/Q_m \rho c, \quad (\text{П14-156})$$

где P — тепловой поток обмотки, Вт; Q_m — расход масла через обмотку, $\text{м}^3/\text{ч}$; ρ — плотность масла кг/м^3 ; c — удельная теплоемкость масла, $\text{Дж}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$ из табл. П14-16.

12. Определяем температуру масла, °C, на выходе из обмотки

$$\theta_{m, \text{вых}} = \theta_{m, \text{вх}} + \Delta\theta_m. \quad (\text{П14-157})$$

13. Определяем среднюю температуру, °C, максимально нагретой катушки

$$\theta_{\text{кат}} = \Delta\theta_o + \theta_m. \quad (\text{П14-158})$$

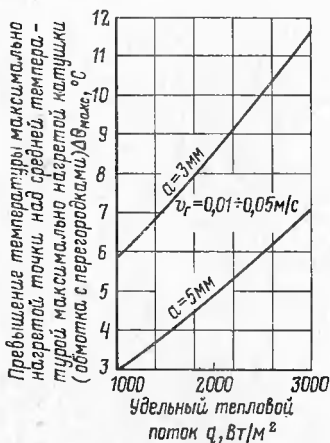


Рис. П14-21. Кривые для определения превышения температуры максимально нагретой точки над средней температурой максимально нагретой катушки (обмотки с перегородками) при $a=3$ и 5 мм .

Таблица 14-16

**Параметры трансформаторного масла в зависимости
от температуры**

Температура, °C	Плотность ρ , кг/м³	Удельная теп- лоемкость c , Дж/(кг·°C)	Коэффициент теплопровод- ности λ , Вт/(м·°C)	Коэффициент температур- проводности $\alpha \cdot 10^6$, м²/с	Коэффициент кинематиче- ской вязкости $\nu \cdot 10^6$, м²/с	Коэффициент объемного рас- ширения $\beta \cdot 10^4$, 1/°C	Число Пранд- тля Pr
31	878,8	1752,9	0,1180	76,69	14,2	7,237	185,2
32	878,1	1759,0	0,1180	76,40	13,6	7,243	178,0
33	877,5	1765,0	0,1178	76,05	13,0	7,248	170,9
34	876,9	1771	0,1177	75,79	12,5	7,253	164,9
35	876,2	1777	0,1176	75,53	12,1	7,258	160,2
36	875,6	1783	0,1175	75,26	11,5	7,264	152,8
37	875,0	1789	0,1174	75,00	11,1	7,269	148,0
38	874,3	1795	0,1174	74,81	10,8	7,274	144,4
39	873,7	1801	0,1173	74,55	10,5	7,279	140,8
40	873,1	1807	0,1172	74,29	10,3	7,285	138,6
41	872,4	1813	0,1171	74,04	10,0	7,290	135,1
42	871,8	1819	0,1170	73,78	9,8	7,295	132,8
43	871,1	1825	0,1169	73,53	9,5	7,301	129,2
44	870,5	1831	0,1168	73,28	9,3	7,306	126,9
45	869,9	1837	0,1167	73,03	9,0	7,311	123,2
46	869,2	1843	0,1167	72,85	8,8	7,317	120,8
47	868,6	1849	0,1166	72,60	8,5	7,322	117,1
48	868,0	1855	0,1165	72,35	8,3	7,327	114,7
49	867,3	1861	0,1164	72,12	8,1	7,333	112,3
50	866,7	1868	0,1163	71,83	7,8	7,338	108,6
51	866,1	1874	0,1162	71,59	7,6	7,344	106,2
52	865,4	1880	0,1162	71,36	7,4	7,349	103,7
53	864,8	1886	0,1160	71,12	7,2	7,354	101,2
54	864,2	1892	0,1159	70,88	7,0	7,359	98,8
55	863,5	1898	0,1159	70,71	6,8	7,365	96,2
56	862,9	1904	0,1158	70,48	6,7	7,371	95,1
57	862,2	1910	0,1157	70,26	6,5	7,376	92,5
58	861,6	1916	0,1156	70,03	6,3	7,382	90,0
59	861,0	1922	0,1155	69,80	6,2	7,387	88,8
60	860,3	1928	0,1154	69,58	6,0	7,392	86,2
61	859,7	1934	0,1153	69,35	5,8	7,398	83,6
62	859,1	1940	0,1152	69,12	5,7	7,403	82,5
63	858,4	1946	0,1152	68,96	5,6	7,409	81,2
64	857,8	1952	0,1151	68,74	5,4	7,414	78,6
65	857,2	1958	0,1150	68,52	5,3	7,420	77,3
66	856,5	1964	0,1148	68,25	5,2	7,425	76,2
67	855,9	1970	0,1148	68,09	5,1	7,431	74,9
68	855,2	1976	0,1147	67,88	4,9	7,436	72,2
69	854,2	1982	0,1146	67,66	4,8	7,442	70,9
70	854,0	1988	0,1145	67,44	4,7	7,447	69,7
71	853,3	1994	0,1145	67,29	4,6	7,453	68,4
72	852,7	2000	0,1144	67,08	4,5	7,459	67,1
73	852,1	2006	0,1143	66,87	4,4	7,464	65,8
74	851,4	2012	0,1142	66,67	4,2	7,470	62,9

Температура, °C	Плотность ρ , кг/м³	Удельная теп- лотемпература c , Дж/(кг·°C)	Коэффициент теплопровод- ности λ , Вт/(м·°C)	Коэффициент температу- ростепроводности $\alpha \cdot 10^3$, м²/с	Коэффициент кинематиче- ской вязкости $\nu \cdot 10^6$, м²/с	Коэффициент объемного рас- ширения $\beta \cdot 10^4$, 1/°C	Число Пранд- тля Pr
75	850,8	2018	0,1141	66,46	4,1	7,475	61,7
76	850,2	2024	0,1140	66,25	4,0	7,481	60,4
77	849,5	2030	0,1139	66,05	3,9	7,487	59,0
78	848,9	2036	0,1138	65,84	3,8	7,492	57,7
79	848,3	2042	0,1138	65,70	3,7	7,498	56,3
80	847,6	2048	0,1137	65,50	3,6	7,503	55,0
81	846,98	2054	0,1136	65,30	3,5	7,509	53,5
82	846,3	2060	0,1135	65,10	3,4	7,515	52,2
83	845,7	2066	0,1134	64,90	3,3	7,520	50,8
84	845,1	2073	0,1133	64,67	3,2	7,526	49,5
85	844,4	2079	0,1132	64,48	3,1	7,532	48,1
86	843,8	2085	0,1131	64,29	3,0	7,537	46,7
87	843,2	2091	0,1130	64,09	2,9	7,543	45,2
88	842,5	2097	0,1130	63,96	2,8	7,549	43,8
89	841,9	2103	0,1129	63,77	2,7	7,554	42,3
90	841,3	2109	0,1128	63,58	2,7	7,560	41,5

14. Определяем температуру, °C, максимально нагретой точки обмотки

$$\Theta_{\text{макс}} = \Theta_{\text{кат}} + \Delta\Theta_{\text{макс}}. \quad (\text{П14-159})$$

Нормы для среднего превышения температуры обмоток даны в табл. 2-2 (ГОСТ 11677-65). Превышение температуры максимально нагретой точки обмотки над температурой охлаждающей среды не должно быть более 78 °C (ГОСТ 14209-69).

15. Определяем смоченный периметр вертикальных каналов, м,

$$\left. \begin{aligned} Pr_1 &= 2(\pi D_1 - m_1 n + a_1 n); \\ Pr_2 &= 2(\pi D_2 - m_1 n + a_2 n), \end{aligned} \right\} \quad (\text{П14-160})$$

где m_1 — ширина рейки, м; n — число реек.

16. Определяем эквивалентный диаметр вертикальных каналов, м,

$$d_1 = 4S_1/Pr_1; d_2 = 4S_2/Pr_2; d_{\text{в}} = (d_1 + d_2)/2. \quad (\text{П14-161})$$

17. Для установления режима движения масла в каналах обмоток определяем число Рейнольдса

$$Re = \nu d_{\text{в}}/\nu. \quad (\text{П14-162})$$

Б. Обмотки с перегородками

18. Определяем удельную тепловую нагрузку q без учета поправок на радиальный размер b_2 , высоту горизонтального канала и толщину изоляции провода.

19. Определяем суммарное сечение, m^2 , для прохода масла в горизонтальных каналах одного хода

$$S_T = 1 \cdot 10^{-3} a k_1 (\pi D_{cp} - m n), \quad (\text{П}14-163)$$

где k_1 — число катушек в ходе; m — ширина прокладки; n — число прокладок; D_{cp} — средний диаметр обмотки, м; $D_{cp} = (D_{вн} + D_{н})/2$.

20. Определяем среднюю скорость масла, м/с, в горизонтальных каналах

$$v_T = Q_m / 3600 S_T.$$

21. По рис. П14-21 и П14-19,2 определяем поправки $\Delta\theta_{п}$, $\Delta\theta_{к}$, $\Delta\theta_{н}$, а по рис. П14-22 — поправку $\Delta\theta_{\text{макс}}$.

22. По тем же формулам, что и для обмоток без перегородок, определяем $\Delta\theta_0$, $\theta_{\text{м.вых}}$, $\theta_{\text{кат}}$, $\theta_{\text{макс}}$.

23. Определяем суммарное сечение для прохода масла в вертикальных внутреннем и наружном каналах так же, как и для обмоток без перегородок (см. пп. 2, 3 и 4 настоящего расчета).

24. Определяем для вертикального канала, имеющего меньшее сечение, смоченный периметр и эквивалентный диаметр (см. пп. 15 и 16), а также скорость движения масла v в этом канале (см. п. 5) и число Рейнольдса (см. п. 17).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Фарбмаи С. А., Бун А. Ю. Ремонт и модернизация трансформаторов. Изд. 2-е, М., «Энергия», 1966. 624 с.
2. Герасимова Л. С., Дейнега И. А. Технология и оборудование производства трансформаторов. М., «Энергия», 1972. 264 с.
3. Порудоминский В. В. Устройства переключения трансформаторов под нагрузкой. М., «Энергия», 1974. 288 с.
4. Сапожников А. В. Конструирование трансформаторов. М., Госэнергоиздат, 1959. 360 с.
5. Костенко М. П., Пиотровский Л. Н. Электрические машины. Ч. 1. Л., «Энергия», 1972. 543 с.
6. Булгаков Н. И. Расчет трансформаторов. М., Госэнергоиздат, 1950. 302 с.
7. Тихомиров П. М. Расчет трансформаторов. М., «Энергия», 1968. 456 с.
8. Аншин В. Ш., Крайз А. Г. Сборка мощных трансформаторов. М., Госэнергоиздат, 1961. 464 с.
9. Герасимова Л. С., Майорец А. И. Обмотки и изоляция силовых масляных трансформаторов. М., «Энергия», 1969. 360 с.
10. Передовые методы ремонта трансформаторов. Под ред. М. И. Сагалова. М., «Энергия», 1967. 372 с.
11. Каганович Е. А. Испытания трансформаторов малой и средней мощности. М., «Энергия», 1969. 296 с.
12. Тарле Г. Е. Интенсификация охлаждения трансформаторов путем направленной циркуляции масла — «Электрические станции», 1973, № 6, с. 52—56.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие к третьему изданию	3
--	---

ЧАСТЬ ПЕРВАЯ

ВВОДНАЯ

Глава первая. Основные виды ремонтных работ	5
1-1. Восстановительный ремонт	6
1-2. Реконструкция	6
1-3. Модернизация	8
Глава вторая. Основные требования, предъявляемые к трансформаторам	16
2-1. Электрическая прочность	16
2-2. Термическая стойкость	26
2-3. Электродинамическая стойкость	30
2-4. Возможность параллельной работы	37
2-5. Повышенная электродинамическая стойкость	38
Глава третья. Конструктивные особенности трансформаторов специального назначения	39
3-1. Электропечные трансформаторы	39
3-2. Трансформаторы для питания преобразовательных устройств	56
3-3. Регулировочные трансформаторы	66
Глава четвертая. Расчеты при ремонтных работах	69
4-1. Содержание, объем и схема расчета	69
4-2. Типовая расчетная записка Московского электрозавода	71
4-3. Особенности трансформаторов с алюминиевыми обмотками	91

ЧАСТЬ ВТОРАЯ

ТЕХНОЛОГИЯ РЕМОНТА И МОДЕРНИЗАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Глава пятая. Разборка и дефектировка трансформаторов	93
5-1. Ознакомление с работой и документацией по трансформатору	93
5-2. Внешний осмотр, предварительные испытания и установление комплектности	94
5-3. Подготовительные работы	96
5-4. Демонтаж и осмотр приборов и высоковольтных вводов	100

5-5. Демонтаж и осмотр предохранительной трубы, расширителя, газового реле, крышки и охлаждающих устройств	102
5-6. Подъем активной части и ее внешний осмотр	104
5-7. Осмотр основных элементов активной части	108
5-8. Измерения и определения при осмотре активной части	111
5-9. Расчетная проверка данных замеров, определений и испытаний	116
5-10. Демонтаж отводов и переключающих устройств	117
5-11. Расшировка верхнего яра	119
5-12. Демонтаж прессующего устройства, съем изоляции и обмоток	120
Глава шестая. Изготовление обмоток	123
6-1. Обмотки трансформаторов средних и больших мощностей	123
6-2. Изготовление и установка приспособлений для намотки обмоток	124
6-3. Подготовительные работы	132
6-4. Намотка непрерывной обмотки	133
6-5. Намотка одноходовой винтовой обмотки	144
6-6. Намотка двух- и четырехходовой винтовой обмотки с совершенной транспозицией параллельных проводов	151
6-7. Намотка переплетенной обмотки	155
6-8. Намотка дисковой обмотки	157
6-9. Обмотки для электропечных трансформаторов	161
6-10. Изготовление и установка экранирующих витков обмотки	169
6-11. Сборка, стяжка, прессовка, отделка и сушка обмоток	171
Глава седьмая. Ремонт магнитопроводов бесшпиленной конструкции	175
7-1. Установление дефектов и уточнение необходимости замены изоляции пластин магнитопровода	175
7-2. Специальные испытания	177
7-3. Подготовительные работы	180
7-4. Разборка бесшпиленного магнитопровода	188
7-5. Очистка пластин магнитопровода	190
7-6. Лакировка и запечка пластин магнитопровода	191
7-7. Контроль пластин магнитопровода после лакировки и запечки	192
7-8. Расчет стеклянных бандажей	192
7-9. Сборка магнитопровода	194
7-10. Испытания магнитопровода	196
Глава восьмая. Изготовление деталей изоляции и емкостной защиты обмоток	197
8-1. Предварительная обработка изоляционных материалов	197
8-2. Изготовление различных прокладок	198
8-3. Изготовление реек	200
8-4. Изготовление шайб и колец	203
8-5. Изготовление и сборка угловых шайб	206
8-6. Изготовление и сборка барьерной изоляции	207
8-7. Изготовление ярмовой и уравнильной изоляции	210

8-8. Изготовление различных отдельных изоляционных деталей (выравнивающих клиньев, коробочек и т. п.)	211
8-9. Изготовление емкостных колец обмоток	213
Глава девятая. Конструкции и ремонт переключающих устройств	215
9-1. Классификация переключающих устройств	215
9-2. Схемы регулирования и расположение регулировочных витков	216
9-3. Общие сведения о переключающих устройствах ПБВ	220
9-4. Однофазные переключающие устройства ПБВ. Устройство П-6	220
9-5. Трехфазные переключающие устройства ПБВ	236
9-6. Общие сведения о переключающих устройствах РПН	245
9-7. Принцип действия и конструкции устройств РПН серий РНТ и РНО	247
9-8. Принцип действия и конструкции устройств РПН с токоограничивающими резисторами	267
9-9. Круговые диаграммы переключающих устройств РПН	284
9-10. Ремонт переключающих устройств ПБВ	286
9-11. Ремонт переключающих устройств РПН с токоограничивающими реакторами	289
9-12. Особенности ремонта переключающих устройств РПН с токоограничивающими резисторами	294
9-13. Испытания переключающих устройств РПН при ремонте	301
Глава десятая. Ремонт наружных узлов трансформатора	305
10-1. Ремонт элементов системы охлаждения	306
10-2. Ремонт бака, расширителя, предохранительной трубы, термосифонного фильтра и воздухоосушителя	312
Глава одиннадцатая. Сборка трансформатора после ремонта	317
11-1. Требования к сборке активной части	317
11-2. Установка изоляции и обмоток. Подпрессовка обмоток	318
11-3. Шихтовка верхнего ядра. Монтаж устройств, пресующих обмотки. Монтаж заземлений	328
11-4. Ревизия и монтаж переключающих устройств	331
11-5. Монтаж, изолировка, крепление и пайка отводов	337
11-6. Контрольные испытания при сборке активной части	347
11-7. Ревизия, чистка и промывка активной части	351
11-8. Изготовление и установка уплотнений	353
11-9. Монтаж радиаторов и навесных охладителей ДЦ	355
11-10. Подъем активной части и опускание ее в бак или установка колокола	356
11-11. Установка крыши и ее комплектовка. Монтаж привода переключающего устройства	359
11-12. Монтаж высоковольтных вводов	363
11-13. Установка расширителя, газового реле, предохранительной трубы и приборов	369
11-14. Заливка трансформатора маслом и наружная окраска	369
11-15. Монтаж и заливка маслом выносных охлаждающих устройств	376
	615

Глава двенадцатая. Сушка активной части трансформатора	377
12-1. Задача сушки	377
12-2. Способы сушки	378
12-3. Сушка индукционными потерями в собственном баке	378
12-4. Подготовительные работы	382
12-5. Сушка в собственном баке под вакуумом	384
12-6. Сушка в собственном баке без вакуума	387
12-7. Сушка токами нулевой последовательности	388
12-8. Дополнительный метод оценки увлажненности изоляции	391
12-9. Противопожарные мероприятия и техника безопасности при сушке активной части	394
12-10. Контрольный прогрев и подсушка	395
Глава тринадцатая. Испытания трансформаторов после ремонта и модернизации	399
13-1. Задача испытаний	399
13-2. Объем и нормы испытаний	399
13-3. Общие указания по проведению испытаний	399
13-4. Методика испытаний	405

ЧАСТЬ ТРЕТЬЯ

СПРАВОЧНАЯ

Глава четырнадцатая. Основные материалы и изделия, применяемые при ремонте и модернизации трансформаторов	422
14-1. Сортамент основных материалов и изделий	422
14-2. Формуляр для расчета материалов	422

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1. Справочные данные по силовым и специальным трансформаторам	437
Приложение 2. Изоляция в масляных трансформаторах	468
Приложение 3. Схемы и группы соединений	484
Приложение 4. Опрессовочные устройства при ремонте и модернизации	488
Приложение 5. Отводы	493
Приложение 6. Вводы	495
Приложение 7. Баки	512
Приложение 8. Приспособления для подъема и перемещения	515
Приложение 9. Арматура трансформатора	518
Приложение 10. Охлаждающие устройства	531
Приложение 11. Основные виды повреждений трансформаторов (их признаки, возможные причины и способы выявления)	560
Приложение 12. Виды испытаний для выявления неисправностей	569
Приложение 13. Пайка и сварка проводниковых материалов	574
Приложение 14. Формуляр	577
Список литературы	612

Цена 2 руб.

29

FRANCESCO MARCONI