

А. М. ДЫМКОВ

**РАСЧЕТ
И КОНСТРУИРОВАНИЕ
ТРАНСФОРМАТОРОВ**



215442
А-21

А. М. Дымков

РАСЧЕТ И КОНСТРУИРОВАНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Д о п у щ е н о
Министерством высшего и среднего
специального образования СССР
в качестве учебника
для электротехнических техникумов

У6442



Издательство «ВЫСШАЯ ШКОЛА»
Москва — 1971

6П2.1.081

Д88

УДК 621. 314 2

Дымков А. М

Д88 Расчет и конструирование трансформаторов. Учебник для техникумов М «Высш школа», 1971
264 с. с илл.

В книге излагается курс расчета и конструирования трансформаторов, составленный на основе программы предмета «Расчет и конструирование трансформаторов» для электротехнических техникумов, утвержденной научно-методическим кабинетом по высшему и среднему специальному образованию для средних специальных учебных заведений по специальности «Электромашиностроение», а также методика расчета и основные данные по проектированию масляных силовых трансформаторов и даны примеры расчета. Добавлены главы, касающиеся некоторых типов специальных трансформаторов с той целью, чтобы окончивший техникум молодой специалист мог бы почерпнуть сведения об этих трансформаторах, необходимые ему для практической работы.

Книга предназначена в качестве учебника по расчету и конструированию трансформаторов, может служить пособием для курсового, а также и дипломного проектирования и быть полезной для квалифицированных рабочих и мастеров и инженерно-технических работников трансформаторных заводов

3—3—10

188—71

6П2.1 081

Р е ц е н з е н т ы:

Доцент Китаев В. Е.

Инж. Гончарук А. И

§ 1. РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ И РОЛЬ РУССКИХ УЧЕНЫХ В ИЗОБРЕТЕНИИ ТРАНСФОРМАТОРА

Развитие электротехники первоначально происходило по линии применения постоянного тока. Между тем бурно развивающаяся в XIX в. промышленность требовала все более мощные источники электрической энергии и передачи ее от мест получения до потребителя. Однако постоянный ток, несмотря на многие его положительные качества, не удовлетворяет этим требованиям, так как не может получаться в генераторах большой мощности и передаваться на большие расстояния. Передаче энергии по линиям большой протяженности препятствовала невозможность повышения напряжения генератора сверх определенного предела. Такое повышение является необходимым во избежание больших потерь энергии в линии. Кроме того, непосредственное использование электрического тока при высоком напряжении в ряде случаев, например для освещения, оказалось бы невозможным по условиям безопасности.

В связи с этим применение переменного тока стало все больше привлекать внимание ученых-электротехников, в чем большую роль сыграли русские электротехники того времени, впервые открывшие метод трансформирования переменного тока и показавшие возможность его практического использования.

Первый шаг в получении трансформации сделал в 1877 г. русский ученый П. Н. Яблочков, который построил установку с последовательно соединенными индукционными катушками, вторичные обмотки которых питали им же изобретенные «свечи Яблочкова». Таким образом, индукционные катушки представляли по существу трансформаторы.

Вслед за этим трансформатор был усовершенствован русским изобретателем Н. Ф. Усагиным (1882 г.) и немецким инженером Дери (1885 г.).

Следующим этапом развития применения переменного тока было изобретение русским электротехником М. О. Доливо-Добровольским трехфазной системы переменного тока (1889 г.) и трехфазного трансформатора (1891 г.).

С этого времени благодаря найденным практическим решениям проблем — трехфазного электродвигателя и трансформирования переменного тока — начинается бурный рост использования электрической энергии в промышленности. Одновременно с этим стало увеличиваться

значение мощности изготавливаемых трансформаторов и росло напряжение, получаемое с их помощью.

Уже в 1891 г. был построен первый трансформатор на 30 *кв*, для которого было применено, также впервые, масляное охлаждение. В дальнейшем рост напряжений характеризовался следующими цифрами: в 1907 г. построен трансформатор на 110 *кв*, в 1912 г.— на 150 *кв*, в 1921 г.— на 220 *кв*, в 1937 г.— на 287,5 *кв*, в 1952 г.— на 400 *кв* и, наконец, в 1958 г.— на 500 *кв*. Что касается мощности трансформаторов, то могут быть названы следующие цифры: в 1901 г.— 2250 *кв*а, 1921 г.— 8300 *кв*а, 1922 г.— 16 700 *кв*а, 1955 г.— 90 000 *кв*а, 1959 г.— 240 000 *кв*а. В настоящее время проектируются трансформаторы мощностью до 1 000 000 *кв*а (1000 *Мва*) и напряжением до 750—1200 *кв*.

§ 2. СОСТОЯНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ТРАНСФОРМАТОРОСТРОЕНИЯ ДО ОКТЯБРЬСКОЙ РЕВОЛЮЦИИ И ЕГО РАЗВИТИЕ В ГОДЫ СОВЕТСКОЙ ВЛАСТИ

До Октябрьской революции трансформаторостроение в России было развито очень слабо. Существовавшие в Харькове (ХЭМЗ), Петрограде («Электросила») и Москве («Динамо») заводы занимались лишь сборкой трансформаторов по чертежам зарубежных фирм. Мощность в одной единице не превышала 2000 *кв*а.

При Советской власти наравне с общим подъемом промышленности стало развиваться и отечественное трансформаторостроение. Так, например, в 1924 г. на ХЭМЗе строятся трансформаторы уже мощностью 12 500 *кв*а на напряжение 40 *кв*.

В 1927 г. по решению правительства в Москве был создан «Электрозавод», на котором было сконцентрировано и развернулось советское трансформаторостроение.

Рост выпуска трансформаторов, выраженный суммарной мощностью в *кв*а, характеризуется следующими цифровыми данными:

1916 г.	— 117 000
1925 г.	— 200 000
1927 г.	— 316 000
1929 г.	— 1 030 000
1930 г.	— 1 520 000
1938 г.	— 3 500 000
1939 г.	— 5 000 000
1953 г.	— 9 000 000
1955 г.	— 10 000 000.

С 1953 г. стали вступать в строй новые трансформаторные заводы, из которых самый крупный — Запорожский трансформаторный завод (ЗТЗ) в 1965 г. выпустил трансформаторов на 45 *Гва**.

В 1931 г. на Московском электрозаводе был построен первый советский трансформатор на 110 *кв*, а в 1933 г.— на 220 *кв*. В 1955 г. на ЗТЗ был построен однофазный трансформатор мощностью 90 *Мва* и в 1956 г.— мощностью 123,5 *Мва* на напряжение 400 *кв*, предназна-

* *Г* — дольная единица, равная 10⁹.

ценные для линии электропередачи Куйбышевская ГЭС им. Ленина — Москва, в 1959 г. — мощностью 135 *Мва* на 500 *кв* и трехфазный трансформатор мощностью 240 *Мва* на 220 *кв*, в 1967 г. — трехфазный трансформатор мощностью 630 *Мва* на 220 *кв* и однофазный автотрансформатор мощностью 417 *Мва* на 750 *кв* для опытной линии электропередачи Конаково — Москва, в 1968 г. — однофазный трансформатор мощностью 417 *Мва* на 500 *кв* и в 1969 г. — трехфазный трансформатор мощностью 400 *Мва* на 500 *кв*. Кроме того, в 1967 г. для Асуанской ГЭС поставлены однофазные трансформаторы мощностью 167 *Мва* на 500 *кв* и трехфазные трансформаторы мощностью 206 *Мва* на 500 *кв* в экспортном тропическом исполнении.

Силовые трансформаторы большой мощности, а в ряде случаев и средних мощностей должны иметь возможность регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Это является необходимым, чтобы не прерывать подачу электроэнергии при переключении ступеней напряжения. Трансформаторы для этой цели имеют встроенную специальную аппаратуру.

Развитие высоковольтных сетей вызвало необходимость защиты трансформаторов от атмосферных и коммутационных перенапряжений. В связи с этим была разработана конструкция емкостной защиты, которой снабжаются все выпускаемые трансформаторы от 110 *кв* и выше, называемые благодаря такой защите грозоупорными.

Кроме силовых трансформаторов, изготавливается целый ряд трансформаторов специального назначения: электропечные, тяговые, для питания ртутных выпрямителей, измерительные, испытательные и др.

В связи с увеличивающимся с каждым годом выпуском трансформаторов входят в строй новые трансформаторные заводы.

Одновременно с постройкой трансформаторных заводов построены новые или расширено производство существующих заводов, поставляющих полуфабрикаты, как-то: легированную электротехническую сталь, обмоточные провода, электроизоляционный картон, фарфоровые вводы, трансформаторное масло и др.

§ 3. ОСНОВНАЯ РОЛЬ ТРАНСФОРМАТОРА В РАСПРЕДЕЛЕНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

В настоящее время электрическая энергия для промышленных целей и электроснабжения городов производится на крупных тепловых или гидроэлектростанциях в виде трехфазной системы переменного тока частотой 50 *гц* (в США — 60 *гц*).

Напряжения генераторов, установленных на электростанциях, стандартизованы и могут иметь значения 6600, 11 000, 13 800, 15 750, 18 000 или 20 000 *в* (ГОСТ 721—62). Для передачи электроэнергии на большие расстояния это напряжение необходимо повышать до 110, 220, 330 или 500 *кв* в зависимости от расстояния и передаваемой мощности.

Далее, на распределительных подстанциях напряжение требуется понижать до 6 или 10 кВ (в городах и промышленных объектах) или до 35 кВ (в сельских местностях и при большой протяженности распределительных сетей). Наконец, для ввода в заводские цеха и жилые квартиры напряжение сетей должно быть понижено до 380, 220 или 127 в. В некоторых случаях, например, для освещения котельных или механических цехов и сырых помещений, напряжение должно быть понижено до безопасной для жизни величины — 12, 24 или 36 в.

Повышение и понижение напряжения переменного тока и выполняют силовые трансформаторы.

Примерная схема передачи и распределения электрической энергии изображена на рис. В. 1.

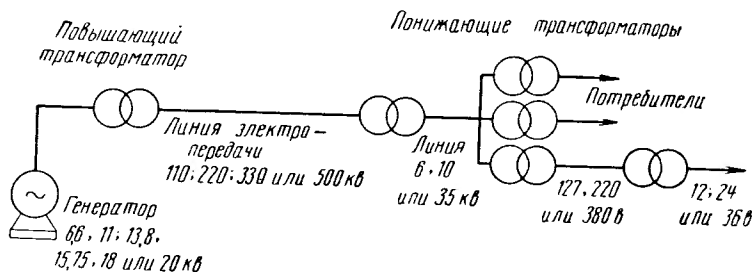


Рис. В.1. Схема передачи и распределения электрической энергии

Трансформаторы сами электрическую энергию не производят, а только ее трансформируют, т. е. изменяют величину электрического напряжения. При этом трансформаторы могут быть повышающими, если они предназначены для повышения напряжения, и понижающими, если они предназначены для понижения напряжения. Но принципиально каждый трансформатор может быть использован либо как повышающий, либо как понижающий в зависимости от его назначения, т. е. он является обратимым аппаратом.

Силовые трансформаторы обладают весьма высоким коэффициентом полезного действия (к. п. д.), значение которого составляет от 95 до 99,5%, в зависимости от мощности. Трансформатор большей мощности имеет соответственно и более высокий к. п. д.

Как видно из схемы распределения электроэнергии (рис. В. 1), последняя от места ее получения до места ее потребления претерпевает несколько ступеней трансформации. В связи с этим установленная мощность трансформаторов, т. е. суммарная мощность всех установленных в линии трансформаторов, должна в несколько раз превышать мощность генераторов, питающих линию.

Кроме того, понижающие трансформаторы, установленные в распределительной сети, имеют среднюю загрузку, составляющую примерно 50% их номинальной мощности. Примерный суточный график

нагрузки силового трансформатора, питающего промышленное предприятие, показан на рис. В.2.

Исходя из этих двух причин — многократности трансформации и неполной или неодновременной нагрузки силовых трансформаторов — общая их установленная мощность на практике в 7—8 раз превышает мощность генераторов электростанции.

Из сказанного выясняется чрезвычайно важная роль трансформаторов в передаче и распределении электрической энергии. Без приме-

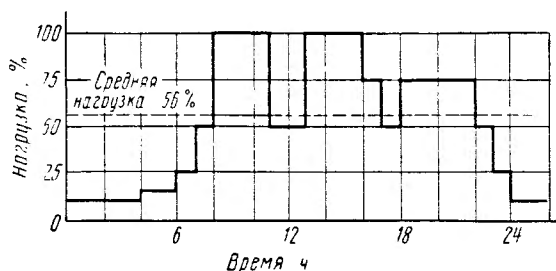


Рис. В.2. Суточный график нагрузки силового трансформатора

нения трансформаторов практически была бы немыслима в современных масштабах передача электроэнергии на большие расстояния. Кроме того, определяется большая потребность в силовых трансформаторах для этой цели.

Контрольные вопросы

1. Назовите русских ученых XIX в., благодаря которым трансформаторы получили практическое применение.
2. Назовите наибольшие, освоенные в настоящее время значения номинальных мощностей и напряжения трансформаторов.
3. В чем заключается роль трансформаторов при передаче электроэнергии?
4. Что такое установленная мощность и какова ее величина?

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

§ 1.1. ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ ТРАНСФОРМАТОРА И ОСНОВНЫЕ ЕГО ЧАСТИ

Трансформатором называется статический электромагнитный аппарат, предназначенный для преобразования одной (первичной) системы переменного тока в другую (вторичную), имеющую другие характеристики.

Принцип действия трансформатора основан на законе электромагнитной индукции, открытом английским физиком Фарадеем в 1831 г.

Явление электромагнитной индукции состоит в том, что если внутри замкнутого проводникового контура изменяется во времени магнитный поток, то в самом контуре наводится (индуцируется) электродвижущая сила (э. д. с.) и возникает индукционный ток.

Мгновенное значение наводимой в контуре э. д. с. определяется формулой

$$e = - \frac{d\Phi}{dt} 10^{-4} \text{ в.} \quad (1.1)$$

где e — мгновенное значение э. д. с.;

Φ — магнитный поток, вб;

10^{-4} — коэффициент пропорциональности.

Знак «минус» в формуле (1.1) поставлен согласно правилу русского физика Ленца, которое указывает на то, что наведенный в контуре ток вызывает внутри контура вторичный магнитный поток, направленный таким образом, что он *противодействует* изменению первоначального магнитного потока.

Формула (1.1) указывает на то, что величина наведенной э. д. с. не зависит от абсолютного значения магнитного потока Φ , а только от скорости изменения этого потока. Кроме того, наводимая в контуре э. д. с. не зависит ни от тока в контуре, ни от его сопротивления.

Если в контуре будет несколько последовательно соединенных витков ω , то наведенная в полученной катушке э. д. с. будет в ω раз больше, т. е.

$$e = - \omega \frac{d\Phi}{dt} 10^{-4} \text{ в} \quad (1.2)$$

Если взять две катушки I и II с числами витков w_1 и w_2 и расположить их соосно, т. е. так, чтобы их оси совпадали, то мы получим простейший трансформатор, изображенный на рис 1.1. действие которого заключается в следующем.

К катушке I, называемой *первичной*, от сети переменного тока подводится напряжение с действующим значением U_1 . Благодаря этому в катушке возникает электрический ток, который в свою очередь создает переменный магнитный поток Φ . Силовые линии этого потока пронизывают не только первичную катушку I, но также и *вторичную* катушку II, поэтому в обеих катушках наводятся э. д. с. самоиндукции E_1 (в первичной катушке) и э. д. с. взаимной индукции E_2 (во вторичной) (E_1 и E_2 — действующие значения э. д. с.).

Э. д. с. E_1 компенсируется приложенным первичным напряжением U_1 , а э. д. с. E_2 будет являться вторичным напряжением U_2 (пренебрегая падениями напряжения, см. далее).

Однако изображенный на рис. 1.1 трансформатор является несовершенным для практического применения. Магнитный поток ввиду большого сопротивления воздуха невелик, поэтому магнитная связь между обеими катушками оказывается слабой. Кроме того, некоторая часть магнитных линий не пронизывает вторичную катушку, образуя так называемый *поток рассеяния* который не участвует в трансформировании напряжения, поэтому вторичное напряжение соответственно понижается.

Чтобы уменьшить сопротивление по пути прохождения магнитного потока и тем самым усилить магнитную связь между первичной и вторичной катушками или, как их более принято называть, *обмотками*, последние должны быть расположены на замкнутом железном (стальном) сердечнике (магнитопроводе), как это показано на рис. 1.2. Применение замкнутого стального магнитопровода значительно снижает относительную величину потока рассеяния, так как проницаемость применяемой для магнитопроводов стали в 800—1000 раз выше, чем у воздуха (или вообще у диамагнитных материалов).

Таким образом, две (или более) обмотки, насаженные на замкнутый стальной магнитопровод, представляют собой *трансформатор*.

Из этого определения следует, что основными принципиальными частями трансформатора являются первичная и вторичная обмотки и магнитопровод.

Предполагая, что обе обмотки, первичная и вторичная, пронизываются одним и тем же магнитным потоком (пренебрегая потоком рас-

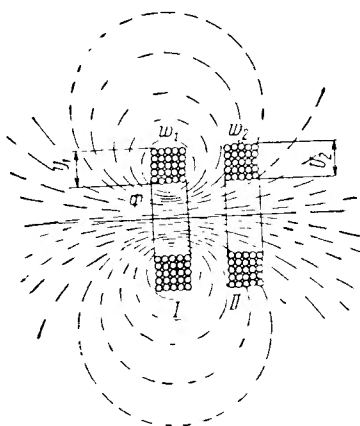


Рис. 1.1. Простейший трансформатор (без стального сердечника)

сеяния), можем на основании формулы (1.2) написать для каждой из обмоток:

$$e_1 = -\omega_1 \frac{d\Phi}{dt} 10^{-4},$$

$$e_2 = -\omega_2 \frac{d\Phi}{dt} 10^{-4}.$$

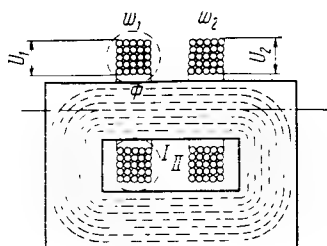


Рис. 1.2. Принцип устройства трансформатора (две обмотки, насаженные на замкнутый стальной магнитопровод)

Разделив одно равенство на другое, легко получить соотношение

$$\frac{e_1}{e_2} = \frac{\omega_1}{\omega_2}$$

На основе равенства

$$e = \sqrt{2} E \sin \omega t,$$

(E — действующее значение э. д. с.) можно написать, что

$$\frac{e_1}{e_2} = \frac{E_1}{E_2} = \frac{\omega_1}{\omega_2} = K \quad (1.3)$$

где K — коэффициент трансформации.

Коэффициентом трансформации называется отношение индуцируемых в первичной и вторичной обмотках э. д. с., равное отношению чисел витков этих обмоток.

§ 1.2. ОБЩЕЕ УСТРОЙСТВО СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Как было уже сказано, собственно трансформатор состоит из магнитопровода и насаженных на него обмоток. Кроме того, трансформатор состоит из целого ряда чисто конструктивных узлов и элементов, представляющих собой конструктивную его часть.

Элементы конструкции служат главным образом для удобства применения и эксплуатации трансформатора. К ним относятся изоляционные конструкции, предназначенные для обеспечения изоляции токоведущих частей, отводы и вводы — для присоединения обмоток к линии электропередачи, переключатели — для регулирования напряжения трансформатора, баки — для заполнения их трансформаторным маслом, трубы и радиаторы — для охлаждения трансформатора и др.

Магнитопровод трансформатора представляет собой замкнутую магнитную цепь, предназначенную для прохождения главного магнитного потока, сцепленного с обеими обмотками.

Для силовых трансформаторов преимущественно применяются магнитопроводы стержневого типа. Однофазные трансформаторы имеют магнитопроводы с двумя стержнями, несущими обмотки, а трехфаз-

ные — три стержня. Стержни соединены верхним и нижним ярмами. Одно- и трехфазный трансформаторы со стержневыми магнитопроводами показаны на рис. 1.3 и 1.4.

На рис. 1.3 и 1.4 буквами С—С обозначены стержни, Я—Я — ярма, О—О — обмотки, ИЦ — изоляционный цилиндр.

Магнитопровод трансформатора собирается из пластин листовых электротехнической стали толщиной 0,35 или 0,5 мм. Для уменьшения потерь от вихревых токов пластины изолируются друг от друга нанесением лаковой или химической изоляционной пленки.

Так как магнитопроводы собираются из пластин прямоугольной формы, то их сборка производится впереплет (такая сборка на-

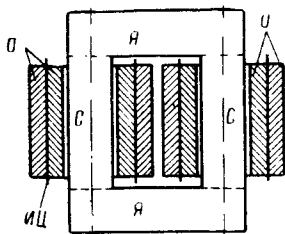


Рис. 1.3. Однофазный стержневой магнитопровод

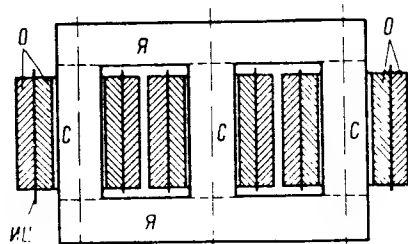


Рис. 1.4. Трехфазный стержневой магнитопровод

зывается *шихтовкой*). При этом образующиеся стыки пластин одного слоя перекрываются пластинами соседнего слоя, как это показано на рис. 1.5, б. Сборка встык применяется редко.

Сборка магнитопроводов способом шихтовки преследует две цели: во-первых, уменьшение намагничивающего тока трансформатора и, во-вторых, увеличение механической прочности собранного магнитопровода.

Сечению стержней магнитопровода, на которые насаживаются обмотки, придают форму, близкую к кругу (вписанную в окружность), показанную на рис. 1.6. Число ступеней выбирается в зависимости от мощности трансформатора: чем больше мощность (а следовательно, и диаметр круга), тем больше берется число ступеней.

Внутри магнитопроводов трансформаторов большой мощности для лучшего отведения тепла, возникающего от потерь в стали, устраиваются охлаждающие каналы, по которым циркулирует масло или воздух (у «сухих» трансформаторов).

Ярмо магнитопровода имеет в сечении также ступенчатую форму. Однако у трансформаторов меньшей мощности с целью некоторого упрощения конструкции число ступеней сечения ярма часто берут меньшим, чем у сечения стержня, или иногда ярмо делают прямоугольного сечения. В последних случаях для уменьшения тока холостого хода и потерь в стали сечение ярма выбирают на 5—10% больше сечения стержня.

Устройство и конструкция магнитопроводов более подробно описаны в гл. XI.

Обмотки силовых трансформаторов обычно подразделяют на обмотки *высшего и низшего* напряжения (*ВН* и *НН*), а не на первичную и вторичную, так как любая из обмоток может быть первичной или вторичной в зависимости от того, которая из них включается в питающую сеть.

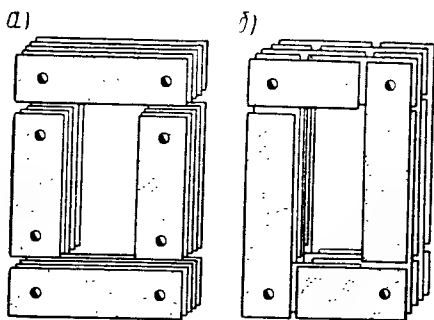


Рис. 1.5. Способы сборки магнитопроводов:
а — встык; б — шпиковкой

Обмотка трансформатора представляет собой часть электрической цепи (первичной или вторичной), в связи с чем она состоит из проводникового материала (обмоточная медь или алюминий) и изоляционных деталей. В комплект обмотки входят также выводные концы, ответвления для регулирования напряжения, емкостные кольца и электростатические экраны емкостной защиты от перенапряжений.

Расположение обмоток *ВН* и *НН* на стержне у силовых трансформаторов применяется преимущественно концентрическое, т. е. когда одна обмотка одета (или намотана) на другую, как показано на рис. 1.7, а. Ближе к стержню обычно расположена обмотка *НН*, так

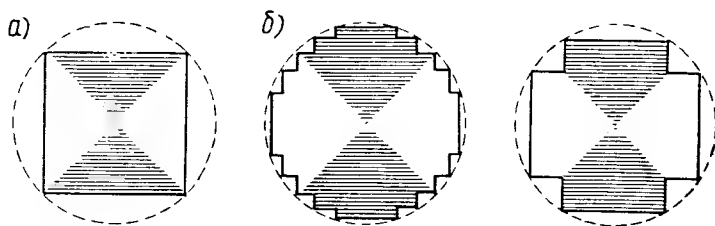


Рис. 1.6. Формы сечения стержней:
а — прямоугольная; б — ступенчатая

как ввиду более низкого напряжения ее легче изолировать от стержня, чем обмотку *ВН*. Между обмотками помещают изоляционные цилиндры (*ИЦ*, см. рис. 1.3).

При концентрическом расположении обмотки выполняются цилиндрическими двух- или многослойными, катушечными, винтовыми или непрерывными. Выбор типа обмоток зависит от числа витков, размера и числа параллельных проводов, способа охлаждения, мощности трансформатора и других факторов.

Об устройстве и конструкции обмоток более подробно сказано в гл. XII.

У некоторых трансформаторов специального назначения, как, например, у электропечных, применяется чередующееся расположение обмоток. При таком расположении обмотки выполняются дисковыми, состоящими из отдельных одинарных или двойных дисковых катушек. Катушки *ВН* и *НН* насаживаются на стержень поочередно,

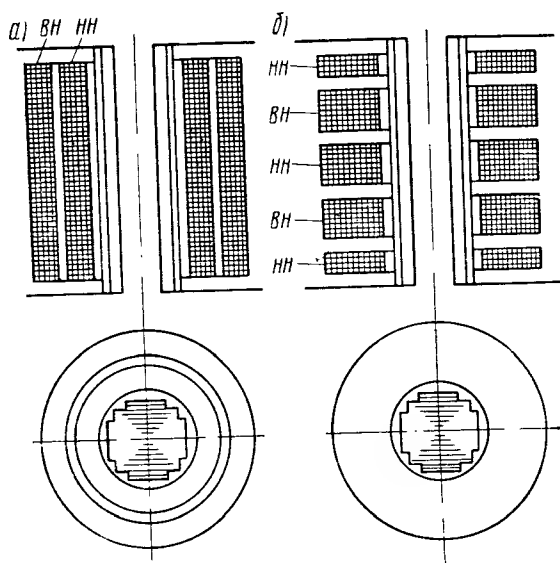


Рис. 1.7. Расположение обмоток *ВН* и *НН* на стержне магнитопровода:
а — концентрическое; б — чередующееся

причем крайними со стороны ярм располагают катушки *НН*, как требующие меньших изоляционных расстояний. Схематически чередующаяся обмотка изображена на рис. 1.7,б.

Магнитопровод и обмотки вместе с крепежными деталями образуют активную часть силового трансформатора.

Трансформатор во время своей работы вследствие возникающих в нем потерь нагревается. Чтобы температура нагрева трансформатора (в основном его изоляции) не превышала допустимого значения, необходимо обеспечить достаточное охлаждение обмоток и магнитопровода. Для этого в большинстве случаев трансформатор (активную часть) помещают в бак, заполненный трансформаторным маслом. При нагревании масло начинает циркулировать и отдает тепло стенкам бака, а от последних тепло рассеивается в окружающем воздухе.

Для увеличения теплоотдающей поверхности бака, что необходимо с увеличением мощности трансформатора, в стенки вваривают трубы,

а у самых крупных трансформаторов к бакам пристраивают охладители в виде радиаторов или отдельных охлаждающих устройств.

Общий вид силового трансформатора с трубчатым баком изображен на рис. 1.8.

Подробнее об охлаждении и охлаждающих устройствах сказано в гл. X.

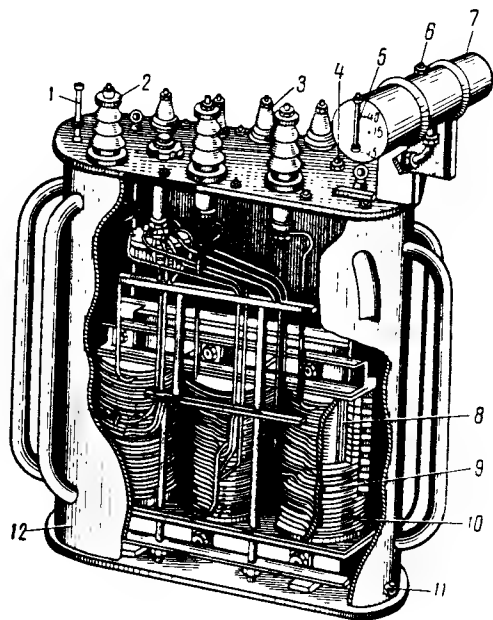


Рис. 1.8. Общий вид силового масляного трехфазного трансформатора мощностью 320 кВа, 6 кВ, с трубчатым баком: 1 — термометр; 2 — ввод обмотки ВН; 3 — ввод обмотки НН; 4 — пробка для заливки масла; 5 — указатель уровня масла; 6 — пробка для доливки масла; 7 — маслорасширитель; 8 — магнитопровод; 9 — обмотка НН; 10 — обмотка ВН; 11 — пробка для взятия пробы и спуска масла; 12 — бак для масла

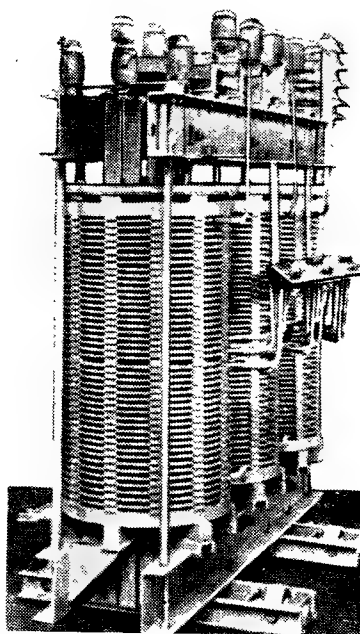


Рис. 1.9. Общий вид трехфазного трансформатора с воздушным охлаждением мощностью 560 кВа, 10 кВ, без защитного кожуха

В последнее время в связи с внедрением теплостойкой изоляции расширился и предел применения воздушного (безмасляного) охлаждения силовых трансформаторов. Стало возможным выполнение «сухих» трансформаторов до мощности 1000 кВа при напряжении до 15 кВ.

Общий вид трансформатора с воздушным охлаждением без защитного кожуха изображен на рис. 1.9.

§ 1.3. ОСНОВНЫЕ МАТЕРИАЛЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В ТРАНСФОРМАТОРОСТРОЕНИИ

Материалы, применяемые для изготовления трансформаторов, могут быть разделены на активные, к которым относятся электротехническая сталь магнитопровода и обмоточные провода; электроизоляционные, которые необходимы для электрической изоляции обмоток и других токоведущих частей трансформатора, например, электроизоляционный картон, кабельная и телефонная бумага, лакоткань, гетинакс, фарфор, трансформаторное масло и др.; конструкционные, требующиеся для изготовления деталей остова, бака, охлаждающих устройств, различных крепежных деталей и т. д. и другие материалы, полуфабрикаты и аппараты.

Для изготовления магнитопроводов применяется тонколистовая легированная электротехническая сталь. Эта сталь бывает горячей- и холоднокатаная.

Первоначально применялась горячекатаная сталь, допускавшая индукцию B до 1,4—1,45 тл. Хотя качество этой стали в части уменьшения удельных потерь (вт/кг) постепенно улучшалось, однако в последние годы горячекатаная сталь стала вытесняться появившейся в 40-х годах холоднокатаной текстурованной сталью. Холоднокатаная сталь имеет удельные потери, в 1,5—2 раза меньшие, чем у горячекатаной стали, и значительно большую магнитную проницаемость. Она позволила повысить индукцию до 1,6—1,7 тл. По мере обеспечения трансформаторостроения холоднокатаной сталью будет осуществлен полный переход на эту сталь взамен горячекатаной.

Снижение удельных потерь в стали имеет весьма большое значение для уменьшения расхода активных и конструктивных материалов (а следовательно, и стоимости трансформатора) и повышения коэффициента полезного действия трансформатора.

Основным материалом для изготовления обмоток трансформаторов является обмоточная медь (или алюминий), представляющая собой изолированный медный (или алюминиевый) провод круглого или прямоугольного сечения. Размеры и марки проводов см. в § 12.2.

Электроизоляционные материалы, применяемые в трансформаторостроении, должны обладать определенными свойствами, из которых наиболее важными являются электрическая и механическая прочность, гигроскопичность и нагревостойкость.

Одним из основных изоляционных материалов является электрокартон толщиной от 0,5 до 3 мм. Он обладает хорошими электрическими характеристиками, повышенной маслостойкостью и механической прочностью. Электрокартон применяется для изготовления различных изоляционных деталей (см. гл. XII—XIV).

Кабельная бумага толщиной 0,12 мм применяется как изоляция между слоями обмоток и для изолирования концов обмоток и отводов.

Лакоткань шелковая и хлопчатобумажная применяется для изолирования концов обмоток и отводов, а также для усиления изоляции отдельных мест обмоток, например в местах паяк проводов.

Хлопчатобумажные ленты, киперная и тафтяная, применяются для механической защиты изоляции и вообще как вспомогательный крепкий материал.

Бумажно-бакелитовые цилиндры и трубки применяются в качестве каркасов для намотки обмоток (цилиндры) и для изолирования стяжных шпилек магнитопроводов и отводов (трубки).

Гетинакс листовой толщиной до 50 мм используется для изготовления изолирующих досок и панелей, а также деталей конструкции переключающих устройств.

Фарфор применяется для изготовления проходных изоляторов (вводов) и некоторых изоляционных деталей сухих трансформаторов.

К электроизоляционным материалам относятся также различные лаки и эмали. Лаки № 202 и 302 печной сушки служат для лакировки пластин магнитопровода. Лаки ГФ-95 и 447 печной сушки служат для пропитки обмоток масляных (ГФ-95) и сухих (447) трансформаторов. Лак БТ-99 воздушной сушки и эмаль ГФ-92 печной сушки создают прочную влагостойкую наружную пленку и применяются для покрытия обмоток и других частей сухих трансформаторов, работающих в среде повышенной влажности.

Следует отметить, что в современных конструкциях обмоток масляных трансформаторов, обеспечивающих их механическую прочность, на ряде заводов полностью отказались от их пропитки.

Трансформаторное масло служит одновременно двум целям: для повышения электрической прочности изоляции трансформатора и для улучшения условий его охлаждения. Применение трансформаторного масла дало возможность, с одной стороны, повысить электромагнитные нагрузки (индукцию и плотность тока) на активные материалы и тем самым уменьшить их расход и, с другой стороны, строить трансформаторы большой мощности и на высокие напряжения.

§ 1.4. ВЛИЯНИЕ ВЕЛИЧИНЫ МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРА НА ЕГО РАЗМЕРЫ, ВЕС, ПОТЕРИ И ДРУГИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Правильно спроектированный трансформатор, кроме того что он должен удовлетворять определенным техническим требованиям, должен быть и возможно более дешевым. Стоимость трансформатора зависит от его размеров и веса, и в первую очередь от веса активных материалов как более дорогих.

Основными размерами, определяющими в конечном итоге вес активных материалов, являются размеры магнитопровода.

Чтобы правильно выбрать основные размеры магнитопровода, надо в первую очередь выяснить зависимость этих размеров от номинальной мощности S трансформатора. Как будет видно далее, вместе с ростом мощности трансформатора должны возрастать и его линейные геометрические размеры.

При определении зависимости размеров от мощности необходимо предположить, что трансформаторы разных мощностей должны быть геометрически подобны, т. е. отношения всех трех линейных размеров

должны сохраняться одинаковыми, и что электромагнитные нагрузки на активные материалы, т. е. индукция и плотность тока в обмотках, должны также оставаться одинаковыми.

Мощность трансформатора

$$S = mUI,$$

где m — число фаз;

U и I — фазные напряжения и ток (одной из обмоток).

Вспомним основную формулу напряжения трансформатора

$$U = 4,44 f \omega B F_{\text{ст}} \cdot 10^{-4} v$$

Так как согласно условию значение B должно быть постоянным, то легко видеть, что напряжение U будет пропорционально сечению $F_{\text{ст}}$ стержня магнитопровода, т. е. линейным размерам во второй степени,

$$U \equiv F_{\text{ст}} \equiv l^2.$$

Плотность тока в обмотке

$$\delta = \frac{I}{s_{\text{п}}},$$

откуда $I = \delta s_{\text{п}}$, т. е. ток в обмотке пропорционален сечению провода $s_{\text{п}}$, или также линейным размерам во второй степени

$$I \equiv s_{\text{п}} \equiv l^2$$

Следовательно, мощность трансформатора будет пропорциональна четвертой степени его линейных размеров

$$S \equiv UI \equiv l^2 l^2 \equiv l^4$$

Вес G активных материалов (стали и меди) трансформатора пропорционален их объемам V или линейным размерам в третьей степени. Отсюда следует, что вес активных материалов будет пропорционален мощности в степени $3/4$, т. е.

$$G \equiv V \equiv l^3 \equiv S^{3/4}.$$

Практически это означает, что с ростом мощности уменьшается удельный расход активных материалов, выраженный в кг/кВА . Поэтому более мощные трансформаторы имеют относительно меньшую стоимость.

Мощные трансформаторы также экономичнее и в эксплуатации, так как они имеют относительно меньшие потери, и, следовательно, более высокий коэффициент полезного действия (к. п. д.). Это следует из того, что потери трансформатора, состоящие из потерь холостого хода P_x и потерь короткого замыкания P_k (при неизменных значениях

В и δ электромагнитных нагрузок на активные материалы), пропорциональны весу активных материалов, т. е.

$$P_x \equiv B^2 G_c \text{ и } P_k \equiv \delta^2 G_m,$$

где G_c — вес активной стали;

G_m — вес обмоточного провода.

Поскольку с ростом мощности вес материалов растет медленнее, также медленнее увеличиваются потери, и, следовательно, значение к. п. д. повышается.

§ 1.5. КЛАССИФИКАЦИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПО ГОСТам. РАЗДЕЛЕНИЕ ПО ГАБАРИТАМ. ОБОЗНАЧЕНИЕ ТИПОВ

Силовые трансформаторы общего назначения в зависимости от напряжения и мощности условно подразделяются на группы или габариты. Трансформаторы мощностью от 25 до 100 *кв*а включительно относятся к габариту I, мощностью от 160 до 630 *кв*а — к габариту II, мощностью от 1000 до 6300 *кв*а — к габариту III, мощностью 10 000 *кв*а и более с напряжением 35 *кв* и все трансформаторы с напряжением 110 *кв* обмотки *ВН* — к габариту IV, мощностью 40 000 *кв*а и более с напряжением 220 *кв* обмоток *ВН* и выше — к габариту V и мощностью 10 0000 *кв*а и выше — к габариту VI. Трансформаторы указанных выше мощностей чаще изготавливаются масляными, т. е. с активной частью, опущенной с целью лучшего охлаждения и повышения прочности изоляции в бак с маслом. Однако трансформаторы мощностью до 1000—1600 *кв*а и напряжением до 10—15 *кв* могут изготавливаться также и сухими, т. е. с воздушным охлаждением. Система охлаждения трансформатора входит в условное обозначение его типа.

Обозначение типа трансформатора состоит из двух частей — буквенной и цифровой.

Первая буква *Т* или *О* означает число фаз (трехфазный или однофазный). Иногда у специальных трансформаторов перед этой буквой стоит буква, соответствующая назначению трансформатора, например буква *Э* означает «Электропечной», *А* — автотрансформатор.

На втором месте, после буквы *Т* или *О*, стоит буква (или две буквы), означающая систему охлаждения: *М* — естественное масляное, *Д* — масляное с дутьем и естественной циркуляцией масла, *ДЦ* — масляное с дутьем и принудительной циркуляцией масла, *Ц* — масляно-водяное с принудительной циркуляцией масла, *Н* — естественное охлаждение негорючим жидким диэлектриком, *С* — естественное воздушное при открытом исполнении, *СЗ* — естественное воздушное при защищенном исполнении.

На третьем месте стоит буква, означающая характерную особенность данного типа трансформатора, например: *Т* — трехобмоточный, *Н* — регулирование под нагрузкой, *Р* — для питания ртутных выпрямителей.

Буква *Г*, стоящая последней, означает «грозоупорный», т. е. трансформатор имеет емкостную защиту от перенапряжений.

В связи с тем что вновь разрабатываемые серии трансформаторов и их специальные назначения требуют новых буквенных обозначений, дать полный их перечень не представляется возможным.

Цифровая часть обозначения состоит из двух чисел. Первое число (числитель) означает номинальную мощность трансформатора в *квa*, второе число (знаменатель) означает класс напряжения обмотки *ВН* в *кв*.

В качестве примера предлагается расшифровка обозначения типа трансформатора ТДТН-6300/35: трехфазный, с дутьевым охлаждением, трехобмоточный, с регулированием напряжения под нагрузкой, мощностью 6300 *квa*, с обмоткой *ВН* на напряжение 35 *кв*.

Выводные концы обмоток присоединяются к проходным фарфоровым изоляторам, называемым вводами и устанавливаемым на крышке бака (или на его стенке, у трансформаторов малой мощности и у сухих трансформаторов)

Согласно основному ГОСТ 11677—65 «Трансформаторы силовые. Общие технические требования» вводы имеют обозначения, приведенные в табл. 1.1

Таблица 1.1

Обмотка	Трансформатор	
	трехфазный	однофазный
<i>ВН</i>	$O - A - B - C$	$A - X$
<i>НН</i>	$o - a - b - c$	$a - x$
<i>СН</i>	$O_m - A_m - B_m - C_m$	$A_m - X_m$

Вводы должны располагаться таким образом, чтобы их последовательность (слева направо), если смотреть со стороны вводов высшего напряжения, была в соответствии с указанной ранее.

Основные параметры и технические требования трехфазных силовых трансформаторов должны соответствовать: для трансформаторов мощностью от 25 до 630 *квa* — ГОСТ 12022—66, для трансформаторов мощностью от 1000 до 80 000 *квa* — ГОСТ 11920—66.

Значения номинальных мощностей соответствуют шкале мощностей, содержащейся в указанных ГОСТах, а именно: 25, 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630, 1000, 1600, 2500, 4000, 6300 *квa*.

Значения номинальных напряжений соответствуют шкале напряжений, содержащейся в ГОСТ 721—62.

Обмотки *ВН* имеют следующие значения номинальных линейных напряжений: 6000, 10 000, 20 000, 35 000 *в*.

Обмотки *НН* имеют значения линейных напряжений, равные 230, 400, 690, 3150, 6300, 10 500, 11 000 *в*.

Схемы соединений обмоток могут быть следующими: для обмоток $VH - \Upsilon, \Upsilon, \Delta$ и для обмоток $NN - \Upsilon, \Delta, \Upsilon$

Для трансформаторов с другими значениями мощности и напряжений и для специальных трансформаторов существуют другие стандарты или ведомственные технические условия, которым эти трансформаторы должны удовлетворять.

В данной книге рассматриваются в основном только трехфазные масляные двухобмоточные силовые трансформаторы габаритов I, II и III мощностью от 25 до 6300 *кв*а и с высшим напряжением до 35 *кв*. Менее подробно рассмотрены лишь некоторые типы специальных трансформаторов: трехобмоточные, для питания ртутных выпрямителей и автотрансформаторы. Специальные трансформаторы также могут быть отнесены к тому или другому габариту в зависимости от их типовой мощности.

Силовые трансформаторы на более высокие напряжения и мощности и другие типы специальных трансформаторов, в том числе и сухие, требуют значительного расширения объема книги и поэтому здесь не рассматриваются, а лишь по некоторым из них попутно приводятся отдельные сведения.

Контрольные вопросы

1. На чем основан принцип действия трансформатора?
2. Для чего нужен стальной сердечник?
3. Что называется коэффициентом трансформации?
4. Из каких основных частей состоит трансформатор?
5. Для чего сечению стержня магнитопровода придается ступенчатая форма?
6. Как располагаются обмотки на магнитопроводе трансформатора?
7. Какие вы знаете материалы, применяемые для изготовления трансформаторов?
8. Какие размеры магнитопровода являются основными?
9. От какого основного параметра трансформатора зависят его размеры?
10. Как распределяются мощности трансформаторов по их габаритам?
11. Как составляется обозначение типа трансформатора?
12. Как обозначаются выводные концы обмоток?

ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К РАСЧЕТУ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

§ 2.1. ОБЪЕМ ЗАДАНИЯ ПО РАСЧЕТУ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Для расчета силового двухобмоточного трансформатора должны быть заданы следующие его основные параметры:

S — номинальная мощность трансформатора, *кВа*;
 U_1 и U_2 — номинальные линейные напряжения обмоток высшего (ВН) и низшего (НН) напряжений, *в*;

m — число фаз;

f — частота, *Гц*;

схема и группа соединения обмоток;

способ охлаждения трансформатора;

режим нагрузки — длительная или кратковременная (для силовых трансформаторов обычно задается длительная нагрузка);

род установки — внутренняя или наружная.

Проектируемому трансформатору должны быть также заданы определенные эксплуатационные параметры (характеристики):

P_x — потери холостого хода, *Вт*;

P_k — потери короткого замыкания, *Вт*;

i_0 — ток холостого хода, %;

u_k — напряжение короткого замыкания, %.

§ 2.2. НОРМАТИВЫ ГОСТов НА СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ. ДОПУСКИ НА ЗАДАВАЕМЫЕ ВЕЛИЧИНЫ

Основные и эксплуатационные параметры силовых трансформаторов обусловлены в соответствующих стандартах, и серийным производством выпускаются лишь трансформаторы, удовлетворяющие требованиям этих стандартов.

Для учебных проектов, по усмотрению преподавателя, могут быть заданы параметры, отличающиеся от стандартных, чтобы избежать повторения уже выполненных проектов и предоставить больше самостоятельности учащимся.

Стандартизованные сочетания номинальных линейных напряжений обмоток ВН и НН, схем и групп соединения для каждого значения номинальной мощности приведены в ГОСТ 12022—66 и ГОСТ 11920—66 (табл. 2.1 и 2.2 соответственно).

Таблица 2.1

Номинальная мощность, <i>кв</i>	Верхний предел номинального напря- жения обмотки <i>ВН, кВ</i>	Схема и группа соединения	Потери, <i>вт</i>			Напряжение корот- кого замыкания, %	Ток холостого хода, %
			холостого хода		короткого замыкания		
			уровень				
			<i>А</i>	<i>Б</i>			
1	2	3	4	5	6	7	8
25	10	$\Upsilon/\Upsilon - 0$	105	125	600	4,5	3,2
		$\Upsilon/\Upsilon - 11$	105	125	690	4,7	3,2
40	10	$\Upsilon/\Upsilon - 0$	150	180	880	4,5	3,0
		$\Upsilon/\Upsilon - 11$	150	180	1000	4,7	3,0
63	10	$\Upsilon/\Upsilon - 0$	220	265	1280	4,5	2,8
		$\Upsilon/\Upsilon - 11$	220	265	1470	4,7	2,8
	20	$\Upsilon/\Upsilon - 0$	245	290	1280	5,0	2,8
		$\Upsilon/\Upsilon - 11$	245	290	1470	5,3	2,8
100	10	$\Upsilon/\Upsilon - 0$	310	365	1970	4,5	2,6
		$\Upsilon/\Upsilon - 11$	310	365	2270	4,7	2,6
	35	$\Upsilon/\Upsilon - 0$	390	465	1970	6,5	2,6
		$\Upsilon/\Upsilon - 11$	390	465	2270	6,8	2,6
160	10	$\Upsilon/\Upsilon - 0; \Upsilon/\Delta - 11$	460	540	2650	4,5	2,4
		$\Upsilon/\Upsilon - 11$	460	540	3100	4,7	2,4

Продолжение табл. 2.1

Номинальная мощность, <i>квт</i>	Верхний предел номинального напря- жения обмотки <i>ВН, кВ</i>	Схема и группа соединения	Потери, <i>вт</i>			Напряжение корот- кого замыкания, %	Ток холостого хода, %	
			холостого хода		короткого замыкания			
			уровень					
			<i>А</i>	<i>Б</i>				
1	2	3	4	5	6	7	8	
160	35	$Y/Y-0; Y/\Delta-11$	560	660	2650	6,5	2,4	
		$Y/\text{Y} - 11$	560	660	3100	6,8	2,4	
250	10	$Y/Y-0; Y/\Delta-11$	660	780	3700	4,5	2,3	
		$Y/\text{Y} - 11$	660	780	4200	4,7	2,3	
	35	$Y/Y-0; Y/\Delta-11$	820	960	3700	6,5	2,3	
		$Y/\text{Y} - 11$	820	960	4200	6,8	2,3	
	400	10	$Y/Y-0; Y/\Delta-11$	920	1080	5500	4,5	2,1
			$\Delta/Y-11$	920	1080	5900	4,5	2,1
	35	$Y/Y-0; Y/\Delta-11$	1150	1350	5500	6,5	2,1	
630	10	$Y/Y-0; Y/\Delta-11$	1420	1680	7600	5,5	2,0	
		$\Delta/Y-11; Y/Y-0$	1420	1680	8500	5,5	2,0	
	35	$Y/Y-0; Y/\Delta-11$	1700	2000	7600	6,5	2,0	
	10	$Y/Y-0; Y/\Delta-11$	1420	1680	7600	5,5	2,0	
		$\Delta/Y-11; Y/Y-0$	1420	1680	8500	5,5	2,0	

Таблица 2.2

Номи- нальная мощ- ность, квВ	Верхний предел номи- нальных напряжений кв			Потери, вт			Напря- жение корот кого замыка- ния, %	Ток хо- лостного хода, %
	ВН	НН		холостого хода		короткого замыка- ния		
		уровень						
		тип ТМ	тип ТМН	А	Б			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1000	10	0,69	0,69	2100	2450	12 200	5,5	1,4
	10	10,5	—	2100	2450	11 600	5,5	1,4
	35	0,69	0,69	2350	2750	12 200	6,5	1,5
	35	10,5	11	2350	2750	11 600	6,5	1,5
1600	10	0,69	0,69	2800	3300	18 000	5,5	1,3
	10	6,3	6,3	2800	3300	16 500	5,5	1,3
	35	0,69	0,69	3100	3650	18 000	6,5	1,4
	35	10,5	11	3100	3650	16 500	6,5	1,4
2500	10	0,69	0,69	3900	4600	25 000	5,5	1,0
	10	10,5	6,3	3900	4600	23 500	5,5	1,0
	35	0,69	0,69	4350	5100	25 000	6,5	1,1
	35	10,5	11	4350	5100	23 500	6,5	1,1
4000	10	6,3	6,3	5450	6400	33 500	6,5	0,9
	35	10,5	11	5700	6700	33 500	7,5	1,0
6300	10	10,5	6,3	7650	9000	46 500	6,5	0,8
	35	10,5	11	8000	9400	46 500	7,5	0,9

Примечания к табл. 2.1 и 2.2: 1. Значения потерь холостого хода должны приниматься по уровню *А*. Временно для трансформаторов, в которых использована электротехническая сталь толщиной 0,35 мм марки Э330А по ГОСТ 802-58 с жаростойким покрытием и отжигом пластин, допускается пользоваться значениями потерь холостого хода по уровню *Б*.

2. Трансформаторы с *РПН* по табл. 2.1 допускается выпускать с потерями короткого замыкания на 10% большими, чем указано в таблице.

3. По табл. 2.2 трансформаторы типа *ТМ* имеют регулирование напряжения по способу *ПБВ*, а типа *ТМН* — по способу *РПН*.

На стороне *ВН* силового трансформатора должна быть предусмотрена возможность изменения коэффициента трансформации относительно номинального путем переключения ответвлений от обмотки.

У силовых трансформаторов применяются два вида переключения ответвлений: *ПБВ* (переключение без возбуждения), т. е. после отключения всех обмоток трансформатора от сети, и *РПН* (регулирование под нагрузкой).

Значения эксплуатационных параметров, или характеристик трансформаторов, — потерь холостого хода и короткого замыкания, напряжения короткого замыкания и тока холостого хода также указаны в ГОСТ 12022—66 (табл. 2.1) и ГОСТ 11920—66 (табл. 2.2).

Как видно из табл. 2.1 и 2.2, для одной и той же мощности трансформатора потери холостого хода и короткого замыкания могут иметь разные значения.

Потери холостого хода увеличиваются с повышением класса напряжения. Это происходит из-за необходимости увеличить изоляционные расстояния от обмоток до магнитопровода, благодаря чему возрастают размеры последнего, что и приводит к увеличению потерь.

Потери короткого замыкания увеличиваются в случае применения схемы «зигзаг». Это происходит от увеличения веса обмоточного провода вследствие того, что ветви зигзага сдвинуты между собой по фазе на 30°. Для получения заданного фазного напряжения в обмотке требуется добавлять примерно 15% витков.

На указанные в табл. 2.1 и 2.2 значения эксплуатационных параметров и на номинальный коэффициент трансформации основным стандартом на силовые трансформаторы (ГОСТ 11677—65) установлены допуски по табл. 2.3.

Таблица 2.3

Измеряемая величина	Допуск, %	Применение допусков
Коэффициент трансформации	$\pm 0,5$ ± 1	Для всех трансформаторов, кроме особо оговоренных случаев Для трансформаторов с фазным коэффициентом трансформации 3 и менее
Потери холостого хода	+ 15	Для всех трансформаторов
Потери короткого замыкания	+ 10	То же
Суммарные потери	+ 10	»
Напряжение короткого замы- кания	± 10	»
Ток холостого хода	+ 30	»

Указанные в табл. 2.3 допуски относятся к изготовленным трансформаторам.

При расчете трансформаторов необходимо принимать меньшие значения допусков, на случай производственных отклонений при изготовлении трансформаторов. Обычно при расчете принимают половину указанных значений допусков.

§ 2.3. СХЕМЫ И ГРУППЫ СОЕДИНЕНИЙ

Для силовых трансформаторов согласно ГОСТ 11677—65 приняты две стандартные группы соединения обмоток — 0 (прежнее обозначение — 12) и 11.

Группой соединения называется угловое смещение векторов линейных э. д. с. обмоток *СН* и *НН* по отношению к векторам соответствующих линейных э. д. с. обмотки *ВН*. Это угловое смещение обозначается

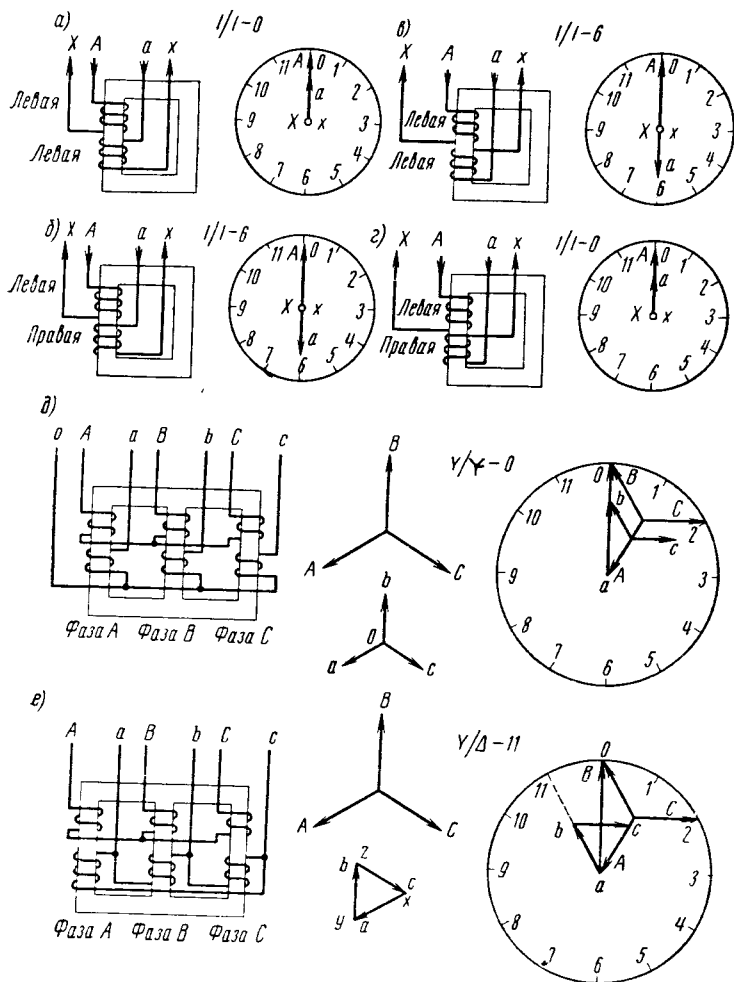


Рис. 2.1. Определение группы соединения однофазного и трехфазного трансформаторов в числовом обозначении по схеме соединения обмоток и при известном направлении намотки:

а — однофазный трансформатор, направление обмоток одинаковое (левое и левое) фазные э. д. с. *ВН* и *НН* совпадают по направлению — группа 0;
 б — то же, направление намоток разное (левое и правое), фазные э. д. с. направлены противоположно — группа 6; а — то же, направление намоток одинаковое, но перекрещены выводные концы обмотки *НН* и поэтому фазные э. д. с. противоположны — группа 6; в — то же, направление намоток разное и перекрещены выводные концы обмотки *НН*, фазные э. д. с. совпадают — группа 0; г — трехфазный трансформатор, направление намоток одинаковое, построение схемы звезда-звезда с нулем и векторных диаграмм — группа 0; д — то же, направление намоток одинаковое, построение схемы звезда — треугольник и векторных диаграмм — группа 11

числом, которое, будучи умноженным на 30° (условная угловая единица), дает угол отставания в градусах. В схемах звезды и треугольника эти углы кратны 30° , поэтому угол 30° для краткости обозначения принят за угловую единицу. Таким образом, число 11 указывает угловое отставание $11 \cdot 30 = 330^\circ$, а число 0 — угловое смещение 0° .

Фазные э. д. с., наводимые в обмотках *ВН*, *СН* и *НН*, расположенных на одном и том же стержне магнитопровода, будут либо совпадать между собой по фазе, либо сдвинуты на угол 180° (т. е. на 6 угловых единиц) в зависимости от направления намотки катушек (§ 12.3) и от обозначения выводных концов обмоток.

Из различных возможных способов, по которым могут определяться сдвиги фаз э. д. с. обмоток относительно друг друга, т. е. группы соединения, может быть предложен следующий.

Возьмем для простоты рассуждений однофазный трансформатор, имеющий две обмотки, насаженные на магнитопровод, как это схематично показано на рис. 2.1, а. Представим себе, что по обеим обмоткам от их начальных вводов *A* и *a* одновременно проходят токи, показанные стрелками. Предположим, что эти токи будут иметь одинаковое направление в обеих обмотках, например против часовой стрелки, если смотреть сверху. В таком трансформаторе фазные э. д. с., наводимые в обмотках *ВН* и *НН* при возникновении магнитного потока в магнитопроводе, будут совпадать по фазе. При этом получится группа соединения $1/1-0$.

Если изменить направление намотки одной из обмоток или пересоединить выводные концы одной из них, как показано на рис. 2.1, б и в, то фазные э. д. с. будут сдвинуты на угол 180° (6 угловых единиц), т. е. на половину периода относительно друг друга. В этих случаях будем иметь группу соединения $1/1-6$.

Если же у одной из обмоток одновременно изменить направление ее намотки и пересоединить выводные концы, то фазные э. д. с. будут совпадать по направлению, группа $1/1-0$ (рис. 2.1, г).

Трехфазные трансформаторы имеют обмотки, соединенные обычно по схеме звезды или треугольника. В зависимости от схемы соединения, применяемой для каждой из обмоток, линейные э. д. с. *ВН* и *НН* могут иметь сдвиг по фазе на различные углы.

При определении сдвига фаз вектор э. д. с. *ВН* должен устанавливаться на 0 в круге, подобно часовому циферблату; тогда вектор э. д. с. *НН*, установленный в соответствии со схемой соединения, укажет сдвиг фаз в угловых единицах или группе соединения.

На рис. 2.1 даны схемы обмоток с обозначениями их концов, направления токов в обмотках и векторные диаграммы, помещенные в круг (циферблат).

В случае трехфазного трансформатора сначала совмещаются концы *A* и *a* векторных диаграмм обмоток *ВН* и *НН*. Затем, как указывалось ранее, вектор *AB* линейной э. д. с. *ВН* помещают в круг таким образом, чтобы конец вектора *B* указывал на 0. Тогда вектор *ab* линейной э. д. с. *НН* своим концом *b* укажет на цифру круга, соответствующую группе соединения.

Определение группы соединения трехфазного трансформатора показано на рис. 2.1, *д* и *е*, где даны примеры для схем и групп соединения $\Upsilon/\Upsilon-0$ (звезда — звезда с выведенным нулем — ноль) и $\Upsilon/\Delta-11$ (звезда — треугольник — одиннадцать).

У трансформаторов, имеющих стандартные группы соединения 0 и 11, должны совпадать по фазе фазные э. д. с. Последние, как было уже сказано, будут совпадать по фазе тогда, когда направление намотки витков в обеих обмотках (если начинать обход этих витков от линейных вводов) будет одинаковым. Для этой цели необходимо, чтобы направление намотки обмоток (левое или правое) и обозначения их выводных концов, т. е. порядок присоединения концов к линейным вводам, были соответствующим образом согласованы между собой.

Для ясности условимся называть все концы обмотки вообще *выводными концами*. Тогда из двух выводных концов один будет называться *началом* обмотки, а другой — ее *концом*.

За начала обмоток обычно принимаются их выводные концы, присоединяемые к вводам *A, B, C (ВН)* и *a, b, c (НН)*. Следует заметить, что называемые нами начало и конец обмотки не обязательно должны совпадать с началом и концом намотки обмотки при ее изготовлении. Часто по конструктивным соображениям у готовой обмотки ее технологическое начало, т. е. выводной конец от ее первого витка, приходится называть и соответственно обозначать концом, а ее технологический конец — началом.

§ 2.4. ВЫБОР ОСНОВНЫХ РАЗМЕРОВ (МОДЕЛИ) МАГНИТОПРОВОДА

Расчет трансформатора обычно начинается с определения основных размеров магнитопровода. Такими размерами, определяющими так называемую «модель» трансформатора, являются: *D* — диаметр стержня (т. е. окружности, описанной около сечения стержня), *H* — высота окна магнитопровода и *МО* — расстояние между осями стержней (рис. 2.2).

Как было сказано выше, магнитопровод представляет собой замкнутую магнитную цепь, предназначенную для прохождения главного магнитного потока, сцепленного с обеими обмотками (*ВН* и *НН*). Размеры магнитопровода и форма сечения стержня зависят от размеров и выбранных формы и конструкции обмоток.

Обмотки силовых трансформаторов обычно изготавливаются круглой формы (наматываются на круглые цилиндрические шаблоны или цилиндры), поэтому поперечное сечение стержня магнитопровода имеет симметричную ступенчатую форму, вписанную в некоторую окружность диаметра *D*.

В § 1.4 было сказано, что размеры трансформатора, в том числе и диаметр *D*, в основном зависят от его мощности. Однако кроме мощности, на размеры трансформатора влияют еще многие факторы, например, значения потерь, напряжения короткого замыкания, класс напряжения, качество электротехнической стали и др., и поэтому вывести

точную формулу для определения D для всех возможных случаев и сочетаний задаваемых параметров было бы весьма затруднительно.

Ввиду этого при расчете трансформаторов прибегают к разного рода приближенным методам расчета, используя накопленный опыт, выраженный в разного рода эмпирических формулах, таблицах, кривых и т. п. Полученные в результате приближенного расчета основные размеры магнитопровода затем проверяются на нескольких вариантах расчета, и при необходимости вносятся нужные коррективы.

Кажущаяся сложность такой методики на самом деле не представляет затруднений, так как такая работа требуется только при расчете новой серии силовых трансформаторов. А когда такая серия уже создана, т. е. уже имеется определенный ряд магнитопроводов на соответствующие мощности, то выбранные основные размеры магнитопровода для каждого типа остаются неизменными. Расчет трансформатора той или иной мощности практически сводится только к расчету обмоточных данных на заданные иные сочетания напряжения.

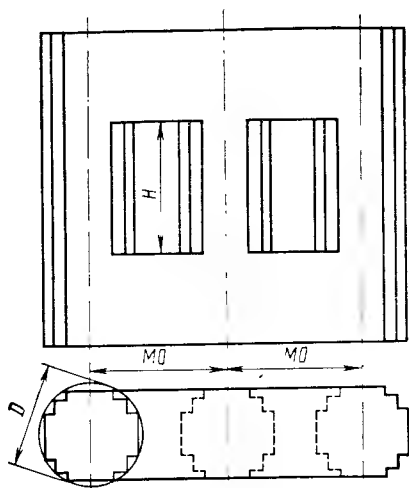


Рис. 2.2. Трехфазный магнитопровод, основные размеры

§ 2.5. ТЕОРИЯ СОРАЗМЕРНОСТИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЗАВОДСКОГО ОПЫТА РАСЧЕТА ДЛЯ ВЫБОРА МОДЕЛИ

Совокупность различных, предложенных разными авторами, методов расчета трансформаторов носит общее название «теория соизмерности».

Полученные по одному из методов расчета основные размеры магнитопровода затем корректируются исходя из условий размещения обмоток в окне магнитопровода, получения требующихся эксплуатационных параметров (характеристик) и по конструктивным соображениям.

В учебных расчетах может быть использован обобщенный метод, предложенный П. М. Тихомировым [Л.2], как наиболее современный.

Используя данные табл. 2.1 и 2.2 и принимая уровень B для потерь холостого хода, предварительный выбор значения диаметра D можно сделать по кривым (рис. 2.3): при классе напряжения 6—10 кВ — между кривыми 1, 2, при 20 кВ — между кривыми 2, 3 и при 35 кВ — между кривыми 3, 4.

Высота окна H магнитопровода складывается из высоты (длины) обмоток H_0 и изоляционных расстояний «до ярма» по концам обмоток. Предварительный выбор значения H можно сделать по кривым (рис. 2.4): при классе напряжения 6—10 кВ — между кривыми 1, 2, при 20 кВ — между кривыми 2, 3, при 35 кВ — между кривыми 3, 4.

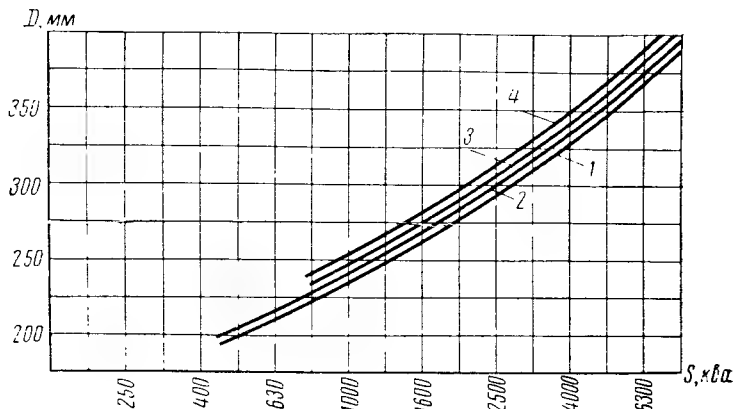


Рис. 2.3. Кривые для выбора диаметра стержня магнитопровода трехфазных трансформаторов в зависимости от мощности и класса напряжения

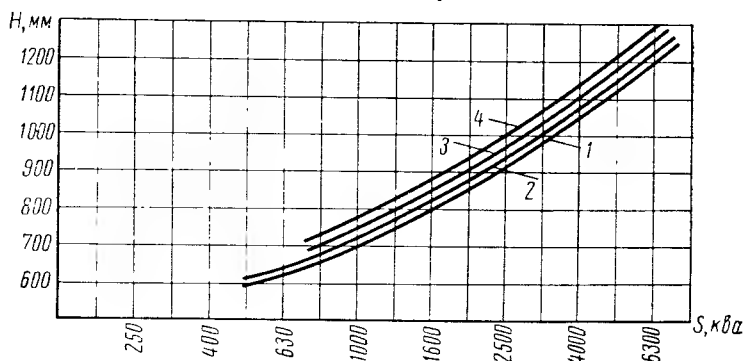


Рис. 2.4. Кривые для предварительного выбора высоты окна магнитопровода в зависимости от мощности и класса напряжения

После выполнения первых вариантов расчета размер H может быть увеличен или уменьшен в зависимости от полученных результатов расчета: условий размещения витков обмоток, значения полученного напряжения рассеяния и т. п.

Изоляционные расстояния выбираются по данным, приведенным в гл. XIII.

Контрольные вопросы

1. Какие параметры трансформатора должны быть заданы для его расчета?
2. Какие размеры должны определяться в начале расчета трансформатора?

ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЙ РАСЧЕТ ТРАНСФОРМАТОРА

§ 3.1. РАСЧЕТ МАГНИТОПРОВОДА — ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДИАМЕТРА, СЕЧЕНИЯ, ЧИСЛА СТУПЕНЕЙ СЕРЖНЯ И ЯРМА, КОЭФФИЦИЕНТА ЗАПОЛНЕНИЯ

Предварительный выбор диаметра D согласно предыдущей главе делается либо по общей формуле, предложенной П. М. Тихомировым [Л.2], либо по кривым (см. рис. 2.3).

Активное сечение $F_{ст}$ стержня, т. е. сечение активной стали, будет зависеть от выбранной формы сечения, числа ступеней и коэффициента заполнения.

Число ступеней в принципе должно быть возможно большим, потому что чем больше ступеней, тем большим будет коэффициент $K_{з.кр}$ заполнения площади круга геометрической фигурой сечения стержня. Но по технологическим соображениям число ступеней часто предпочитают ограничивать с тем, чтобы не усложнять производство чрезмерно большим количеством размеров пластин. Поэтому число ступеней выбирается в зависимости от выбранного диаметра D согласно табл. 14.1 или следующим образом:

Диаметр стержня D , мм	до 80	80—100	90—120	100—200	205—300
Число ступеней	3	4	5	6	7

Выбранное число ступеней определяет число пакетов пластин, из которых складывается сечение стержня.

Наибольшее сечение стержня (ступенчатой фигуры) получается лишь при определенных соотношениях ширины s_n пакетов к диаметру D . Эти соотношения различны для разных чисел ступеней (см. рис. 14.1).

Ширина каждого пакета s_n получается путем умножения соответствующего коэффициента на диаметр D .

Однако на практике приходится отступать от теоретических значений ширины пакетов (а следовательно, и пластин) по следующим причинам:

1. Необходимость применения таких размеров ширины пластин, которые давали бы наименьший процент отходов стали при ее раскрое из листов стандартных размеров.

Так как стандартный лист наиболее часто имеет ширину 750 мм, а после обрезки кромок около 735 мм, то в заводских нормах приняты следующие размеры для ширины пластин: 49, 52, 56, 61, 66, 73, 81, 91, 105, 114, 122, 135, 147, 164, 175, 184, 195, 205, 215, 235, 245,

260, 280, 295, 310, 340, 350, 368 и 420 мм. Некоторые из этих размеров, не укладывающиеся целое число раз в ширину 735 мм, назначены как промежуточные.

2. Для диаметров свыше 250 мм, при которых стержни по высоте прессуются сквозными шпильками, необходимо иметь место для размещения прессующих гаек и шайб в пределах описанной окружности (см. рис. 14.2).

Кроме того, часто при определении размеров пакетов необходимо учитывать волнистость пластин, рациональное расположение охлаждающих каналов, размещение прессующих клиньев и другие конструктивные соображения. Так как это относится главным образом к большим диаметрам (свыше 350—400 мм), то вышеуказанные причины изменения размеров пакетов здесь не рассматриваются.

Сечение ярма, поскольку магнитный поток в ярме такой же величины, как и в стержне, теоретически (по крайней мере в геометрическом смысле) должно было бы повторять сечение стержня. Однако ярмо не несет обмоток и поэтому его форма не обусловлена в этом отношении особыми требованиями. С другой стороны, желание упростить в какой-то мере конструкцию магнитопровода приводит к уменьшению числа ступеней сечения ярма по сравнению со стержнем. У трансформаторов малой мощности (габарита I) ярмо вообще делают прямоугольного сечения. Для трансформаторов габарита II наиболее распространенным является двухступенчатое (Т-образное) ярмо. И лишь у более крупных трансформаторов габарита III и выше ярмо делают многоступенчатым с числом ступеней, близким или равным числу ступеней стержня.

В случае применения прямоугольного или двухступенчатого ярма необходимо увеличивать его сечение, т. е. делать так называемое усиление ярма. Усиление ярма делается из следующих соображений. Так как пакеты ярма в этих случаях не равны соответствующим пакетам стержня, то при равных общих сечениях магнитные индукции в пакетах будут разными. Например, в прямоугольном ярме сечение среднего пакета, очевидно, будет меньше сечения среднего (большого) пакета стержня, следовательно, индукция в среднем пакете ярма будет больше средней индукции. Кроме того, индукция будет стремиться выравниваться по общему сечению, а это значит, что часть магнитного потока будет переходить из одного пакета в другой, вызывая добавочные потери от вихревых токов в пластинах стали. Это явление главным образом будет происходить в углах магнитопровода.

Чтобы уменьшить добавочные потери и отчасти несколько уменьшить перераспределение магнитного потока по пакетам, делают усиление ярма. Величина усиления обычно составляет 10—15% при прямоугольном ярме и около 5% при двухступенчатом ярме. При этом только в среднем (большем) пакете ярма индукция будет примерно на 10% больше средней индукции стержня.

Усиление ярма особенно требуется делать при применении холоднокатаной стали, у которой процент потерь от вихревых токов значительно больший, чем у горячекатаной стали.

Так как пакеты стержня и ярма собираются из тонких изолиро-

ванных пластин электротехнической стали, то из-за наличия изоляционных прослоек и неплотностей между пластинами активное сечение стержня и ярма на несколько процентов меньше площади ступенчатой фигуры.

Активное сечение определяется умножением площади сечения ступенчатой фигуры на коэффициент заполнения сталью этой площади.

Для обычно применяемого двустороннего изоляционного покрытия пластин лаковой пленкой коэффициенты заполнения имеют значения, приведенные в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Толщина пластин, мм	Коэффициент заполнения, K_3	
	Покрытие	
	однократное	двукратное
0,35	0,93	0,91
0,5	0,95	0,93

Двукратное покрытие применяется для крупных трансформаторов при диаметрах свыше 300—350 мм.

Применяемое за рубежом жаростойкое химическое покрытие позволяет увеличить коэффициент заполнения до 0,96.

Основные размеры магнитопровода H и MO определяются после расчета обмоток, при котором производится раскладка витков в окне магнитопровода и тем самым определяются размеры окна магнитопровода (см. § 4.3).

§ 3.2. РАСЧЕТ ОБМОТОК. РАСЧЕТ ТОКОВ, ЧИСЛА ВИТКОВ И ВЫБОР РАЗМЕРА ПРОВОДОВ

Расчет обмоток ведется исходя из фазных значений токов и напряжений.

Мощность трехфазной системы переменного тока

$$S = U_{\text{л}} I_{\text{л}} \sqrt{3} \cdot 10^{-3} \text{ ква},$$

где $U_{\text{л}}$ — линейное напряжение, в;

$I_{\text{л}}$ — линейный ток, а,

откуда

$$I_{\text{л}} = \frac{S \cdot 10^3}{U_{\text{л}} \sqrt{3}} \text{ а}.$$

При схеме соединения «звезда» фазное значение тока

$$I_{\phi} = I_{\Delta}$$

и при схеме «треугольник»

$$I_{\phi} = \frac{I_{\Delta}}{\sqrt{3}}.$$

В задании на проектирование трансформатора задаются линейные напряжения $U_{1\Delta}$ и $U_{2\Delta}$. Обмотки же каждого стержня должны рассчитываться на фазные напряжения. Поэтому при расчете числа витков обмоток трехфазного трансформатора должны учитываться соотношения между фазными и линейными напряжениями в зависимости от заданной схемы соединения обмоток: при схеме «звезда» $U_{\Delta} = \sqrt{3} U_{\phi}$ и при схеме «треугольник» $U_{\Delta} = U_{\phi}$.

Число витков ω определяется исходя из основной формулы напряжения трансформатора

$$U_{\phi} = 4,44 f \omega B_{\text{ст}} F_{\text{ст}} \cdot 10^{-4} \text{ в.}$$

Так как $f = 50$ гц, то

$$\omega = \frac{U_{\phi} \cdot 10^4}{222 B_{\text{ст}} F_{\text{ст}}},$$

где U_{ϕ} — фазное напряжение, в;

$B_{\text{ст}}$ — индукция в стержне, тл;

$F_{\text{ст}}$ — активное сечение стержня, см².

Значением $B_{\text{ст}}$ задаются в зависимости от марки применяемой электротехнической стали. Для холоднокатаной стали марок Э320 и Э330 обычно принимают $B_{\text{ст}} \approx 1,7$ тл.

Сначала удобнее определить число витков $\omega_{\text{НН}}$ обмотки низшего напряжения, как имеющей меньшее число витков:

$$\omega_{\text{НН}} = \frac{U_{\phi \text{ НН}} \cdot 10^4}{222 \cdot 1,7 F_{\text{ст}}}.$$

Найденное по этой формуле число витков $\omega_{\text{НН}}$ округляют до ближайшего целого числа.

Число витков $\omega_{\text{ВН}}$ обмотки ВН на номинальной ступени определяют не по основной формуле напряжения, так как при этом не было бы учтено округление числа витков обмотки НН, а исходя из фазного коэффициента трансформации

$$\omega_{\text{ВН}} = \omega_{\text{НН}} \frac{U_{\phi \text{ ВН}}}{U_{\phi \text{ НН}}}.$$

Исходя из заданного диапазона регулирования напряжения ВН определяют число регулировочных витков. Например, при регулировании в пределах $\pm 5\%$ число регулировочных витков

$$\omega_{\text{рВН}} = \pm 0,05 \omega_{\text{ВН}}$$

После этого окончательно записываются числа витков BH и HH

$$\frac{(\omega_{BH} + \omega_{\partial BH}) - \omega_{BH} - (\omega_{BH} - \omega_{\partial BH}) / \omega_{HH}}{\begin{matrix} +5\% \\ \text{НОМ} \\ -5\% \end{matrix}}$$

Размеры (сечения) обмоточных проводов выбираются исходя из допустимых значений плотности δ тока в проводах.

Допустимая плотность тока зависит от выбранного типа обмотки, условий ее охлаждения и значения нагрузочных потерь (потерь в обмотках). Для цилиндрической слоевой обмотки предварительно может быть принято $\delta = 4 \div 4,5 \text{ а/мм}^2$, а для непрерывной и винтовой обмоток $\delta = 3,8 \div 4,2 \text{ а/мм}^2$.

Для масляных трансформаторов применяются медные или алюминиевые обмоточные провода прямоугольного сечения марок ПББО, ТБ (медные) и АПББО, АПБ (алюминиевые).

Сортамент проводов, т. е. размеры сторон a и b сечения голого провода, стандартизован (ГОСТ 6324—52). В целях сокращения общего числа размеров проводов и облегчения тем самым снабжения завода-изготовителя для производства обмоток применяется сокращенный против таблицы, приведенной в ГОСТе, сортамент проводов (табл. 3.2—размеры, приведенные в таблице, берутся большей частью через один из указанных в ГОСТе).

Таблица 3.2

$b, \text{ мм}$	Сечение прямоугольных обмоточных проводов марки ПБ и ПББО (мм^2) при a (мм)										
	1,35	1,56	1,81	2,1	2,44	2,83	3,28	3,8	4,4	5,1	5,6
4,4	5,73	6,65	7,75	8,76	10,2	12,0	13,9	16,2			
5,1	6,68	7,75	9,02	10,2	11,9	13,9	16,2	18,9			
5,9	7,76	8,99	10,5	11,9	13,9	16,2	18,9	21,9	25,1	29,2	
6,4		9,77	11,4	12,9	15,1	17,6	20,5	23,8	27,3	31,7	34,3
6,9		10,6	12,3	14,0	16,3	19,0	22,1	25,7	29,5	34,3	37,1
8,0		12,3	14,4	16,3	19,0	22,1	25,7	29,9	34,3	39,9	43,1
9,3		14,3	16,6	19,0	22,3	25,8	30,0	34,8	40,0	46,5	50,3
0,8			19,3	22,2	25,9	30,1	34,9	40,5	46,6	54,2	58,5
2,5				25,8	30,0	34,9	40,5	47,0	54,1	62,9	67,9
4,5					34,9	40,5	47,1	54,6	62,9	74,1	78,9
Толщина изоляции											
0,5 (на обе стороны) для ПББО									0,55 для ПББО		
0,6 то же ПБ									0,65 для ПБ		

a и b — размеры сечения провода, мм

§ 3.3. ВЫБОР ТИПА ОБМОТОК ВН И НН, ВЫБОР ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПРОМЕЖУТКОВ, РАЗМЕЩЕНИЕ (РАСКЛАДКА) ВИТКОВ В ОКНЕ МАГНИТОПРОВОДА, ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСЕВОГО И РАДИАЛЬНОГО СТРОЕНИЙ ОБМОТОК

Для обмоток *НН* при напряжениях до 690 в и токах до 2000 а могут применяться цилиндрические двухслойные обмотки. При больших токах целесообразно применять винтовые одно- или двухходовые обмотки.

Непрерывные обмотки применяются для обмоток *НН* при напряжениях свыше 3000 в и для *ВН*.

Выполнение раскладки обмоток в заводской практике требует наличия известных навыков, и поэтому при выполнении учебных расчетов, как правило, приходится делать несколько прикидочных вариантов раскладки, пока не будет найден наиболее приемлемый.

Сначала необходимо, хотя бы приблизительно, знать (или определить) осевой размер H_o (высоту или длину) обмотки.

Длина обмотки может быть предварительно определена либо исходя из коэффициента β , равного отношению средней длины витка к длине обмотки, либо по кривым (см. рис. 2.4).

Раскладка витков для разных типов обмоток производится различными способами.

Цилиндрическая двухслойная обмотка *НН* рассчитывается следующим образом.

Сначала по выбранному сечению обмоточного провода определяется ширина витка. Если требуемое, исходя из величины плотности тока, сечение провода превышает указанные в табл. 3.3 сечения, то берут два или несколько параллельных проводов.

Тогда длина обмотки

$$H_o = nb_{из} \left(\frac{\omega}{2} + 1 \right) 1.03 \text{ мм.}$$

где n — число параллельных проводов;

$b_{из}$ — ширина обмоточного провода с изоляцией;

ω — число витков обмотки;

2 — число слоев;

1 — дополнительное место в слое для одного витка, учитывающее намотку витков по винтовой линии;

1,03 — коэффициент, учитывающий неплотность укладки витков.

Обмоточный провод выбирается такой ширины $b_{из}$, чтобы длина обмотки H_o получилась бы близкой к предварительно заданной.

Полученный размер H_o округляется до ближайшего большего числа, полученного 5.

Радиальный размер двухслойной обмотки

$$a_1 = (a_{из} + 1) 2 + a_k \text{ мм,}$$

где $a_{из}$ — радиальный размер (толщина) провода с изоляцией;

1 — прибавляется на каждый слой на толщину бандаж из хлопчатобумажной ленты;

2 — число слоев;

a_k — радиальный размер масляного канала охлаждения, который обычно берется равным 5—6 мм.

Расчет винтовой одноходовой обмотки ведется следующим образом.

Сначала определяется некоторый осевой размер, необходимый для размещения провода и масляного канала,

$$b_{из} + b_k = \frac{1,02 H_0}{w + 4},$$

где $b_{из}$ — ширина провода с изоляцией;

b_k — ширина масляного канала (обычно берется равной 5—6 мм);

4 = 1 + 3 — учитывает дополнительное место для одного витка, наматываемого по винтовой линии, и место для трех транспозиций.

Затем по таблице обмоточных проводов в графе, соответствующей найденному значению $b_{из}$, выбирают размеры и число параллелей обмоточного провода.

Длина одноходовой винтовой обмотки H_0 будет равна сумме осевых размеров проводов $b_{из}(w+4)$ и масляных каналов $b_k(w+3)$. Так как масляные каналы создаются при помощи прокладок из электрокартона, которые при окончательной отделке обмотки подпрессовывают на 4÷6%, то длина обмотки

$$H_0 = b_{из}(w + 4) + b_k(w + 3)(0,94 \div 0,96).$$

Полученный размер H_0 округляется в большую сторону.

Радиальный размер винтовой обмотки

$$a_1 = 1,03 n a_{из} \text{ мм},$$

где 1,03 — коэффициент неплотности;

n — число параллельных проводов;

$a_{из}$ — радиальный размер провода с изоляцией.

Расчет винтовой двухходовой обмотки ведется аналогичным образом.

Так как для выполнения транспозиций в этой обмотке дополнительного места не требуется, то длина обмотки

$$H_0 = b_{из} \cdot 2(w + 1) + b_k(2w + 1)(0,94 \div 0,96).$$

В этой формуле предполагается, что каналы имеются между всеми группами проводов (ходами).

Расчет непрерывной (дисковой) обмотки BH производится следующим образом.

Так как в обмотке BH имеются регулировочные ответвления, которые по конструктивным и технологическим соображениям желательно выводить от переходов между катушками, то это накладывает некоторые ограничения на выбор общего числа катушек.

При обычном диапазоне регулирования $\pm 5\%$ (или $\pm 2,5\%$) общее число витков обмотки BH составляет $1,05 \omega_{BH}$ (ω_{BH} — число витков номинальной ступени). Поэтому общее число катушек обмотки BH должно быть кратным $20 \div 22$ и притом четным, чтобы начало и конец обмотки выходили бы сверху. При этих условиях регулировочные катушки будут иметь примерно такое же число витков, что и основные.

При выборе числа катушек приходится пользоваться методом подбора, поэтому сразу выбрать нужное число не всегда удастся. Для этой цели может быть предложена следующая методика расчета.

Выбрав по величине тока нужное сечение провода, исходя из плотности тока около 4 а/мм^2 , так, чтобы соотношение сторон сечения $b/a = 2 \div 5$, и приняв предварительно ширину масляного канала от 5 до 8 мм, приблизительно оценивают, какое общее число катушек размещается по высоте H_0 и которое при этом должно быть кратно $20 \div 22$. После такой предварительной прикидки уже можно остановиться на вполне определенных размерах провода и канала и числе катушек. При нескольких таких прикидках уже приобретается некоторый навык, и окончательный подбор нужных значений уже не представляет особого труда.

Если по значению тока сечение провода получается слишком большим (если оно выбирается в правой части таблицы проводов), то целесообразно взять 2 или даже 3 параллельных провода. Это несколько облегчит намотку обмотки в производстве.

Правильно произведенная раскладка витков по катушкам считается такой, при которой катушки отличаются между собой по числу витков не больше, чем на один. Обычно делают целое число витков в катушках, хотя можно их выполнять и с дробным числом витков. В последнем случае желательно иметь дробную часть больше половины витка.

Техника раскладки витков в непрерывной обмотке лучше всего может быть пояснена на примере.

Пример 3.1. Задано: ток обмотки BH — 78 а, осевой размер обмотки $H_0 = 775 \text{ мм}$, общее число витков по ступеням напряжения составляет 416—396—376 витков.

Требуется выбрать обмоточный провод и определить число катушек и число витков по катушкам.

Заданный расчет может быть выполнен в двух вариантах.

Решение. Вариант I.

Задавшись плотностью тока 4 а/мм^2 , находим необходимое сечение провода

$$s_{BH} = \frac{78}{4} = 19,5 \text{ мм}^2.$$

Приняв число катушек равным 42, получим, что на одну катушку с каналом в осевом направлении потребуются

$$\frac{775}{42} = 18,5 \text{ мм},$$

т. е. при канале 7,5 мм ширина провода должна быть

$$18,5 - 7,5 = 11 \text{ мм.}$$

По таблице выбирается провод с размерами $10,8 \times 1,81 \text{ мм}$, сечением $19,3 \text{ мм}^2$ и уточняется значение плотности тока

$$\delta = \frac{78}{19,3} = 4,04 \text{ а/мм}^2$$

Распределение витков по катушкам производится следующим образом. Из общего числа катушек 42 4 катушки (10%) будут регулировочными. остальные 38 — основными. На 38 основных катушек приходится 376 витков. Если взять по 10 витков в катушке, то получится $10 \times 38 = 380$ витков, т. е. на 4 витка больше, чем нужно. Поэтому 4 катушки из 38 надо взять по 9 витков. Таким образом получается:

34 основных катушки по 10 витков	= 340
4 » » » 9 »	= 36
4 регулировочных » » 10 »	= 40
Всего	416 витков.

Каждая регулировочная ступень содержит по $2 \times 10 = 20$ витков.
Расчет осевого строения обмотки ВН.

Провод $10,8 \times 1,81$ марки ПББО имеет расчетный размер с изоляцией $11,3 \times 2,31 \text{ мм}$ (плюс по 0,5 мм на обе стороны):

42 катушки по 11,3	= 475 мм
40 каналов по 7,5	= 300 мм
1 увеличенный канал 15	= 15 мм
	790 мм

$$\begin{array}{rcl} \text{Прессовка прокладок} & - & 15 \text{ мм} \\ \hline H_0 & = & 775 \text{ мм.} \end{array}$$

Прессовка прокладок в каналах составляет $\frac{15}{300 + 15} 100 = 4,7\%$, что в пределах нормы

Увеличенный канал делается в середине обмотки там, где она имеет разрыв, согласно схеме регулирования. На ступени напряжения ВН — 5% в месте разрыва напряжение между катушками равно около $10,5\% \left(\frac{40}{376} 100 \right)$ от фазного напряжения.

Вариант II.

Если принять число катушек 64, то на одну катушку с каналом потребуется

$$\frac{775}{64} = 12,1 \text{ мм.}$$

Принимая канал 5 мм, выбираем провод с размерами $6,9 \times 2,83 \text{ мм}$, сечением 19 мм^2 .

$$\text{Плотность тока } \delta = \frac{78}{19} = 4,1 \text{ а/мм}^2.$$

Из 64 катушек 6 будут регулировочными, остальные 58 — основными.

Рассуждая так же, как в варианте I, получим следующую раскладку витков:

28 основных катушек по 7 витков	= 196
30 » » » 6 »	= 180
4 регулировочных » » 7 »	= 28
2 » » » 6 »	= 12
Всего	416 витков.

Каждая регулировочная ступень содержит по $2.7 + 1.6 = 20$ витков.

Расчет осевого строения:

64 катушки	по	7,4	=	474 мм
62 канала	по	5	=	310 мм
1 увеличенный канал	10		=	10 мм
				794 мм
Прессовка прокладок				— 19 мм
				$H_o = 775 \text{ мм}$

Прессовка составляет

$$\frac{19}{320} 100 = 5,9\%$$

Прокладки, которые ставятся в масляные каналы, штампуются из электроизоляционного картона толщиной 1,5; 2 и 2,5 мм. Поэтому размеры каналов должны быть кратны этим числам, т. е. они могут быть равными 4,5; 5; 6; 7,5; 8; 9; 10 мм и т. д.

Радиальный размер непрерывной обмотки определяется так же, как и у винтовой обмотки, только число параллельных проводов n заменяется числом витков ω_k катушки

$$a_2 = 1,03 \omega_k a_{из} \text{ мм},$$

где ω_k — большее число витков катушки.

Контрольные вопросы

1. Как определяются число и размеры ступеней сечения стержня и ярма магнитопровода?
2. Что такое коэффициент заполнения стали?
3. Напишите основную формулу напряжения трансформатора.
4. В каких случаях применяются двухслойная цилиндрическая, непрерывная и винтовая обмотки?

РАСЧЕТ РЕЖИМА ХОЛОСТОГО ХОДА ТРАНСФОРМАТОРА

§ 4.1. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ПАРАМЕТРЫ (ХАРАКТЕРИСТИКИ) ХОЛОСТОГО ХОДА ПО ГОСТУ: ПОТЕРИ И ТОК ХОЛОСТОГО ХОДА

Режим работы трансформатора, когда его первичная обмотка включена в сеть с переменным напряжением, а вторичная обмотка разомкнута, называется *режимом холостого хода трансформатора*. При холостом ходе трансформатор только возбужден, т. е. на вторичной обмотке имеется напряжение, но полезную нагрузку трансформатор не несет.

Режим холостого хода используется, в частности, при испытании готового трансформатора. При так называемом *опыте холостого хода* определяются некоторые из его эксплуатационных параметров (характеристик), а именно:

- а) потери холостого хода P_x ;
- б) ток холостого хода i_0 ;
- в) коэффициент трансформации K .

Потери и ток холостого хода силовых трансформаторов нормированы соответствующими ГОСТами. Их значения были приведены в табл. 2.1 и 2.2.

Правильно рассчитанный и изготовленный силовой трансформатор должен иметь характеристики в пределах допустимых значений, предусмотренных ГОСТами. Однако значения характеристик, которые в ГОСТах не ограничены нижними пределами, например потери и ток холостого хода, не должны на много отличаться в меньшую сторону от их нормированных значений, так как это указывало бы на недонеспользование активных материалов и, следовательно, на излишнюю стоимость трансформатора.

В связи с этим в задачу учащегося, а на заводе-изготовителе трансформаторов — расчетного инженера входит умение правильно рассчитать трансформатор с тем, чтобы, кроме получения его основных параметров — мощности и напряжений — он также имел бы значения характеристик, близкие к нормированным ГОСТами.

§ 4.2. КОЭФФИЦИЕНТ ТРАНСФОРМАЦИИ

Согласно определению *коэффициентом трансформации K* называется отношение первичной и вторичной э. д. с. равное отношению

чисел витков обмоток,

$$K = \frac{E_1}{E_2} = \frac{\omega_1}{\omega_2}.$$

Так как падения напряжения в сопротивлениях обмоток силовых трансформаторов при холостом ходе очень малы, то обычно считают, что э. д. с. и напряжения соответствующих обмоток равны, т. е.

$$E_1 \approx U_1 \text{ и } E_2 = U_2$$

и, следовательно,

$$K = \frac{U_1}{U_2}. \quad (4.1)$$

§ 4.3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕСА МАГНИТОПРОВОДА

Для определения веса стали магнитопровода должны быть известны его основные геометрические размеры: сечения стержня $F_{ст}$ и ярма $F_{я}$, высота окна H и расстояние между осями стержней MO .

Расчет сечений стержня и ярма был дан в § 3.1.

Размеры H и MO определяются исходя из размещения обмоток в окне магнитопровода.

Высота H окна равна длине H_0 обмотки плюс изоляционные расстояния до ярма по концам обмотки (рис. 4.1), $D_{вн}$ — наружный диаметр обмотки BH .

Расстояния l_0 до верхнего и нижнего ярем выбираются по табл. 13.1 и 13.4. В случае необходимости установки нажимных колец в трансформаторах мощностью 1000 кВа и более расстояние до верхнего ярем

увеличивается на 65 мм. В некоторых случаях, например, при необходимости вывода концов обмотки HH большого сечения, расстояние до ярем по конструктивным соображениям увеличивается.

Расстояние между осями стержней MO , как это видно из рис. 4.1, равно наружному диаметру обмотки BH плюс изоляционное, расстояние a_{22} между обмотками BH соседних стержней, определяемое по табл. 13.4.

Вес стали в стержнях

$$G_{ст} = c \gamma_{ст} F_{ст} H \cdot 10^3 \text{ кг},$$

где c — число стержней (для трехфазного трансформатора $c = 3$);

$\gamma_{ст}$ — удельный вес электротехнической стали (горячекатаная имеет $\gamma_{ст} = 7,55 \text{ кг/дм}^3$ и холоднокатаная — $\gamma_{ст} = 7,65 \text{ кг/дм}^3$);

$F_{ст}$ — активное сечение стержня, см^2 ;

H — высота стержня, см .

Данная формула справедлива для случаев применения ярма прямоугольной или ступенчатой формы со ступенями с внешней стороны магнитопровода.

Вес $G_{я}$ стали в ярмах ввиду несколько более сложной их геометрической формы определяется как сумма весов основных частей ярма $G_{я}'$ и их частей $G_{я}''$, находящихся в углах магнитопровода.

Вес основных частей (для трехфазного магнитопровода)

$$G_{я}' = 4 \gamma_c F_{я} MO \cdot 10^{-3} \text{ кг.} \quad (4.2)$$

Вес частей в углах при прямоугольных ярмах

$$G_{я}'' = 2 \gamma_c F_{ст} h_{я} \cdot 10^{-3} \text{ кг,} \quad (4.3)$$

где $h_{я}$ — высота ярма (ширина пластин), см.

Если ярма имеют ступенчатую форму, то вес углов магнитопровода приходится считать по отдельным пакетам, предварительно определяя их объемы.

Например, при часто применяемых двухступенчатых ярмах и при числе ступеней 5 или 6 толщина большего пакета ярма принимается

$$b_{я1} = b_1 + 2b_2.$$

Тогда вес углов

$$G_{я}'' = 2 \gamma_c \cdot 10^{-3} [F_{ст} h_{я2} + F_{ст}' (h_{я1} - h_{я2})] \text{ кг,} \quad (4.4)$$

где $h_{я1}$ и $h_{я2}$ — высоты большего и меньшего пакетов ярма, см;
 $F_{ст}'$ — активное сечение двух средних (наибольших) пакетов стержня, см².

В других случаях при более сложных формах сечений ярма определяются объемы частей отдельных пакетов стержней и ярма и затем результаты складываются.

§ 4.4. РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ХОЛОСТОГО ХОДА P_x

Потери холостого хода P_x трансформатора состоят главным образом из потерь в активной стали магнитопровода. Электрические потери в первичной обмотке, вызванные током холостого хода, относительно весьма малы и ими обычно пренебрегают.

Потери в конструкционных стальных деталях остова трансформатора и диэлектрические потери в изоляции, имеющие место при холостом ходе, не поддаются точному расчету, и они обычно учитываются коэффициентом добавочных потерь, определяемым опытным путем.

Потери в стали состоят из потерь от перемагничивания (гистерезиса) и потерь от вихревых токов. Процентное соотношение этих потерь бывает различно и зависит от марки применяемой электротехнической стали. В горячекатаной высоколегированной стали марок Э42 и Э43 потери от вихревых токов составляют примерно 20—30% от полных

потерь в стали, в холоднокатаной повышеннолегированной стали марок Э320 и Э330 — 65—75% от полных потерь в стали.

При расчете потерь в стали, а также при их измерении во время испытания трансформатора определяют общие потери в стали, не разделяя их по отдельным составляющим, так как в этом нет необходимости.

Потери в стали зависят от ее марки, толщины, частоты тока, индукции и веса. Значения удельных потерь, т. е. потерь на единицу веса, выражаемых в вт/кг , нормированы ГОСТ 802—58. Однако в готовом трансформаторе на величину потерь в стали влияет еще целый ряд факторов, как-то: род изоляции пластин, применение отжига пластин после их обработки, качество сборки, конструкция магнитопровода и др. Точный учет влияния этих факторов не всегда возможен, поэтому при расчете пользуются кривыми или таблицами, составленными на основании испытания реальных конструкций магнитопроводов. К данным таблиц, взятым за основные, вносятся корректирующие поправки в виде коэффициентов, учитывающих конкретные особенности конструкций магнитопровода, а также и технологию его изготовления.

Значения удельных потерь и намагничивающей мощности холоднокатаной электротехнической стали марки Э330, толщиной 0,35 мм для учебных расчетов могут быть взяты из табл. 4.1.

Таблица 4.1

Индукция B , тл	Удельные потери			Индукция B , тл	Удельные потери		
	p , вт/кг	q , ва/кг	q_{Σ} , ва/см^2		p , вт/кг	q , ва/кг	q_{Σ} , ва/см^2
1,5	1,41	7,75	1,98	1,63	1,7	16,5	3,01
1,51	1,43	8,25	2,05	1,64	1,73	17,4	3,10
1,52	1,45	8,75	2,13	1,65	1,76	18,4	3,19
1,53	1,47	9,3	2,19	1,66	1,79	19,5	3,28
1,54	1,49	9,85	2,26	1,67	1,82	20,7	3,39
1,55	1,51	10,4	2,34	1,68	1,85	22,0	3,49
1,56	1,53	11,05	2,42	1,69	1,88	23,4	3,60
1,57	1,55	11,7	2,50	1,7	1,91	25,0	3,72
1,58	1,58	12,4	2,58	1,71	1,95	26,8	3,83
1,59	1,60	13,1	2,65	1,72	1,99	28,8	3,97
1,6	1,62	13,8	2,74	1,73	2,03	31,0	4,09
1,61	1,64	14,6	2,83	1,74	2,08	33,5	4,23
1,62	1,67	15,5	2,92	1,75	2,14	36,2	4,37

Примечания: 1. Значения удельных потерь для стали марок Э320 и Э330А могут быть получены умножением данных таблицы на 1,15 и 0,85 соответственно.
2. Удельные потери стали толщиной 0,5 мм на 25% выше.
3. Значения удельной намагничивающей мощности для стали марки Э320 толщиной 0,35 и 0,5 мм на 20% выше данных таблицы; то же, для стали Э330А примерно соответствуют данным таблицы.

Так как значение индукции в стержнях и ярмах обычно различаются между собой, то потери в стали определяются отдельно для стержней

и ярм, и затем результаты складываются, т. е. потери в стали P_x определяются по формуле

$$P_x = p_{ст} G_{ст} + p_{я} G_{я}, \quad (4.5)$$

где $p_{ст}$ и $p_{я}$ — значения удельных потерь, взятые по таблице для определенных значений индукции, $вт/кг$;

$G_{ст}$ и $G_{я}$ — вес стержней и ярм, $кг$.

К полученному по формуле (4.5) значению потерь в стали вносятся следующие поправочные коэффициенты:

а) коэффициент добавочных потерь K_d , учитывающий неравномерное распределение индукции по сечению стержня и ярма, который может быть взят из табл. 4.2.

Таблица 4.2

Вид сечения ярма	Коэффициент добавочных потерь K_d при диаметре D стержня (мм)			
	до 200	200 — 300	300 — 500	свыше 500
Прямоугольное	1,0 — 1,01	1,02 — 1,05	1,05 — 1,1	1,1 — 1,15
Ступенчатое	1,0	1,0 — 1,02	1,03 — 1,05	1,05 — 1,07

б) для неотожженных пластин холоднокатаной стали значения удельных потерь $p_{ст}$ и $p_{я}$ увеличиваются на 10%;

в) при расчете потерь в магнитопроводе, собранном из пластин холоднокатаной стали обычной конструкции — с прямыми стыками, потери в углах магнитопровода увеличиваются. Это увеличение потерь происходит вследствие несовпадения направления магнитных линий и направления прокатки стали, и для индукции в пределах 1,5—1,7 тл может быть учтено коэффициентом 1,5 для стали толщиной 0,35 мм и 1,3 — для 0,5 мм. На этот коэффициент умножается вес стали углов магнитопровода. Расчет веса углов дан в примере расчета трансформатора.

§ 4.5 РАСЧЕТ ТОКА ХОЛОСТОГО ХОДА

При холостом ходе трансформатора по его первичной обмотке течет ток холостого хода I_0 . У идеального трансформатора (не имеющего потерь) это будет чисто намагничивающий ток, т. е. ток, создающий намагничивающую силу (ампер-витки), необходимую для образования в магнитопроводе главного магнитного потока Φ , сцепленного с обеими обмотками трансформатора.

У реального трансформатора ток холостого хода состоит из реактивной (намагничивающий ток) и активной (компенсирующей потери холостого хода) составляющих.

Ток холостого хода и его составляющие обычно выражают в % от номинального тока.

Активная составляющая

$$i_{0a} = \frac{P_x}{S} \cdot 100\%,$$

или, выражая номинальную мощность S в *кВа*,

$$i_{0a} = \frac{P_x}{10S} \% \quad (4.6)$$

Что касается намагничивающего тока i_{0p} , то его величина при определенном значении индукции, так же как и потери холостого хода, зависит в первую очередь от сорта применяемой стали и конструкции магнитопровода.

Расчет намагничивающей мощности, потребляемой сталью магнитопровода, производится аналогично расчету потерь. Значения удельной намагничивающей мощности q берутся по таблице, составленной для каждого сорта стали на основе опытных данных.

Но так как главный магнитный поток Φ на своем пути должен проходить также через места стыков (зазоров) между пластинами, то на преодоление сопротивления стыков требуется дополнительная намагничивающая мощность, которая будет зависеть от конструкции магнитопровода — стыковой или шихтованный, величины зазора, схемы шихтовки и, разумеется, индукции.

В отечественном трансформаторостроении применяются исключительно шихтованные магнитопроводы, поэтому в таблицах помещены значения удельной намагничивающей мощности на стык (зазор) (*вар/см²*) именно для таких магнитопроводов.

Таким образом, намагничивающий ток

$$i_{0p} = \frac{q_{ст} G_{ст} + q_{я} G_{я} + n_{ст} q_{ст.з} F_{ст} + n_{я} q_{я.з} F_{я}}{10S} \% \quad (4.7)$$

где $q_{ст}$ и $q_{я}$ — удельные намагничивающие мощности соответственно для стержней и ярем, *вар/кГ*;

$G_{ст}$ и $G_{я}$ — вес стержней и ярем, *кГ*;

$n_{ст}$ и $n_{я}$ — число стыков по сечениям стержня и ярем;

$q_{ст.з}$ и $q_{я.з}$ — удельные намагничивающие мощности на один стык, *вар/см²*;

$F_{ст.з}$ и $F_{я.з}$ — сечения стержня и ярем (без учета коэффициента заполнения), *см²*.

Число стыков для трехфазного магнитопровода будет $n_{ст}=3$, $n_{я}=4$ (рис. 4.2). У крупных трансформаторов, у которых пластины магнитопровода вследствие большой длины делаются составными, число стыков соответственно увеличивается.

Значения удельной намагничивающей мощности q для холоднокатаной стали могут быть взяты из табл. 4.1.

К полученному по формуле (4.7) значению намагничивающего тока

в магнитопроводе, собранного из пластин холоднокатаной стали с прямыми стыками, вносится поправочный коэффициент на увеличение намагничивающей мощности в углах магнитопровода аналогично тому, как это делается при расчете потерь в стали. Увеличение намагничивающей мощности вызывается снижением магнитной проницаемости холоднокатаной стали в тех частях магнитопровода, где направление магнитного потока не совпадает с направлением проката листов. Для индукции в пределах 1,5—1,7 тл коэффициент увеличения намагничивающей мощности в углах магнитопровода равен примерно 3÷3,5.

Кривая зависимости намагничивающего тока i_{op} от величины индукции (кривая первоначального намагничивания, изображенная на рис. 4.3, а) имеет так называемую точку перегиба, вблизи которой наступает насыщение стали. Увеличение индукции за точкой перегиба кривой вызывает резкое увеличение намагничивающего тока, что является основной причиной ограничения максимального значения индукции 1,4—1,45 тл для горячекатаной стали и 1,6—1,7 тл для холоднокатаной стали. Кроме того, увеличение индукции сильно искажает

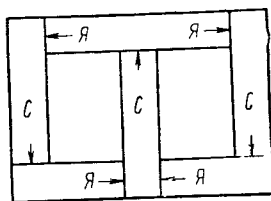


Рис. 4.2. Положение стыков пластин в трехфазном магнитопроводе

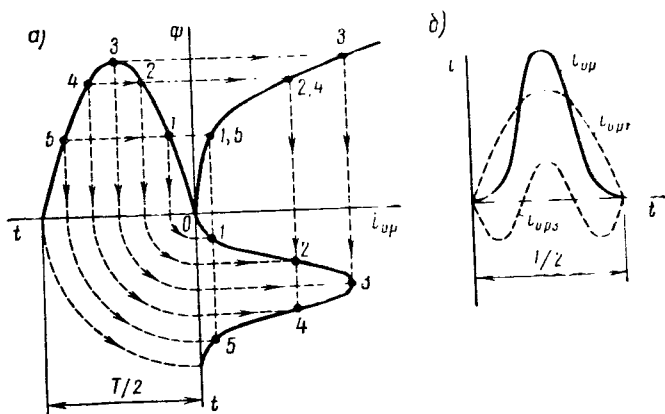


Рис. 4.3. Кривая намагничивающего тока:
а — построение кривой по заданной точке насыщения (3); б — разложение несинусоидальной кривой на синусоидальные составляющие первой гармоники (i_{op1}) и третьей гармоники (i_{op3})

форму кривой намагничивающего тока, которая становится несинусоидальной (рис. 4.3, б).

В результате создаются условия для появления магнитных потоков высших гармоник, из которых особенно неприятным является магнитный поток третьей гармоники. При схеме соединения обмоток звезда — звезда (без выведенной нулевой точки) этот поток как совпадаю-

щий по фазе во всех трех стержнях вынужден замыкаться в стальных деталях конструкции трансформатора (ярмовые балки, бак и др.), вызывая в них дополнительные, трудно учитываемые потери.

§ 4.6. АКТИВНАЯ И РЕАКТИВНАЯ СОСТАВЛЯЮЩИЕ ТОКА ХОЛОСТОГО ХОДА

Ток холостого хода i_0 определяется как геометрическая сумма намагничивающего тока (реактивной составляющей) i_{0p} и активной составляющей i_{0a} . Так как на векторной диаграмме векторы i_{0p} и i_{0a} сдвинуты по фазе на четверть периода (на 90°), то

$$i_0 = \sqrt{i_{0p}^2 + i_{0a}^2}.$$

Для трехфазного трансформатора полученное значение тока холостого хода будет средним для трех фаз. Фактическое значение тока холостого хода у готового трансформатора для среднего стержня будет меньше, чем для крайних. Это происходит вследствие несимметричности магнитной системы для разных фаз. Средняя длина магнитной линии средней фазы B будет меньше, чем у крайних фаз A и C .

Так как активная составляющая i_{0a} относительно мала, то без особой погрешности можно принимать, что $i_0 \approx i_{0p}$.

§ 4.7. ЗАВИСИМОСТЬ ТОКА И ПОТЕРЬ ХОЛОСТОГО ХОДА ОТ ВЕЛИЧИНЫ ПЕРВИЧНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Изменение подаваемого к трансформатору первичного напряжения, которое согласно нормам может колебаться в пределах $\pm 5\%$ (а иногда и в больших пределах), вызывает изменение в тех же пределах индукции главного магнитного потока трансформатора.

Потери холостого хода теоретически пропорциональны второй степени величины индукции. Но в реальных трансформаторах эта зависимость в диапазоне применяемых значений индукции выражается более резко, приблизительно пропорционально третьей степени индукции, т. е. потери холостого хода сильно зависят от величины подаваемого к трансформатору первичного напряжения. Кривая изменения удельных потерь в стали, по данным табл. 4.1, показана на рис. 4.4.

Величина намагничивающего тока от индукции зависит в еще

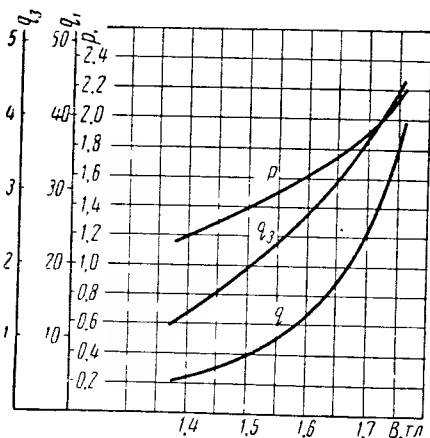


Рис. 4.4. Кривые удельных потерь и намагничивающей мощности в стали марки Э330

более сильной степени. Так как с целью экономии активных материалов силовые трансформаторы проектируются с возможно большими значениями индукции, близкими к насыщению стали, то дальнейшее повышение индукции при повышении напряжения вызывает резкий рост намагничивающего тока. Это можно видеть на рис. 4.4, где показана зависимость удельной намагничивающей мощности q и q_3 от индукции B .

§ 4.8. УРАВНЕНИЕ БАЛАНСА Э. Д. С. ПРИ ХОЛОСТОМ ХОДЕ

Ток I_0 холостого хода, возникающий в первичной обмотке трансформатора при включении его в сеть с напряжением U_1 , имеет относительно небольшую величину по сравнению с номинальным первичным током трансформатора.

Создаваемая током холостого хода намагничивающая сила (н. с.) первичной обмотки $F_0 = I_0 \omega_1$ возбуждает переменный магнитный поток, главная часть которого с амплитудным значением Φ замыкается через магнитопровод. Главный магнитный поток пронизывает витки первичной и вторичной обмоток и индуцирует в них э. д. с. E_1 и E_2 .

Кроме главного магнитного потока, имеется еще поток рассеяния Φ_{p1} , магнитные линии которого замыкаются через воздух и пронизывают витки только первичной обмотки, индуцируя в ней э. д. с. рассеяния E_{p1} .

Поток рассеяния относительно весьма мал по сравнению с главным магнитным потоком, так как он встречает на своем пути большое магнитное сопротивление (немагнитная среда). Поэтому э. д. с. рассеяния также очень мала по сравнению с э. д. с., индуцированной главным магнитным потоком ($E_{p1} \ll E_1$).

Активное падение напряжения U_{a1} в первичной обмотке, имеющей активное сопротивление r_1 , будет $U_{a1} = I_0 r_1$.

Согласно второму закону Кирхгофа геометрическая сумма э. д. с. равна сумме падений напряжений в сопротивлении цепи, т. е.

$$\dot{U}_1 + \dot{E}_1 + \dot{E}_{p1} = \dot{U}_{a1}$$

Так как приложенное первичное напряжение $\dot{U}_1$ должно уравновешиваться имеющимися в цепи э. д. с. и падениями напряжения, то уравнение равновесия (баланса) э. д. с. обычно записывается в сле-

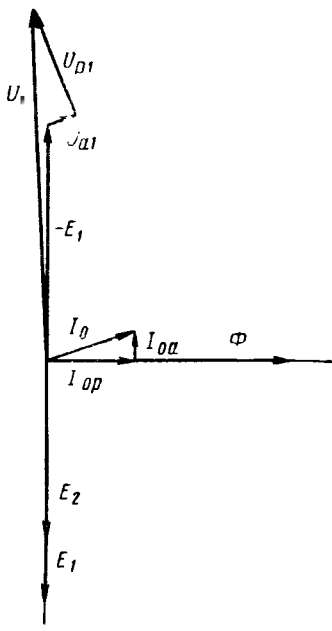


Рис. 4.5. Векторная диаграмма холостого хода трансформатора

дующем виде:

$$\dot{U}_1 = -\dot{E}_1 - \dot{E}_{p1} + \dot{U}_{a1}.$$

Э. д. с. рассеяния $-\dot{E}_{p1}$ можно рассматривать как реактивное падение напряжения $\dot{U}_{p1}$, взятое с обратным знаком.

Уравнение равновесия наглядно может быть представлено в виде векторной диаграммы холостого хода трансформатора, изображенной на рис. 4.5.

На этой диаграмме по вертикальной оси откладываются векторы э. д. с., а по горизонтальной — вектор амплитуды главного магнитного потока Φ . Так как э. д. с. E_1 и E_2 отстают от потока Φ на четверть периода, то их векторы с положительным значением направлены вниз.

На этой же диаграмме изображены векторы тока холостого хода $\dot{I}_0$ и его активной $\dot{I}_{0a}$ и реактивной $\dot{I}_{0p}$ составляющих. Вектор активного падения напряжения $\dot{U}_{a1}$ совпадает по направлению с вектором $\dot{I}_0$, а вектор $\dot{U}_{p1}$ реактивного падения опережает вектор $\dot{I}_0$ на четверть периода (90°).

Вектор $\dot{U}_1$ определится как замыкающий сумму векторов $-\dot{E}_1$, $\dot{U}_{p1}$ и $\dot{U}_{a1}$.

Контрольные вопросы

1. Что такое линейный и фазный коэффициенты трансформации и в каких случаях они имеют разные значения?
2. От чего зависит величина потерь холостого хода?
3. Почему потери холостого хода определяются отдельно для стержней и ярм магнитопровода?
4. Почему намагничивающий ток у силовых трансформаторов имеет несинусоидальную форму?
5. Напишите уравнение равновесия э. д. с. при холостом ходе трансформатора.

РАСЧЕТ РЕЖИМА НАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРА

§ 5.1. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ПАРАМЕТРЫ (ХАРАКТЕРИСТИКИ) ТРАНСФОРМАТОРА ПО ГОСТУ ПРИ ЕГО НАГРУЗКЕ: ПОТЕРИ И НАПРЯЖЕНИЕ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ИЗМЕНЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ И К. П. Д.

Рассмотрим кратко физические процессы, возникающие в трансформаторе при его нагрузке.

Токовая нагрузка трансформатора определяется сопротивлением любого вида: активным, индуктивным, емкостным или смешанным, включаемым на зажимы его вторичной обмотки. Вследствие включения сопротивления в образовавшейся замкнутой цепи появится вторичный нагрузочный ток

$$I_2 = \frac{U_2}{Z_2},$$

где Z_2 — полное сопротивление цепи.

Вторичный ток I_2 создает намагничивающую силу (ампер-витки) $I_2 \omega_2$, которая должна возбудить в магнитопроводе некоторый магнитный поток Φ_n . Согласно правилу Ленца этот поток в охватывающей его первичной обмотке вызовет первичную намагничивающую силу $I_1 \omega_1$, равную по величине $I_2 \omega_2$. Намагничивающая сила согласно тому же правилу создает магнитный поток — Φ_n , т. е. поток, равный и направленный противоположно потоку Φ_n . Магнитные потоки взаимно уничтожаются, но в первичной обмотке появляется нагрузочный ток

$$I_1 = I_2 \frac{\omega_2}{\omega_1}$$

Таким образом, при включении со вторичной стороны трансформатора нагрузки появляются нагрузочные токи в обеих его обмотках, направленные противоположно друг другу.

В силовых трансформаторах без большой погрешности полагают, что первичное и вторичное напряжения пропорциональны числам витков обмоток, поэтому

$$I_1 = I_2 \frac{\omega_2}{\omega_1} = I_2 \frac{U_2}{U_1} \quad \text{или} \quad U_1 I_1 = U_2 I_2$$

Отсюда следует, что первичная и вторичная мощности равны, и это согласуется с законом сохранения энергии.

Трансформатор, потребляя с первичной стороны электрическую энергию одного напряжения U_1 , отдает эту же энергию (за вычетом потерь) со вторичной стороны, но только при другом напряжении U_2 .

Так как в первичной обмотке имеется также и ток холостого хода I_0 , то общий первичный ток I_1 при нагрузке трансформатора должен быть равен сумме (в общем случае геометрической) нагрузочного тока I_1' и тока холостого хода I_0 , т. е.

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_1' + \dot{I}_0$$

Но так как ток холостого хода составляет всего несколько процентов от номинального нагрузочного тока и, кроме того, оба тока складываются под некоторым углом друг к другу, то обычно током холостого хода пренебрегают и полагают, что $I_1 \approx I_1'$.

Нагрузочные токи I_1 и I_2 , проходя по обмоткам трансформатора, вызывают в них активные падения напряжения $U_{a1} = I_1 r_1$ и $U_{a2} = I_2 r_2$ и индуктивные падения напряжения U_{p1} и U_{p2} .

Активные падения напряжения возникают вследствие электрических (джоулевых) потерь в обмотках, равных $P_{k1} = I_1^2 r_1$ и $P_{k2} = I_2^2 r_2$. Потери в обмотках P_{k1} и P_{k2} в сумме составляют основную часть потерь короткого замыкания P_k трансформатора.

Индуктивные падения напряжения возникают вследствие наличия магнитных потоков рассеяния, охватывающих каждую из обмоток в отдельности. Индуктивные падения напряжения компенсируют э. д. с. рассеяния E_{p1} и E_{p2} , т. е. $U_{p1} = -E_{p1}$ и $U_{p2} = -E_{p2}$.

В приведенном трансформаторе полное активное падение напряжения равно сумме активных падений напряжения в обеих обмотках, т. е.

$$U_a = U_{a1} + U_{a2}$$

Аналогичным образом полное индуктивное падение напряжения равно сумме индуктивных падений напряжения т. е.

$$U_p = U_{p1} + U_{p2}$$

На векторной диаграмме приведенного трансформатора геометрическая сумма активного и индуктивного падений напряжения, векторы которых находятся под углом 90° друг к другу, составляет полное падение напряжения, называемое *напряжением короткого замыкания* U_k трансформатора, следовательно,

$$U_k = \sqrt{U_a^2 + U_p^2} \quad (5.1)$$

Потери и напряжение короткого замыкания являются важными эксплуатационными параметрами (характеристиками) трансформато-

ров, поэтому они нормируются ГОСТами. Их значения приведены выше, в табл. 2.1 и 2.2.

От величины потерь и напряжения короткого замыкания зависит величина к. п. д. и изменения напряжения трансформатора, расчет которых приводится далее.

§ 5.2. РАСЧЕТ ПОТЕРЬ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Потерями короткого замыкания P_k называется мощность, определяемая по ваттметру при проведении опыта короткого замыкания (см. § 5.6).

Основную часть потерь короткого замыкания, как было сказано выше, составляют электрические потери в обмотках или, точнее, в обмоточных проводах. Кроме электрических потерь в обмотках, в состав потерь короткого замыкания входят также добавочные потери в проводах, стенках бака и деталях конструкции и потери в отводах.

Электрические потери в обмотках, вызванные нагрузочными токами в них, рассчитываются по основной формуле мощности электрического тока, затрачиваемой в цепи

$$P = I^2 r.$$

В заводской практике часто пользуются преобразованной формулой, в которую входят плотность тока δ и вес обмоточного провода G_0 ,

$$P_k = I^2 r = \delta^2 s_n^2 \rho \frac{l}{s_n} = \gamma \delta^2 s_n l.$$

Так как $G_0 = \gamma s_n l \cdot 10^{-3}$ и $s_n l = \frac{G_0 \cdot 10^3}{\gamma}$, то

$$P_k = \frac{\rho}{\gamma} \delta^2 G_0 \cdot 10^3 = K_n \delta^2 G_0 \text{ вт}, \quad (5.2)$$

где s_n — сечение провода, мм²;

l — длина провода, м;

ρ — удельное сопротивление меди (или алюминия), $\frac{\text{ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$;

γ — удельный вес, кг/дм³;

G_0 — вес обмоточного провода, кг.

Значение коэффициента K_n берется из табл. 5.1.

Таблица 5.1

Материал провода	Значение K_n при температуре	
	20° С	75° С
Медь	1,97	2,4
Алюминий	11,2	13,6

Так как плотности тока и вес провода у первичной и вторичной обмоток отличаются между собой, то потери в обмотках рассчитываются для каждой из обмоток отдельно и затем суммируются.

§ 5.3. РАСЧЕТ ДОБАВОЧНЫХ ПОТЕРЬ И ПОТЕРЬ В ОТВОДАХ

Добавочные потери при нагрузке трансформатора возникают как в самой обмотке, так и в отдельных деталях конструкций, главным образом в стенках бака. Эти потери возникают от вихревых токов, наводимых в проводах обмотки и в стенках бака потоками рассеяния.

При расчете добавочных потерь предполагается, что магнитные линии поля рассеяния Φ_p проходят параллельно главному каналу одновременно пронизывая и обе обмотки, как это показано на рис. 5.2.

Так как обмоточные провода имеют некоторую толщину в радиальном направлении, то они пронизываются магнитным потоком рассеяния и вследствие этого в них возникают добавочные потери от вихревых токов. Эти дополнительные потери учитываются коэффициентом K_ϕ , на который множатся основные (джоулевы) потери в обмоточных проводах.

Теоретический расчет коэффициента K_ϕ представляет собой относительно сложную проблему и поэтому для его определения применяю различные полуэмпирические формулы.

Для силовых трансформаторов с обмотками из прямоугольного провода

$$K_\phi = 1 + \frac{m^2 - 0,2}{9} (a')^4. \quad (5.3)$$

где m — число слоев катушки;

a' — приведенный радиальный размер провода, равный

$$a' = \frac{a}{1,03} \sqrt{\frac{b}{b_{из}} \cdot \frac{f}{50} K_p};$$

a — радиальный размер провода, см;

b — осевой размер голого провода, см;

$b_{из}$ — то же, изолированного провода, см;

K_p — коэффициент Роговского (см. § 5.4);

f — частота, гц.

Для обмоток из круглого провода диаметра d

$$K_\phi = 1 + \frac{m^2 - 0,2}{15,25} (d')^4 \quad (5.4)$$

где d' — приведенный диаметр провода, равный

$$d' = \frac{a}{1,03} \sqrt{\frac{d}{d_{из}} \cdot \frac{f}{50} K_p},$$

$d_{из}$ — диаметр изолированного провода, см.

При диаметре провода до 3,5 мм (большие диаметры применяются редко, обычно в таких случаях переходят на прямоугольный провод) процент добавочных потерь относительно мал, поэтому при круглых проводах добавочными потерями пренебрегают.

При расчете добавочных потерь следует учитывать, что их величина в слое проводов, прилежащем к главному каналу рассеяния, получается примерно в 3 раза большей, чем средняя величина, определяемая по вышеприведенным формулам, что может привести к повышенному нагреву этого слоя.

Кроме того, за счет искривления магнитного потока рассеяния на выходе из обмотки могут возникнуть местные перегревы при большом осевом размере провода, что необходимо учитывать при расчете потерь трансформаторов большой мощности.

Из рассмотрения вышеприведенных формул видно, что величина добавочных потерь очень сильно (в четвертой степени) зависит от радиального размера провода. Поэтому следует избегать применения слишком толстых, массивных проводов, а если это требуется из необходимости иметь большое общее сечение обмоточного провода, то следует применять несколько параллельных проводов с их транспозицией (перемещением) (см. далее винтовые обмотки).

Кроме добавочных потерь в обмоточных проводах, потоки рассеяния вызывают также добавочные потери в стенках бака, прессующих ярмовых балках и других массивных частях конструкции трансформатора. Эти потери возникают как от вихревых токов, так и от перемагничивания.

Теоретический расчет этих потерь также очень затруднителен, так как обычно неизвестно точное направление магнитного поля рассеяния и его конфигурация.

Для силовых трансформаторов габарита I добавочные потери в стенках бака P_6 ввиду их относительно небольшой величины обычно не учитываются. Для трансформаторов большей мощности существует несколько предложенных эмпирических формул для их расчета. Для трансформаторов габаритов II и III наиболее простой является формула

$$P_6 = 0,007 S^{1,5} \text{ вт.} \quad (5.5)$$

Потери в отводах между обмотками и вводами (проходными изоляторами) являются частью потерь короткого замыкания и должны быть учтены при расчете последних.

Потери в отводах могут быть точно определены после конструктивной разработки трансформатора, т. е. когда известны длина и сечение отводов. Однако величину этих потерь хотя бы приблизительно желательно знать заранее, чтобы не вносить коррективы в расчет обмоток после разработки конструкции.

Данные отводов уже выполненных серийных конструкций однотипных по мощности силовых трансформаторов в части потерь существенно не отличаются между собой. Поэтому предварительная величина потерь в отводах $P_{\text{отв}}$ трехфазного трансформатора с достаточным при-

ближением может быть определена по эмпирической формуле

$$P_{\text{отв}} = 0,05 I \sqrt[4]{S} \text{ вт}, \quad (5.6)$$

где I — линейный ток обмотки, а.

Как можно видеть из приведенной формулы, величина $P_{\text{отв}}$ при токе, не превышающем 100–200 а, относительно мала, поэтому потери в отводах силовых трансформаторов габаритов II и III практически достаточно определять только для обмоток $НН$.

§ 5.4. ПОТОКИ РАССЕЯНИЯ ПРИ НАГРУЗКЕ ТРАНСФОРМАТОРА

При нагрузке трансформатора в его обмотках возникают нагрузочные токи, создающие соответствующие намагничивающие силы $I_1 \omega_1$

и $I_2 \omega_2$. Вследствие этого вокруг каждой из обмоток образуются потоки рассеяния, как это показано на рис. 5.1. Так как токи в первичной и вторичной обмотках согласно правилу Ленца направлены в противоположные стороны, то оба потока рассеяния, создаваемые намагничивающими силами обеих обмоток, складываются в общий поток рассеяния Φ_r , проходящий через промежуток между обмотками, называемый *главным каналом рассеяния*.

Ввиду наличия потоков рассеяния в обеих обмотках должно существовать некоторое реактивное падение напряжения, обозначаемое

Рис. 5.1. Магнитные потоки рассеяния при нагрузке трансформатора:

1 — общая ось стержня и обмоток трансформатора; 2 — вторичная обмотка; 3 — магнитопровод; 4 — первичная обмотка; 5 — канал между обмотками

U_{r1} и U_{r2} . На векторной диаграмме треугольника короткого замыкания векторы U_{r1} и U_{r2} падений напряжения повернуты на угол 90° в сторону опережения по отношению к векторам U_{a1} и U_{a2} активного падения напряжения, совпадающим с направлением векторов нагрузочных токов

Для расчета реактивного падения напряжения, или иначе напряжения рассеяния, необходимо знать магнитное сопротивление потоку рассеяния данного трансформатора.

Так как расчет действительного потока рассеяния ввиду сложности его формы крайне затруднителен то вместо него производится расчет более простого, фиктивного, потока рассеяния $\Phi_{\text{ф}}$, эквивалентного действительному. Направление магнитных линий фиктивного потока принято прямолинейным.

Форма фиктивного потока принята как наиболее простая цилиндрическая, с направлением магнитных линий, параллельным оси обмоток. Длина фиктивного потока согласно теоретическим исследованиям проф. Роговского при этом получается лишь на немного большей длины обмоток, так как основное магнитное сопротивление потоку рассеяния заключается в наиболее насыщенной его части, т. е. в главном канале. Вне обмоток поток рассеяния имеет относительно малую плотность и частично проходит по стальным частям трансформатора и поэтому встречает малое сопротивление.

На рис. 5.2 изображен фиктивный поток рассеяния для концентрического расположения обмоток, когда последние имеют цилиндрическую форму и одинаковую длину.

Разность между длиной H_0 обмотки и длиной l_p фиктивного потока учитывается особым коэффициентом K_p Роговского,

$$H_0 = K_p l_p,$$

$$\text{где } K_p = 1 - \frac{a + a_1 + a_2}{\pi H_0}, \quad (5.7)$$

a — радиальный размер главного канала, см;
 a_1 и a_2 — радиальные размеры обмоток, см;
 H_0 — осевой размер обмотки, см

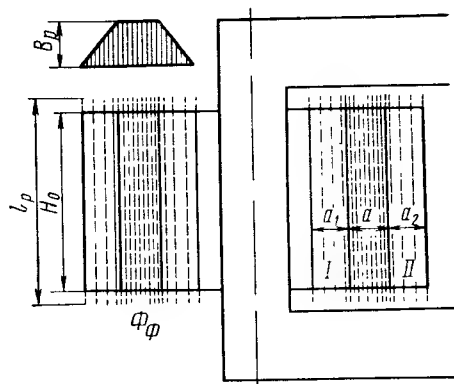


Рис. 5.2. Фиктивный поток рассеяния, эквивалентный действительному, но имеющий более простую форму

§ 5.5. ВЫВОД РАСЧЕТНОЙ ФОРМУЛЫ НАПРЯЖЕНИЯ РАССЕЯНИЯ

Напряжение рассеяния определяется по основной формуле напряжения трансформатора

$$U_p = 4,44 f \omega \Phi_p \cdot 10^{-4} \text{ в,}$$

где Φ_p — общий поток рассеяния, проходящий вдоль обмоток и сцепленный с одним витком обмотки.

Индукция B_p в любой точке магнитного поля пропорциональна намагничивающей силе (ампер-виткам), охватывающей эту точку или, для трансформатора, цилиндрическую поверхность, проведенную через какую-либо магнитную линию потока рассеяния.

На рис. 5.3 изображены в разрезе обе обмотки и диаграмма распределения магнитной индукции, поясняющие вывод формулы напряжения рассеяния.

Как было сказано выше, первичная и вторичная намагничивающие

силы равны между собой и направлены противоположно, т. е.

$$I_1 \omega_1 + I_2 \omega_2 = 0.$$

По краям зоны обмоток (точки O_1 и O_2) индукция равна нулю, так как нет ампер-витков, охватывающих силовые линии, находящиеся на крайних поверхностях обмоток. В толще катушек индукция будет увеличиваться по направлению от края катушки к главному каналу,

потому что поток создается теми ампер-витками, которые охватывают данную магнитную линию или с которыми сцеплена магнитная линия.

Наибольшая индукция потока рассеяния будет в главном канале и она будет одинаковой по всей ширине канала.

Обычно предполагается, чтобы не усложнять хода рассуждений, что ампер-витки по сечению обмотки распределены с равномерной плотностью. Тогда распределение ампер-витков, а следовательно, и индукции B_p в радиальном направлении зоны обмоток может быть изображено диаграммой в виде трапеции, называемой *трапецией Канны*, как это показано на рис. 5.2 и 5.3.

Произведение $\omega \Phi_p = \omega B_p F$ называется *потокосцеплением*. Так как значения ω и B_p являются величинами переменными, то общее потокосцепление определяется как сумма элементарных потокосцеплений

$$\omega \Phi_p = \sum \omega_x B_x dF_x.$$

Для облегчения расчет производит-ся отдельно по каждому из трех отдельных участков зоны обмоток с радиальными размерами a_1 , a и a_2 , для которых находится значение потокосцепления.

На среднем участке a (главного канала) ампер-витки и поток постоянны по величине, так как ω и B_p не меняют своих значений, поэтому потокосцепление на этом участке будет

$$(\omega \Phi_p)_a = \omega B_p F_a = \omega B_p \pi D_{cp} a,$$

где $F_a = \pi D_{cp} a$ — площадь сечения участка a , $см^2$;

D_{cp} — средний диаметр главного канала рассеяния, $см$.

Любая магнитная линия участка a будет сцеплена со всеми витками либо первичной обмотки I , либо вторичной обмотки II .

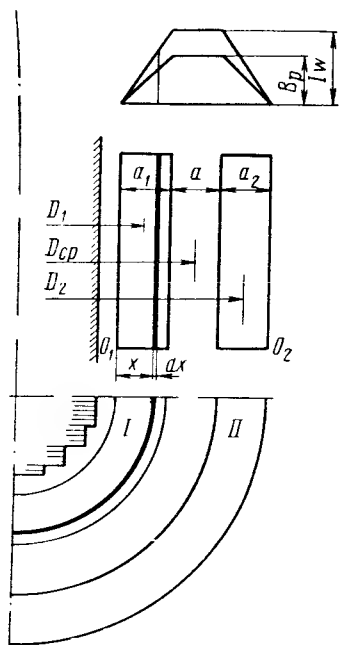


Рис. 5.3. Эскиз, поясняющий вывод формулы напряжения рассеяния

Расчет потокосцепления на участке a_1 производится путем интегрирования элементарных потокосцеплений на этом участке.

Выделим в обмотке I элементарную зону в виде силовой трубки (цилиндра) с толщиной стенки dx , на расстоянии x от точки O_1 , находящейся на крайней поверхности обмотки I , которая будет являться началом координат.

Магнитный поток этой трубки

$$d\Phi_x = B_x dF_x = B_p \frac{x}{a_1} \pi (D_1 - a_1 + 2x) dx.$$

где D_1 — средний диаметр обмотки I , см,

Этот магнитный поток сцеплен с витками $w_x = w_1 \frac{x}{a_1}$, расположенными на рис. 5.3 влево от зоны dx .

Следовательно, общее потокосцепление на участке a_1

$$(\omega \Phi)_a_1 = \int_0^{a_1} w_1 \frac{x}{a_1} B_p \frac{x}{a_1} \pi (D_1 - a_1 + 2x) dx.$$

Для удобства интегрирования полученный интеграл разбивается на два интеграла. В первый интеграл из членов, заключенных в скобки, войдут члены $D_1 - a_1$, а во второй — $2x$.

После вынесения постоянных величин за знак интеграла получим:

$$1) \quad \frac{w_1 B_p \pi (D_1 - a_1)}{a_1^2} \int_0^{a_1} x^2 dx = \frac{w_1 B_p \pi (D_1 - a_1)}{a_1^2} \cdot \frac{a_1^3}{3} =$$

$$= w_1 B_p \pi (D_1 - a_1) \frac{a_1}{3};$$

$$2) \quad \frac{2 w_1 B_p \pi}{a_1^2} \int_0^{a_1} x^3 dx = \frac{2 w_1 B_p \pi}{a_1^2} \cdot \frac{a_1^4}{4} = w_1 B_p \pi \frac{a_1^2}{2}.$$

Отсюда потокосцепление на участке a_1 будет равно сумме полученных результатов, т. е.

$$\begin{aligned} (\omega \Phi)_{a_1} &= w_1 B_p \pi \left[(D_1 - a_1) \frac{a_1}{3} + \frac{a_1^2}{2} \right] = \\ &= w_1 B_p \pi \left(D_1 \frac{a_1}{3} + \frac{a_1^2}{6} \right) = w_1 B_p \pi \left(D_1 + \frac{a_1}{2} \right) \frac{a_1}{3}. \end{aligned}$$

Аналогичным образом определяется общее потокосцепление на участке a_2 (приводится без вывода)

$$\begin{aligned} (\omega \Phi)_{a_2} &= w_2 \frac{E_1}{E_2} B_p \pi \left(D_2 - \frac{a_2}{2} \right) \frac{a_2}{3} = \\ &= w_1 B_p \pi \left(D_2 - \frac{a_2}{2} \right) \frac{a_2}{3}, \end{aligned}$$

где D_2 — средний диаметр обмотки II , см.

Число витков ω_2 обмотки II приведено к числу витков ω_1 обмотки I через обычную формулу приведения

$$\omega'_2 = \omega_2 \frac{E_1}{E_2} = \omega_1.$$

Таким образом, общее потокоцепление всей зоны обмоток будет равно сумме потокоцеплений трех участков, т. е.

$$\begin{aligned} \omega \Phi_p &= (\omega \Phi_p)_a + (\omega \Phi_p)_{a_1} + (\omega \Phi_p)_{a_2} = \\ &= \omega_1 B_p \pi \left[D_{cp} a + \left(D_1 + \frac{a_1}{2} \right) \frac{a_1}{3} + \left(D_2 - \frac{a_2}{2} \right) \frac{a_2}{3} \right]. \end{aligned}$$

У силовых трансформаторов, класс напряжения которых не превышает 35 кВ, радиальные размеры обмоток ВН и НН мало отличаются друг от друга, поэтому с достаточной для практических расчетов точностью можно положить, что $a_1 \approx a_2$. Это сильно упростит полученное выражение для потокоцепления.

Раскрыв круглые скобки и заменив D_1 и D_2 соответственно через $D_{cp} - a - a_1$ и $D_{cp} + a + a_2$, будем иметь:

$$\begin{aligned} \omega \Phi_p &= \omega_1 B_p \pi \left[D_{cp} a + \left(D_{cp} - a - \frac{a_1}{2} \right) \frac{a_1}{3} + \right. \\ &+ \left. \left(D_{cp} + a + \frac{a_2}{2} \right) \frac{a_2}{3} \right] = \omega_1 B_p \pi D_{cp} \left[\left(a + \frac{a_1 + a_2}{3} \right) + \right. \\ &+ \left. \frac{a}{3} (a_2 - a_1) + \frac{a_2^2 - a_1^2}{6} \right]. \end{aligned}$$

Легко видеть, что при $a_1 \approx a_2$, т. е. $a_2 - a_1 \approx 0$, два последних члена малы, и поэтому ими можно пренебречь. Благодаря этому выражение в квадратных скобках значительно упрощается:

$$\omega \Phi_p = \omega_1 B_p \pi D_{cp} \left(a + \frac{a_1 + a_2}{3} \right) = \omega_1 B_p \pi D_{cp} \Delta,$$

где $\Delta = a + \frac{a_1 + a_2}{3}$ называется *приведенным*, или *редуцированным* каналом рассеяния.

В тех же случаях, когда размеры a_1 и a_2 значительно отличаются друг от друга, как, например, в высоковольтных трансформаторах, необходимо выражение в квадратных скобках вычислять точно, без указанного упрощения.

Для воздушной (т. е. немагнитной) среды справедлива следующая формула зависимости индукции от намагничивающей силы (ампер-витков) и длины магнитного пути:

$$B_p = \frac{0,4 \pi \sqrt{2} I \omega}{l_p}.$$

После подстановки этого выражения формула потокосцепления примет вид

$$\omega \Phi_p = \omega_1 \frac{0,4 \pi \sqrt{2} I_1 \omega_1}{l_p} \pi D_{cp} \Delta = \frac{0,4 \pi^2 \sqrt{2} I_1 \omega_1^2 D_{cp} \Delta}{l_p}$$

Это выражение следует подставить в формулу напряжения

$$U_p = 4,44 f \omega \Phi_p \cdot 10^{-4} = \frac{4,44 f 0,4 \pi^2 \sqrt{2} I_1 \omega_1^2 D_{cp} \Delta \cdot 10^{-4}}{l_p} \text{ в.}$$

Сделав замену $l_p = \frac{H_0}{K_p}$ и $4,44 = \pi \sqrt{2}$ и выразив напряжение рассеяния в % от номинального напряжения (умножив на 100), получим

$$\begin{aligned} u_p &= \frac{100}{U_1} \frac{0,8 \pi^2 f I_1 \omega_1^2 D_{cp} \Delta K_p \cdot 10^{-4}}{H_0} = \\ &= \frac{2480 f I_1 \omega_1^2 D_{cp} \Delta K_p \cdot 10^{-4}}{U_1 H_0} \% \end{aligned}$$

И, наконец, сделав последнюю подстановку $f = 50$ гц и $\frac{U_1}{\omega_1} = e_w$ в/виток, окончательно получим практическую формулу для расчета напряжения рассеяния

$$u_p = \frac{l_w D_{cp} \Delta K_p}{806 e_w H_0} \% \quad (5.8)$$

При расчете трансформатора обычно бывает необходимо получить заданное значение напряжения рассеяния.

Рассмотрение полученной формулы показывает, что при необходимости изменения расчетного значения u_p наиболее целесообразно в первую очередь изменять размер a — ширину главного канала рассеяния. Если это почему-либо сделать нельзя (например, по изоляционным соображениям или если размер a надо слишком много увеличивать), то следует либо изменять высоту обмотки H_0 , либо изменять число витков w , хотя это требует уже полного перерасчета трансформатора.

§ 5.6. РАСЧЕТ НАПРЯЖЕНИЯ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Напряжение короткого замыкания трансформатора, представляющее полное падение напряжения в нем, измеряется у готового трансформатора при опыте короткого замыкания.

Опыт короткого замыкания заключается в том, что вторичную обмотку (обычно $НН$) замыкают накоротко, а к первичной обмотке через регулятор напряжения $РН$ подводят напряжение. Схема опыта короткого замыкания изображена на рис. 15.5.

Напряжение поднимают от нуля до тех пор, пока амперметр не покажет номинальное значение тока I_1 . Так как вторичная обмотка

представляет собой замкнутый контур, то в ней также возникнет номинальный ток $I_2 (I_1 \omega_1 = I_2 \omega_2)$.

Ввиду отсутствия внешней вторичной цепи мощность, которую покажет ваттметр, называется *мощностью*, или *потерями*, *короткого замыкания* P_k , которые состоят, как было сказано в § 5.2, из потерь в обмоточных проводах, добавочных потерь и потерь в отводах.

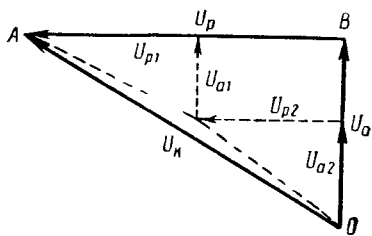


Рис. 5.4. Треугольник короткого замыкания (векторная диаграмма)

Напряжение, которое необходимо подвести к одной из обмоток трансформатора, чтобы в ней установился ток, соответствующий номинальной мощности, при замкнутой накоротко второй обмотке называется *напряжением короткого замыкания*. Это напряжение U_k компенсирует активные и реактивные падения напряжения в обеих обмотках, вызванные токами I_1 и I_2 , и поэтому является полным падением напряжения в трансформаторе.

Напряжение короткого замыкания составляет несколько процентов от номинального напряжения (от 5,5 до 7,5 % для трансформаторов габаритов I—II—III напряжением до 35 кВ). Так как насыщение магнитопровода, а следовательно, потери и ток холостого хода будут при этом весьма малы, то последними при расчете U_k можно пренебречь.

Векторная диаграмма короткого замыкания трансформатора может быть получена из упрощенной векторной диаграммы приведенного трансформатора, в которой вектор вторичного напряжения U'_2 равен нулю. Треугольник ABO, построенный на катетах, равных суммам активных и реактивных падений напряжения обеих обмоток, называется *треугольником короткого замыкания* (см. рис. 5.4).

Напряжение короткого замыкания U_k , а также и его составляющие U_a и U_p удобнее выражать в % от номинального напряжения.

Расчет напряжения рассеяния U_p уже был рассмотрен в § 5.5.

Активная составляющая U_a зависит от величины потерь короткого замыкания и ее формула выводится следующим образом.

Для каждой из обмоток на основании закона Ома

$$U_{a1} = I_1 r_1 \text{ и } U_{a2} = I_2 r_2,$$

или, выразив падения напряжения в % от номинального,

$$u_{a1} = \frac{U_{a1}}{U_1} \cdot 100 = \frac{I_1 r_1}{U_1} \cdot 100 = \frac{I_1^2 r_1}{U_1 I_1} \cdot 100 = \frac{P_{k1}}{S} \cdot 100\%;$$

$$u_{a2} = \frac{U_{a2}}{U_2} \cdot 100 = \frac{I_2 r_2}{U_2} \cdot 100 = \frac{I_2^2 r_2}{U_2 I_2} \cdot 100 = \frac{P_{k2}}{S} \cdot 100\%;$$

$$u_a = u_{a1} + u_{a2} = \frac{P_{k1} + P_{k2}}{S} \cdot 100 = \frac{P_k}{S} \cdot 100\%.$$

Потери P_k обычно выражаются в *вт*, а мощность — в *кВа*, поэтому окончательно

$$u_a = \frac{P_k}{1000 S} \cdot 100 = \frac{P_k}{10 S} \% . \quad (5.9)$$

Так как в треугольнике короткого замыкания напряжение короткого замыкания U_k является гипотенузой, то через свои составляющие это напряжение, очевидно, будет выражено формулой

$$U_k = \sqrt{U_a^2 + U_p^2}.$$

Соотношения между U_a и U_p различны и зависят от мощности трансформатора. У самых малых трансформаторов (мощностью до 1 *кВа*) реактивная составляющая мала, и напряжение U_k можно считать равным U_a . С ростом мощности значение U_p относительно увеличивается, и у самых крупных трансформаторов, наоборот, напряжение U_k становится уже почти равным реактивной составляющей U_p .

Контрольные вопросы

1. Что является нагрузкой трансформатора?
2. Почему при нагрузке вторичной обмотки трансформатора в первичной обмотке также появляется нагрузочный ток?
3. Почему потери, возникающие при нагрузке трансформатора, называются потерями короткого замыкания?
4. Где и отчего возникают добавочные потери?
5. Что такое реактивное падение напряжения и отчего оно возникает?
6. Что такое приведенный канал рассеяния и коэффициент Роговского? Напишите их формулы
7. Напишите расчетную формулу напряжения рассеяния.
8. Что такое напряжение короткого замыкания?
9. Что такое треугольник короткого замыкания?

ИЗМЕНЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ И КОЭФФИЦИЕНТ ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ

§ 6.1. ИЗМЕНЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРА. ВЫВОД РАСЧЕТНОЙ ФОРМУЛЫ

Изменением напряжения ΔU трансформатора называется арифметическая разность между номинальным вторичным напряжением $U_{2\text{ном}}$ и вторичным напряжением U_2 , которое получается (устанавливается) на зажимах вторичной обмотки при нагрузке трансформатора и заданном коэффициенте мощности нагрузки $\cos\varphi_2$.

Номинальным вторичным напряжением $U_{2\text{ном}}$ силового трансформатора называется вторичное напряжение, определенное по коэффициенту трансформации K без учета падений напряжения от тока холостого хода. Практически это будет вторичное напряжение при холостом ходе

$$U_{2\text{ном}} = U_1 \frac{\omega_2}{\omega_1} = \frac{U_1}{K}.$$

Изменение вторичного напряжения обычно выражается в процентах по отношению к номинальному вторичному напряжению $U_{2\text{ном}}$

$$\Delta u = \frac{U_{2\text{ном}} - U_2}{U_{2\text{ном}}} \cdot 100\%. \quad (6.1)$$

Изменение напряжения происходит вследствие наличия активных и реактивных падений напряжений в первичной и вторичной обмотках трансформатора.

Для вывода формулы изменения напряжения используется векторная диаграмма приведенного трансформатора (рис. 6.1) для случая индуктивной нагрузки. При построении этой диаграммы предполагается, что вторичная обмотка приведена к первичной и ток холостого хода равен нулю.

Треугольник короткого замыкания ABC необходимо перестроить таким образом, чтобы один из катетов нового треугольника являлся бы продолжением вектора U_2 . Для этого на гипотенузе AC , как на диаметре, описывается полуокружность и строится треугольник ACL (рис. 6.2).

Отрезки CD и AD выразим в % от вектора первичного напряжения U_1 и полученные значения обозначим через m и n (соответственно)

$$m = \frac{CD}{U_1} \cdot 100\%; \quad n = \frac{AD}{U_1} \cdot 100\%. \quad (6.2)$$

Из прямоугольного треугольника ADO (см рис. 6.1)

$$AO^2 = OD^2 + AD^2 = (OC + CD)^2 + AD^2$$

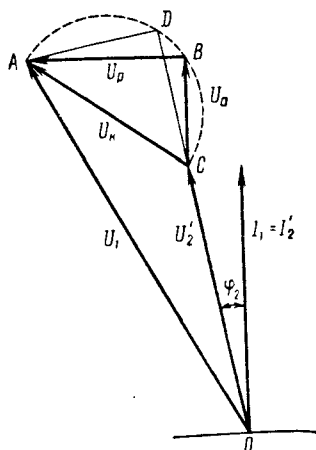


Рис. 6.1. Векторная диаграмма приведенного трансформатора, поясняющая вывод формулы изменения напряжения

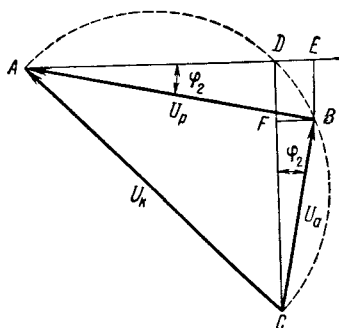


Рис. 6.2. Треугольник короткого замыкания, перестроенный для вывода формулы изменения напряжения

или, выразив отрезки через соответствующие векторы,

$$U_1^2 = \left(U_2' + \frac{m}{100} \cdot U_1 \right)^2 + \left(\frac{n}{100} U_1 \right)^2,$$

откуда

$$U_2' = \sqrt{U_1^2 - \left(\frac{n}{100} U_1 \right)^2} - \frac{m}{100} U_1.$$

Формулу изменения напряжения подвергнем некоторому преобразованию, зная, что $U_1 = KU_{2ном}$ и $U_2' = KU_2$ (из условия приведения):

$$\begin{aligned} \Delta u &= \frac{U_{2ном} - U_2}{U_{2ном}} \cdot 100 = \frac{KU_{2ном} - KU_2}{KU_{2ном}} \cdot 100 = \\ &= \frac{U_1 - U_2'}{U_1} \cdot 100 = \left(1 - \frac{U_2'}{U_1} \right) 100\%. \end{aligned}$$

Подставив вместо U'_2 его значение, получим

$$\Delta u = \left[1 - \frac{\sqrt{U_1^2 - \left(\frac{n}{100} U_1\right)^2} - \frac{m}{100} U_1}{U_1} \right] 100 = \\ = \left[1 - \sqrt{1 - \left(\frac{n}{100}\right)^2} + \frac{m}{100} \right] \cdot 100\%.$$

С целью упрощения формулы выражение $\sqrt{1 - \left(\frac{n}{100}\right)^2}$ может быть разложено в ряд по формуле бинoma Ньютона

$$\sqrt{1 - \left(\frac{n}{100}\right)^2} = \left[1 - \left(\frac{n}{100}\right)^2 \right]^{1/2} = 1^{1/2} - \frac{1}{2} \left(\frac{n}{100}\right)^2 + \\ + \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{4} \left(\frac{n}{100}\right)^4 - \dots$$

Члены этого ряда, начиная с третьего, весьма малы и ими можно пренебречь. Взяв лишь два первых члена, будем иметь

$$\Delta u = \left[1 - 1 + \frac{1}{2} \left(\frac{n}{100}\right)^2 + \frac{m}{100} \right] 100 = m + \frac{n^2}{200} \%.$$

Определим значения m и n . Для этого выразим их через значения u_a и u_p — активное и реактивное падения напряжения.

Обратимся к рис. 6.2 и рассмотрим треугольники ABC и ADC . Проведем линии $BE \parallel CD$ (до продолжения катета AD) и $BF \parallel AD$. Из треугольников BFC и BAE легко видеть, что

$$CD = CF + FD = CF + BE = BC \cos \varphi_2 + AB \sin \varphi_2$$

и

$$AD = AE - DE = AE - BF = AB \cos \varphi_2 - BC \sin \varphi_2.$$

Катеты BC и AB треугольника короткого замыкания, отнесенные к вектору U_1 первичного напряжения, являются активной и реактивной составляющими этого треугольника, т. е.

$$u_a = \frac{BC}{U_1} \cdot 100\% \text{ и } u_p = \frac{AB}{U_1} \cdot 100\%.$$

Таким образом, учитывая выражения (6.2), получаем формулу изменения напряжения в ее окончательном виде

$$\Delta u = m + \frac{n^2}{200} = u_a \cos \varphi_2 + u_p \sin \varphi_2 + \frac{(u_p \cos \varphi_2 - u_a \sin \varphi_2)^2}{200}. \quad (6.3)$$

Угол φ_2 сдвига по фазе нагрузочного тока I_2 относительно напряжения U_2 при индуктивной и емкостной нагрузках имеет противоположные знаки. Соответственно этому и члены, содержащие $\sin \varphi_2$, также должны иметь обратные знаки.

В связи с этим формулу изменения напряжения можно записать в более общем виде

$$\Delta u = u_a \cos \varphi_2 \pm u_p \sin \varphi_2 + \frac{(u_p \cos \varphi_2 \mp u_a \sin \varphi_2)^2}{200}, \quad (6.4)$$

где верхние знаки при $\sin \varphi_2$ относятся к индуктивной нагрузке, а нижние — к емкостной.

Рассмотрим некоторые частные случаи, когда формула для изменения напряжения приобретает упрощенный вид.

При активной нагрузке, т. е. когда $\cos \varphi_2 = 1$ и, следовательно, $\sin \varphi_2 = 0$, формула значительно упрощается и имеет вид

$$\Delta u = u_a + \frac{u_p^2}{200}.$$

При значении $u_p < 5\%$ последним членом в формуле (6.4) можно пренебречь, и тогда

$$\Delta u = u_a \cos \varphi_2 \pm u_p \sin \varphi_2. \quad (6.5)$$

а при активной нагрузке (в частном случае) $\Delta u = u_a$.

Пример 6.1. Вычислить значение изменения напряжения трансформатора при $\cos \varphi_2 = 0,8$, если $u_a = 2,4\%$ и $u_p = 5\%$ (нагрузка индуктивная).

Решение.

$$\Delta u = 2,4 \cdot 0,8 + 5\sqrt{1 - 0,8^2} + \frac{(5 \cdot 0,8 - 2,4 \cdot 0,6)^2}{200} = 1,92 + 3 + 0,03 = 4,95\%.$$

Пример 6.2. Вычислить значение Δu при емкостной нагрузке, если $\cos \varphi_2 = 0,7$, $u_a = 4\%$ и $u_p = 4,5\%$.

$$\text{Решение: } \Delta u = 4 \cdot 0,7 - 4,5\sqrt{1 - 0,7^2} = 2,8 - 3,2 = -0,4\%$$

Полученное в примере 6.2 отрицательное значение изменения напряжения показывает, что при емкостной нагрузке и при достаточно большом угле φ_2 возможны случаи некоторого повышения вторичного напряжения.

При изменении нагрузки можно считать, что значение изменения напряжения будет меняться пропорционально нагрузочному току I_2 . Чтобы в этом убедиться, достаточно установить, что входящие в формулу активное и реактивное падения напряжения также изменяются пропорционально нагрузочному току.

В формуле реактивного падения напряжения

$$u_p = \frac{I_2 \omega_2 D_{cp} \Delta K_p}{806 e_w H_0}$$

при изменении нагрузки все величины, кроме I_2 , имеют постоянное значение, поэтому $u_p \equiv I_2$.

Активное падение напряжения равно сумме активных падений напряжения в первичной и вторичной обмотках

$$u_a = u_{a1} + u_{a2} = \frac{I_1 r_1}{U_1} \cdot 100 + \frac{I_2 r_2}{U_2} \cdot 100.$$

Заменив I_1 через $I_2 \frac{\omega_2}{\omega_1}$ и пренебрегая изменением сопротивлений r_1 и r_2 , возникающим от изменения температуры обмоток, и незначительным изменением напряжения U_2 , можно записать

$$u_a = \frac{I_2 \frac{\omega_2}{\omega_1} r_1}{U_1} \cdot 100 + \frac{I_2 r_2}{U_2} \cdot 100 = I_2 \left(\frac{\frac{\omega_2}{\omega_1} r_1}{U_1} + \frac{r_2}{U_2} \right) 100 \equiv I_2,$$

т. е. получаем, что активное падение напряжения также пропорционально нагрузочному току.

Если в формуле (6.4) изменения напряжения пренебречь третьим членом ввиду его относительно малой величины, т. е. если пользоваться формулой (6.5), то легко видеть, что поскольку величины u_a и u_p пропорциональны нагрузочному току I_2 , то и изменение напряжения Δu также ему пропорционально

$$\Delta u \equiv I_2.$$

§ 6.2. ВНЕШНЯЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТРАНСФОРМАТОРА

Внешняя характеристика трансформатора представляет собой зависимость между вторичным током и напряжением при изменении нагрузки, неизменном значении первичного напряжения U_1 и заданном коэффициенте мощности $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи.

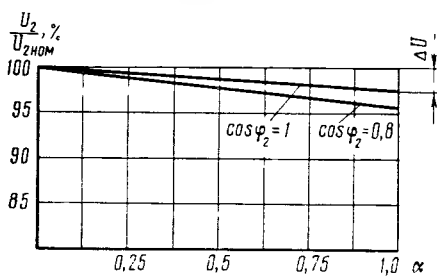


Рис. 6.3. Внешняя характеристика трансформатора

Вторичное напряжение U_2 при нагрузке отличается от напряжения холостого хода на величину изменения напряжения, которое зависит от величины нагрузки.

Внешняя характеристика может быть построена как по расчетным данным активного и индуктивного падений напряжения (расчетная внешняя характеристика), так и по опытным данным (внешняя характеристика конкретного трансформатора).

Построение внешней характеристики показано на рис. 6.3. По оси ординат откладывается вторичное напряжение U_2 , а по оси абсцисс — величина нагрузки α (в % или долях от номинальной мощности). Начальная точка внешней характеристики начинается от ординаты, равной $U_{2ном}$, а другой ее конец, против абсциссы $\alpha = 1$ (т. е. при номинальной нагрузке), будет опущен против начала на величину ΔU — изменения напряжения.

Так как изменение напряжения пропорционально нагрузочному току I_2 (см. § 6.1), то внешняя характеристика практически представ-

ляет прямую линию. На рис. 6.3 построены две внешние характеристики — для $\cos \varphi_2 = 1$ и $\cos \varphi_2 = 0,8$.

Положения характеристик зависят от мощности и характера нагрузки трансформатора и при малой мощности они могут поменяться местами (при активной и активно-индуктивной нагрузках).

§ 6.3. РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ ТРАНСФОРМАТОРА

Коэффициентом полезного действия (к. п. д.) трансформатора η , как и всякого другого преобразователя энергии, называется отношение отдаваемой (полезной) мощности к затраченной (подведенной), или отношение вторичной мощности P_2 трансформатора к его первичной мощности P_1 , выраженное в %, т. е.

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100\%.$$

Ввиду высоких значений к. п. д. трансформатора (от 95 до 99,5% в зависимости от мощности) значения P_1 и P_2 мало отличаются друг от друга. Поэтому для более точного расчета к. п. д. целесообразно первичную мощность представить равной вторичной плюс потери трансформатора, т. е.

$$P_1 = P_2 + P_x + P_k.$$

Сделав соответствующую подстановку в первоначальную формулу для к. п. д., получим

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100 = \frac{P_2}{P_2 + P_x + P_k} \cdot 100 = \left(1 - \frac{P_x + P_k}{P_2 + P_x + P_k}\right) \cdot 100\%. \quad (6.6)$$

Полученная формула для к. п. д., во-первых, уменьшает погрешности при расчете, и, во-вторых, позволяет определить к. п. д. готового трансформатора по его известным, измеренным при опытах холостого хода и короткого замыкания, потерям, не измеряя его первичной и вторичной мощностей, что в большинстве случаев было бы совершенно невозможно.

Выбор правильного расчетного значения к. п. д. трансформатора при его проектировании представляет собой более сложный вопрос, чем это может первоначально показаться. При разработке конструкции трансформатора (или серии трансформаторов) неизбежно приходится идти на компромисс между двумя противоречиями: с одной стороны, уменьшение стоимости трансформатора требует минимального расхода активных материалов — обмоточного провода и электротехнической стали, с другой стороны, стремление получить более высокий к. п. д., чтобы сделать трансформатор более экономичным в эксплуатации, вызывает увеличение расхода этих материалов.

Поэтому значения к. п. д. устанавливаются стандартами на трансформаторы, нормирующими потери последних. Значения к. п. д. устанавливаются с учетом общегосударственной экономики в зависимости от многих факторов, как-то: стоимости материалов, электроэнергии,

линий электропередач и т. п., одновременно учитывая предшествующий опыт производства трансформаторов и их эксплуатации.

Кроме того, следует иметь в виду, что выбор того или иного значения к. п. д. еще не определяет полностью расхода активных материалов. Чтобы построить наиболее экономичный трансформатор при заданном к. п. д., необходимо еще учесть характер загрузки трансформатора, от которого зависит наиболее рациональное соотношение потерь холостого хода и короткого замыкания трансформатора.

Более подробно этот вопрос освещен в [Л.2].

Нагрузка трансформатора не является постоянной по величине, она меняется в течение суток, сезона и года, в зависимости от нужд потребителя электроэнергии. Так, например, существуют характерные суточные, сезонные и другие графики нагрузки трансформаторов.

На рис. В.2 показан один из таких графиков.

К. п. д. трансформатора меняется в зависимости от величины его нагрузки, поэтому трансформатор должен быть построен таким образом, чтобы наибольшее значение его к. п. д. получалось при наиболее часто повторяющейся величине нагрузки.

Нагрузку трансформатора, т. е. активную мощность P_2 , отдаваемую с его вторичной стороны, можно представить в виде следующего выражения:

$$P_2 = \alpha S \cos \varphi_2,$$

где α — коэффициент загрузки трансформатора, выраженный в долях от номинальной мощности S ;

$\cos \varphi_2$ — коэффициент мощности, зависящий от характера нагрузки (индуктивной или емкостной).

Потери холостого хода P_x пропорциональны квадрату индукции B , но так как индукция пропорциональна э. д. с. E_1 , т. е. величине, относительно мало изменяющейся при изменении нагрузки (при расчете силового трансформатора обычно принимают $E_1 \approx U_1$), то потери холостого хода P_x при любой нагрузке практически можно считать по величине *постоянными*, т. е. $P_x = \text{const}$.

Потери короткого замыкания P_k , как основные (электрические), так и добавочные, пропорциональны квадрату нагрузочного тока I_2 . Их иногда называют *переменными* потерями. Следовательно, для любого значения нагрузки α потери короткого замыкания могут быть выражены следующей формулой:

$$P_k = \alpha^2 P_{k. \text{ ном}},$$

где $P_{k. \text{ ном}}$ — потери короткого замыкания при номинальной нагрузке.

В данном выражении, однако, пренебрегают током холостого хода в первичной обмотке и изменением сопротивления обмоточного провода в зависимости от температуры. Но эти факторы очень мало влияют на величину к. п. д., и поэтому они не учитываются.

Подставив полученные выражения для P_2 и P_k в основную формулу (6.6) к. п. д., получим формулу к. п. д. в общем виде для любого зна-

чения α

$$\eta_i = \left(1 - \frac{P_x + \alpha^2 P_k}{\alpha S \cos \varphi_2 + P_x + \alpha^2 P_k} \right) 100\%. \quad (6.7)$$

В этой формуле имеют место указанные выше допущения, которые принимаются с целью упрощения расчета, существенно не влияя на их точность. Эти допущения также учтены в стандартах на трансформаторы.

§ 6.4. УСЛОВИЯ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ НАИБОЛЬШЕГО ЗНАЧЕНИЯ К. П. Д.

Пользуясь общей формулой для к. п. д., можно определить условия, при которых к. п. д. будет иметь наибольшее значение.

Приняв величину нагрузки α за аргумент, будем искать максимальное значение функции η . Для этого, как обычно, следует найти первую производную и приравнять ее нулю

$$\eta_i = \left(1 - \frac{P_x + \alpha^2 P_k}{\alpha S \cos \varphi_2 + P_x + \alpha^2 P_k} \right) 100 = \frac{\alpha S \cos \varphi_2}{\alpha S \cos \varphi_2 + P_x + \alpha^2 P_k} \cdot 100\%;$$

$$\frac{d}{d\alpha} \eta_i = \frac{(\alpha S \cos \varphi_2 + P_x + \alpha^2 P_k) S \cos \varphi_2 - \alpha S \cos \varphi_2 (S \cos \varphi_2 + 2\alpha P_k)}{(\alpha S \cos \varphi_2 + P_x + \alpha^2 P_k)^2} = 0.$$

Так как знаменатель производной не равен бесконечности, следовательно, числитель равен нулю.

Раскрыв скобки, получим

$$\alpha S^2 \cos^2 \varphi_2 + P_x S \cos \varphi_2 + \alpha^2 P_k S \cos \varphi_2 - \alpha S^2 \cos^2 \varphi_2 - 2\alpha^2 \times$$

$$\times P_k S \cos \varphi_2 = P_x S \cos \varphi_2 - \alpha^2 P_k S \cos \varphi_2 = 0,$$

откуда $P_x = \alpha^2 P_k$ (для любого значения $\cos \varphi_2$).

Таким образом устанавливаем, что к. п. д. достигает своего наибольшего значения тогда, когда потери короткого замыкания $\alpha^2 P_k$ становятся равными потерям холостого хода P_x .

Поэтому при расчете серии силовых трансформаторов, а также и при расчете отдельных трансформаторов с целью получения наибольшего среднего значения к. п. д. соотношение между P_k и P_x должно выбираться таким, чтобы при наиболее часто встречающейся величине нагрузки αS потери $\alpha^2 P_k$ и P_x были бы примерно равны между собой.

Значения потерь холостого хода и потерь короткого замыкания, указанные в стандартах на силовые трансформаторы, выбраны с учетом реальных графиков их нагрузки. Среднее значение α для силового трансформатора при его эксплуатации составляет примерно $0,45 \div 0,55$. Отсюда следует, что, исходя из найденного оптимального равенства $P_x = \alpha^2 P_k$, потери короткого замыкания силового трансформатора должны превышать потери холостого хода в $3,3 \div 5$ раз, т. е.

$$\frac{P_k}{P_x} = \frac{1}{(0,45 \div 0,55)^2} \approx 3,3 \div 5.$$

Силовые трансформаторы с таким соотношением потерь целесообразно применять и при более интенсивном графике нагрузки, т. е. с большим использованием его номинальной мощности, так как значение к. п. д. при мощности от 0,5 до номинальной изменяется в сторону уменьшения относительно незначительно, как это видно на графике к. п. д. (рис. 6.4).

Индукция в стержнях и ярмах магнитопровода обычно отличается между собой (см. § 4.4). Однако можно показать (доказательства

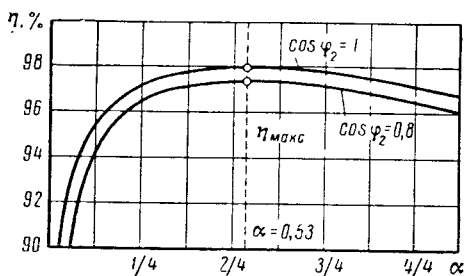


Рис. 6.4. Кривые к. п. д. в зависимости от величины нагрузки и коэффициента мощности

опускаются), что при одном и том же общем весе стали магнитопровода и рационально выбранной его конструкции потери холостого хода будут наименьшими при равных значениях индукции в стержнях и ярмах.

Аналогичным образом потери в обмоточных проводах, составляющие основную часть потерь короткого замыкания, будут наименьшими, если при заданном общем весе провода плотность тока в первичной и вторичной обмотках будет примерно одинакова.

Эти обстоятельства необходимо учитывать при расчете трансформатора, чтобы получить возможно более высокий к. п. д. трансформатора при одном и том же расходе активных материалов.

Контрольные вопросы

1. Что такое изменение напряжения? Напишите его формулу.
2. Какие при нагрузке трансформатора потери считаются постоянными и какие переменными и почему?
3. При какой величине нагрузки желательно иметь наибольшее значение к. п. д.?

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ МАГНИТНОЕ РАССЕЯНИЕ И МЕХАНИЧЕСКИЕ УСИЛИЯ

§ 7.1. НЕРАВНОМЕРНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАМАГНИЧИВАЮЩИХ СИЛ ПО ВЫСОТЕ ОБМОТК

При выводе формулы напряжения рассеяния (см. § 5.5) предполагалось, что обмотки имеют равномерную плотность распределения намагничивающей силы (ампер-витков) по продольному сечению и, следовательно, по высоте обмоток.

Однако по крайней мере одна из обмоток (BH) силового трансформатора, а иногда и обе имеют неравномерное распределение ампер-витков по высоте по следующим причинам:

1. Отключение части витков обмотки BH при регулировании напряжения.

Для регулирования напряжения обмотки BH (в пределах $\pm 5\%$ или $\pm 2 \times \pm 2,5\%$ согласно стандартам) силовых трансформаторов наиболее часто применяются две основные схемы: прямая (с разрывом) (рис. 7.1, а) и обратная (рис. 7.1, б). В обеих схемах отключаемые при регулировании витки расположены по середине высоты обмотки.

При прямой схеме с помощью переключателя (см. гл. IX), например на номинальной ступени напряжения, соединяются ответвления A_3 и A_4 (показано штрихом на рис. 7.1, а). Таким образом витки между ответвлениями A_2 и A_4 отключены и, следовательно, намагничивающая сила в этом месте отсутствует.

Аналогичным образом в обратной схеме, применяемой при схеме звезда, к нейтральной точке присоединяется ответвление X_2 и поэтому отключены витки между ответвлениями X_1 и X_2 .

Следовательно, в обеих указанных схемах регулирования, при ступенях напряжения номинальной и -5% имеет место неравномерное

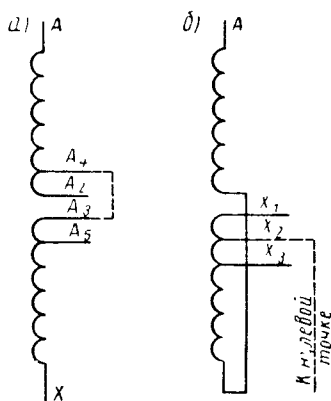


Рис. 7.1. Схемы регулирования напряжения обмотки BH

распределение ампер-витков по высоте обмотки вследствие выключения части витков в ее середине.

2. Укорочение слоевой (или винтовой) обмотки вследствие большой ширины витка.

При расчете осевого размера слоевой (или винтовой) обмоток (см. § 3.3) к числу витков в слое прибавлялся один виток на сдвиг витков по винтовой линии. Однако при большой ширине витка h_v по концам слоевой (или винтовой) обмотки образуется пустое пространство (показано на рис. 7.2 штриховкой), не заполненное обмоточным проводом.

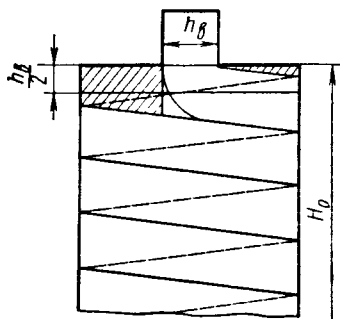


Рис. 7.2. Укорочение слоевой обмотки $НН$ из-за большой ширины витка

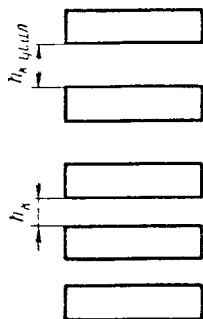


Рис. 7.3. Разрежение ампер-витков обмотки $ВН$ из-за увеличенных концевых каналов

Благодаря этому у каждого конца обмотки получается укорочение размещения ампер-витков в среднем на $h_v/2$.

3. Разгон витков в отдельных местах обмотки по конструктивным соображениям.

У непрерывных обмоток напряжением 35 кВ и выше концевые катушки имеют усиленную изоляцию витков и увеличенные каналы $h_{к.усил}$ между катушками, как это, к примеру, изображено на рис. 7.3. Это приводит к разрежению (уменьшению плотности) ампер-витков в этих местах обмотки, т. е. к неравномерному их распределению.

К этому же приводят и увеличенные каналы в местах групповой и общей транспозиций в одноходовой винтовой обмотке.

Вследствие указанных выше причин получается несоответствие (несимметрия) первичных и вторичных ампер-витков по высоте обмоток, что вызывает образование дополнительного поперечного потока рассеяния.

§ 7.2. РАСЧЕТ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО РЕАКТИВНОГО ПАДЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ОТ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ПОПЕРЕЧНОГО ПОТОКА РАССЕЯНИЯ

Рассмотрим один из наиболее часто встречающихся случаев несимметрии — выключение регулировочных витков в середине обмотки $ВН$. На рис. 7.4, а показано продольное сечение обмоток и расположение

н. с. (намагничивающих сил) с их разрывом H_1 в середине обмотки BH .

Действительное расположение н. с. в обмотке BH может быть представлено в виде двух составляющих, из которых одна будет иметь такую же н. с., как и основная обмотка, но равномерно распределенную по высоте, а другая — некоторую дополнительную н. с., как это показано на рис. 7.5. Причем обе н. с. в сумме должны составлять фактическую н. с. обмотки BH .

Построим диаграмму Каппа для обеих составляющих н. с.

Первая составляющая будет представлена обычным образом, как для продольного поля рассеяния, при концентрических обмотках. Напряжение рассеяния для этой пары определяется по обычной формуле.

Диаграмма другой составляющей, изображенная на рис. 7.6, повернута на 90° , что соответствует дополнительному поперечному потоку рассеяния. Для создания поперечного потока требуется некоторое добавочное напряжение рассеяния τ , выражаемое в процентах от основного.

Таким образом, полное реактивное падение напряжения

$$u_p = u_p' \left(1 + \frac{\tau}{100} \right) \% \quad (7.1)$$

где u_p' — напряжение рассеяния, подсчитанное по формуле (5.8).

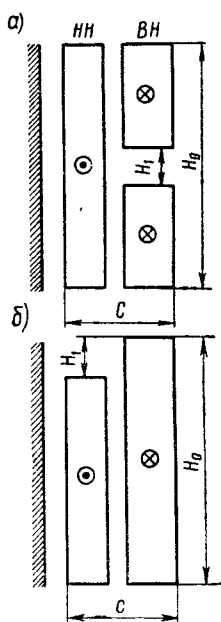


Рис. 7.4. Основные случаи неравномерного расположения намагничивающих сил по высоте обмотки

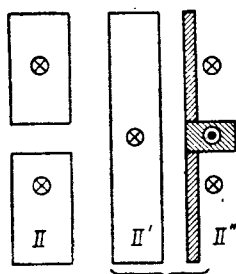


Рис. 7.5. Разложение намагничивающей силы обмотки BH на основную и дополнительную составляющие

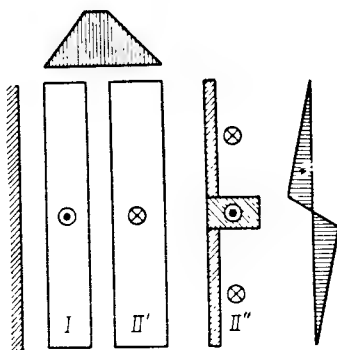


Рис. 7.6. Диаграммы Каппа для основного (продольного) и поперечного потоков рассеяния

Добавочное напряжение рассеяния τ может быть подсчитано по одной из приближенных формул в зависимости от местонахождения выключенных витков или разрезания н. с.:

а) для выключенных витков в середине обмотки BH

$$\tau = \frac{H_1}{2} \left(1 + \frac{\pi H_0 H_1}{2c \cdot 100} \right); \quad (7.2)$$

б) для укорочения слоевой или винтовой обмотки HH (с одной стороны) вследствие большой ширины H_1 витка (рис. 7.4. б)

$$\tau = \frac{H_1}{4} \left(1 + \frac{\pi H_0 H_1}{2c \cdot 100} \right). \quad (7.3)$$

Входящие в эти формулы величины H_0 , H_1 и c показаны на рис. 7.4, а и б.

§ 7.3. МЕХАНИЧЕСКИЕ СИЛЫ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ОБМОТОК ТРАНСФОРМАТОРА

В результате взаимодействия магнитного поля рассеяния с током в обмотке в последней возникают механические усилия. При нормальном режиме работы, при нагрузке трансформатора, не превышающей его номинальной нагрузки, эти механические усилия не представляют сколько-нибудь серьезной опасности для целостности обмоток. Однако при внезапных коротких замыканиях, когда бросок установившегося тока короткого замыкания достигает значения, в 20—25 раз превышающего номинальный ток, электромагнитная сила, пропорциональная квадрату силы тока, возрастает в 400—600 раз. Мгновенное значение тока короткого замыкания ввиду наличия свободной составляющей тока (см. далее) может быть еще в 2 раза больше, что может вызвать значительные механические разрушения в трансформаторе. В связи с этим конструкция обмоток и опорных деталей должна быть рассчитана таким образом, чтобы она могла противостоять возникающим механическим усилиям.

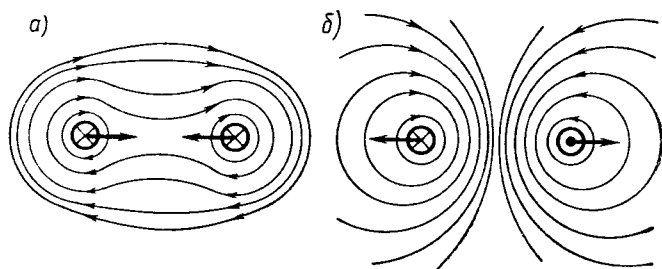


Рис. 7.7. Возникновение механического взаимодействия между проводниками с током

Известно, что проводник с током, находящийся в магнитном поле и пересекающий магнитные линии, испытывает усилие, приложенное к проводнику. Это усилие направлено перпендикулярно к направлению тока и магнитных линий (правило левой руки).

Как следствие этого явления можно рассматривать взаимодействие двух проводников с током. Два параллельных проводника с одинаково направленными токами стремятся сблизиться между собой (рис. 7.7, а), а проводники с противоположно направленными токами взаимно отталкиваются друг от друга (рис. 7.7, б).

Эти явления имеют место в обмотках трансформатора. Витки одной и той же обмотки стремятся сблизиться между собой, а вся обмотка в целом — как бы уплотниться. Первичная и вторичная обмотки, имеющие при нагрузке трансформатора противоположно направленные токи, наоборот, стремятся оттолкнуться друг от друга, как это изображено на рис. 7.8, а для concentрических (симметричных) обмоток и на рис. 7.8, б — для чередующихся (дисковых) обмоток.

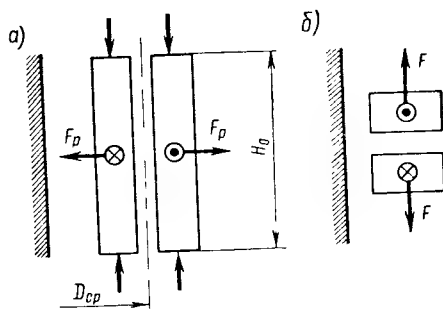


Рис. 7.8. Направление механических усилий, возникающих в обмотках трансформатора

§ 7.4. РАСЧЕТ РАДИАЛЬНЫХ И ОСЕВЫХ МЕХАНИЧЕСКИХ УСИЛИЙ

В concentрических обмотках от взаимодействия токов первичной и вторичной обмоток наружная обмотка стремится разорваться, а внутренняя — сжаться. Таким образом в этих обмотках возникают радиальные механические усилия, которые воспринимает на себя обмоточный провод, препятствуя их внешнему проявлению.

Максимальное значение радиального усилия F_p , возникающего от взаимодействия первичного и вторичного токов (см. рис. 7.8),

$$F_p = 12.8(I\omega)^2 \frac{\pi D_{cp}}{H_0} \cdot 10^{-8} \text{ кг}, \quad (7.4)$$

где $I\omega$ — н. с. одной из обмоток, а;

D_{cp} — средний диаметр канала рассеяния, см;

H_0 — высота обмотки, см.

При коротком замыкании усилие F_p возрастает пропорционально квадрату кратности тока короткого замыкания. Кроме того, в начальный момент короткого замыкания ввиду наличия постоянной составляющей тока, учитываемой коэффициентом K_m , усилие увеличивается еще больше.

Таким образом, в момент короткого замыкания максимальное радиальное усилие

$$F_{p.k} = F_p K_m^2 \left(\frac{100}{u_k} \right)^2 \text{ кг}, \quad (7.5)$$

где u_k — напряжение короткого замыкания, %;

$$K_M = 1 + e^{-\pi \frac{u_a}{u_p}};$$

u_a и u_p — активная и реактивная составляющие u_k , %.

Как было уже сказано, в каждой из обмоток витки, обтекаемые током одного направления, стремятся сблизиться между собой. Очевидно, что наибольшее давление при этом будут испытывать витки, находящиеся в середине высоты обмотки, так как именно в этом месте будут суммироваться давления от каждого витка. Приблизленно возникающее вследствие этого осевое усилие

$$F_{oc} = F_p \frac{\Delta}{2H_0} \kappa \Gamma, \quad (7.6)$$

где Δ — ширина приведенного канала рассеяния, см.

При несимметричном расположении витков с током по высоте одной обмотки по отношению к виткам другой обмотки, о чем было сказано выше, появляется поперечное поле рассеяния. Вследствие этого возникает дополнительное осевое усилие F_{oc} , направление которого таково, что оно стремится еще больше увеличить имеющуюся несимметрию.

Величина дополнительного осевого усилия будет зависеть от значения поперечного поля рассеяния, точный расчет которого весьма затруднителен, так как неизвестна конфигурация поперечного поля.

Расчетная длина поперечного поля рассеяния H_p приближенно может быть принята равной расстоянию от стержня магнитопровода до стенки бака в предположении, что остальная часть потока рассеяния замыкается через стальные детали конструкции и поэтому встречает в этих местах относительно малое сопротивление.

Тогда дополнительное осевое усилие

$$F_{oc} = F_p \frac{H_1}{H_p K_p^m}, \quad (7.7)$$

где m — множитель, зависящий от характера несимметрий, $m = 1$ при одностороннем отключении витков (укорочение обмотки HH на H_1); $m = 4$ при отключении регулировочных витков в середине обмотки BH или при двустороннем укорочении обмотки HH по $H_1/2$ с каждой стороны.

Общее осевое усилие F_{oc} (рис. 7.9) для каждой из обмоток будет равно сумме или разности обеих составляющих в зависимости от местонахождения несимметрии в каждой из обмоток.

Для наиболее часто встречающегося случая — двустороннего укорочения обмотки HH (слоевая, или винтовая, обмотка) и выключения ре-

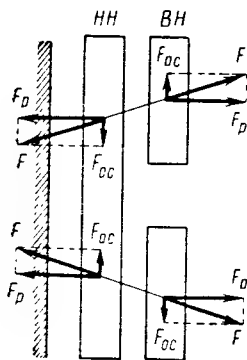


Рис. 7.9. Возникновение осевых усилий вследствие несимметричного расположения намагничивающих сил в концентрических обмотках

гулировочных витков в середине обмотки BH общее осевое усилие $F_{ос}$ будет равно: для обмотки HH — сумме, а для обмотки BH — разности основного и дополнительного осевых усилий, т. е.

$$F_{ос} = F'_{ос} \pm F''_{ос} \kappa \Gamma. \quad (7.8)$$

Причем для обмотки HH это усилие будет сжимающим с наибольшим его значением в середине обмотки, а для обмотки BH — усилие, с каким эта обмотка будет давить через ярмовую изоляцию на ярмовые балки. В связи с этим прочность ярмовых балок должна быть рассчитана на это усилие.

В самих обмотках должно быть определено механическое напряжение в витках и прокладках, сравнивая их с допустимыми величинами.

Контрольные вопросы

1. Что такое поперечный поток рассеяния и отчего он возникает?
2. Отчего возникают механические усилия в обмотках трансформатора?
3. Какие усилия и в каких случаях они становятся опасными для обмоток и других частей трансформатора?

РАСЧЕТ СПЕЦИАЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

§ 8.1. РАСЧЕТ АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКОВ ПО ВЕТВЯМ ОБМОТКИ. ТИПОВАЯ МОЩНОСТЬ

Автотрансформатором называется такой трансформатор, в котором первичная и вторичная обмотки имеют общую часть (ГОСТ 11677—65), т. е. у которого имеется лишь одна обмотка, причем часть ее витков является общей для первичной и вторичной цепей.

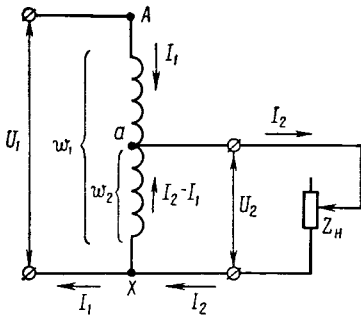


Рис. 8.1 Принципиальная схема однофазного понижающего автотрансформатора с включенной нагрузкой

Принцип действия и режим холостого хода автотрансформатора не отличаются от таковых у обычного двухобмоточного трансформатора.

Некоторые особенности расчета автотрансформатора имеют место в режиме нагрузки, при котором нагрузочные токи распределяются по обмотке таким образом, что в общей части обмотки течет ток, равный разности первичного и вторичного нагрузочных токов. Благодаря этому типовая (расчетная) мощность автотрансформатора становится меньше проходной и поэтому автотрансформатор в принципе по расходу

активных материалов экономичнее трансформатора. Однако степень экономичности автотрансформатора зависит от коэффициента трансформации, о чем будет сказано ниже.

Автотрансформаторы, так же как и трансформаторы, могут быть повышающими и понижающими.

В качестве примера может быть рассмотрена схема однофазного понижающего автотрансформатора (рис. 8.1).

Пусть на обычном замкнутом магнитопроводе, применяющемся для трансформаторов, будет насажена обмотка с числом витков w_1 , и от этой обмотки выведено ответвление таким образом, что между этим ответвлением и началом обмотки число витков будет w_2 .

Если ко всей обмотке с числом витков w_1 подвести первичное напряжение U_1 , то на части обмотки с числом витков w_2 появится некоторое

вторичное напряжение U_2 . Значение вторичного напряжения может быть определено, так же как и для трансформатора, по общей формуле для коэффициента трансформации K (пренебрегая падением напряжения)

$$K = \frac{\omega_1}{\omega_2} = \frac{U_1}{U_2},$$

откуда

$$U_2 = U_1 \frac{\omega_2}{\omega_1} = \omega_2 e_{\omega}.$$

Для выяснения распределения нагрузочных токов по обмотке следует более подробно рассмотреть режим нагрузки автотрансформатора.

При включении со вторичной стороны некоторого приемника электроэнергии Z_n , как это показано на рис. 8.1, во вторичной цепи потечет нагрузочный ток I_2 . При этом будет расходоваться некоторая мощность $S_2 = U_2 I_2$. Эта мощность называется *проходной мощностью* (она соответствует номинальной мощности S трансформатора). Если пренебречь потерями энергии в автотрансформаторе, то согласно закону сохранения энергии из питающей сети должна поступать первичная мощность S_1 , равная мощности S_2 . Следовательно, в первичной цепи должен возникнуть нагрузочный ток I_1 .

Таким образом,

$$S_1 = U_1 I_1 = U_2 I_2 = S_2.$$

Ответвление обмотки в точке a делит обмотку на два участка: $a-X$ — общий для первичной и вторичной сторон и $A-a$ — серийный (последовательный). Определим нагрузочные токи в каждом из участков.

Как видно из рис. 8.1, в серийном участке $A-a$ течет ток I_1 . Ток I_{a-X} общей части равен геометрической сумме токов I_1 и I_2 , которые противоположны друг другу (см. § 5.1). Следовательно, если пренебречь током холостого хода, то ток I_{a-X} будет численно равен арифметической разности вторичного и первичного нагрузочных токов, т. е. $I_{a-X} = I_2 - I_1$ (ток $I_2 > I_1$, так как трансформатор понижающий). Как видно из рисунка, направления токов в общем и серийном участках будут противоположны друг другу.

Можно показать, что мощности обоих участков обмотки S_{A-a} и S_{a-X} равны между собой.

Для серийного участка обмотки

$$S_{A-a} = (U_1 - U_2) I_1 = U_1 I_1 - U_2 I_1,$$

для общего участка

$$S_{a-X} = U_2 (I_2 - I_1) = U_2 I_2 - U_2 I_1.$$

Так как $U_1 I_1 = U_2 I_2$, то нетрудно видеть, что $S_{A-a} = S_{a-X}$.

Аналогичный результат получился бы и для повышающего автотрансформатора.

В связи с тем что серийный и общий участок обмотки равны по мощности и их н. с. направлены в противоположные стороны, эти участки можно рассматривать как первичную и вторичную обмотки трансформатора, имеющего некоторую мощность S_T , равную мощности каждого из участков. Эта мощность является расчетной или типовой мощностью автотрансформатора.

Типовой мощностью автотрансформатора называется такая его мощность, которая передается из первичной цепи во вторичную электромагнитным путем. Таким путем в автотрансформаторе преобразовывается лишь часть энергии, подводимой к его первичной стороне, а оставшая часть передается вторичной стороне непосредственно через гальваническую связь между обеими сторонами (цепями).

Очень важным в отношении применения автотрансформатора является то обстоятельство, что его типовая мощность S_T всегда меньше его номинальной (проходной) мощности $S_{ном}$, благодаря чему автотрансформатор является более дешевым аппаратом, чем трансформатор на ту же номинальную мощность $S_{ном}$.

Отношение типовой мощности к номинальной называется *коэффициентом выгодности автотрансформатора* $K_{ат}$.

Для понижающего ($U_1 > U_2$) автотрансформатора

$$K_{ат} = \frac{S_T}{S_{ном}} = \frac{(U_1 - U_2) I_1}{U_1 I_1} = \frac{U_1 - U_2}{U_1} = 1 - \frac{1}{K}. \quad (8.1)$$

Для повышающего ($U_2 > U_1$) автотрансформатора

$$K_{ат} = \frac{S_T}{S_{ном}} = \frac{(U_2 - U_1) I_2}{U_2 I_2} = \frac{U_2 - U_1}{U_2} = 1 - \frac{1}{K},$$

где $K = U_{вн}/U_{нн}$ — коэффициент трансформации (отношение большего напряжения к меньшему).

Коэффициенту выгодности автотрансформатора можно также дать следующее определение: коэффициент выгодности равен разности первичного и вторичного напряжений, отнесенной к наибольшему из этих напряжений. Это означает, что типовая мощность автотрансформатора определяющая его размеры и вес активных материалов, может быть выбрана в $1/K_{ат}$ раз меньше его проходной мощности.

Однако ощутимый в смысле экономии материалов эффект от применения автотрансформатора вместо трансформатора получается, как это видно из формулы для $K_{ат}$, только при значениях коэффициента трансформации K , близких к 1.

Если взять для примера понижающий автотрансформатор с коэффициентом трансформации 220/127 в, т. е. у которого $K = 220/127 = 1,73$, то коэффициент выгодности в этом случае будет

$$K_{ат} = \frac{220 - 127}{220} = 0,42.$$

Это значит, что типовая мощность такого автотрансформатора будет составлять всего 0,42 от его проходной мощности.

В случае большего коэффициента трансформации, например $K = \frac{20\,000}{400} = 50$, коэффициент выгодности будет уже $K_{ат} = \frac{20\,000 - 400}{20\,000} = 0,98$ и выгоды от применения автотрансформатора уже почти никакой не будет.

С другой стороны, при больших значениях K применение автотрансформаторов становится недопустимым. Это происходит потому, что первичная и вторичная цепи электрически соединены между собой, вследствие чего уровень изоляции сети низшего напряжения (не имеющей заземленной нулевой точки) и всех присоединенных к ней электрических приборов, машин и аппаратов должен быть таким же, как и для сети высшего напряжения, что совершенно нецелесообразно. Кроме того, по условиям безопасности электрических установок недопустима связь низковольтных сетей, доступных для прикосновения человека, с сетями, находящимися под высоким напряжением.

Исходя из приведенных соображений, автотрансформаторы применяются главным образом в тех случаях, когда требуется изменить напряжение в небольших пределах и когда можно ограничиться одним и тем же классом напряжения в первичной и вторичной цепях.

Для крупных силовых автотрансформаторов согласно ГОСТ 1677—65 предусмотрено их трехобмоточное исполнение, при котором обмотки *ВН* и *СН* выполнены по автотрансформаторной схеме, а обмотка *НН* — отдельной, т. е. не связанной с обмотками *ВН* и *СН*. При этом в трехфазном автотрансформаторе обмотка *НН* соединена в звезду треугольник для гашения третьей гармоники магнитного потока.

Трехобмоточные автотрансформаторы применяются на распределительных подстанциях с подключением к трем линиям электропередачи с разными напряжениями.

Автотрансформаторы с несколькими ответвлениями особенно удобно применять для регулирования напряжения. На рис. 8.2 изображен регулировочный автотрансформатор типа РНО.

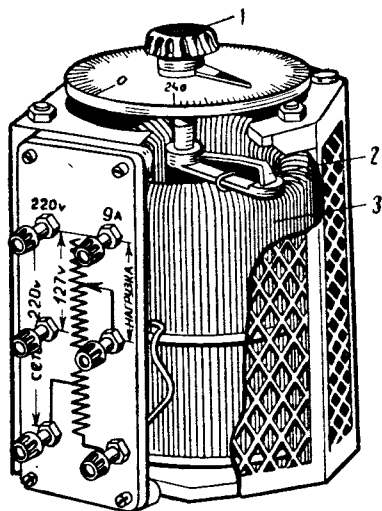


Рис. 8.2. Регулировочный автотрансформатор типа РНО:

1 — ручка регулятора; 2 — щеткодержатель; 3 — обмотка

§ 8.2. РАСПОЛОЖЕНИЕ ОБМОТОК АВТОТРАНСФОРМАТОРА НА СТЕРЖНЯХ МАГНИТОПРОВОДА

Как было уже отмечено, серийный и общий участки обмотки авто трансформатора следует рассматривать как первичную и вторичную обмотки трансформатора. Это следует учитывать при расположении обмотки на стержнях магнитопровода во избежание возникновения большого магнитного потока рассеяния.

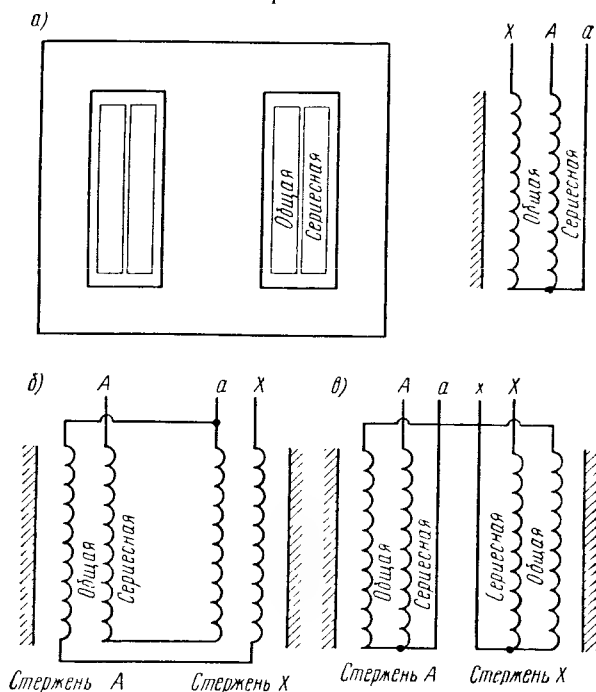


Рис. 8.3. Расположение обмоток автотрансформатора:

а — при броневом магнитопроводе; б и в — при стержневом магнитопроводе

При одном стержне, несущем обмотки (при броневом типе магнитопровода), витки каждого участка обмотки должны располагаться по всей высоте стержня (рис. 8.3, а). При расположении обмотки на двух стержнях магнитопровода витки каждого участка должны быть распределены поровну на обоих стержнях (рис. 8.3, б, в).

§ 8.3. ТРЕХФАЗНЫЕ АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ

Обмотки трехфазного автотрансформатора насаживаются на обычный трехфазный магнитопровод. Каждый участок обмотки каждой фазы (при концентрическом расположении обмоток) распределяется по всей высоте окна магнитопровода (рис. 8.4).

Трехфазные автотрансформаторы преимущественно соединяются по схеме звезда (условное обозначение Y-авто). На рис. 8.5 показана векторная диаграмма трехфазного автотрансформатора.

Расчет токов для каждого участка обмотки производится аналогично однофазному автотрансформатору.

Соотношения фазных и линейных напряжений будут точно такими же, как и у трехфазных трансформаторов при схеме звезда—звезда. Фазные напряжения $ВН$ и $НН$ в $\sqrt{3}$ раз меньше линейных напряжений $ВН$ и $НН$.

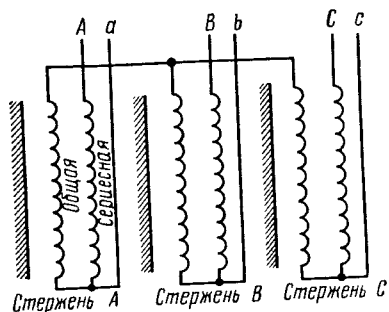


Рис. 8.4. Расположение обмоток трехфазного автотрансформатора

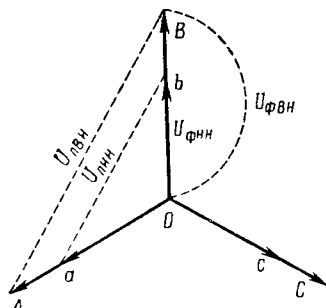


Рис. 8.5. Векторная диаграмма трехфазного автотрансформатора

Вследствие этого линейный коэффициент трансформации K_L равен фазному K_ϕ , т. е.

$$K_L = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{U_{фВН} \sqrt{3}}{U_{фНН} \sqrt{3}} = \frac{U_{фВН}}{U_{фНН}} = K_\phi,$$

где

$$K_L = \frac{AB}{ab} \text{ и } K_\phi = \frac{AO}{aO}.$$

Первичная и вторичная э. д. с. совпадают по фазе. Как видно из векторной диаграммы, автотрансформатор при схеме звезда имеет группу соединения 0.

Типовая мощность трехфазного автотрансформатора по отношению к его проходной мощности определяется тем же коэффициентом выгоды, что и для однофазного автотрансформатора,

$$S_T = K_{ат} S = \frac{U_{ВН} - U_{НН}}{U_{ВН}} S.$$

§ 8.4. РАСЧЕТ ТРЕХОБОМОТОЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ. РЕЖИМ ХОЛОСТОГО ХОДА

При распределении электрической энергии часто встречается необходимость питать при помощи трансформаторов одновременно две сети с различными напряжениями. Для этой цели вместо требующихся для

этого отдельных двухобмоточных трансформаторов с различными коэффициентами трансформации удобнее и экономичнее применять трехобмоточные трансформаторы. Это позволяет упростить и удешевить трансформаторную подстанцию.

Примерная схема распределения электрической энергии при помощи трехобмоточного трансформатора приведена на рис. 8.6.

Трехобмоточные трансформаторы имеют три обмотки: *ВН*, *СН* и *НН*, т. е. высшего, среднего и низшего напряжения.

В трехобмоточном трансформаторе первичная мощность в соответствии с законом сохранения энергии должна быть равна сумме мощностей обеих вторичных обмоток. Но между вторичными обмотками мощность нагрузки может

распределяться различным образом.

Стандартами на силовые трансформаторы предусмотрены следующие четыре исполнения трехобмоточных трансформаторов по соотношению мощностей их обмоток (табл. 8.1).

Обмотка *ВН* всегда выполняется на полную мощность. Эта мощность

Рис. 8.6. Схема распределения электрической энергии при помощи трехобмоточного трансформатора

принимается за номинальную для трехобмоточного трансформатора. Первое по таблице исполнение трехобмоточного трансформатора называется *исполнением на его полную мощность*. Такой трансформатор допускает работу любой пары обмоток или сочетания всех трех обмоток на полную номинальную мощность. Остальные исполнения допускают работу трансформатора при нагрузке обмотки *НН* или *СН* (или обеих вместе) на неполную (до 67%) номинальную мощность. Это не сколько удешевляет стоимость трансформатора, так как при этом уменьшается его типовая мощность.

Таблица 8.1

Исполнение	Мощность, %		
	<i>ВН</i>	<i>СН</i>	<i>НН</i>
1	100	100	100
2	100	100	67
3	100	67	100
4	100	67	67

Исходя из конструктивных соображений, по условиям выполнения изоляции обмотка *ВН* всегда расположена снаружи. Остальные обмотки *СН* и *НН* могут меняться местами. Таким образом возможны

ва порядка расположения обмоток по их напряжениям (считая от стержня): $НН$, $СН$, $ВН$ (рис. 8.7, а) и $СН$, $НН$, $ВН$ (рис. 8.7, б).

Обозначения выводных концов обмоток трехобмоточных трансформаторов согласно стандарту на силовые трансформаторы приняты следующие:

Обмотка $ВН$	$\begin{cases} \text{начала } A, B, C \\ \text{концы } X, Y, Z \end{cases}$
» $СН$	$\begin{cases} \text{начала } A_m, B_m, C_m \\ \text{концы } X_m, Y_m, Z_m \end{cases}$
» $НН$	$\begin{cases} \text{начала } a, b, c \\ \text{концы } x, y, z \end{cases}$

Нулевая точка в схеме звезда трехфазных трансформаторов обозначается O , O_m или o .

Режим холостого хода трехобмоточного трансформатора в принципе не отличается от такового у обычного двухобмоточного трансформатора.

Обозначим для краткости обмотки $ВН$, $СН$ и $НН$ цифрами 1, 2 и 3 считая от наружной обмотки к внутренней — см. рис. 8.7, а).

Если включить одну из обмоток, например 1, в сеть с первичным напряжением U_1 , то в остальных обмотках 2 и 3 будут индуцироваться напряжения U_2 и U_3 .

Так как для каждой из обмоток трехобмоточного трансформатора должна быть справедлива основная формула напряжения

$$U = 4,44 f \omega \Phi \cdot 10^{-4} e,$$

то напряжения U_2 и U_3 будут пропорциональны числам витков ω_2 и ω_3 в обмотках 2 и 3. Иными словами, для каждой из обмоток будут справедливы отношения

$$\frac{U_1}{\omega_1} = \frac{U_2}{\omega_2} = \frac{U_3}{\omega_3} = e_{\omega}.$$

Отношение напряжений, или коэффициент трансформации, какой-либо пары обмоток обозначается буквой K с двойным индексом, например

$$\frac{U_1}{U_2} = K_{12}; \frac{U_1}{U_3} = K_{13}; \frac{U_2}{U_3} = K_{23}.$$

Процессы, происходящие в двухобмоточном трансформаторе, могут быть обобщены и распространены на трехобмоточные (и вообще на многообмоточные) трансформаторы.

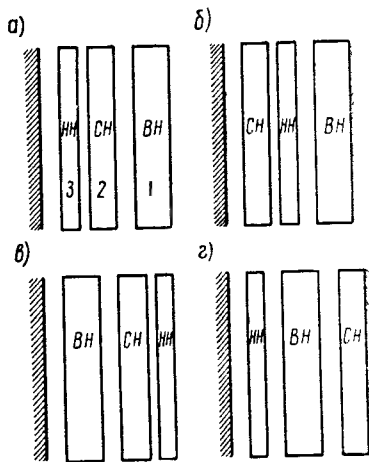


Рис. 8.7. Расположение обмоток трехобмоточного трансформатора на магнитопроводе:

а — обмотка $НН$ первая от стержня; б — обмотка $НН$ между обмотками $СН$ и $ВН$; в и г — неприменяемые расположения обмоток

В частности для трехобмоточного трансформатора будут справедливы уравнения равновесия э. д. с.:

$$E_1 = E_2' = E_3', \text{ или, пренебрегая падениями напряжения, } U_1 = -U_2' = -U_3'; \text{ и уравнение равновесия н. с.}$$

$$I_1 \omega_1 + I_2 \omega_2 + I_3 \omega_3 = I_0 \omega_1 \approx 0.$$

Индексы указанных величин даны в предположении, что первичной является обмотка 1.

Расчет потерь и тока холостого хода трехобмоточного трансформатора аналогичен расчету этих параметров (характеристик) для двухобмоточного трансформатора.

§ 8.5. РЕЖИМ НАГРУЗКИ ТРЕХОБОМОТОЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ. РАСЧЕТ ПОТЕРЬ И НАПРЯЖЕНИЯ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В отличие от двухобмоточного трансформатора у трехобмоточного трансформатора напряжение и потери короткого замыкания нормируются и определяются для каждой пары его обмоток. Таким образом для каждого трансформатора определяются по три значения u_k и P_k . Причем в целях единообразия метода расчета все значения u_k и P_k условно приводят к номинальной (100%) мощности, если даже одна или две обмотки были бы рассчитаны на неполную (67%) мощность.

Для определения фактических падений напряжения и потерь короткого замыкания при заданных вторичных мощностях производится необходимый пересчет. При пересчете можно принять, что падение напряжения практически изменяется пропорционально мощности а потери короткого замыкания — пропорционально квадрату мощности.

Ввиду различия во взаимном расположении обмоток, а также ввиду разных расстояний между обмотками, определяемых в основном шириной главного канала рассеяния, напряжения рассеяния (у трансформаторов большой мощности они почти равны напряжениям короткого замыкания) любой пары обмоток будут сильно отличаться друг от друга.

Стандартами на трехобмоточные силовые трансформаторы (класса напряжения 110 кВ) нормированы следующие значения напряжения короткого замыкания (определяемые в основном значениями напряжения рассеяния).

Между обмотками	1—2	10,5%
То же	2—3	6%
» »	1—3	17%

Напряжение рассеяния между обмотками 1 и 3 получается большим потому, что в ширину главного канала рассеяния входят два канала между обмотками 1—2 и 2—3 и радиальный размер обмотки 2.

Таким образом, в зависимости от порядка расположения обмоток изменяются значения напряжения короткого замыкания для разных пар обмоток (табл. 8.2).

Т а б л и ц а 8.2

Между обмотками	Напряжение короткого замыкания (%) при расположении обмоток по	
	рис. 8.7, а	рис. 8.7, б
<i>ВН</i> и <i>НН</i>	17	10,5
<i>ВН</i> и <i>СН</i>	10,5	17
<i>СН</i> и <i>НН</i>	6	6

Для повышающего трехобмоточного трансформатора обычно принимают 2-й порядок расположения обмоток. При этом первичная ($НН$) обмотка помещается в середине, т. е. на месте обмотки 2. В этом случае падения напряжения в ней относительно двух других обмоток будут наименьшими.

При одновременной нагрузке обеих вторичных обмоток диаграмма распределения тока рассеяния в зоне обмоток (диаграмма Каппа) получает более сложную форму, чем у двухобмоточного трансформатора, и может быть построена как сумма диаграмм вихревых токов рассеяния, создаваемых двумя вторичными обмотками в отдельности.

Форма диаграммы изменяется в зависимости от того, идет ли первичной обмоткой одна из крайних или средняя из трех обмоток.

Приведем диаграммы потоков рассеяния для случая, когда первичной обмоткой является обмотка 1 — рис. 8.8, а, и для случая, когда первичной обмоткой является обмотка 2 — рис. 8.8, б). Стрелками оказаны направления потоков рассеяния в каналах между обмотками. Аштрихованные площади представляют собой геометрические суммы площадей двух диаграмм (трапеций).

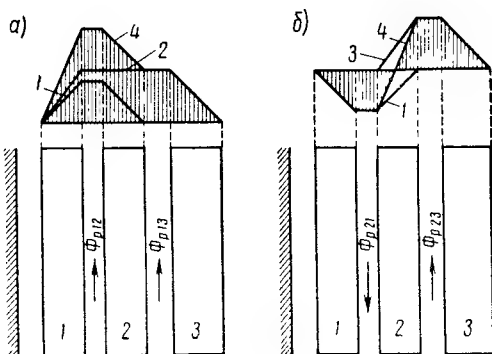


Рис. 8.8. Диаграммы потоков рассеяния трехобмоточного трансформатора:

a — первичная обмотка 1; b — первичная обмотка 2
(1 — поток рассеяния φ_{p12} — между обмотками 1
и 2; 2 — поток рассеяния φ_{p13} ; 3 — поток рассея-
ния φ_{p23} ; 4 — суммарный поток рассеяния)

8.6. РАСЧЕТ ИНДИВИДУАЛЬНЫХ ПАДЕНИЙ НАПРЯЖЕНИЯ ТРЕХОБМОТОЧНОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Ранее было сказано, что у трехобмоточного трансформатора определяются три значения напряжения короткого замыкания, для трех пар обмоток соответственно. Однако при одновременной загрузке обеих

вторичных обмоток и любом распределении нагрузки между ними определить фактические значения напряжения короткого замыкания изменения напряжения для каждой из них по значениям напряжения короткого замыкания только для пар обмоток затруднительно.

В этом случае прибегают к определению значений эквивалентных индивидуальных напряжений рассеяния и короткого замыкания, условно отнесенных к каждой из обмоток в отдельности.

Аналогично тому, что каждая из обмоток 1, 2 и 3 трехобмоточного трансформатора имеет свое активное сопротивление r_1 , r_2 или r_3 и, следовательно, в каждой из них имеется активное падение напряжения u_{a1} , u_{a2} или u_{a3} , можно предположить, что в каждой из них имеется индуктивное сопротивление x_1 , x_2 или x_3 , и также имеют место индуктивные индивидуальные падения напряжения u_{p1} , u_{p2} или u_{p3} (напряжения рассеяния).

Значения индивидуальных индуктивных падений напряжения могут быть непосредственно измерены на готовом трансформаторе. Однако они могут быть определены расчетным путем по известным значениям парных падений напряжения, полученным измерениями или рассчитанных по известной формуле для напряжения рассеяния приведенной в гл. V.

Индивидуальные напряжения рассеяния каждой из обмоток какой-либо их пары в сумме составляют напряжение рассеяния данной пары, т. е.

$$\begin{aligned} u_{p1} + u_{p2} &= u_{p12}; \\ u_{p2} + u_{p3} &= u_{p23}; \\ u_{p1} + u_{p3} &= u_{p13}. \end{aligned}$$

Откуда, решая эту систему уравнений, нетрудно получить, что индуктивные напряжения рассеяния для каждой обмотки будут

$$\begin{aligned} u_{p1} &= \frac{u_{p12} + u_{p13} - u_{p23}}{2}; \\ u_{p2} &= \frac{u_{p12} + u_{p23} - u_{p13}}{2}; \\ u_{p3} &= \frac{u_{p13} + u_{p23} - u_{p12}}{2}. \end{aligned}$$

Например, для указанных ранее (§ 8.4) значений парных напряжений рассеяния и для 1-го порядка расположения обмоток значения индивидуальных напряжений рассеяния для каждой из обмоток будут следующими:

$$\begin{aligned} u_{p1} &= \frac{10,5 + 17 - 6}{2} = 10,75\%; \\ u_{p2} &= \frac{10,5 + 6 - 17}{2} = -0,25\%; \end{aligned}$$

$$u_{p3} = \frac{17 + 6 - 10,5}{2} = 6,25\%.$$

Как видно из данного примера, значение индивидуального напряжения рассеяния может быть также и отрицательного знака.

§ 8.7. РАСЧЕТ ИЗМЕНЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ И К. П. Д. ПРИ РАЗЛИЧНЫХ РАСПРЕДЕЛЕНИЯХ НАГРУЗКИ ПО ВТОРИЧНЫМ ОБМОТКАМ ТРЕХОБМОТОЧНОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Расчетная формула изменения напряжения для трехобмоточного трансформатора, так же как и для двухобмоточного, может быть получена при помощи упрощенной векторной диаграммы. Далее приводятся (без вывода) формулы для определения изменения напряжения для каждой обмотки в отдельности, т. е. для определения индивидуальных изменений напряжения, поскольку такой метод расчета для трехобмоточного трансформатора гораздо удобнее. Эти формулы по внешнему виду сходны с подобной формулой для двухобмоточных трансформаторов.

Для обмотки 1

$$\Delta u_1 = \alpha_1 (u_{a1} \cos \varphi_1 \pm u_{p1} \sin \varphi_1) + \frac{\alpha_1^2 (u_{p1} \cos \varphi_1 \mp u_{a1} \sin \varphi_1)^2}{200},$$

где α_1 — коэффициент загрузки данной обмотки в долях от номинальной мощности;

u_{a1} и u_{p1} — значения индивидуальных активного и реактивного падений напряжения.

Для обмоток 2 и 3 формулы имеют аналогичный вид с соответствующими изменениями индексов.

Изменение напряжения для любой пары обмоток равно алгебраической сумме их индивидуальных изменений напряжения.

Исходя из известных значений α_2 , α_3 , $\cos \varphi_2$ и $\cos \varphi_3$ для обеих вторичных обмоток (в случае когда обмотка 1 является первичной), значения этих же параметров α_1 и $\cos \varphi_1$ для первичной обмотки определяются из формул:

$$\alpha_1 \cos \varphi_1 = \alpha_2 \left(\cos \varphi_2 + \alpha_2 \frac{u_{a2}}{100} \right) + \alpha_3 \left(\cos \varphi_3 + \alpha_3 \frac{u_{a3}}{100} \right);$$

$$\alpha_1 \sin \varphi_1 = \alpha_2 \left(\sin \varphi_2 + \alpha_2 \frac{u_{p2}}{100} \right) + \alpha_3 \left(\sin \varphi_3 + \alpha_3 \frac{u_{p3}}{100} \right);$$

$$\alpha_1 = \sqrt{(\alpha_1 \cos \varphi_1)^2 + (\alpha_1 \sin \varphi_1)^2}.$$

Следует иметь в виду, что величина изменения напряжения в любой паре обмоток трехобмоточного трансформатора зависит также от величины и рода нагрузки третьей обмотки, и, следовательно, на будет меняться при изменении нагрузки в третьей обмотке.

Пример 8.1. Рассчитать падение напряжения трехобмоточного трансформатора мощностью 10 000 ква.

Параметры трансформатора:

Обмотка 1	$u_{a1} = 0,2\%$;	$u_{p1} = 6\%$;
Обмотка 2	$u_{a2} = 0,2\%$;	$u_{p2} = 0,3\%$;
Обмотка 3	$u_{a3} = 0,25\%$;	$u_{p3} = 10,8\%$.

Расчет произведем для двух вариантов:

Вариант I.

$$\alpha_2 = 0,6; \quad \cos \varphi_2 = 0,8;$$

$$\alpha_3 = 0,4; \quad \cos \varphi_3 = 0,9.$$

Трансформатор нагружен на полную мощность ($\alpha_2 + \alpha_3 = 0,6 + 0,4 = 1$).
Определяем значение

$$\alpha_1 \cos \varphi_1 = 0,6(0,8 + 0,6 \cdot 0,002) + 0,4(0,9 + 0,4 \cdot 0,0025) = 0,841;$$

$$\alpha_1 \sin \varphi_1 = 0,6(0,6 + 0,6 \cdot 0,003) + 0,4(0,44 + 0,4 \cdot 0,0108) = 0,539;$$

$$\alpha_1 = \sqrt{0,841^2 + 0,539^2} = 1; \quad \cos \varphi_1 = 0,841; \quad \sin \varphi_1 = 0,539;$$

$$\Delta u_1 = 1(0,2 \cdot 0,841 + 6 \cdot 0,539) = 3,41\%;$$

$$\Delta u_2 = 0,6(0,2 \cdot 0,8 + 0,3 \cdot 0,6) = 0,204\%;$$

$$\Delta u_3 = 0,4(0,25 \cdot 0,9 + 10,8 \cdot 0,44) = 1,99\%;$$

$$\Delta u_{12} = \Delta u_1 + \Delta u_2 = 3,41 + 0,204 = 3,61\%;$$

$$\Delta u_{13} = \Delta u_1 + \Delta u_3 = 3,41 + 1,99 = 5,4\%.$$

Вариант II.

$$\alpha_2 = 0,3; \quad \cos \varphi_2 = 0,8;$$

$$\alpha_3 = 0,4; \quad \cos \varphi_3 = 0,9.$$

Трансформатор нагружен на неполную мощность (мощность обмотки 2 по сравнению с вариантом I снижена вдвое).

Определяем значение

$$\alpha_1 \cos \varphi_1 = 0,3(0,8 + 0,3 \cdot 0,002) + 0,4(0,9 + 0,4 \cdot 0,0025) = 0,6;$$

$$\alpha_1 \sin \varphi_1 = 0,3(0,6 + 0,3 \cdot 0,003) + 0,4(0,44 + 0,4 \cdot 0,0108) = 0,358;$$

$$\alpha_1 = \sqrt{0,6^2 + 0,358^2} = 0,7; \quad \cos \varphi_1 = 0,858; \quad \sin \varphi_1 = 0,512;$$

$$\Delta u_1 = 0,7(0,2 \cdot 0,858 + 6 \cdot 0,512) = 2,275\%;$$

$$\Delta u_2 = 0,3(0,2 \cdot 0,8 + 0,3 \cdot 0,6) = 0,102\%;$$

$$\Delta u_3 = 0,4(0,25 \cdot 0,9 + 10,8 \cdot 0,44) = 1,99\%;$$

$$\Delta u_{12} = \Delta u_1 + \Delta u_2 = 2,275 + 0,102 = 2,38\%;$$

$$\Delta u_{13} = \Delta u_1 + \Delta u_3 = 2,275 + 1,99 = 4,27\%.$$

Из приведенного примера расчета для двух вариантов нагрузок трехобмоточного трансформатора видно, что при уменьшении нагрузок только в одной вторичной обмотке 2 падение напряжения уменьшается также и в другой вторичной обмотке 3. Этим примером показана зависимость режима работы одной обмотки от величины нагрузки другой.

Коэффициент полезного действия (к. п. д.) трехобмоточного трансформатора определяется исходя из суммы нагрузок его обеих вторичных

бмоток по формуле, аналогичной формуле к. п. д. для двухобмоточного трансформатора,

$$\eta = \left(1 - \frac{P_x + \Sigma P_k}{S \cos \varphi_1 + P_x + \Sigma P_k} \right) 100\%,$$

где

$$\Sigma P_k = \alpha_1^2 P_{k1} + \alpha_2^2 P_{k2} + \alpha_3^2 P_{k3};$$

P_x — потери холостого хода, *квт*;

P_{k1} , P_{k2} и P_{k3} — потери короткого замыкания (индивидуальные значения для обмоток 1, 2 и 3), *квт*; остальные обозначения те же, что в формуле изменения напряжения.

Приближенно можно принять, что

$$\cos \varphi_1 = \frac{\alpha_2 \cos \varphi_2 + \alpha_3 \cos \varphi_3}{\alpha_2 + \alpha_3}.$$

Пример 8.2. Определить к. п. д. трехобмоточного трансформатора с данными, указанными в примере 8.1, для двух вариантов нагрузки.

Дополнительные данные: $P_x = 14,5$ *квт*, $P_{k1} = P_{k2} = 20$ *квт*, $P_{k3} = 25$ *квт*.

Вариант I.

$$\alpha_2 = 0,6; \alpha_3 = 0,4; \cos \varphi_2 = 0,8; \cos \varphi_3 = 0,9;$$

$$\Sigma P_k = (0,6 + 0,4)^2 20 + 0,6^2 \cdot 20 + 0,4^2 \cdot 25 = 31,2 \text{ квт}; \cos \varphi_1 = 0,841;$$

$$\eta = \left[1 - \frac{14,5 + 31,2}{(0,6 + 0,4) 10\,000 \cdot 0,841 + 14,5 + 31,2} \right] 100 = 99,46\%.$$

Вариант II.

$$\alpha_2 = 0,3; \alpha_3 = 0,4; \cos \varphi_2 = 0,8; \cos \varphi_3 = 0,9;$$

$$\Sigma P_k = (0,3 + 0,4)^2 20 + 0,3^2 \cdot 20 + 0,4^2 \cdot 25 = 15,6 \text{ квт}; \cos \varphi_1 = 0,858;$$

$$\eta = \left[1 - \frac{14,5 + 15,6}{(0,3 + 0,4) 10\,000 \cdot 0,858 + 14,5 + 15,6} \right] 100 = 99,5\%$$

8.8. РАСЧЕТ ТРАНСФОРМАТОРОВ ДЛЯ ПИТАНИЯ РТУТНЫХ ВЫПРЯМИТЕЛЕЙ

В отдельных отраслях техники и народного хозяйства электропитание должно осуществляться постоянным током, так как переменный ток по некоторым причинам оказывается непригодным. Постоянный ток необходим на транспорте — для питания тяговых электродвигателей, требующих регулирования числа оборотов, для разного рода электрохимических процессов — электролизные ванны, зарядка аккумуляторов и т. д.

Постоянный ток для промышленных целей получают при помощи выпрямления переменного тока, применяя ртутные выпрямители, в которых используется вентильное свойство электрической дуги, горящей в вакууме. Для получения вентильного свойства дуги создают особые условия для ее горения. В последнее время получили распространение также твердые кремниевые полупроводниковые выпрямители.

Таким образом, для получения постоянного тока прибегают к преобразованию трехфазного переменного тока в так называемый вы-

прямленный, т. е. постоянный пульсирующий ток, который в дальнейшем при помощи фильтров может быть превращен в почти идеальный постоянный ток.

Благодаря вентильному действию ртутного выпрямителя ток в какой-либо фазе вторичной обмотки течет лишь в течение части периода (через тот анод выпрямителя, напряжение на котором в данный момент выше), поэтому условия работы первичной и вторичной обмоток выпрямительного трансформатора и их расчетные мощности неодинаковы. Типовая мощность P_T выпрямительного трансформатора определяется как полусумма мощностей P_1 и P_2 первичной и вторичных обмоток, т. е.

$$P_T = \frac{P_1 + P_2}{2}.$$

Между средним значением выпрямленного напряжения и действующим значением переменного напряжения вторичной обмотки трансформатора существуют определенные соотношения, которые зависят от числа фаз и схемы включения выпрямителя.

§ 8.9. ОДНО- И МНОГОФАЗНЫЕ СХЕМЫ ВЫПРЯМЛЕНИЯ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА ПРИ ПОМОЩИ РТУТНОГО ВЫПРЯМИТЕЛЯ И ПИТАЮЩЕГО ЕГО ТРАНСФОРМАТОРА

Однофазная двухполупериодная схема. Вторичная обмотка трансформатора имеет выведенную среднюю точку, являющуюся минусом выпрямленного напряжения U_B . Концы вторичной обмотки подведены

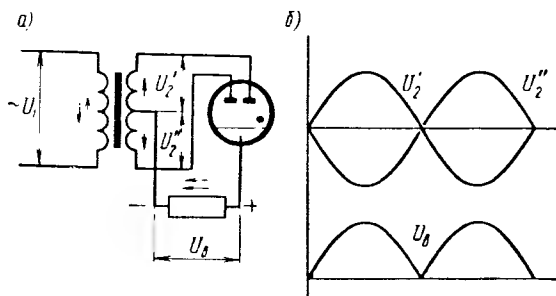


Рис. 8.9. Однофазная двухполупериодная схема выпрямления переменного тока:
а — принципиальная схема; б — графики напряжений

к анодам выпрямителя, катод которого является плюсом выпрямленного напряжения (рис. 8.9, а).

В этой схеме обе половинки вторичной обмотки работают по очереди, по одному полупериоду каждая. Это легко проверить по схеме, учитывая, что в выпрямителе ток может идти только от анода к катоду. Если, например, в какой-то момент напряжение вторичной обмотки

направлено вверх, то ток пойдет лишь через правый анод выпрямителя далее через цепь нагрузки вернется в обмотку. Тока в нижней половине обмотки не будет, так как цепь будет заперта левым анодом. В следующий полупериод картина изменится на обратную. Ток будет идти только по нижней половине обмотки.

В результате во внешней нагрузочной цепи будет течь ток только одного направления, т. е. будет иметь место выпрямленный или постоянный пульсирующий ток (рис. 8.9, б).

Трехфазная схема выпрямления при соединении обмоток трансформатора треугольник—звезда с выведенной нулевой точкой. В трех-

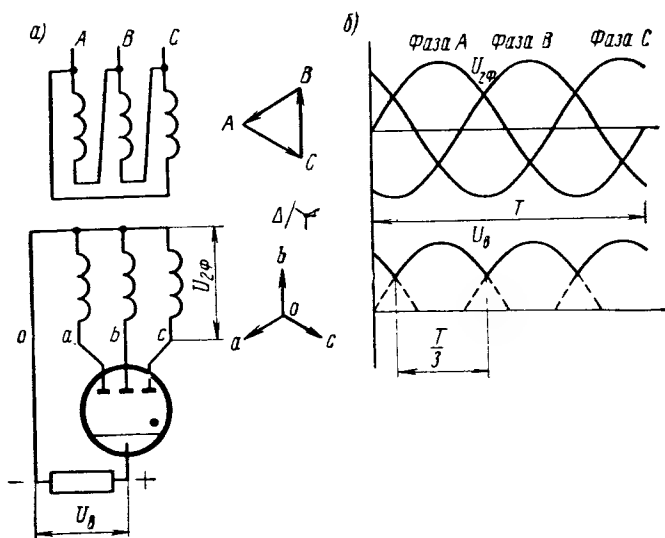


Рис. 8.10. Трехфазная схема выпрямления переменного тока:
а — принципиальная схема; б — графики напряжений

фазной схеме выпрямления линейные вводы вторичной обмотки подсоединены к трем анодам выпрямителя, а нулевая точка является минусом выпрямленного напряжения (рис. 8.10, а).

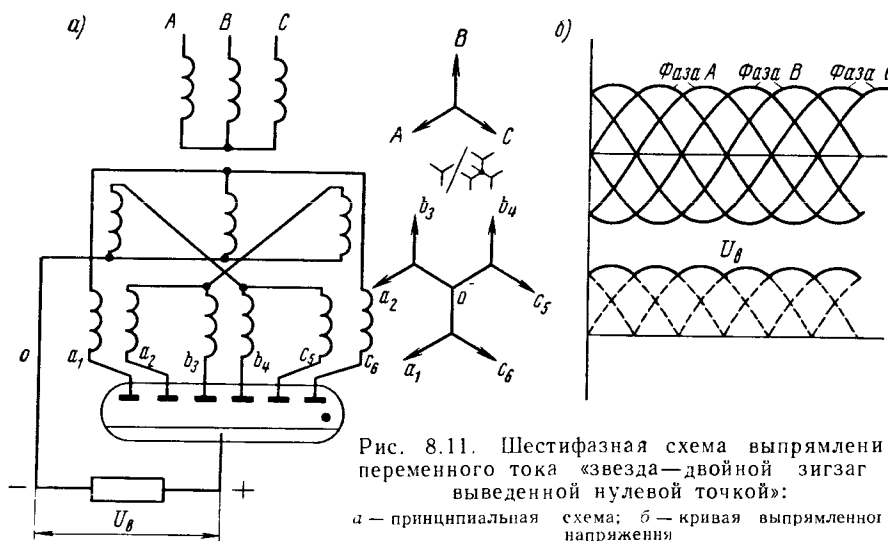
В этой схеме, как и в прочих многофазных схемах, дуга в выпрямителе горит только у анода, имеющего наибольший положительный потенциал, и таким образом каждые $1/3$ периода дуга, а следовательно, ток переходят с одного анода на другой. Благодаря этому аноды, также и фазы вторичной обмотки трансформатора работают по очереди.

Отсюда вытекает требование, чтобы схема трансформатора допускала однофазную нагрузку. Этому требованию удовлетворяют схемы

$$\Delta/Y, \Delta/Y:Y/Y$$

Кривая выпрямленного напряжения при трехфазной схеме имеет меньшую пульсацию, чем при двухполупериодной схеме. Если при двухполупериодной схеме напряжение периодически падает до нуля, то в трехфазной схеме минимальное значение выпрямленного напряжения составляет 0,5 от его амплитуды (см. рис. 8.10, б). Следовательно, трехфазная схема выпрямления дает более ровную кривую выпрямленного напряжения.

Таким образом можно уже прийти к выводу, что дальнейшее увеличение числа фаз на вторичной стороне трансформатора даст еще более



благоприятную кривую выпрямленного напряжения. Поэтому большое распространение получили шестифазные схемы выпрямления.

Шестифазная схема выпрямления звезда—двойной зигзаг с выведенной нулевой точкой. В трехфазном трансформаторе можно получить на вторичной стороне шестифазную обмотку. Одной из таких схем для вторичной обмотки является схема двойной зигзаг, изображенная на рис. 8.11, а.

На каждом стержне магнитопровода трехфазного трансформатора на стороне вторичного напряжения, расположены три катушки. В катушки имеют одинаковое число витков (равноплечий зигзаг). Катушки, составляющие по схеме внутреннюю звезду имеют относительно катушек внешних ветвей в $\sqrt{2}$ раз большее сечение провода. Это объясняется разной длительностью прохождения вторичного тока в катушках: по ветвям внутренней звезды ток идет в течение $1/3$ периода а по внешним ветвям — только $1/6$ периода.

Буквенная часть обозначения концов обмоток соответствует фазе трансформатора, т. е. стержню магнитопровода, на котором располо-

жена обмотка, а цифровой индекс соответствует порядковому номеру анода согласно очередности их работы.

На рис. 8.11, б изображена кривая выпрямленного напряжения при шестифазной схеме.

С первичной стороны допустимы схемы как звезда, так и треугольник, так как в любой момент со вторичной стороны нагружены две какие-либо фазы, и поэтому перекося фаз не возникает.

Шестифазная схема выпрямления треугольник — две обратные звезды с выведенными нулевыми точками. Другой шестифазной схе-

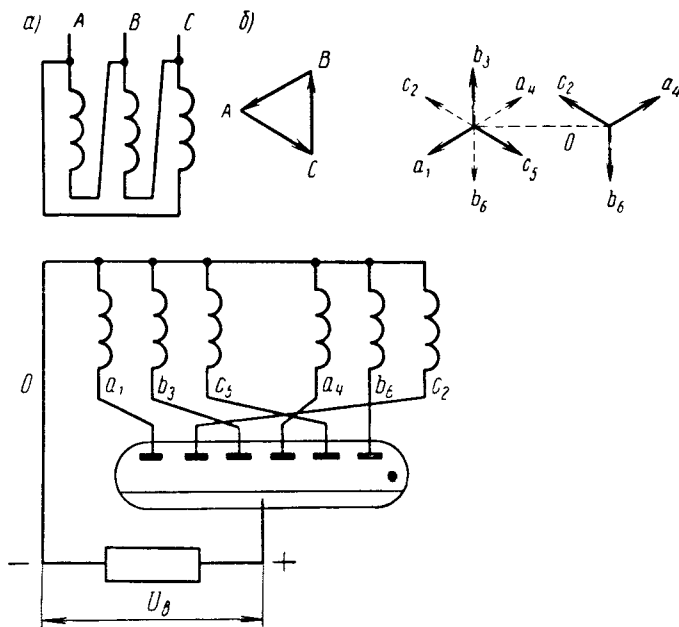


Рис. 8.12. Шестифазная схема выпрямления переменного тока треугольник — две обратные звезды с выведенными нулевыми точками:

а — принципиальная схема; б — векторная диаграмма вторичных обмоток по схеме две обратные звезды

мой вторичной обмотки является схема две обратные звезды (рис. 8.12, а).

На каждом стержне (фазе) магнитопровода расположены две одинаковые вторичные обмотки, причем одна из них входит в схему прямой звезды, а другая — в схему обратной, т. е. повернутой относительно прямой звезды на 180° , или на 6 условных угловых единиц. Это достигается или разным направлением намотки вторичных обмоток или изменением маркировки концов одной из них.

Таким образом, как это можно видеть на векторной диаграмме рис. 8.12, б), совмещением двух вторичных обмоток, соединенных по схеме двух обратных звезд, можно получить шестифазную схему.

Так как в любой момент при работе выпрямителя нагружена лишь одна какая-либо фаза, то первичная обмотка должна быть соединена в треугольник во избежание перекоса фаз и повышения вследствие этого реактивного падения напряжения.

Шестифазная схема с двумя обратными звездами обычно имеет еще уравнильный реактор, включенный между нулевыми точками обеих звезд (рис. 8.13). Назначение уравнильного реактора — получить некоторое перекрытие анодов, что дает более благоприятную кривую выпрямленного тока и увеличение мощности установки. Наличие индуктивности в цепи анода задерживает затухание дуги в момент ее перехода на следующий анод, а ток падает до нуля постепенно. Таким образом, в течение некоторого времени горят два анода.

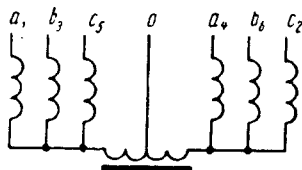


Рис. 8.13. Включение уравнильного реактора между нулевыми точками двух вторичных обмоток

Шестифазная схема с двумя обратными звездами и уравнильным реактором является наиболее употребительной для мощных выпрямителей.

§ 8.10. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СРЕДНЕГО ЗНАЧЕНИЯ ВЫПРЯМЛЕННОГО НАПЯЖЕНИЯ

Для расчета трансформатора, предназначенного для питания ртутного выпрямителя, в числе прочих основных параметров задается среднее значение выпрямленного напряжения U_v . Исходя из этого значения, для расчета обмоточных данных трансформатора требуется

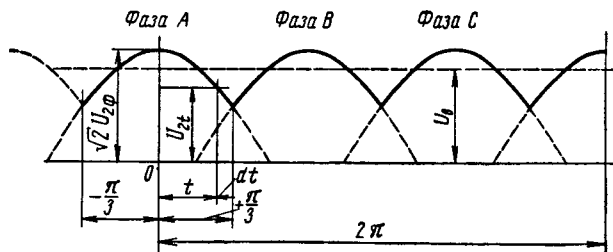


Рис. 8.14. График выпрямленного напряжения при трехфазной схеме для расчета вторичного фазного напряжения

определить его вторичное (фазное) напряжение $U_{2\phi}$. Соотношение между значениями $U_{2\phi}$ и U_v будет различным в зависимости от числ фаз и выбранной схемы.

Возьмем для примера трехфазный трансформатор и определим для него соотношение между переменным и выпрямленным напряжениями.

График выпрямленного напряжения при трехфазной схеме изображен на рис. 8.14.

Момент амплитуды $\sqrt{2}U_{2\phi}$ фазы A выберем за начало координат. Тогда в любой момент t периода (2π) мгновенное значение вторичного напряжения фазы A

$$U_{2t} = \sqrt{2}U_{2\phi} \cos t.$$

Как видно из графика (см. рис. 8.14), напряжение в фазе A поддерживается в промежутке времени от $-\pi/3$ до $+\pi/3$, т. е. длительностью $2/3\pi$, или $1/3$ периода. Очевидно, что среднее значение выпрямленного напряжения $U_{\text{в}}$ будет равно средней ординате кривой на данном участке

$$\begin{aligned} U_{\text{в}} &= \frac{\sqrt{2}U_{2\phi}}{\frac{2}{3}\pi} \int_{-\frac{\pi}{3}}^{+\frac{\pi}{3}} \cos t dt = \frac{\sqrt{2}U_{2\phi}}{\frac{2\pi}{3}} \sin t \Big|_{-\frac{\pi}{3}}^{+\frac{\pi}{3}} = \\ &= \frac{\sqrt{2}U_{2\phi}}{\frac{2\pi}{3}} \left[\sin \frac{\pi}{3} - \left(-\sin \frac{\pi}{3} \right) \right] = \frac{\sqrt{2}U_{2\phi}}{\frac{2\pi}{3}} 2 \sin \frac{\pi}{3} = \\ &= \sqrt{2}U_{2\phi} \frac{\sin \frac{\pi}{3}}{\frac{\pi}{3}} = 1.17U_{2\phi}. \end{aligned}$$

Полученное соотношение справедливо для трехфазной схемы (число фаз $m = 3$).

Нетрудно видеть, что для другого числа фаз формула может быть представлена в следующем общем виде

$$U_{\text{в}} = \sqrt{2}U_{2\phi} \frac{\sin \frac{\pi}{m}}{\frac{\pi}{m}},$$

отсюда

$$\begin{aligned} \text{при } m = 2 \quad U_{\text{в}} &= 0,9 U_{2\phi}; \\ \text{при } m = 6 \quad U_{\text{в}} &= 1,35 U_{2\phi}. \end{aligned}$$

§ 8.11. ТИПОВАЯ МОЩНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРА ДЛЯ ПИТАНИЯ РТУТНЫХ ВЫПРЯМИТЕЛЕЙ

Благодаря поочередной работе фаз вторичной обмотки трансформатора, питающего ртутный выпрямитель (см. § 8.9), его типовая мощность увеличивается по сравнению с силовым трансформатором на ту же номинальную мощность.

Рассмотрим, как наиболее простую, схему двухполупериодного выпрямления (см. рис. 8.9).

Вторичный ток I_2 течет поочередно в каждой половине обмотки в течение полупериода.

Сечение провода вторичной обмотки следует определять по действующему значению некоторого непрерывного тока $I_{2д}$, который по выделяемым в обмотке потерям был бы эквивалентен прерывистому току I_2 . Таким образом, можно написать равенство

$$I_{2д}^2 r_2 = \frac{1}{2} I_2^2 r_2,$$

где r_2 — сопротивление вторичной обмотки;

$\frac{1}{2}$ — коэффициент, учитывающий прохождение тока I_2 в течение полупериода.

Отсюда $I_{2д} = I_2 / \sqrt{2}$, т. е. эквивалентный ток, который является расчетным током для вторичной обмотки, будет в $\sqrt{2}$ раз меньше тока I_2 . Но так как обмотка состоит из двух половин, то на вторичную обмотку при той же плотности тока должно быть израсходовано в $2/\sqrt{2} = \sqrt{2}$ раз больше провода, чем для силового трансформатора той же мощности и, следовательно, сам трансформатор должен иметь большую типовую мощность.

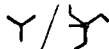
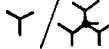
Причина увеличения типовой мощности, таким образом, заключается в неодновременности загрузки обеих частей обмотки током.

Аналогичным образом можно показать, что в общем случае при любом числе фаз m расчетный ток для каждого участка обмотки будет составлять $I_{2д} = I_2 / \sqrt{m}$.

По этой же причине для числа фаз, равном двум и более, и первичная обмотка будет иметь несколько увеличенный расход меди.

Для наиболее употребительных схем выпрямления коэффициенты увеличения типовой мощности приведены в табл. 8.3.

Таблица 8.3

Число фаз	Схема соединения обмоток	Мощность		
		P_2	P_1	P_T
3		$1,71 P_B$	$1,21 P_B$	$1,46 P_B$
6		$1,79 P_B$	$1,05 P_B$	$1,42 P_B$
6		$1,48 P_B$	$1,05 P_B$	$1,26 P_B$

Здесь P_2 , P_1 и P_T — мощности вторичной и первичной обмоток и типовая соответственно; P_B — мощность выпрямленного тока.

Кроме указанного в таблице увеличения типовой мощности, происходящего вследствие неодновременной нагрузки фаз, типовая мощность должна быть еще более увеличена по следующим соображениям:

1. Для вторичной обмотки применяют провода с усиленной витковой изоляцией ввиду возможных возникновений внутренних перенапряжений от обрывов дуги и от обратных зажиганий. Одновременно из условий нагрева, связанного с перегрузочными режимами, берется большее сечение провода.

2. Бóльшее сечение провода берется также исходя из соображений механической прочности ввиду того, что обратные зажигания вызывают большие токи в обмотках, а следовательно, и большие механические усилия

По этой же причине применяется большее число прокладок по окружности обмоток и бóльшая их ширина (50 мм).

Дополнительное увеличение типовой мощности по этим причинам составляет 10—15%.

§ 8.12. СГЛАЖИВАЮЩИЕ ФИЛЬТРЫ

В ряде случаев, например в радиотехнике, необходимо иметь по возможности полностью выпрямленный ток, т. е. с минимальной пульсацией. В этих случаях применяют так называемые фильтры, сглаживающие пульсацию выпрямленного напряжения.

Фильтр состоит из одной или нескольких ячеек, заключающих в себе емкости и индуктивности (фильтровые реакторы) (рис. 8.15).

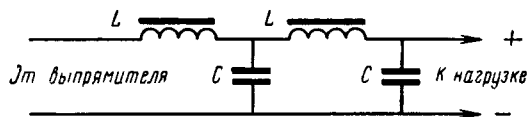


Рис. 8.15. Схема сглаживающего фильтра с двумя ячейками

Количество ячеек и значения емкостей C и индуктивностей L выбираются исходя из заданного коэффициента q_c сглаживания пульсации выпрямленного напряжения, определяемых по формуле

$$LC = \frac{10(q_c + 1)}{m^2},$$

где L — индуктивность реактора, гн;

C — емкость конденсатора фильтра, мкф;

m — число фаз выпрямителя;

$q_c = U_{вх}/U_{вых}$ — коэффициент сглаживания;

$I_{вх}$ и $U_{вх}$ — амплитуды переменной составляющей на входе и выходе фильтра, в.

В фильтрах теряется часть напряжения и расходуется некоторая мощность, вследствие чего наличие фильтров снижает общий к. п. д. выпрямительной установки.

Контрольные вопросы

1. Что называется автотрансформатором?
2. Что такое проходная и типовая мощности автотрансформатора?
3. Что ограничивает применение автотрансформаторов?
4. Как правильно располагать обмотки на стержнях магнитопровода автотрансформатора?
5. В каких случаях применяются трехобмоточные трансформаторы?
6. Как обозначаются вводы трехобмоточных трансформаторов?
7. В чем особенности расчета режимов нагрузки трехобмоточных трансформаторов?
8. Почему для выпрямления переменного тока предпочтительны многофазные схемы?
9. Почему типовая мощность выпрямительного трансформатора больше, чем у силового трансформатора, на ту же номинальную мощность?

РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРА

§ 9.1. ТРЕБОВАНИЯ ГОСТа К РЕГУЛИРОВАНИЮ НАПРЯЖЕНИЯ

Необходимость регулирования напряжения трансформатора, или изменения коэффициента трансформации, может возникнуть во многих случаях применения трансформатора в зависимости от условий его работы. В большинстве случаев (для силовых трансформаторов) это вытекает из требования обеспечить постоянство напряжения у абонентов — потребителей электроэнергии, находящихся на различных расстояниях от электростанций или распределительных подстанций. Напряжение сети у таких абонентов может сильно отличаться между собой. Кроме того, напряжение у абонентов может меняться от изменения величины нагрузки сети. По указанным причинам величина напряжения сети может выходить за пределы допустимых колебаний напряжения ($-2,5\% + 5\%$ для освещения и $-5\% + 10\%$ для электродвигателей), предусмотренных ГОСТ 13109—67 «Нормы качества электрической энергии у ее приемников».

Из известных методов регулирования напряжения при больших мощностях исключительное применение вследствие своей надежности и сравнительной простоты конструкции получил метод изменения числа действующих витков одной из обмоток трансформатора. Изменение числа витков осуществляется при помощи вывода регулировочных отзетвлений от обмотки, благодаря чему регулирование получается ступенчатым. При наибольшем напряжении включены все витки обмотки. При понижении напряжения часть витков отключается.

Согласно стандартам на силовые трансформаторы ГОСТ 11920—66 и ГОСТ 12022—66 пределы и ступени регулирования обмотки *ВН* установлены следующие:

1. Для схем с переключением без возбуждения (*ПБВ*) для всех трансформаторов мощностью от 25 до 40 000 *кВА* пределы регулирования установлены $\pm 2 \times 2,5\%$.

2. Для трансформаторов мощностью до 630 *кВА* в некоторых случаях допускаются пределы регулирования $\pm 5\%$.

3. Для схем с регулированием под нагрузкой (*РПН*) пределы регулирования установлены согласно табл. 9.1.

Мощность трансформатора, <i>кВа</i>	Напряжение <i>ВН</i> , <i>кВ</i>	Пределы и ступени регулирования
63 ÷ 630	6 и 10	± 6 × 1,67%
100 ÷ 630	20 и 35	± 6 × 1,67%
1000 ÷ 6300	6 и 10	± 8 × 1,25%
1000 ÷ 6300	20 и 35	± 6 × 1,5%
10 000 ÷ 63 000	35	± 8 × 1,5%

§ 9.2. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЕМ БЕЗ ВОЗБУЖДЕНИЯ. ПРЯМАЯ И ОБОРОТНАЯ СХЕМЫ ОБМОТOK

Как было сказано в гл. VII, отключаемые витки должны находиться в середине высоты обмотки. Поэтому могут быть применены две основные схемы *ПБВ*. В этих схемах переключение с одного регулирующего ответвления на другое осуществляется при помощи переключателей.

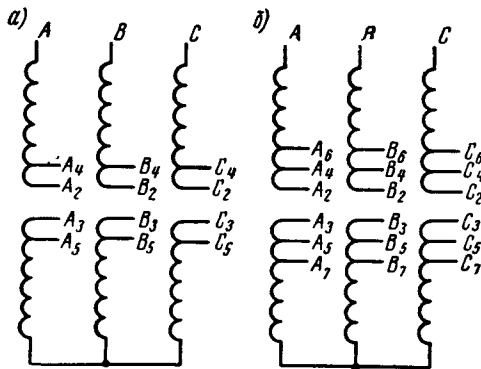


Рис. 9.1. Схема регулирования напряжения *ПБВ* прямые:

а — четыре ответвления на фазу (регулировка ± 5%);
б — шесть ответвлений на фазу (регулировка ± 2 × 2,5%)

Первая схема (рис. 9.1, *а, б*) называется *прямой* (с разрывом в середине обмотки). В этой схеме на каждую фазу ставится один однофазный переключатель барабанного типа, показанный на рис. 14.21. Каждый из трех переключателей (у трехфазного трансформатора) имеет отдельный привод, выведенный на крышку бака трансформатора. Порядок соединения ответвлений по ступеням напряжения (для фазы *С* на рис. 9.1, *б*) указан в табл. 9.2

Таблица 9.2

Положение переключателей	Степень напряжения	Соединение ответвлений фазы <i>С</i>
I	+5%	$C_2 - C_3$
II	+2,5%	$C_3 - C_4$
III	Номинальная	$C_4 - C_5$
IV	-2,5%	$C_5 - C_6$
V	-5%	$C_6 - C_7$

Аналогичным образом соединяются ответвления у остальных фаз А и В.

Вторая схема (рис. 9.2) называется *оборотной*. В этой схеме применяется один трехфазный переключатель с девятью контактами, показанными на рис. 14.24. Переключатель включен в нулевую точку схемы звезда, в которую соединены обмотки, поэтому такой переключатель называют *нулевым*. Порядок соединения ответвлений по ступеням напряжений указан в табл. 9.3.

Переключатели устанавливаются под крышкой бака или на активной части трансформатора и соединяются с указателями на крышке посредством привода. Требуемая ступень напряжения устанавливается в соответствии с положением указателя на верхнем диске поворотом рукоятки или головки привода переключателя.

При установке переключателя совершенно необходимо обеспечить точное совпадение его положения на всех ступенях напряжения с положением указателя на крышке. При неточном совпадении возможен плохой контакт в переключателе, что вызовет перегрев и подгорание контактов и выход трансформатора из строя.

Токоведущие детали переключателя, поскольку они непосредственно соединены с обмоткой, должны быть изолированы на соответствующее напряжение.

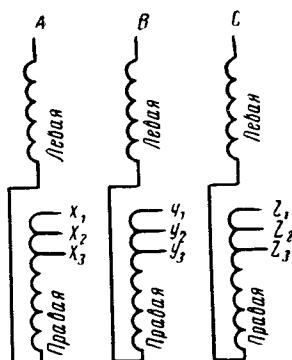


Рис. 9.2. Схема регулирования напряжения ПБВ оборотная с регулировочными ответвлениями близ нулевой точки (регулировка $\pm 5\%$)

Таблица 9.3

Положение переключателя	Ступень напряжения	Соединение ответвлений
I	+5%	$x_1 - y_1 - z_1$
II	Номинальная	$x_2 - y_2 - z_2$
III	-5%	$x_3 - y_3 - z_3$

О конструкции переключателей подробнее сказано в гл. XIV.

На время переключения трансформатор со схемой регулирования ПБВ должен быть полностью отключен от сети. Это необходимо потому, что если бы начать регулировать напряжение, не снимая нагрузки, то либо возникала бы дуга в месте разрыва цепи в переключателе, либо происходило бы короткое замыкание части витков обмотки. Оба эти состояния являлись бы причиной аварии трансформатора.

Таким образом, при применении схем ПБВ приходится время от времени прерывать подачу электроэнергии, что является большим недостатком этих схем.

В связи с развитием крупных энергетических систем и для удобства управления ими непрерывно повышается потребность в регулировании напряжения трансформаторов без перерыва нагрузки, т. е. со схемами *РПН* (регулирования под нагрузкой).

Такие схемы известны уже давно. Отечественная электропромышленность начала выпускать трансформаторы с *РПН* с 1935 г. Но только в последние годы они получили большое распространение и в дальнейшем почти все мощные трансформаторы на 110 кВ и выше будут выполняться с регулированием напряжения под нагрузкой.

Как видно из табл. 9.1, силовые трансформаторы с *РПН* имеют более широкие пределы регулирования, чем трансформаторы с *ПБВ*. В связи с этим конструктивные схемы регулируемых обмоток получают более сложными.

Наиболее распространенной является схема со встроенной регулировкой (рис. 9.3, а) в упрощенном виде включает в себя силовой

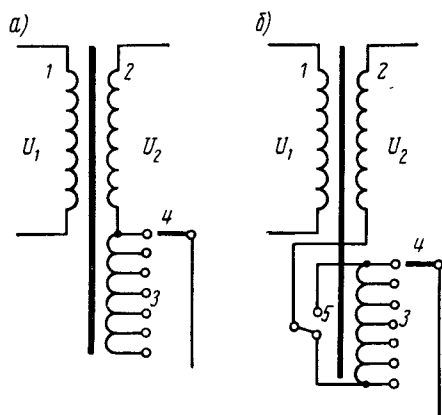


Рис. 9.3. Схемы регулирования напряжения *РПН*:

а — встроенная; б — с реверсированием; 1 — первичная обмотка; 2 — вторичная обмотка; 3 — регулировочная обмотка с ответвлениями; 4 — переключающее устройство; 5 — реверсор

трансформатор с регулировочной обмоткой, ответвления которой переключаются под нагрузкой при помощи специальной аппаратуры, именуемой устройством *РПН*, или переключающим устройством. С целью снижения (в 2 раза) расхода материалов на изготовление регулировочной обмотки иногда применяют схемы с ее реверсированием, т. е. переключением ее направления при помощи специального переключателя (реверсора). Пример такой схемы изображен на рис. 9.3, б. Однако такие схемы несколько усложняют и удорожают переключающие устройства.

Трансформаторы с *РПН* вообще имеют значительно большие габаритные размеры, вес и, следовательно, стоимость по сравнению с силовыми трансформаторами с *ПБВ* той же мощности и на тот же класс напряжения. Увеличение стоимости особенно значительно для трансформаторов меньшей мощности. Так, например, стоимость трансформатора с *РПН* на 1000 кВА и 35 кВ примерно в 2,5 раза превышает стоимость такого же трансформатора с *ПБВ*. При увеличении мощности трансформаторов коэффициент удорожания снижается, так как уменьшается удельная стоимость переключающего устройства по отношению к стоимости активных материалов.

Увеличение стоимости трансформатора с *РПН* происходит, кроме того, за счет более широкого диапазона регулирования, требующего большей типовой мощности.

Стоимость трансформатора с широкими пределами регулирования напряжения зависит также от того, меняется ли при работе трансформатора напряжение со стороны регулируемой или нерегулируемой обмотки, иными словами, работает ли трансформатор при неизменном значении индукции (когда регулируется обмотка в соответствии с поданным на нее напряжением) или при переменной индукции, когда напряжение меняется на другой, регулируемой обмотке. В последнем случае расход материалов на трансформатор будет больше, так как он должен рассчитываться на наименьшую величину индукции.

Увеличение расхода активных материалов при широких пределах регулирования напряжения и при неизменном значении индукции может быть приблизительно определено следующими величинами: 0,5 п% для обмоточной меди и 0,25 п% для электротехнической стали, где п — предел регулирования в %.

Если регулирование напряжения производится на стороне нерегулируемой обмотки, т. е. с изменением индукции, то дополнительный расход активных материалов по сравнению с предыдущим случаем увеличивается примерно в 3 раза: 1,5 п% для меди и 0,75 п% для стали. В соответствии с этим увеличится и типовая мощность трансформатора.

В большинстве случаев переключающие устройства включаются в нейтральную точку регулируемой обмотки, благодаря чему устройства имеют наименьший уровень изоляции по напряжению.

Кроме трансформаторов со встроенным регулированием напряжения применяются также регулировочные автотрансформаторы и так называемые вольтодобавочные агрегаты. Последние обычно состоят из двух трансформаторов — регулировочного и последовательного. Рассмотрение схем таких трансформаторов выходит за пределы данной книги и интересующихся ими мы отсылаем к [Л.7].

§ 9.4. УСТРОЙСТВО И СХЕМА РАБОТЫ ПЕРЕКЛЮЧАЮЩЕГО УСТРОЙСТВА

В настоящее время существует много разработанных схем переключающих устройств. Рассмотрим только две основные, наиболее распространенные схемы с токоограничивающими реакторами или активными сопротивлениями (резисторами).

На рис. 9.4 приведена наиболее распространенная симметричная схема переключающего устройства с реактором и показана последовательность работы его отдельных частей с указанием их промежуточных положений. На этом рисунке буквами $П_1$ и $П_2$ обозначены переключатели, K_1 и K_2 — контакторы, P — реактор.

Эта схема, основанная на принципе сдвоенного переключателя, обеспечивает основное требование, предъявляемое к аппаратуре *РПН*, т. е. отсутствие разрыва тока в главной цепи во время переключения.

Назначение применяемых в реакторной схеме контакторов следую-

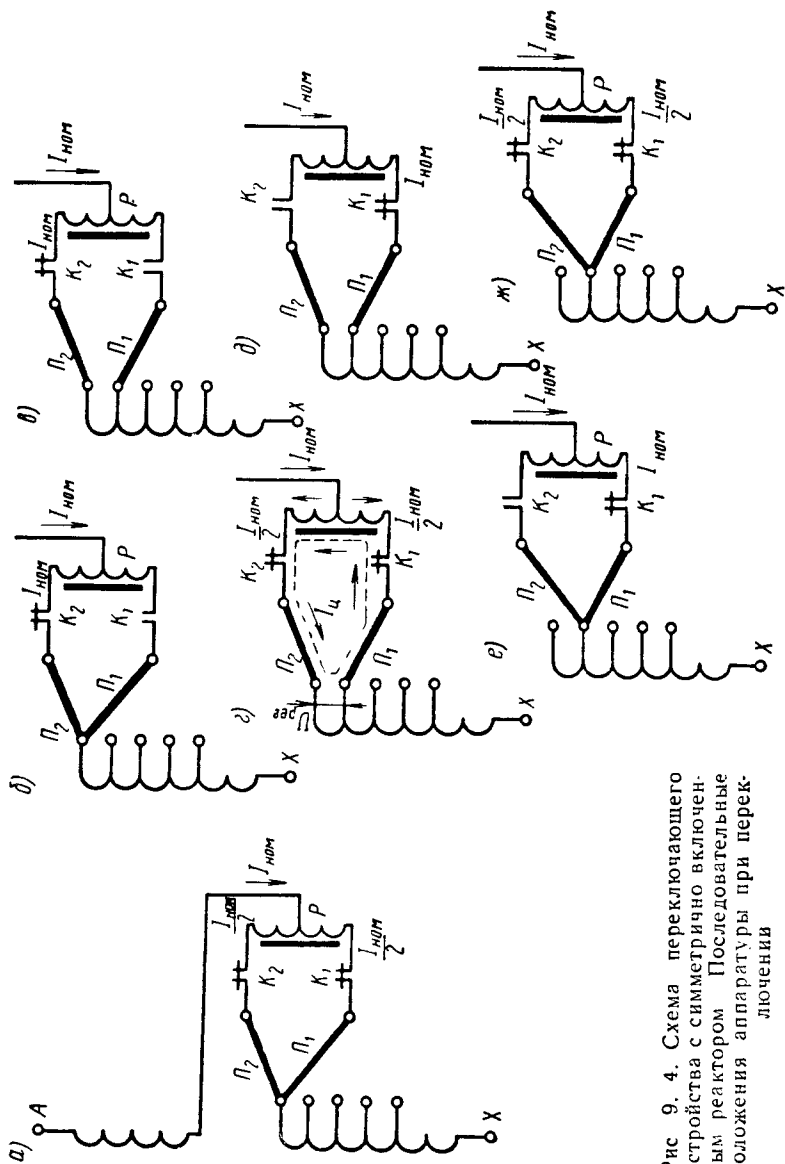


Рис 9. 4. Схема переключающего устройства с симметрично включенным реактором. Последовательные положения аппаратуры при переключении

щее. Переход с одной ступени напряжения на другое в каждом переключателе неизбежно должен сопровождаться разрывом тока в данной ветви и связанным с этим возникновением дуги. Так как у крупных силовых трансформаторов разрывная мощность, приходящаяся на контакт переключателя, достигает 1000 *кв*а и более, то это вызвало бы сильное обгорание контактов. В связи с этим необходимо разделять функции разрыва цепи и переключения, хотя это приводит к удорожанию аппаратуры в целом.

Разрыв дуги поэтому осуществляется специальными, вынесенными в отдельный масляный бак контакторами. Переключение, т. е. переход с одной ступени на другую, производится, таким образом, уже обесточенным переключателем, контакты которого в этих условиях не подвергаются обгоранию. Помещение же контакторов в отдельный бак позволяет осматривать или заменять их, не вскрывая основного бака трансформатора, и при необходимости заменять масло в случае его порчи от воздействия дуги.

При относительно небольших мощностях (до 6300 *кв*а) иногда обходятся без контакторов, но тогда конструкция переключателей должна допускать переключение под током, и они помещаются в отдельном масляном баке.

Переключение в реакторной схеме производится путем поочередного перевода подвижных контактов обоих переключателей Π_1 и Π_2 с одного ответвления обмотки на другое.

В начальном положении оба контактора K_1 и K_2 замкнуты и оба переключателя Π_1 и Π_2 установлены на одно и то же ответвление обмотки. Рабочий ток, разветвляясь, протекает по обоим переключателям, через оба контактора, обе половины обмотки реактора и выходит через среднюю точку последнего (рис. 9.4, *а*).

Переключение с одного ответвления (например, рис. 9.4, *а*) на другое (рис. 9.4, *ж*) происходит в следующем порядке. Сначала размыкается контактор K_1 (рис. 9.4, *б*) и обесточенный переключатель Π_1 переводится в нижнее ответвление (рис. 9.4, *в*). Рабочий ток при этом течет по верхней половине цепи через переключатель Π_2 и контактор K_2 . После этого замыкается контактор K_1 и получается положение моста, при котором регулировочная часть обмотки (между двумя ответвлениями) замкнута на реактор (рис. 9.4, *г*). Рабочий ток разветвляется по обоим параллельным цепям. Кроме того, в образовавшемся замкнутом контуре возникает циркулирующий ток, величина которого

$$I_{\text{ц}} = \frac{U_{\text{рег}}}{X},$$

где $U_{\text{рег}}$ — напряжение регулировочной ступени обмотки;
 X — индуктивное сопротивление реактора.

После положения моста размыкается контактор K_2 , затем обесточенный переключатель Π_2 переводится на нижнее ответвление и процесс переключения заканчивается замыканием контактора K_2 (рис. 9.4, *д*, *е*, *ж*).

Последовательность работы переключающей аппаратуры приведена в табл. 9.4.

Таблица 9.4

Наименование	Положения контакторов и переключателей						
	<i>В</i>			<i>М</i>			<i>Н</i>
Контактор K_1 . . .	•			•	•	•	•
То же, K_2	•	•	•	•			•
Переключатель $П_1$	<i>В</i>	<i>В</i>	<i>Н</i>	<i>Н</i>	<i>Н</i>	<i>Н</i>	<i>Н</i>
То же, $П_2$	<i>В</i>	<i>В</i>	<i>В</i>	<i>В</i>	<i>В</i>	<i>Н</i>	<i>Н</i>

Примечание. Буквы *В* и *Н* означают верхнее и нижнее положение переключателей $П_1$ и $П_2$, *М* — положение моста. Точки означают, что контактор замкнут.

Для переключения на следующее ответвление весь процесс повторяется в том же порядке.

В трехфазном трансформаторе переключающая аппаратура сгруппирована таким образом, что переключатели и контакторы под одним и тем же номером, например $П_1$ и K_1 , на всех трех фазах действуют одновременно.

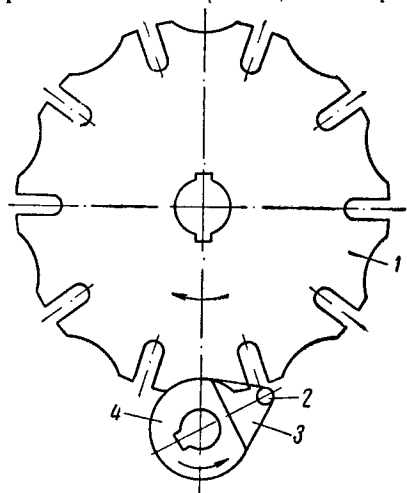


Рис. 9.5. Мальтийская передача:
1 — мальтийское колесо; 2 — цевка; 3 — кри-
вошип; 4 — замок

Движение переключателей и контакторов производится механической передачей от моторного привода. Поочередное действие каждой группы одноименных переключателей достигается применением так называемой мальтийской передачи, а группы контакторов — при помощи кулачкового механизма. Один оборот приводного вала производит один полный цикл переключения, т. е. переход с одной ступени напряжения на другую.

Ведущим звеном мальтийской передачи является поводок, а ведомым — мальтийское колесо (рис. 9.5).

При непрерывном равномерном вращении приводного вала, на котором укреплен поводок, мальтийское колесо, установленное на валу контактной системы переключающего устройства, совершает неравномерное (прерывистое) вращение в соответствии с очередностью работы переключателей.

Действие контакторов осуществляется при помощи кулачкового механизма (рис. 9.6), преобразующего равномерное вращение привод-

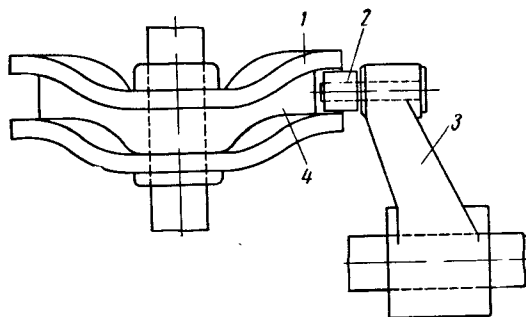


Рис. 9.6. Кулачковый механизм:

1 — кулачок; 2 — ролик; 3 — кривошип; 4 — ведущая канавка

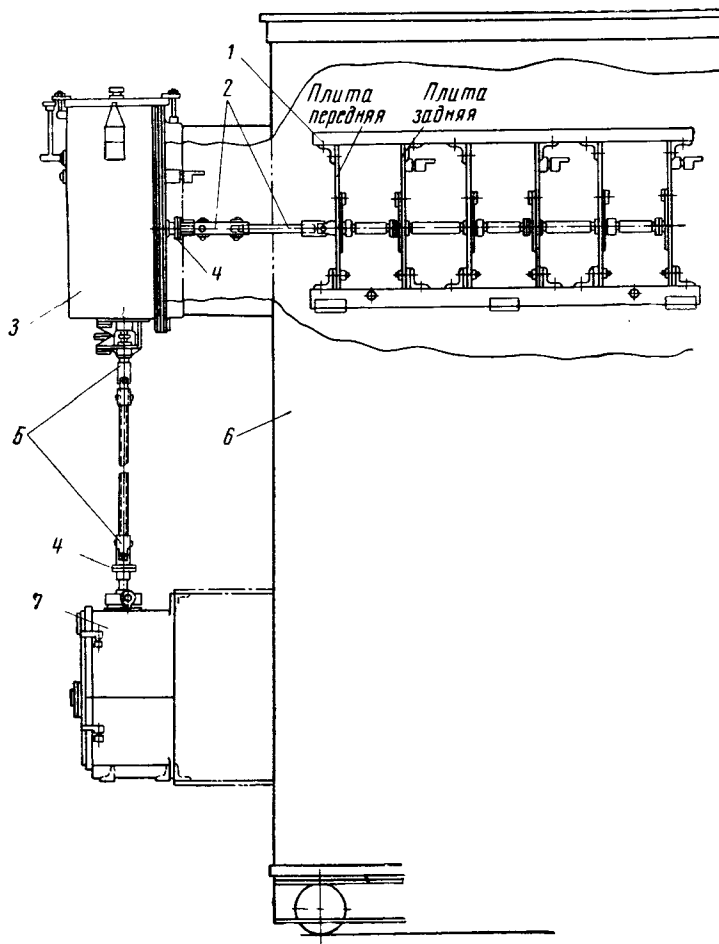


Рис. 9.7. Схема расположения элементов переключающего устройства типа РНТ-13:

1 — переключатель; 2 — горизонтальный вал; 3 — кожух контакторов;
4 — нониусные муфты; 5 — вертикальный вал; 6 — бак трансформатора;
7 — коробка привода

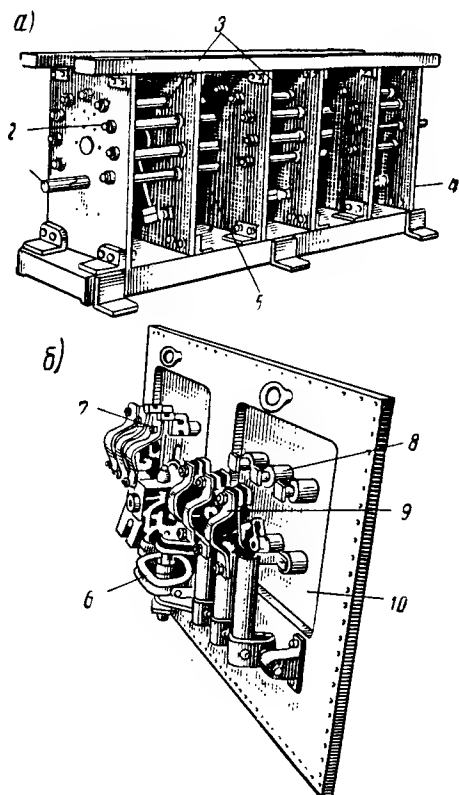


Рис. 9.8. Внешний вид переключателя и контактора переключающего устройства типа РНТ-13

a — переключатель; *б* — контактор: 1 — шарнирная муфта; 2 — неподвижные контакты переключателя; 3 — двойные переключатели; 4 — рама; 5 — вал; 6 — кулачковый механизм; 7 — левая группа контактов контактора; 8 — неподвижные контакты контактора; 9 — правая группа контактов контактора (разомкнута); 10 — плата

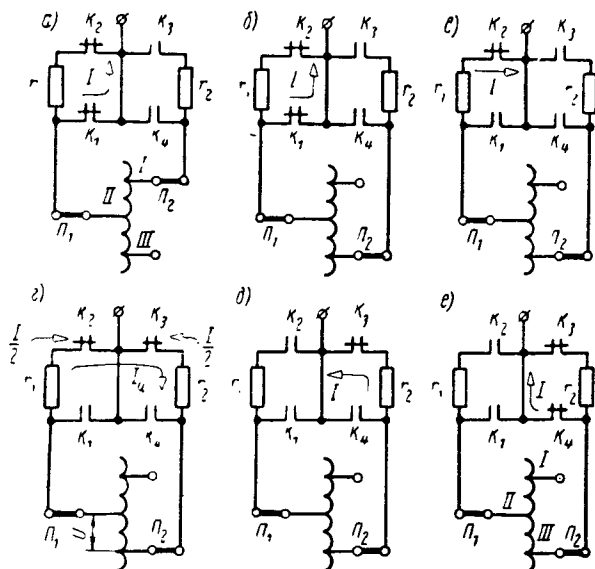


Рис. 9.9. Схема переключающего устройства с симметрично включенными резисторами. Последовательные положения аппаратуры при переключении

ного вала в возвратно-вращательное (или возвратно-поступательное) движение. Необходимая последовательность движения контактов контакторов и переключателей достигается путем установки надлежащего положения ведущих кулачков и поводков, соединенных между собой системой валов, шестерен и муфт.

Примерная схема расположения элементов переключающего устройства (типа РНТ-13), типичная для отечественных трансформаторов с РПН, показана на рис. 9.7, а внешний вид основных элементов устройства РНТ-13 — переключателя и контактора — рис. 9.8.

Токоограничивающие реакторы обычно рассчитаны на длительное прохождение нагрузочного тока и поэтому переключающие устройства с реакторами могут длительно работать в промежуточных положениях. Приводы реакторных переключающих устройств не требуют быстродействующих механизмов и поэтому эти устройства вполне надежны в работе.

На рис. 9.9 приведена наиболее распространенная схема переключающего устройства с симметрично включенными активными токоограничивающими сопротивлениями (резисторами) и показаны промежуточные положения контактов переключателей и контакторов при переключении с одной ступени напряжения на другую.

Эта схема также обеспечивает отсутствие разрыва тока во время переключения.

Предположим, что требуется перевести рабочий ток с ответвления I обмотки (рис. 9.9, а) на ответвление III (рис. 9.9, е).

Как видно из рис. 9.9, а, в первоначальном положении рабочий ток течет через контакт переключателя $П_1$ и контакт контактора K_1 . При переключении в отличие от реакторной схемы в первую очередь движется обесточенный контакт переключателя $П_2$ на нужное ответвление обмотки (рис. 9.9, б). Затем вступает в действие контакторная система, при которой осуществляется следующая очередность работы контактов: размыкается контакт K_1 (рис. 9.9, в), замыкается контакт K_3 , образуя положение мост (рис. 9.9, г), размыкается контакт K_2 (рис. 9.9, д) и, наконец, замыкается контакт K_4 (рис. 9.9, е). Как видно из рис. 9.9, г, ограничение тока короткого замыкания регулировочной ступени в положении моста производится двумя последовательно соединенными резисторами r_1 и r_2 , определяющими величину циркулирующего тока $I_{ц}$.

Разрыв дуги при полном или половинном нагрузочных токах производится контактами K_1 и K_2 (соответственно) контактора.

Переключающие устройства с токоограничивающими резисторами находят все большее применение, так как имеют следующие преимущества перед переключающими устройствами с реакторами.

1. Токоограничивающие резисторы имеют значительно меньшие габаритные размеры по сравнению с реакторами и могут быть конструктивно объединены с контактором, т. е. могут составлять конструктивную часть контактора, тогда как реакторы требуют специального места в баке и их обмотки должны быть изолированы на полное рабочее напряжение регулируемой обмотки.

2. Устройства с резисторами не требуют для контакторов отдельного бака, так как гашение дуги происходит очень быстро (сотые доли секунды).

Вместе с тем конструкция переключающих устройств с резисторами получается, как правило, значительно сложнее, чем для переключающих устройств с реакторами. Резисторы рассчитаны лишь на кратковременную работу, а наличие мощных пружин, большие скорости подвижных частей и связанные с этим механические удары предъявляют весьма жесткие требования к надежности конструкции, качеству материалов и точности изготовления устройств.

Однако указанные выше преимущества резисторных переключающих устройств, главным образом меньшие габаритные размеры по сравнению с реакторными устройствами, явились причинами того, что они изготавливаются большинством европейских фирм, а в последнее время находят все большее применение у американских фирм, а также и в отечественной промышленности. Это находится в прямой связи с развитием производства сверхмощных автотрансформаторов высокого напряжения.

§ 9.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗНАЧЕНИЙ СОПРОТИВЛЕНИЙ ТОКООГРАНИЧИВАЮЩИХ РЕАКТОРОВ И РЕЗИСТОРОВ

Как было сказано ранее, токоограничивающий реактор необходим в промежуточном положении моста, т. е. когда переключатели P_1 и P_2 стоят на разных ответвлениях обмотки (см. рис. 9.4, в). Участок обмотки между этими ответвлениями не должен перегреваться; для этого необходимо, чтобы ток на этом участке, представляющий собой сумму циркулирующего тока $I_{\text{ц}}$ и половину номинального тока $I_{\text{ном.2}}$, не превышал бы номинального тока $I_{\text{ном}}$, т. е.

$$I_{\text{ц}} + \frac{I_{\text{ном}}}{2} \leq I_{\text{ном}} \quad \text{или} \quad I_{\text{ц}} \leq \frac{I_{\text{ном}}}{2}.$$

Величина циркулирующего тока $I_{\text{ц}}$ определяется напряжением $U_{\text{рег}}$ регулировочной ступени обмотки и индуктивным сопротивлением X реактора

$$I_{\text{ц}} = \frac{U_{\text{рег}}}{X}.$$

откуда

$$\frac{U_{\text{рег}}}{X} \leq \frac{I_{\text{ном}}}{2} \quad \text{или} \quad X \geq \frac{2U_{\text{рег}}}{I_{\text{ном}}}.$$

Таким образом получаем, что индуктивное сопротивление X реактора должно быть не меньше удвоенного напряжения регулировочной ступени, деленного на номинальный ток. Сопротивлениями контакторов переключателей и контакторов при этом пренебрегают. Обмотка реактора обычно рассчитывается на длительную работу при номинальном токе.

Аналогичным образом могут быть определены значения сопротивлений токоограничивающих резисторов. Величина сопротивления резистора

$$r = \frac{U_{\text{пер}}}{I_{\text{ц}}},$$

где $I_{\text{ц}}$ — циркулирующий ток, выбирается равным нагрузочному току $I_{\text{ном}}$.

Так как переключение ступеней в резисторном переключающем устройстве производится быстродействующей аппаратурой и по схеме устройства не допускается остановка в положении моста, плотности тока в резисторах допускаются относительно большими, а их габаритные размеры вследствие этого получаются небольшими.

§ 9.6. СХЕМЫ РПН С ПЛАВНЫМ РЕГУЛИРОВАНИЕМ НАПЯЖЕНИЯ

При мощности трансформатора, не превышающей нескольких десятков *кВа*, возможно применение плавного регулирования напряжения. Из многочисленных предложенных схем рассмотрим две, которые находят применение в отечественном трансформаторостроении.

Трансформаторы с подвижными контактами. У этих трансформаторов подвижный контакт (графитовая щетка или ролик) скользит непосредственно по оголенным виткам регулируемой обмотки, расположенной снаружи.

Схема трансформатора с подвижными контактами показана на рис. 9.10, *а*.

Регулирование в этом случае получается мелкоступенчатым. Чтобы при передвижении контакта (щетки) не происходило разрыва тока в цепи, щетка перекрывает одновременно два-три витка. Токоограничивающим сопротивлением в данном случае является сама щетка, изготовленная из графита специально подобранной для этой цели марки. Во избежание дугобразования и перегрева контакта величину вольт на виток ограничивают до 1, а мощность на контакте — до 40 *ва*. При больших токах применяют две и более щеток, соединенных параллельно.

Трансформаторы с подвижными контактами часто применяются для регулирования напряжения, и они выполняются по автотрансформаторной схеме. Для лабораторных целей, а также для бытовых регуляторов напряжения выпускаются трансформаторы с обмотками, намотанными на ленточные тороидальные магнитопроводы и с роликовыми гокошьемниками.

К недостаткам таких трансформаторов следует отнести износ щеток и сложность конструкции, содержащей механические движущиеся узлы и детали.

Трансформаторы с подвижными обмотками. Трансформатор имеет броневой магнитопровод с удлиненными стержнями и боковыми ярмами. В наиболее простом исполнении трансформатора на его стержне помещены две обмотки, витки которых намотаны в противоположном

направлении, как это показано на рис. 9.10, б. Вдоль стержня повер: основных обмоток может перемещаться третья короткозамкнутая обмотка, высота которой равна высоте каждой из основных обмоток т. е. несколько меньшей половины высоты окна магнитопровода.

Принцип действия трансформатора основан на законе Ленца: сумма потоков внутри короткозамкнутого контура (в данном случае — третьей обмотки) равна нулю. Поэтому при крайнем верхнем положении третьей обмотки все первичное напряжение оказывается прило-

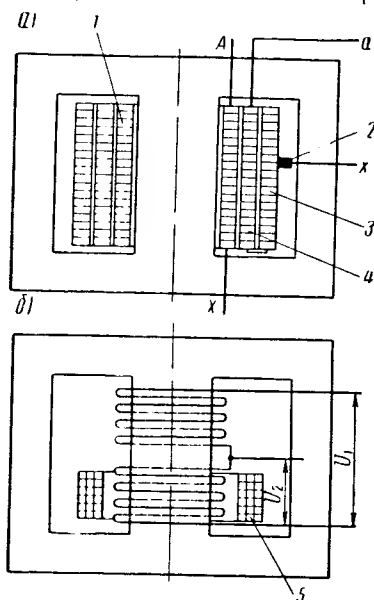


Рис. 9.10 Схемы трансформаторов с плавным регулированием напряжения:

a — с подвижными по оголенным виткам обмотки; *б* — с подвижной короткозамкнутой обмоткой; 1 — первичная обмотка; 2 — подвижный токосъемный контакт; 3 — регулировочная обмотка; 4 — вторичная обмотка (не регулируемая часть); 5 — подвижная короткозамкнутая обмотка

женным как бы только к нижней обмотке, и поэтому вторичное напряжение будет равно первичному. При перемещении третьей обмотки вниз вторичное напряжение будет плавно уменьшаться, так как поток из нижней обмотки будет постепенно вытесняться. И, наконец, в крайнем нижнем положении вторичное напряжение станет равным почти нулю.

Таким образом, путем перемещения третьей короткозамкнутой катушки можно плавно регулировать напряжение в пределах примерно от 0 до U_1 .

По данному принципу возможно применение более сложных схем в зависимости от назначения трансформатора. В частности трехфазный трансформатор выполняется в виде агрегата, состоящего из трех однофазных трансформаторов, подвижные обмотки которых, соединенные вместе, перемещаются при помощи моторного привода. Такие трансформаторы часто используют в качестве стабилизаторов напряжения сети, для чего их снабжают соответствующей аппаратурой автоматики.

Недостатками трансформаторов с подвижными катушками являются повышенные значения тока холостого хода и напряжения рассеяния, сложность конструкции, имеющих подвижные узлы, большие габаритные размеры вследствие половинного значения индукции по сравнению с обычными трансформаторами.

Контрольные вопросы

1. Для чего требуется регулирование напряжения у силовых трансформаторов?
2. Какие применяются схемы ПБВ?

3. В чем заключается основной недостаток схем *ПБВ*?
4. Объясните принцип действия сдвоенного переключателя, применяемого в схемах *РПН*.
5. Каково назначение токоограничивающих реакторов и резисторов в схемах *РПН*?
6. Почему контакторы помещаются в отдельном баке?
7. Каково назначение короткозамкнутой обмотки в трансформаторе с плавным регулированием напряжения?

ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ТРАНСФОРМАТОРА

§ 10.1. НАГРЕВАНИЕ ЧАСТЕЙ ТРАНСФОРМАТОРА ОТ ЕГО ПОТЕРЬ

Потери электрической энергии, возникающие при работе трансформатора в его магнитопроводе и обмотках, а также в деталях конструкции, превращаются в тепловую энергию и вызывают нагревание соответствующих частей трансформатора.

Материалы, из которых изготавливается трансформатор, главным образом его изоляционные детали, допускают нагревание лишь до известного предела. Пределы допустимого нагрева для каждого вида материала устанавливаются опытным путем, исходя из надежной длительной работы трансформатора. Вместе с тем в большинстве случаев более полное использование активных материалов получается при повышении их температуры. В связи с этим трансформатор должен быть рассчитан и сконструирован таким образом, чтобы во время работы было бы обеспечено его достаточное охлаждение.

Выделяющееся в трансформаторе тепло рассеивается в окружающую среду. Это тепло передается через внешнюю поверхность трансформатора — обмоток и магнитопровода у сухих трансформаторов и наружных стенок бака и охлаждающих устройств у масляных трансформаторов. Если бы это тепло не рассеивалось, то температура трансформатора непрерывно бы повышалась за счет его теплоемкости, что привело бы к разрушению в первую очередь его изоляции, и трансформатор вскоре вышел бы из строя.

Находившийся длительное время в отключенном состоянии трансформатор имеет температуру, равную температуре окружающего воздуха. С момента включения трансформатор начинает нагреваться. Как только температура его частей станет выше температуры окружающего воздуха, тепло от трансформатора начнет передаваться окружающему воздуху. С этого момента начинается процесс охлаждения трансформатора.

Но как только трансформатор начнет отдавать тепло окружающему воздуху, повышение температуры его частей будет замедляться, так как одновременно будет усиливаться охлаждение, и, наконец, наступит установившееся тепловое состояние. При этом состоянии количество выделяющегося в трансформаторе тепла станет равным отведенному от него теплу, благодаря чему превышение температуры трансформатора сверх температуры окружающего воздуха станет неизменным. Значение превышения температуры для краткости часто называют *пере*

ревом. Так, например, перегрев обмотки над воздухом означает превышение температуры обмотки сверх температуры окружающего воздуха.

Охлаждение какого-либо нагретого тела в воздухе происходит путем рассеивания тепла с поверхности тела. Это рассеивание тепла происходит двумя путями: 1) тепловым излучением; 2) конвекцией переносом тепла нагретыми частицами воздуха или жидкости).

Так охлаждается трансформатор с естественным воздушным охлаждением, или так называемый сухой трансформатор.

Однако воздушное охлаждение малоинтенсивно и для трансформаторов даже средней мощности является недостаточным. В связи с этим стало применяться (с 1889 г.) масляное охлаждение, позволившее строить крупные трансформаторы и притом на высокое напряжение.

Температура трансформатора, следовательно, складывается из его перегрева над воздухом и температуры окружающего воздуха. Но величина перегрева частей трансформатора над воздухом зависит от величины потерь трансформатора, в свою очередь зависящих от его нагрузки, т. е. от конструкции, режима работы и практически не зависит от температуры окружающего воздуха. Поэтому тепловой расчет трансформатора сводится к определению именно перегрева его частей, а не их температуры, так как температура трансформатора будет меняться с изменением температуры воздуха.

Поскольку нагрев трансформатора ограничивается определенным значением его температуры, то значение наибольшего допустимого перегрева определяется с учетом наибольшей возможной температуры окружающего воздуха. Для Советского Союза в условиях естественного сезонного и суточного изменения принята температура $+40^{\circ}\text{C}$.

§ 10.2. НОРМЫ НАГРЕВА И МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ

Согласно требованиям ГОСТ 11677—65 установлены следующие нормы допустимых перегревов для отдельных частей силовых масляных трансформаторов, которые приведены в табл. 10.1.

Таблица 10.1

Части трансформатора	Превышение температуры, $^{\circ}\text{C}$	Метод измерения
Обмотки	65	По изменению сопротивления
Поверхности магнитопроводов и конструктивных элементов	75	По термометру
Масло в верхних слоях: исполнение герметизированное или с устройством, полностью защищающим масло от соприкосновения с окружающим воздухом	60	По термометру
в остальных случаях	55	То же

Указанная в табл. 10.1 для обмоток норма перегрева установлена исходя из наибольшей допустимой температуры 105—110° С, определенной классом изоляции материала и подтвержденной многолетними условиями эксплуатации и исследованиями (65+40 = 105° С)

Средняя же температура обмотки в течение общего срока службы трансформатора, учитывая колебания температуры окружающего

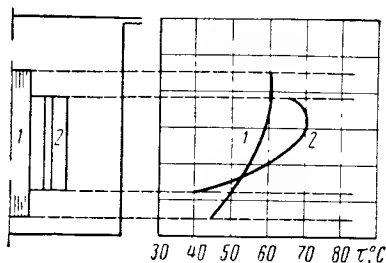


Рис. 10.1. Распределение температуры перегрева по высоте трансформатора и его частей:

1 — магнитопровод; 2 — обмотка

воздуха и изменение нагрузки, будет значительно ниже 105° С. Согласно ГОСТ 11677—65 за расчетную (условную) температуру обмоток, к которой должны быть приведены (по методике ГОСТ 3484—65) потери и напряжение короткого замыкания масляных трансформаторов, принимают +75° С. При этих условиях срок службы изоляции трансформаторов определяется в течение примерно 15—20 лет.

Ввиду того что непосредственное измерение температуры обмотки невозможно, так как она недоступна и находится под напряжением для определения ее температуры пользуются известным физическим свойством металлических проводников изменять свое электрическое сопротивление с изменением температуры. Зависимость между сопротивлением обмотки и ее температурой выражается следующей эмпирической формулой (в диапазоне температур до 150° С)

$$\frac{R_2}{R_1} = \frac{235 + \theta_2}{235 + \theta_1},$$

где R_1 и R_2 — сопротивления обмотки (из медного или алюминиевого провода), измеренные при температурах θ_1 и θ_2 соответственно, ом.

По методу изменения сопротивления обмотки может быть измерено только среднее значение ее температуры, которая по высоте обмотки распределяется неравномерно (рис. 10.1). Наиболее нагретая часть обмотки находится на уровне от $\frac{2}{3}$ до $\frac{3}{4}$ ее высоты и ее температура превышает среднюю температуру обмотки на 10—15° С.

Измерение температуры масла производится непосредственно в его верхних слоях: у трансформаторов малой и средней мощности при помощи термометра, а у крупных трансформаторов — термометрического сигнализатора (рис. 14.12).

Измерение температуры магнитопровода производится термометром или термопарой и притом обычно только при типовых испытаниях трансформаторов или на их опытных образцах.

Для определения перегрева обмотки или масла над воздухом нужно из их температуры, измеренной указанным выше способом, вычесть

температуру окружающего воздуха. Температура воздуха измеряется термометром на расстоянии 1,5—2 м от трансформатора. Термометры помещают в сосуд с маслом, чтобы избежать ошибок в показаниях термометра из-за движения воздуха вблизи трансформатора.

§ 10.3. СПОСОБЫ ТЕПЛОПЕРЕДАЧИ ОТ ОБМОТКИ И МАСЛА ЧЕРЕЗ СТЕНКИ БАКА И ОХЛАЖДАЮЩИЕ УСТРОЙСТВА В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Путь, по которому проходит тепловая энергия, выделяющаяся в обмотках и магнитопроводе трансформатора, может быть разделен на несколько участков. На каждом из этих участков возникает перепад температур, т. е. их разность на границах участков. Рассмотрим участки прохождения теплового потока.

1-й участок — от внутренних точек обмотки или магнитопровода до их наружных поверхностей, омываемых маслом. На этом участке теплопередача осуществляется путем теплопроводности. Если бы обмотка представляла собой однородное тело, равномерно охлаждаемое со всех сторон маслом, т. е. была в отношении ее охлаждения идеальной обмоткой, то распределение температуры по ее толщине (в радиальном направлении) происходило бы по закону квадратичной параболы (рис. 10.2). Однако в реальной обмотке условия распределения температуры отличаются от условий распределения температуры в идеальной обмотке.

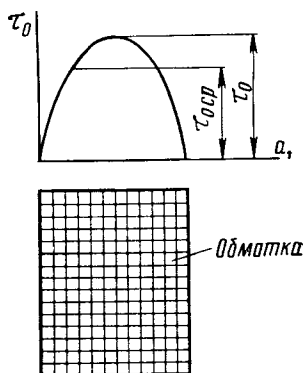


Рис. 10.2. Распределение превышения температуры по сечению обмотки

Поэтому при расчете внутренних перепадов температуры в многолойной обмотке пользуются или эмпирическими формулами, или поправками к расчетной температуре, определенными по опытным данным.

Тепловой расчет силовых трансформаторов несколько упрощается тем, что поскольку каждый провод слоевой или непрерывной обмотки непосредственно омывается маслом, то перепад температуры внутри обмотки практически отсутствует. Температурная поправка дается только в случае применения усиленной (по толщине) витковой изоляции и дополнительной изоляции катушек.

2-й участок — это переход тепла от обмотки к маслу. На поверхности обмоток возникает разность температур между обмоткой и омывающим ее маслом, которая зависит от количества тепла, выделившегося с поверхности обмотки, расположения охлаждаемых маслом поверхностей обмотки, размером масляных каналов и вязкости масла. Разность температур (перегрев) τ_0 поверхности обмотки и масла определяется формулами, составленными на основе экспериментальных данных для каждого типа обмотки. Величина перегрева обмотки над

маслом зависит от удельной тепловой нагрузки поверхности обмотки и может быть выражена в общем виде как:

$$\tau_0 = K_T q_0^n,$$

где K_T — постоянный коэффициент;

q_0 — удельная тепловая нагрузка (плотность теплового потока) поверхности обмотки, $вт/м^2$;

$n = 0,6 \div 0,7$ — показатель степени, определяемый так же, как и коэффициент K_T экспериментально.

Расчетные формулы для каждого типа обмоток приведены в § 10.4

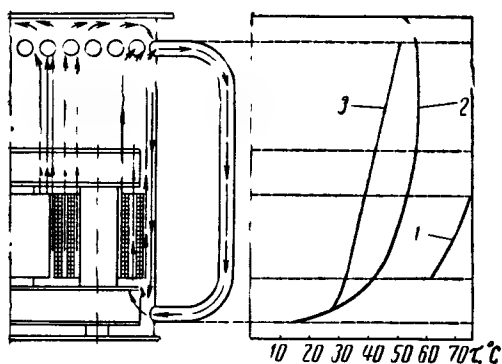


Рис. 10.3. Распределение превышений температуры над воздухом и направление конвекционных токов масла в трансформаторе с трубчатым баком:

1 — обмотка; 2 — масло в баке; 3 — стенка трубы

стенкам бака и охлаждающим устройствам. Масло омывая обмотки трансформатора, уносит с поверхности обмотки выделяющееся в ней тепло. В этом случае передача тепла происходит путем конвекции, т. е. перемещением масла, которое возникает вследствие разности плотностей нагретого и холодного масла. Движение масла вокруг самой обмотки бывает различным в зависимости от типа обмотки формы, размеров и расположения масляных каналов.

Нагретое у поверхности обмотки масло поднимается в верхнюю часть

бака трансформатора, соприкасается со стенками бака и отдает им полученное от обмотки тепло, опускается в нижнюю часть бака и затем вновь возвращается к обмоткам. Если на стенках бака имеются охлаждающие трубы или охладители (радиаторы), то нагретое масло входит в трубы или в верхний патрубок радиатора и, охладившись в трубах, омываемых наружным воздухом, опускается по ним вниз и входит в нижнюю часть бака трансформатора и направляется опять к обмоткам. Затем масло снова нагревается, поглощая тепло, выделяющееся в обмотках и магнитопроводе, и поднимается вверх. Таким образом, в работающем трансформаторе возникает замкнутый конвекционный ток масла в его баке и происходит непрерывный процесс циркуляции масла (рис. 10.3).

4-й участок — это переход тепла от масла к стенке бака трансформатора при наличии разности температур между маслом и стенкой

Эта разность температур определяется теми же законами, что и разность температур между обмоткой и маслом, т. е. она зависит от величины удельной тепловой нагрузки на стенку бака и охлаждающего устройства.

5-й участок — это переход тепла через толщину стенки бака. Разность температур на этом участке не превышает 1°C и поэтому ею обычно пренебрегают.

6-й участок (последний) — это отвод тепла от стенок бака и охлаждающего устройства в окружающий воздух. С наружной поверхности

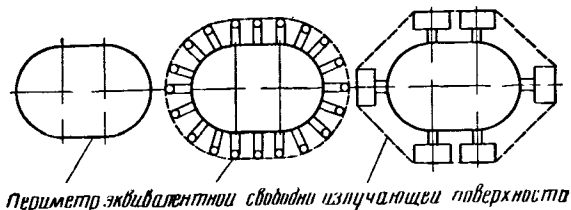


Рис. 10.4. Определение эквивалентной излучающей поверхности для гладкого и трубчатого баков и бака с охладителями

стенки бака тепло отводится в окружающий воздух двумя путями: часть тепла отводится конвекционным потоком воздуха, вторая часть — излучением.

Теплоотдача путем излучения зависит от температуры излучающего тела и температуры воздуха, а также от конфигурации стенки бака и охлаждающего устройства и состояния их поверхности.

Теплоотдача путем излучения с поверхности гладких баков, окрашенных красками с неметаллическими наполнителями, достигает 50—55% общей теплоотдачи. У трубчатых баков или у баков с радиаторами она снижается до 15% общей теплоотдачи. Это происходит вследствие прямолинейного распространения лучистой энергии. Теплоотдача излучением в этом случае происходит не со всей поверхности, а только с внешней огибающей поверхности охлаждающего устройства (рис. 10.4).

Теплоотдача путем конвекции воздуха происходит в отличие от теплоотдачи излучением со всей поверхности бака, труб и охладителей. Она зависит от разности температур стенок бака и воздуха, высоты бака, формы его поверхности и от барометрического давления воздуха. Теплоотдача возрастает с увеличением поверхности бака и охлаждающих устройств, температуры стенок и при увеличении свободного доступа окружающего воздуха к стенкам бака.

При практическом тепловом расчете определяются два основных перепада превышения температуры: превышение температуры обмотки сверх температуры масла и превышение температуры масла сверх температуры воздуха (или, коротко, перегрев обмотки над маслом

и перегрев масла над воздухом). Сумма этих перегревов дает перегрев обмотки над воздухом. При необходимости к перегреву обмотки над маслом прибавляются поправки, зависящие от теплопроводности усиленной витковой и междуслойной изоляции и от размеров масляных каналов, и к перегреву масла над воздухом — поправка, зависящая от отношения высот центров потерь (активной части) и охлаждающего устройства.

§ 10.4. РАСЧЕТ УСТАНОВИВШЕГОСЯ ПРЕВЫШЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ОБМОТКИ ОТНОСИТЕЛЬНО ТЕМПЕРАТУРЫ МАСЛА

Расчет перегрева обмотки ведется исходя из определения его среднего значения. Этот способ расчета удобен тем, что его результаты могут быть проверены экспериментальным путем: средняя температура (а следовательно, и перегрев) может быть измерена по изменению ее активного сопротивления. По этой же причине, базируясь на реальных методах измерения температуры обмоток, нормы нагрева обмоток регламентируют именно среднюю ее температуру, хотя нагрев изоляции обмоток ограничивается ее максимально допустимой температурой.

Установившееся значение перегрева обмотки над маслом наступает примерно через 20—30 мин после включения (или изменения) на грузки. После этого времени все выделяющееся в обмотке тепло передается в окружающее ее масло.

Цилиндрические слоевые обмотки. Перегрев (средний) цилиндрических слоевых обмоток над маслом

$$\tau_o = 0,159 q_o^{\circ, / \circ C}, \quad (10.1)$$

где $q_o = P_k / P_o$ — удельная тепловая нагрузка, $вт/м^2$;

P_k — потери в обмотке, $вт$;

P_o — охлаждаемая (теплоотдающая) поверхность обмотки ($м^2$) определяемая согласно обозначениям на рис. 10.5 по формулам:

для двухслойных обмоток $НН$ из прямоугольного провода

$$P_o = 3 \cdot 3,5 \pi D_{ср} H_o = 3 \cdot 3 \pi n H_o \quad м^2, \quad (10.2)$$

где $D_{ср}$ — средний диаметр обмотки, $м$;

H_o — высота обмотки, $м$;

s — ширина рейки между слоями, $м$;

n — число реек по окружности;

для многослойных обмоток $ВН$ из круглого провода

$$P_o = 3 \pi D_{нар} H_o + 3 \cdot 2 \pi D_k H_o = 3 \cdot 2 \pi n H_o \quad м^2. \quad (10.3)$$

где $D_{нар}$ — наружный диаметр обмотки, $м$;

D_k — диаметр канала.

Последние члены в формулах для P_o учитывают закрытие охлаждаемой поверхности рейками.

При мощности трансформаторов 40 кВА и выше внутри обмотки ВН строится канал на расстоянии $1/3$ толщины обмотки от цилиндра (наиболее нагретой ее зоне). При отсутствии канала охлаждаемой является только наружная поверхность, определяемая только первым членом формулы (0.3).

К перегреву многослойной обмотки, определенной по формуле (10.3), прибавляетсяправка на общую толщину внутренней изоляции обмотки (при $i > 2,5$ мм)

$$\Delta\tau_0 = 1,15 (i - 2,5) q_0 \cdot 10^{-3} \text{ } ^\circ\text{C},$$

где i — суммарная толщина витковой и междуслойной изоляции в радиальном направлении, мм.

Дисковые, непрерывные и винтовые обмотки. Перегрев дисковых обмоток над маслом:

для внутренних обмоток

$$\tau_0 = 0,41 q_0^{0,6} \text{ } ^\circ\text{C}; \quad (10.4)$$

для наружных обмоток

$$\tau_0 = 0,358 q_0^{0,6} \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (10.5)$$

Внутренняя (по расположению на стержне) обмотка имеет худшие условия охлаждения ввиду более затрудненной циркуляции масла в аналах.

Удельная тепловая нагрузка одной катушки (для дисковой и непрерывной обмоток) или одного витка (для винтовой обмотки)

$$q_0 = \frac{21,4 I \omega \delta K_d K_z}{p} \text{ Вт/м}^2, \quad (10.6)$$

где 21,4 — коэффициент удельного сопротивления меди, приведенный к температуре 75°C ;

I — ток в сечении витка, А;

ω — число витков в катушке;

δ — плотность тока, А/мм²;

K_d — коэффициент добавочных потерь;

K_z — коэффициент закрытия поверхности катушки;

p — периметр сечения катушки, мм.

Коэффициент закрытия K_z учитывает закрытие поверхности катушки изоляционными деталями (рейки, прокладки), препятствующими доступу масла.

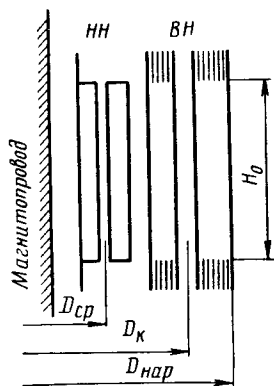


Рис. 10.5. Разрез слоистых обмоток с обозначениями размеров

Коэффициент закрытия (обозначения показаны на рис. 10.6).

$$K_3 = \frac{\pi D_{\text{ср}}}{\pi D_{\text{ср}} - c n}, \quad (10.7)$$

где $D_{\text{ср}}$ — средний диаметр катушек, мм;

c — ширина прокладки, мм;

n — число реек (прокладок) по окружности.

Обычно применяются прокладки шириной $c = 40$ мм.

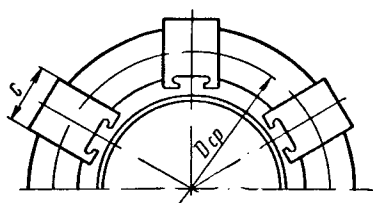


Рис. 10.6. Определение коэффициента закрытия

Число реек выбирается таким чтобы K_3 было бы равным $1,2 \div 1,4$.

К перегреву дисковой обмотки определенной по формуле (10.4) или (10.5), прибавляются поправки: $\Delta\tau_1$ — на увеличенную толщину витковой изоляции (при наличии таковой) и $\Delta\tau_{02}$, учитывающая влияние на конвекцию масла соотношения ширины (высоты) и глубины масляного канала между катушками (витками):

$$\Delta\tau_{01} = 3,1(i - 0,5)q_0 \cdot 10^{-3} \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (10.8)$$

где i — толщина витковой изоляции на обе стороны, мм

$$\Delta\tau_{02} = K_{\text{кан}} q_0 \cdot 10^{-3} \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (10.9)$$

где $K_{\text{кан}}$ — коэффициент, который берется по табл. 10.2, в зависимости от размеров масляного канала.

Таблица 10.

Радиальный размер катушки, мм	Коэффициент $K_{\text{кан}}$ при ширине (высоте) масляного канала, мм					
	1	5	6	7,5	8	10
20	−2,6	−3,7	−4,5	−5,2	−5,2	−5,2
22	−2,4	−3,3	−4,2	−4,9	−5,2	−5,2
24	−2,1	−3,0	−3,9	−4,8	−4,9	−5,2
26	−1,9	−2,7	−3,6	−4,6	−4,8	−5,2
28	−1,6	−2,4	−3,3	−4,4	−4,6	−5,2
30	−1,4	−2,2	−3,1	−4,2	−4,4	−5,2
32	−1,2	−2,0	−2,8	−4,0	−4,2	−5,0
34	−1,0	−1,8	−2,6	−3,7	−4,1	−4,9
36	−0,7	−1,6	−2,3	−3,5	−3,9	−4,8
38	−0,4	−1,4	−2,2	−3,3	−3,7	−4,6
40	−0,1	−1,2	−2,1	−3,1	−3,5	−4,5
45	*	−0,7	−1,6	−2,7	−3,0	−4,2
50	*	−0,2	−1,2	−2,3	−2,6	−3,9
55	*	+0,1	−0,8	−2,0	−2,3	−3,5
60	*	+0,4	−0,3	−1,7	−2,0	−3,2
65	*	*	0	−1,3	−1,7	−2,9
70	*	*	*	−1,0	−1,4	−2,6

* Неприменимые соотношения размеров масляного канала.

Примечание. При промежуточных значениях радиального размера катушки брать ближайшее большее (в положительную сторону) значение коэффициента $K_{\text{кан}}$.

§ 10.5. РАСЧЕТ УСТАНОВИВШЕГОСЯ ПРЕВЫШЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ МАСЛА ОТНОСИТЕЛЬНО ТЕМПЕРАТУРЫ ОКРУЖАЮЩЕГО ВОЗДУХА

Расчет перегрева масла ведется также исходя из определения среднего перегрева.

Средний перегрев $\tau_{\text{мас}}$ масла, т. е. среднее значение его перегрева по высоте бака (рис. 10.1), определяется для естественного охлаждения по кривой (рис. 10.7). Уравнение той кривой имеет вид

$$\tau_{\text{мас}} = 0,262 q_6^{0,8} \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (10.10)$$

де $q_6 = \frac{P_{\text{х}} + P_{\text{к}}}{P_6}$ — удельная тепловая нагрузка поверхности бака (или охлаждающего устройства), $\text{вт}/\text{м}^2$;

P_6 — охлаждаемая (теплоотдающая) поверхность бака и охлаждающего устройства, приведенная к гладкой стенке бака, м^2 .

Максимальное значение перегрева масла имеет в верхних слоях. Именно там измеряется его температура. Расчетное значение перегрева в с.мас верхних слоев масла, которое не должно превосходить значений, указанных в табл. 10.1, определяется по эмпирической формуле

$$\tau_{\text{в.с.мас}} = 1,2 \tau_{\text{мас}} + \Delta \tau_{\text{мас}}, \quad (10.11)$$

де $\Delta \tau_{\text{мас}}$ — поправка на отношение высот центров потерь и охлаждения (берется по табл. 10.3).

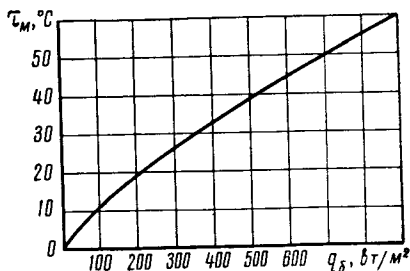
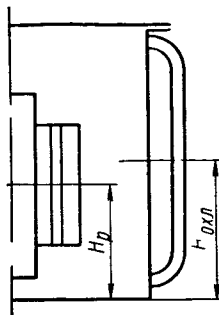


Рис. 10.7. Кривая зависимости среднего превышения температуры масла над температурой воздуха от удельной тепловой нагрузки бака при естественном охлаждении

Рис. 10.8. Высота центров потерь H_p и охлаждения $H_{\text{охл}}$ масляного трансформатора



На рис. 10.8 дано пояснение к табл. 10.3.

Как видно из таблицы, поправка к перегреву масла тем меньше, чем меньше отношение высот центров потерь и охлаждения, что вызывается более интенсивной циркуляцией масла.

Таблица 10.

Сотношение высот центров потерь и охлаждения $H_p/H_{охл}$	Поправка $\Delta\tau_{мас}$ (°C) в зависимости от перегрева верхних слоев масла				
	40	45	50	55	60
0,5	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8
0,55	2,6	2,7	2,8	3,0	3,2
0,6	2,8	2,9	3,1	3,4	3,6
0,65	3,1	3,3	3,5	3,8	4,0
0,7	3,5	3,7	4,0	4,5	4,9
0,75	4,0	4,5	4,9	5,4	6,0
0,8	5,0	5,4	5,8	6,5	7,5
0,85	5,8	6,3	7,4	8,4	9,5
0,9	7,1	8,1	9,0	10,0	11,0
0,95	9,0	9,9	10,8	12,0	13,0
1,0	10,5	11,5	12,7	14,0	15,0

* Значения перегрева верхних слоев масла принимаются равными $1,2 \tau_{мас}$.

§ 10.6. ОХЛАЖДАЮЩИЕ УСТРОЙСТВА МАСЛЯНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ. РАСЧЕТ ОХЛАЖДАЕМОЙ (ТЕПЛООТДАЮЩЕЙ) ПОВЕРХНОСТИ

Для масляных трансформаторов мощностью до 40 *кв*а достаточно иметь стенки баков гладкими без дополнительных охлаждающих устройств.

Чтобы перегрев верхних слоев масла не превышал допустимы 55° С, удельная тепловая нагрузка q_6 согласно формулам (10.10 и (10.11) не должна превышать 570—580 *вт/м²*. Именно такое значение q_6 по соотношению суммарных потерь трансформатора и поверхность его бака получается у трансформаторов мощностью до 40 *кв*а.

Для больших мощностей гладкой поверхности баков становится недостаточно и ее приходится искусственно увеличивать. Это происходит потому, что потери трансформатора растут пропорционально весу его активных материалов меди и стали, а следовательно, и объему, т. е. кубу линейных размеров трансформатора, а поверхность бака — только квадрату его размеров. Иными словами, рост охлаждаемой поверхности трансформатора отстает от роста его потерь при увеличении мощности. Значит, чтобы с ростом мощности трансформатора перегрев масла не увеличивался, необходимо применять дополнительные охлаждающие устройства.

Увеличение поверхности баков для трансформаторов мощностью до 1600 *кв*а достигается путем применения трубчатых баков, т. е. баков, в стенки которых вварены трубы в один, два, три, реже в четыре ряда в зависимости от мощности. Применение большего числа рядов труб становится малоэффективным, поэтому для мощностей свыше 1000—1600 *кв*а и до 10 000 *кв*а применяются гладкие баки с навешенными на них трубчатыми охладителями (радиаторами). Такие охладители

тели бывают одинарными и двойными. Они присоединяются к баку при помощи сваренных в него патрубков с фланцами.

При мощности свыше 10 000 *кв*а естественное масляное охлаждение, даже при помощи отдельных охладителей, становится недостаточным и поэтому применяют форсированное охлаждение — дутьевое (при котором охладители обдуваются струей воздуха), циркуляционное (с принудительной циркуляцией масла) и др.

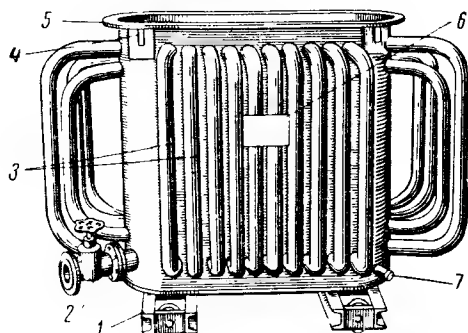


Рис. 10.9. Трубчатый бак трансформатора мощностью 250 *кв*а:

1 — тележка для передвижения трансформатора; 2 — кран для спуска масла; 3 — стальные трубы; 4 — подъемный крюк; 5 — верхняя рама; 6 — пластина для крепления заводского щитка; 7 — пробка для взятия пробы масла

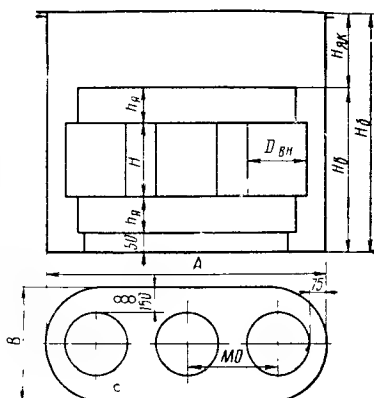


Рис. 10.10. Определение основных размеров бака

Для расчета охлаждаемой поверхности бака необходимо определить его минимальные размеры.

Баки трехфазных силовых трансформаторов обычно имеют (в плане) овальную форму. Такая форма наиболее близко подходит к форме активной части трансформатора и вместе с тем является относительно простой для изготовления бака.

Гладкий бак состоит из стенки, дна и рамы. Стенка изготавливается из стальных листов, соединенных между собой электродуговой сваркой, и приваривается к дну бака. К верхней части стенки приваривается рама. Рама изготавливается из стальной полосы и имеет отверстия, расположенные на одинаковом расстоянии друг от друга. К раме болтами крепится крышка, также изготавливаемая из листовой стали. Между рамой и крышкой помещается прокладка — полоса из маслостойкой резины, служащая герметичным уплотнением этого соединения. Бак с установленной в него активной частью трансформатора заливается трансформаторным маслом.

Трубчатые баки имеют круглые или овальные трубы, сваренные своими концами в стенки. Внешний вид трубчатого бака с круглыми трубами трансформатора габарита II изображен на рис. 10.9.

Минимальные внутренние размеры бака определяются согласно рис. 10.10.

Размеры бака в плане определяются внешними габаритными размерами активной части и минимально необходимыми изоляционными расстояниями от обмоток и отводов до стенок бака.

Для проектируемых промышленных серий силовых трансформаторов указанные изоляционные расстояния берутся по заводским инструкциям или для этого можно пользоваться данными, приведенными в [Л.2]. Для учебных расчетов трансформаторов до 35 кВ достаточно принять расстояние от обмотки ВН до стенки бака ориентировочно равным 150 мм против широкой стенки (со стороны отводов) и 75 мм против закругленной части стенки.

Следовательно, длина

$$A = 2MO + D_{ВН} + 2 \cdot 75; \quad (10.12)$$

ширина

$$B = D_{ВН} + 2 \cdot 150. \quad (10.13)$$

Высота (глубина) бака определяется высотой H_v активной части и минимальным расстоянием от верхнего яра магнитопровода до крышки бака, обеспечивающим размещение нижних частей проходных изоляторов, отводов и переключателей (если последние крепятся под крышкой), а также классом напряжения обмотки ВН.

Таким образом, высота бака

$$H_6 = H + 2h_{я} + H_{я.к} + 50 \text{ мм}, \quad (10.14)$$

где H — высота окна магнитопровода, мм;

$h_{я}$ — высота (наибольшая) яра, мм;

$H_{я.к}$ — расстояние от верхнего яра до крышки (мм) берется по табл. 10.4;

50 мм — примерное расстояние от дна бака до нижнего яра.

Т а б л и ц а 10.4

Класс напряжения обмотки ВН, кВ	Минимальное расстояние от яра до крышки, мм
6	270
10	300
20	350
35	470

Т а б л и ц а 10.5

Число рядов труб	Коэффициент кратности $K_{кр}$
Гладкая стенка	1
1 ряд труб	2,8
2 ряда труб	4,0
3 ряда труб	5,2
4 ряда труб	5,7

Расстояние от яра до крышки, выбранное по табл. 10.4, может быть увеличено, если по ходу расчета охлаждения необходимо увеличить высоту бака (например, для более рационального размещения труб или охладителей).

Исходя из найденных основных размеров бака A , B и H_6 (см. рис. 10.10), может быть определена поверхность боковой стенки овального бака

$$P_6 = p_6 H_6 = [\pi B + 2(A - B)] H_6 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2, \quad (10.15)$$

где p_6 — периметр стенки бака, мм.

Поверхность крышки овального бака

$$P_{кр} = \frac{\pi}{4} B^2 + (A - B)B \cdot 10^{-6} \text{ м}^2. \quad (10.16)$$

Установка труб увеличивает охлаждаемую поверхность бака. Так как теплоотдача путем конвекции происходит со всей поверхности труб, а путем излучения — только с внешней их стороны, то эффективная охлаждаемая поверхность трубчатого бака всегда меньше его геометрической поверхности. Кроме того, коэффициент эффективности теплоотдачи уменьшается с увеличением числа рядов труб. По этой причине применять число рядов труб более четырех нецелесообразно.

Трубы применяются разных размеров и формы: круглые с наружным диаметром 51 и 30 мм и овальные — 75×20 мм.

Расчет эффективной охлаждаемой поверхности трубчатого бака производится путем определения поверхности стенки бака и всех труб с умножением их значений на определенные коэффициенты эффективности, зависящие от числа рядов труб.

Для круглых труб $\varnothing 51$ мм эффективная поверхность трубчатого бака может быть приближенно определена умножением поверхности стенки бака на некоторый коэффициент кратности $K_{кр}$ увеличения охлаждаемой поверхности согласно табл. 10.5.

Значения $K_{кр}$ соответствуют такому размещению труб на стенке бака, при котором расстояние между осями труб в ряду равно 70 мм и между рядами — 75 мм (рис. 10.11).

Если на баке трубы размещены, к примеру, частично в 2 ряда и частично в 3 ряда, то коэффициент кратности будет иметь некоторое промежуточное значение.

Например, предположим, что в 2 ряда покрыто трубами 40% поверхности стенки, а остальная часть — в 3 ряда. Тогда коэффициент кратности

$$K_{кр} = \frac{4,0 \cdot 40 + 5,2 \cdot 60}{40 + 60} = \frac{160 + 312}{100} = 4,72.$$

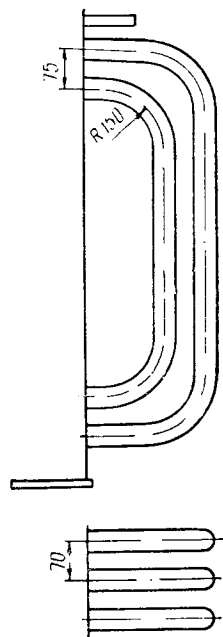


Рис. 10.11. Размещение круглых труб на стенке бака

Таким образом, общая охлаждаемая поверхность трубчатого бака

$$P_{\text{тр. б}} = K_{\text{кр}} P_{\text{б}} + 0,75 P_{\text{кр}}, \quad (10.17)$$

где 0,75 — коэффициент, учитывающий закрытие поверхности крышки бака вводами и другой арматурой.

Радиаторные баки, как было сказано ранее, для установки на них охладителей (радиаторов) имеют в верхней и нижней частях патрубки с фланцами, вваренные в стенки бака.

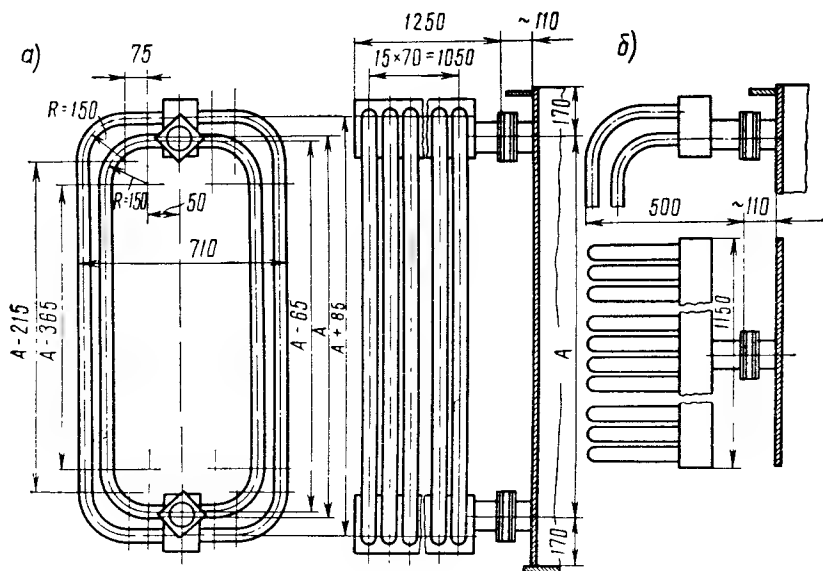


Рис. 10.12. Трубчатый охладитель (радиатор) для естественного масляного охлаждения:

а — двойной охладитель с числом труб $2 \times 2 \times 16 = 64$; б — одинарный охладитель с числом труб $2 \times 16 = 32$

Наиболее широкое применение имеет трубчатый охладитель, двойной или одинарный (рис. 10.12). Для этих охладителей применяются трубы наружным диаметром 51 мм. Как видно из рис. 10.12, охладитель состоит из четырех (двойных) или двух (одинарных) рядов круглых труб по 16 труб в ряду, изогнутых по концам, подобно тому, как это выполняется у трубчатого бака, и вваренных в два прямоугольных коллектора. Коллекторы снабжены двумя круглыми патрубками с фланцами, при помощи которых охладитель присоединяется к баку трансформатора. Двойные охладители располагаются радиально, а одинарные — тангенциально по отношению к стенке бака. В соответствии с этим патрубки находятся либо на торце коллектора, либо на его середине.

Расположение охладителей на баке и минимальные расстояния между ними показаны на рис. 10.13.

Размеры охладителей нормализованы по расстоянию между осями патрубков. Тип охладителя выбирается в зависимости от высоты и периметра бака, а их количество — от требующейся охлаждаемой поверхности. В обозначении типа охладителя числитель означает расстояние A между осями в см, а знаменатель — поверхность в m^2 (см. рис. 10.12).

Основные данные трубчатых охладителей приведены в табл. 10.6.

Общая охлаждаемая поверхность радиаторного бака

$$P_{\text{рад. б}} = nP_{\text{охл}} + P_{\text{б}} + 0,75 P_{\text{кр.}} \quad (10.18)$$

где n — число охладителей;

$P_{\text{охл}}$ — эффективная поверхность охладителя, m^2 ;

$P_{\text{б}}$ — поверхность гладкой стенки бака, m^2 .

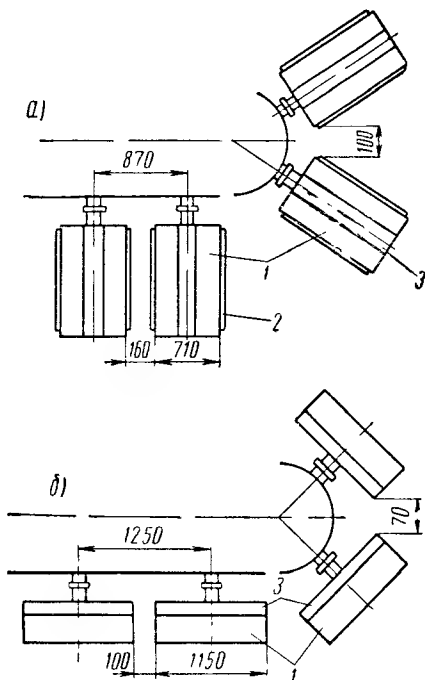


Рис. 10.13. Расположение охладителей на баке и минимальные расстояния между ними:

1 — радиальное расположение двойных охладителей; б — тангенциальное расположение одинарных охладителей; 1 — трубы; 2 — угольники крепления; 3 — коллектор

Таблица 10.6

Тип охладителя		Эффективная поверхность охладителя, m^2		Размер A мм	Минимальная высота бака, $A+34$, мм
одинарного	двойного	одинарного	двойного		
188/9,4	188/17,8	9,45	17,8	1880	2225
200/10	220/18,9	10	18,9	2000	2345
228,5/11,1	228,5/21,2	11,15	21,2	2285	2630
248,5/11,9	248,5/22,7	11,9	22,7	2485	2830
268,5/12,7	268,5/24,4	12,75	24,4	2685	3030
300/13,9	300/26,7	13,9	26,7	3000	3345
325/14,8	325/28,6	14,85	28,6	3250	3595
375/16,7	375/32,4	16,75	32,4	3750	4095

§ 10.7. НЕУСТАНОВИВШЕЕСЯ ТЕПЛОВОЕ СОСТОЯНИЕ ТРАНСФОРМАТОРА

Превышения температуры (перегревы) обмотки и масла, определяемые согласно § 10.4 и 10.5, достигают не сразу, а по истечении некоторого определенного времени. Период времени, в течение которого происходит изменение перегрева

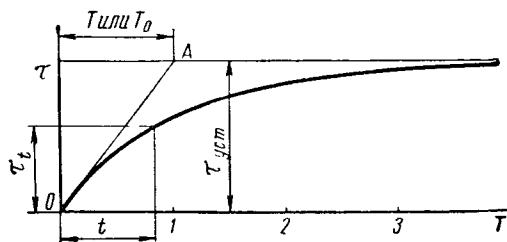


Рис. 10.14. Экспоненциальная кривая нагрева

при неизменной нагрузке (и температуре окружающего воздуха), называется *периодом неустойчивого теплового состояния*.

В первый момент времени включения нагрузки повышение температуры обмотки или масла происходит исключительно за счет их теплоем-

кости, так как теплоотдача отсутствует. Если бы теплоотдача отсутствовала и далее, то нагрев происходил бы равномерно, и перегрев обмотки или масла достиг бы своего значения, соответствующего заданной нагрузке, по истечении некоторого времени T_0 (для обмотки) и T (для трансформатора), называемого *постоянной времени*.

На графике (рис. 10.14) такой нагрев происходил бы по некоторой прямой OA . Фактически нагрев происходит по некоторой экспоненциальной кривой. Кривая нагрева в начале касательна к прямой OA , а далее асимптотически приближается к прямой, параллельной оси абсцисс и имеющей ординату, равную $\tau_{уст}$. Это происходит вследствие постепенного увеличения теплоотдачи с течением времени.

Таким образом, своего установившегося значения перегрев практически достигает спустя время, равное $(3 \div 4) T$. При этом наступает тепловой баланс: количество выделенного в обмотке или трансформаторе тепла становится равным теплу, отведенному через поверхность обмотки или бака.

Уравнение экспоненциальной кривой (при отсутствии начального перегрева)

$$\tau_t = \tau_{уст} \left(1 - e^{-\frac{t}{T}} \right),$$

где τ_t — перегрев в момент времени t ;

$\tau_{уст}$ — установившееся значение перегрева для заданной нагрузки;

T — постоянная времени.

В общем виде при наличии некоторого начального перегрева τ формула кривой нагрева имеет вид

$$\tau_t = \tau_{уст} \left(1 - e^{-\frac{t}{T}} \right) + \tau_n e^{-\frac{t}{T}}.$$

Постоянная времени обмотки

$$T_o = \frac{c_m}{\gamma_k} = \frac{c_m G_m \tau_o}{P_k} \text{ мин},$$

где $c_m = 6,6 \frac{\text{вт} \cdot \text{мин}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}$ — удельная теплоемкость меди;

G_m — вес меди, кг;

$K_{из} = 1,2 \div 1,25$ — коэффициент, учитывающий теплоемкость витковой изоляции.

Постоянная времени трансформатора

$$T = \frac{\Sigma c G \tau}{\Sigma P} = \frac{0,12 \left(G_m + G_c + \frac{2}{3} G_b \right) + 0,5 G_{мас}}{P_x + P_k} \text{ ч},$$

где G_m — вес меди, кг;

G_c — вес стали, кг;

G_b — вес бака, кг;

$G_{мас}$ — вес масла, кг.

Значение постоянной времени силовых масляных трансформаторов обычно бывает $2 \div 4$ ч.

По формулам нагрева и постоянных времени обмотки и масла можно определить их перегрев в любой момент неустановившегося состояния. Можно решить и обратную задачу, например определить время, через которое температура обмотки достигнет допустимого значения при перегрузке трансформатора, т. е. при его нагрузке, превышающей номинальную. Последнее часто требуется в условиях эксплуатации трансформатора.

Контрольные вопросы

1. Для чего требуется охлаждение трансформаторов?
2. Каковы нормы нагрева обмоток и масла?
3. Какими способами измеряются температура обмоток и масла?
4. Почему при тепловом расчете трансформатора определяются превышения температуры обмоток и масла, а не их абсолютные температуры?
5. Как происходит теплопередача от обмотки в окружающий воздух?
6. Отчего возникает циркуляция масла в баке и охлаждающих устройствах?
7. Почему более крупные трансформаторы требуют значительно более сложных и эффективных охлаждающих устройств?

ТИПЫ И УСТРОЙСТВО МАГНИТОПРОВОДОВ

§ 11.1. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ СТАЛЬ

Магнитопровод (сердечник) трансформатора представляет собой замкнутую магнитную цепь, предназначенную для прохождения главного магнитного потока Φ , сцепленного с обеими обмотками. Одним из основных требований, предъявляемых к правильно сконструированному магнитопроводу, является получение возможно меньших потерь и тока холостого хода. Для выполнения этого условия сталь, применяемая для изготовления магнитопровода, должна обладать высокой магнитной проницаемостью, большим удельным сопротивлением и

малой задерживающей (коэрцитивной) силой. Таким образом, свойство стали имеет весьма существенное значение для качества трансформатора в целом.

Материалом для магнитопроводов современных силовых трансформаторов служит специальная электротехническая кремнистая тонколистовая сталь толщиной 0,35 и 0,5 мм. Электротехническая сталь изготавливается по ГОСТ 802—58. Для трансформаторов применяется сталь марок Э42, Э43 и Э43А (горячекатаная) и Э320, Э330 и Э330А (холоднокатаная).

Обозначения марок электротехнической стали состоят из буквенной и цифровой частей

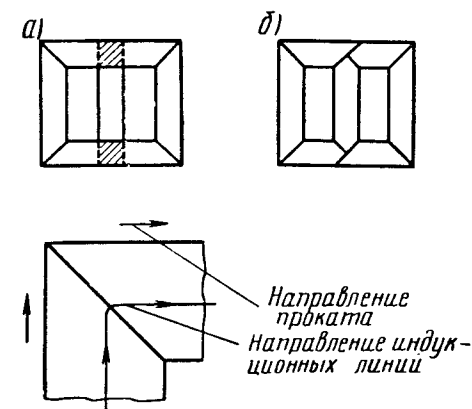


Рис. 11.1. Различные формы косых стыков пластин стержней и ярм:
а — сочетание косых и прямых стыков; б — косые стыки

тей и расшифровываются следующим образом. Буква Э означает, что сталь электротехническая. Первая цифра (3; 4) означает степень легирования стали кремнием: 3 — повышнелегированная сталь с содержанием $2,8 \div 3,5\%$ кремния, со средней плотностью — $7,65 \text{ кг/дм}^3$; 4 — высоколегированная горячекатаная сталь с содержанием $3,8 \div 4,8\%$ кремния, со средней плотностью $7,55 \text{ кг/дм}^3$. Вторая цифра (2; 3) означает гарантированные электромагнитные свой-

ства стали; 2 — с пониженными, 3 — с низкими и буква А после цифры — с особо низкими удельными потерями. Третья цифра 0 означает, что сталь холоднокатаная текстурованная. В течение долгого времени для силовых трансформаторов применялась горячекатаная сталь толщиной 0,5 мм, допускающая индукцию B в сердечнике до 1,4—1,45 тл. В последнее время трансформаторостроение полностью переходит на применение холоднокатаной стали толщиной 0,35 мм, допускающей индукцию B до 1,6—1,7 тл. Повышение индукции, естественно, дает возможность получить экономию в активных материалах, хотя холоднокатаная сталь стоит несколько (на 25—35%) дороже горячекатаной. Кроме того, холоднокатаная сталь требует более усложненную конструкцию магнитопровода и новые методы обработки пластин.

В холоднокатаной стали благодаря применяемой для нее специальной технологии проката создается анизотропия магнитных свойств. Она заключается в том, что при совпадении направлений линий магнитной индукции с направлением проката удельные потери получают наименьшими, а магнитная проницаемость наибольшей. В связи с этим с целью наилучшего использования свойств холоднокатаной стали соответствующим образом должен выполняться раскрой пластин (позиций) магнитопровода, в пластинах должны отсутствовать отверстия для прессовки шпильками и план шихтовки пластин должен быть с применением косых стыков (рис. 11.1, б).

Электротехническая сталь обычно поставляется в листах размером 750×1500 мм и 1000×2000 мм. С целью максимально автоматизировать процесс раскройки и изготовления магнитопровода холоднокатаная текстурованная сталь может поставляться в рулонах шириной 240, 750 и 1000 мм.

Пластины электротехнической стали, предназначенные для сборки магнитопровода, должны быть изолированы друг от друга.

Наибольшее применение получило покрытие пластин с двух сторон тонкой лаковой пленкой. В зависимости от мощности трансформатора (диаметра стержня) применяется одно-, двух- и трехкратная лакировка. В последние годы все более широко стало применяться двустороннее жаростойкое покрытие листов стали, наносимое на металлургическом заводе после проката. Такое покрытие особенно целесообразно при необходимости применять отжиг пластин после их окончательной механической обработки для снятия образующегося наклепа. Кроме того, жаростойкое покрытие дает наиболее высокий коэффициент заполнения.

Наличие изоляции между листами уменьшает коэффициент заполнения активной сталью геометрического сечения стержня и ярма. Коэффициент заполнения K_3 сечения сталью равен отношению чистой суммарной площади стали пластин в сечении — активного сечения $F_{ст}$ или $F_{я}$ — к площади ступенчатой фигуры $F_{ф.ст}$ или $F_{ф.я}$, т. е. $K_3 = F_{ст} / F_{ф.ст}$.

Коэффициент заполнения K_3 зависит от толщины листов стали, вида междulistовой изоляции, степени сжатия пластин и наличия в них искривлений в поперечном (волнистость) и продольном (коробова-

тость) направлениях и других дефектов. Коэффициент заполнения K_3 , даже при отсутствии покрытия, всегда меньше 1, его усредненные значения при нормальном сжатии приведены в табл. 11.1.

Таблица 11.1

Вид стали	Вид изоляции	Коэффициент K_3 при толщине листов (мм)	
		0,5	0,35
Листовая	Без изоляции	0,97 — 0,98	0,95 — 0,96
	Лакировка однократная	0,95 — 0,96	0,93 — 0,94
	То же, двукратная	0,93 — 0,94	0,91 — 0,92
	» трехкратная	0,91 — 0,92	0,89 — 0,90
Рулонная	Жаростойкое покрытие	—	0,95 — 0,96
	Жаростойкое покрытие и однократная лакировка	—	0,93 — 0,94

§ 11.2. ТИПЫ ОДНО- И ТРЕХФАЗНЫХ МАГНИТОПРОВОДОВ

Однофазный магнитопровод может быть двух основных видов: стержневой (рис. 11.2) и броневого (рис. 11.3). *Стержневый* называется магнитопровод, имеющий два стержня, на которые насажены обмотки, и два ярма, замыкающие стержни. Обмотки размещаются на обоих

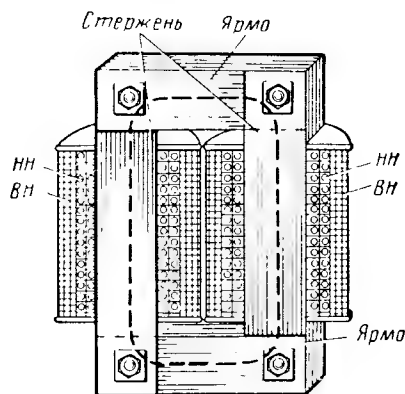


Рис. 11.2. Однофазный стержневой магнитопровод

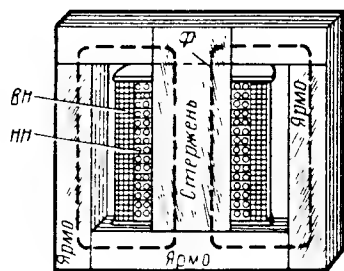


Рис. 11.3. Однофазный броневой магнитопровод

стержнях, причем на каждом стержне помещаются обе обмотки $ВН$ и $НН$, разделенные для этого на две части каждая. Такое размещение обмоток, при котором на одном стержне была бы обмотка $ВН$, а на другом $НН$, недопустимо вследствие резкого повышения реактивного па

дения напряжения U_p от возникновения больших потоков рассеяния. *Броневым* называется магнитопровод с разветвленной магнитной цепью, имеющий один стержень, несущий обмотки и ярма, замыкающие стержень с двух сторон. Так как магнитный поток, выходящий из стержня, разветвляется на две части, то сечения ярм броневого магнитопровода имеют сечение, равное 50% сечения стержня.

Для однофазных трансформаторов малых мощностей преимущественно пользуются броневыми магнитопроводами. Для силовых трансформаторов, где требуется иметь большую поверхность охлаждения обмоток

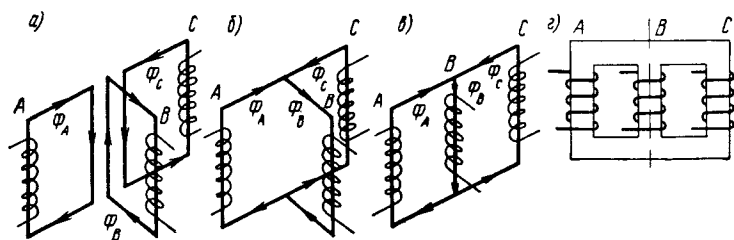


Рис. 11.4. Образование трехфазного магнитопровода путем совмещения трех однофазных стержневых магнитопроводов

и уменьшить (примерно вдвое) рассеяние, предпочтение отдается стержневым магнитопроводам.

Устройство трехфазного магнитопровода требует предварительного принципиального обоснования.

Электрическая энергия в промышленных целях получается и используется в виде главным образом трехфазной системы переменного тока. Трехфазная система представляет собой систему трех однофазных переменных э. д. с., имеющих одинаковую частоту и сдвинутых по фазе относительно друг друга на угол 120° , т. е. на $1/3$ периода.

Очевидно, что трансформация трехфазного тока возможна тремя отдельными однофазными трансформаторами, каждая из обмоток которых соединена в одну из трехфазных схем (в звезду или в треугольник).

Но, как это показал в 1891 г. русский электротехник М. О. Доливо-Добровольский, трансформация при трехфазной системе возможна также одним трехфазным трансформатором, имеющим общую магнитную цепь для трех фаз.

Трехфазный магнитопровод может быть получен путем совмещения трех однофазных стержневых магнитопроводов в один общий магнитопровод с некоторым дальнейшим преобразованием его формы. Для этого нужно взять три однофазных стержневых магнитопровода с одним стержнем, несущим обмотки, и сложить их вместе необмотанными (свободными) стержнями (рис. 11.4, а). Для простоты рисунка каждый магнитопровод показан одной жирной линией. Так как магнитные

потоки во всех магнитопроводах синусоидальны по форме, равны между собой и сдвинуты на 120° , то на основании формулы суммы синусов

$$\sin \alpha + \sin (\alpha + 120^\circ) + \sin (\alpha + 240^\circ) = 0$$

сумма потоков в примыкающих друг к другу стержнях равна нулю и поэтому эти стержни можно отнять за ненадобностью. Превратив далее полученную пространственную симметричную форму магнитопровода (рис. 11.4, б, в) в плоскую, получим ныне применяемую форму трехфазного стержневого магнитопровода (рис. 11.4, г).

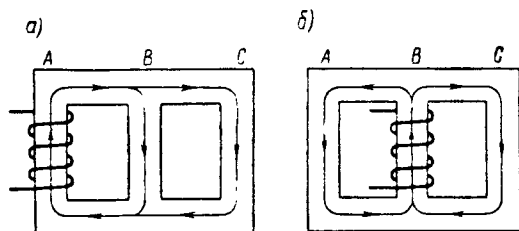


Рис. 11.5. Потоки разных фаз в трехфазном несимметричном магнитопроводе:

а — поток фазы А; б — поток фазы В

з с этим магнитное сопротивление для потока средней фазы В примерно в 2 — 2,5 раза меньше, чем для крайних фаз А и С, поэтому ток холостого хода у фазы В тоже меньше, чем у остальных фаз.

Так как фазные токи холостого хода у трехфазного трансформатора не равны между собой, то при проведении опыта холостого хода за величину тока холостого хода условно принимают его среднее значение по трем фазам

$$I_0 = \frac{I_{0A} + I_{0B} + I_{0C}}{3}.$$

При расчете тока холостого хода трехфазного трансформатора также определяется его среднее значение, так как берется общий вес стали магнитопровода и общее число стыков пластин.

§ 11.3. СТЫКОВЫЕ И ШИХТОВАННЫЕ МАГНИТОПРОВОДЫ

Магнитопроводы силовых трансформаторов собираются из отдельных пластин. Наиболее простым конструктивным решением для магнитопровода и последующей первой сборки трансформатора, т. е. насадки обмоток на стержни, были бы отдельная сборка стержней и ярм, из которых составляется магнитопровод. Схема устройства стыкового магнитопровода показана на рис. 11.6, а.

Однако стыковая конструкция страдает рядом серьезных недостатков. Во избежание замыкания пластин стержня и ярма в месте стыка (рис. 11.7, а) необходимо закладывать прокладку из изолирующего ма

Трехфазный стержневой магнитопровод является несимметричным в отношении магнитных сопротивлений для потоков средней и крайних фаз. Это может быть пояснено на рис. 11.5.

Поток фазы В проходит по более короткому пути, чем потоки фаз А и С. В свя-

териала (рис. 11.7, б). Но эта прокладка увеличивает магнитное сопротивление магнитопровода, что ведет к увеличению намагничивающего тока. В случае повреждения изоляционной прокладки замыкание пластин стержня и ярма может привести к так называемому пожару в стали, т. е. к аварии трансформатора.

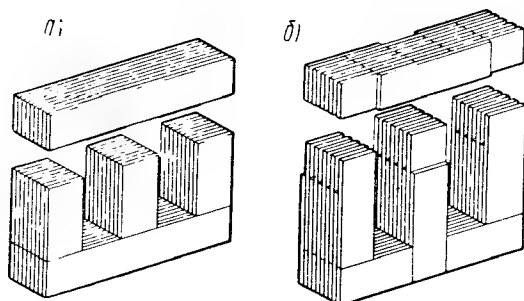


Рис. 11.6. Конструкция магнитопроводов:

а — стыковая; б — шихтованная

Из-за указанных недостатков стыковая конструкция не нашла широкого применения. В отечественном трансформаторостроении принята шихтованная конструкция магнитопроводов для силовых трансформаторов всех мощностей. Она обеспечивает большую жесткость магнитопровода, требует меньшего количества крепежных деталей и более надежна в эксплуатации.

Магнитопровод шихтованной конструкции собирают из отдельных слоев, каждый из которых состоит из нескольких пластин, расположенных определенным образом. Все четные слои имеют одно положение пластин, а все нечетные — обратное (зеркальное) с таким расчетом, чтобы пластины одного слоя перекрывали стыки в соседних слоях.

Таким образом, пластины соседних слоев как бы переплетены друг с другом (рис. 11.6, б).

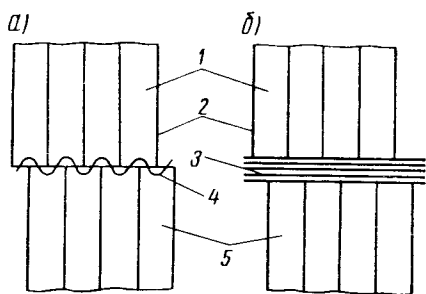


Рис. 11.7. Стыковое соединение ярма и стержня:

а — без изолирующей прокладки; б — с изолирующей прокладкой: 1 — пластина ярма; 2 — изоляция пластин; 3 — изолирующая прокладка в стыке между ярмом и стержнем; 4 — путь замыкания вихревых токов; 5 — пластины стержня

§ 11.4. СХЕМЫ ШИХТОВКИ ОДНО- И ТРЕХФАЗНЫХ МАГНИТОПРОВОДОВ

Схема шихтовки одно- и трехфазного стержневых магнитопроводов показана на рис. 11.8 и 11.9.

При шихтовке магнитопровода ярма и стержни образуют как бы

одно целое. Но для насадки обмоток на стержни, т. е. для операции первой сборки трансформатора, после изготовления магнитопровода необходимо расшихтовать верхнее ядро, т. е. вынуть все листы ядра, а после насадки обмоток — вновь его зашихтовать.

Для сокращения излишних операций по двукратной шихтовке верхнего ядра для трансформаторов габарита I на некоторых заводах

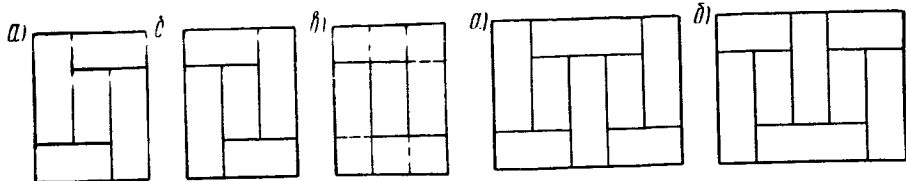


Рис. 11.8. Схема шихтовки однофазного стержневого магнитопровода:

a — первое положение пластин (нечетных слоев); *б* — второе, обратное первому, положение пластин (четных слоев); *в* — перекрытие стыков

Рис. 11.9. Схема шихтовки трехфазного магнитопровода:

a — первое положение пластин (нечетных слоев); *б* — второе, обратное первому, положение пластин (четных слоев)

стали совмещать операции по сборке шихтованного магнитопровода и первой сборки в одну операцию, при которой шихтовка магнитопровода производится непосредственно в обмотках, положенных горизонтально (рис. 11.10).

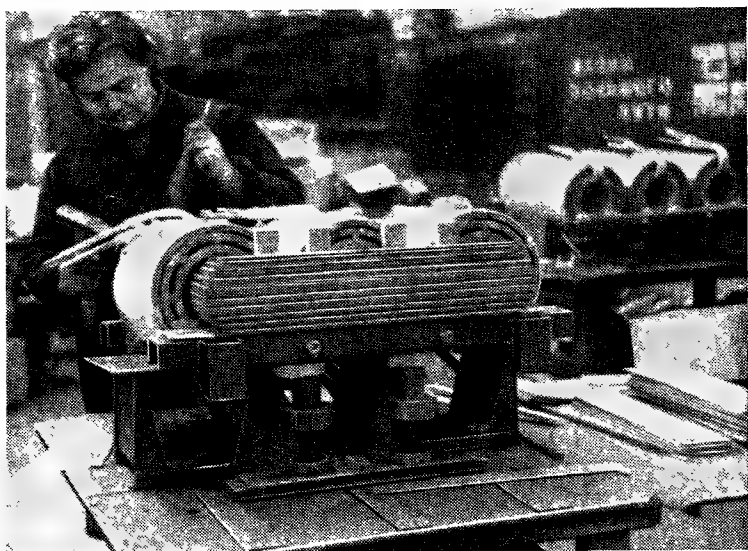


Рис 11.10 Сборка (шихтовка) магнитопровода непосредственно в обмотках

Кроме того, на некоторых заводах шихтовку верхнего ярма в малых трансформаторах также не делают при сборке магнитопровода, а для его подъема ярмовые балки ставят на стержни ниже будущей зашихтовки.

§ 11.5. ВЛИЯНИЕ СХЕМ ШИХТОВКИ И ВЕЛИЧИНЫ ВОЗДУШНЫХ (НЕМАГНИТНЫХ) ЗАЗОРОВ НА ХАРАКТЕРИСТИКИ ХОЛОСТОГО ХОДА

Для ускорения сборки магнитопровода шихтовку часто производят слоями не в один, а в два или три (и более) изолированных листа одновременно. При этом схемы шихтовки остаются без изменения, но

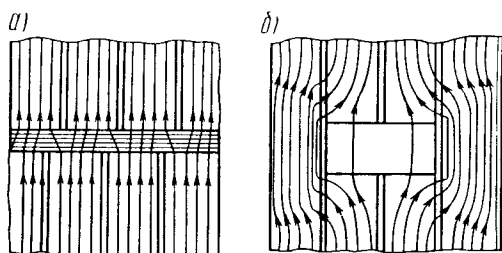


Рис. 11.11. Формы немагнитных (воздушных) зазоров:

а — в стыковом магнитопроводе; б — в шихтованном (одновременно в два листа) магнитопроводе. Стрелки показывают направление линий магнитной индукции

толщина каждого слоя возрастает соответственно вдвое или втрое. Однако при этом необходимо иметь в виду, что увеличение толщины слоя приводит к возрастанию потерь и тока холостого хода трансформатора, так как увеличивается магнитное сопротивление магнитным линиям, обходящим места стыков пластин. Это видно из сравнения рис. 11.11, а, б. Чем больше пластин в слое, тем большее число магнитных линий замыкается через воздушные (немагнитные) зазоры между пластинами стержня и ярма.

Так как магнитный поток должен преодолевать воздушные зазоры в стыках пластин (как в стыковой, так и в шихтованной конструкциях магнитопровода), то величина этих зазоров существенно влияет на величину намагничивающего тока трансформатора.

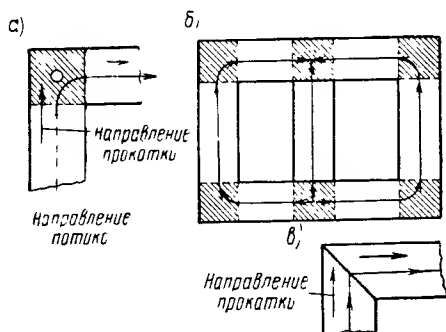


Рис. 11.12. Части магнитопровода из холоднокатаной стали, в которых возникают увеличенные потери при прямых (а и б) и косых (в) стыках

С целью его уменьшения при сборке магнитопровода внимательно следят за тщательным выполнением шихтовки в местах стыка пластин. Зазоры между пластинами в среднем не должны превышать 1—2 мм. В противном случае производят подбивку зазоров, а иногда требуется перешихтовка магнитопровода.

Ранее было сказано, что холоднокатаная электротехническая сталь имеет наибольшую магнитную проницаемость в направлении вдоль ее проката. Поэтому если магнитопроводы шихтовать из прямоугольных пластин холоднокатаной стали, то в углах магнитопровода магнитные линии будут поворачиваться под углом к оси пластины и будет иметь место увеличение потерь и намагничивающей мощности (рис. 11.12, а, б). Если сделать стыки между пластинами косыми (рис. 11.12, в), то эффект углов может быть сведен к минимуму.

Вместе с тем косые стыки сильно усложняют конструкцию и технологию изготовления пластин и сборку всего магнитопровода, делая эти операции более трудоемкими в производстве. Поэтому в отечественном трансформаторостроении магнитопроводы с косыми стыками пока широкого распространения не получили. Некоторое упрощение может дать применение комбинированной конструкции с прямыми и косыми стыками (см. рис. 11.1, а).

Контрольные вопросы

1. Перечислите основные марки электротехнической стали, применяемой в трансформаторах.
2. Изобразите стержневой и броневой однофазный магнитопроводы.
3. Как обосновывается получение трехфазного стержневого магнитопровода? Почему он называется несимметричным?
4. Каковы преимущества и недостатки шихтованного магнитопровода по сравнению со стыковым?
5. Что дают косые стыки для магнитопроводов из холоднокатаной стали?

ТИПЫ И УСТРОЙСТВО ОБМОТОК

§ 12.1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

Обмотка трансформатора представляет собой часть электрической цепи (первичной или вторичной), в связи с чем она состоит из:

- а) проводникового материала (обмоточный провод, медный или алюминиевый);
- б) изоляционных деталей.

В комплект обмотки входят также выводные концы, ответвления для регулирования напряжения, емкостные кольца и электростатические экраны емкостной защиты от перенапряжений.

Конструкция обмотки определяется в основном уже в ходе расчета трансформатора, когда выбираются тип обмотки и все обмоточные данные — число витков, размеры проводов, охлаждающих каналов, изоляционных цилиндров, барьеров и других деталей. Обмоточные данные должны быть увязаны с электромагнитными, изоляционными и тепловыми характеристиками трансформатора.

Расчет обмотки сводится к наиболее рациональному размещению требуемого числа витков в окне магнитопровода, что в значительной степени зависит от правильно выбранного типа обмотки. При выборе типа обмотки руководствуются предъявляемыми к ней требованиями, также и технологической возможностью ее выполнения.

Правильно сконструированная обмотка трансформатора должна удовлетворять следующим основным требованиям:

- а) иметь минимальные нагрузочные потери при наилучшем использовании обмоточной меди;
- б) иметь достаточную механическую прочность;
- в) иметь достаточную нагревостойкость;
- г) изоляция обмотки должна иметь достаточную электрическую прочность.

Кроме того, к обмотке предъявляются еще и производственные требования, заключающиеся в наименьших производственных затратах на ее изготовление и связанной с этим простотой конструкции.

§ 12.2. ОБМОТОЧНЫЕ ПРОВОДА И ТИПЫ ОБМОТОК

Основным материалом для изготовления обмотки трансформатора является обмоточный провод, представляющий собой изолированный медный или алюминиевый провод круглого или прямоугольного сечения.

Применяющийся для обмоток трансформаторов круглый провод имеет размеры (диаметры) согласно таблице диаметров, предусмотренной ГОСТ 6324—52 на обмоточную медь. Практически применяются провода диаметром $0,2 \div 4,1$ мм.

Изоляция провода применяется различная в зависимости от диаметра провода и от требований, предъявляемых к обмотке.

Провода различаются по марке, характеризующей их изоляцию.

Эмалированный провод марки ПЭЛ по ГОСТ 2773—69 применяется диаметром $0,2 \div 1,3$ мм и для катушек малых размеров. При необходимости иметь более нагревостойкую и прочную изоляцию применяется эмалированный провод марки ПЭВ (покрытый высокопрочной винилфлексовой эмалью по ГОСТ 7262—54).

Для силовых трансформаторов (мощностью 10 кВА и выше) и для малых трансформаторов повышенной надежности (например, работающих в условиях тряски и вибрации), предпочтительно применяются эмалированных проводов, обмотанных поверх эмали шелковой (капроновой) или хлопчатобумажной пряжей. Соответственно этому провода имеют марки ПЭЛШКО — для диаметров до 0,35 мм включительно и марку ПЭЛБО — для диаметров $0,38 \div 1,3$ мм.

Для более толстых круглых проводов диаметром $1,3 \div 4,1$ мм применяется марка ПБ — провод, изолированный несколькими слоями кабельной бумаги.

Для обмоток с повышенной нагревостойкостью применяются провода с нагревостойкой изоляцией марок ПСД — провод, обмотанный стеклянной пряжей в два слоя — по ГОСТ 7019—60 и ПСДК — тоже, но пропитанный лаком на кремнийорганической основе.

Прямоугольный обмоточный провод применяется следующих марок: ПБ и ПББО, последний изолирован кабельной бумагой и поверх нее бумажной пряжей в разгон, ПСД и ПСДК (см. ранее марки круглого провода).

Марки алюминиевых проводов имеют в начале или конце обозначения дополнительную букву А, например: АПБ, АПББО, ПЭВ и т. д.

Размеры сечения прямоугольного провода (толщина a и ширина b) так же, как и диаметры круглого провода, стандартизованы. Для трансформаторов обычно применяются провода следующих размеров

$a = 1,35 \div 5,9$ мм,

$b = 3,8 \div 14,5$ мм.

Соотношения сторон сечения a и b могут быть взяты любые (предусмотренные таблицей сечений в ГОСТ 6324—52). Однако по производственным соображениям не рекомендуется выбирать провода, сечение которых было бы близко к квадратному ($a \approx b$). При намотке катушек такой провод ребрит, т. е. стремится повернуться на ребро, отчего легко может повредиться витковая изоляция. Кроме того, у такого провода затруднительно на глаз различить большую и меньшую стороны его сечения.

Активное сечение провода, приведенное в таблице ГОСТа, немного меньше (на $0,3 \div 0,9$ мм²), чем произведение ab . Это уменьшение сечения

извано небольшими закруглениями углов сечения, необходимых во избежание порчи витковой изоляции на углах.

Элементом обмотки является виток обмоточного провода, охватывающий стержень магнитопровода. Сечение витка выбирается в зависимости от номинального нагрузочного тока. При малом токе применяется провод круглого сечения, при больших токах — прямоугольного сечения, в одну или несколько параллелей.

Число витков обмотки определяется по расчету исходя из величины напряжения. Отдельные витки обмотки группируются в катушки. Катушкой принято называть определенное количество витков, наматываемых на обмоточном станке в одну технологическую операцию (прием). Каждая обмотка может состоять из одной или нескольких соединенных между собой катушек.

При намотке катушки на станке каждый следующий виток может быть уложен либо рядом с предыдущим, либо поверх его (последнее, очевидно, практически возможно лишь при прямоугольном проводе).

зависимости от способа намотки будут получаться разные типы обмоток. В первом случае будет получаться обмотка цилиндрической формы, т. е. так называемая *цилиндрическая слоевая* обмотка; во втором — плоская катушка в виде диска. Обмотка, составленная из таких катушек, будет называться *дисковой*.

Все остальные типы обмоток являются лишь разновидностью или сочетанием рассмотренных двух основных типов обмоток.

§ 12.3. НАПРАВЛЕНИЕ НАМОТКИ КАТУШЕК

В § 2.3 указывалось, что группа соединения зависит от направления намотки катушек. Возможны два направления намотки — левое и правое.

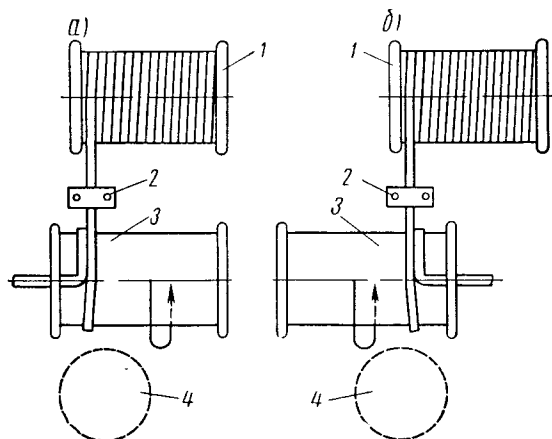


Рис. 12.1. Схемы намотки слоевых катушек:
а — левая по направлению намотки; б — правая по направлению намотки; 1 — барабан с проводом; 2 — плашки для натяжения провода; 3 — шаблон; 4 — место рабочего-обмотчика

Направление намотки однослойной катушки принято считать левой, если уклон ее витков совпадает с левой нарезкой болта, и соответственно правой, если совпадает с правой нарезкой. При левой намотке слоевой катушки, если смотреть с ее торца, провод от начала намотки проходит по катушке против часовой стрелки. Аналогичным образом в правой катушке провод от ее начала проходит по часовой стрелке. Это правило будет справедливо и для многослойной катушки, т. е. она будет называться левой или правой по направлению намотки первого слоя. Кстати, можно отметить, что у многослойных катушек направление намотки нечетных и четных слоев чередуется.

При намотке слоевых катушек на обмоточном станке, если рабочее место обмотчика находится со стороны, противоположной барабану обмоточным проводом, намотка слоя будет получаться левой, если начинать наматывание этого слоя с левой стороны шаблона, и наоборот направление слоя будет правым, если начинать его наматывание с правой стороны. Намотка левых и правых катушек схематически показана на рис. 12.1.

Обычно при отсутствии особых требований слоевые катушки изготавливаются левыми, так как это несколько удобнее по технологическим соображениям.

§ 12.4. ЦИЛИНДРИЧЕСКАЯ СЛОЕВАЯ ОБМОТКА

Слоевая обмотка наматывается как из круглого, так и из прямоугольного провода в один, два или несколько слоев, в соответствии с чем она будет называться одно-, двух- или многослойной обмоткой.

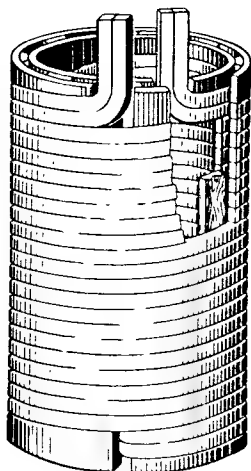


Рис. 12.2. Двухслойная цилиндрическая обмотка из прямоугольного провода

Обмотка из прямоугольного провода может наматываться в один или несколько параллельных проводов с укладкой их плашмя или на ребро. При низком напряжении (до 690 в) обмотка обычно наматывается непосредственно на шаблон (оправку).

Слоевые обмотки из прямоугольного провода чаще изготавливаются двухслойными, что конструктивно является более удобным, так как это позволяет более просто закреплять ее выводные концы. В зависимости от условий охлаждения между слоями прокладываются изоляция из электрокартона или устраивается канал для циркуляции масла (для трансформаторов с масляным охлаждением) (рис. 12.2).

Для масляных трансформаторов ширина канала выбирается по табл. 12.1.

Канал образуется при помощи реек. Рейки изготавливаются либо клееными из электрокартона, либо деревянными с накладными со стороны прилегания к обмоточным

Таблица 12.1

Конструктивная высота обмотки H_K , мм	Ширина канала a_K , мм
До 300	5
300 ÷ 350	5,5
350 ÷ 400	6
400 ÷ 450	6,5
450 ÷ 500	7
500 ÷ 600	8

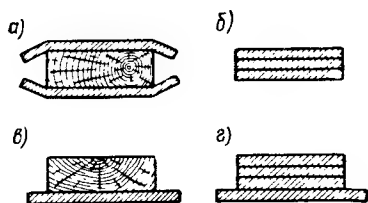


Рис. 12.3. Различные формы поперечного сечения реек:

а и б — для образования осевых каналов; в и г — для крепления прокладок, образующих радиальные каналы в непрерывных и винтовых мотках

иеди коробками из электрокартона толщиной 0,5 мм (рис. 12.3, а и б).

По концам обмотки винтовая поверхность крайнего витка в каждом слое выравнивается либо полосами из электрокартона, либо кольцами, отрезанными от бакелитового цилиндра. Для заполнения густого пространства, образующегося вследствие большой ширины витка, особенно при нескольких параллельных проводах, полосы и кольца имеют в развертке клиновидную форму. Ширина клина (рис. 12.4 и 12.5) должна быть на одном конце равной

$$\frac{H_K - H_0}{2}$$

и на другом

$$\frac{H_K - H_0}{2} + h_B$$

где H_K и H_0 — соответственно конструктивный и расчетный размеры обмотки;

h_B — ширина витка.

При очень большой ширине h_B витка (при токе 1500—2000 а) получается значительная осевая асимметрия между обмотками ВН и НН вследствие образующегося большого укорочения обмотки НН. В этом случае часто прибегают к сдвигу половины параллельных проводов, образующих сечение витка на 180° по окружности (рис. 12.6). В этом случае выравнивающие клинья представляют собой полукольца.

При монтаже отводов сдвинутые на противоположную сторону обмотки провода перебрасываются через верхнее ярмо магнитопровода для соединения с остальными проводами на стороне НН.

Слоевая обмотка из круглого провода (обычно многослойная) (рис. 12.7) наматывается на бакелитовый цилиндр. Крепление крайних витков производится обычно двумя способами: а) обертыванием крайних витков телефонной бумагой (рис. 12.8, а) и б) при помощи бортиков (рис. 12.8, б).

Бортик б представляет собой полоску из электрокартона, наклеенную на более широкую полосу телефонной бумаги. Выступающая часть

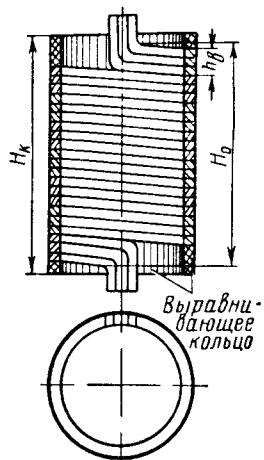


Рис. 12.4. Цилиндрическая слоевая обмотка в разрезе. Положение выравнивающего кольца

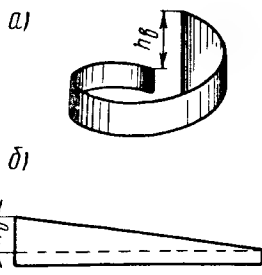


Рис. 12.5. Опорное (выравнивающее) кольцо цилиндрической обмотки:

а — разрезное из бумажно бакелитового цилиндра; б — в виде клина из электрокартона (в развертке)

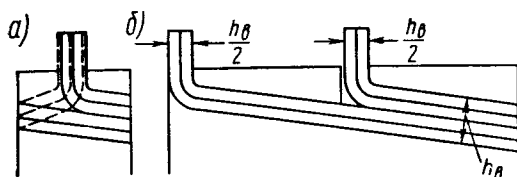


Рис. 12.6. Сдвиг половины параллельных проводов на 180° для уменьшения укорочения цилиндрической обмотки:

а — в натуре; б — в развертке

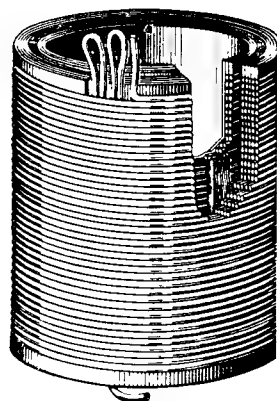


Рис. 12.7. Многослойная цилиндрическая обмотка из круглого провода

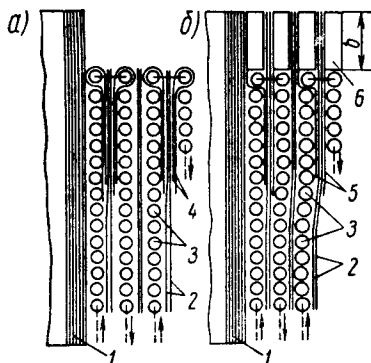


Рис. 12.8. Междуслойная изоляция крепление крайних витков многослойной обмотки из круглого провода:

а — обертывание крайних витков слоев телефонной бумагой; б — крепление бортиками: 1 — бумажно бакелитовый цилиндр; 2 — междуслойная изоляция из кабельной бумаги толщиной 0,12 мм; 3 — провод; 4 — телефонная бумага толщиной 0,05 мм; 5 — полоса из телефонной бумаги шириной 40—60 мм; 6 — борт из электрокартона

умаги прижимается крайними витками, удерживая бортик от сползания. Для напряжения до 12 кв ширина бортика $b = 12$ мм.

В качестве междуслойной изоляции применяется кабельная бумага, имеющая толщину 0,12 мм. Для обмоток ВН трансформаторов габаритов I и II (мощностью до 400 кВа), для которых главным образом применяется этот тип обмоток, толщина междуслойной изоляции берется: при напряжении 6 кв — $2 \times 0,12$ мм и при напряжении 10 кв — $3 \times 0,12$ мм.

Для увеличения поверхности охлаждения внутри обмотки устраивается продольный канал после намотки примерно $\frac{1}{3}$ от общего числа

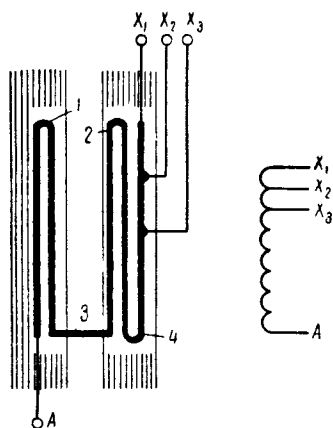


Рис. 12.9. Схема многослойной цилиндрической обмотки ВН классов напряжения 6 и 10 кв:

1 — 4 — места перехода провода из одного слоя в другой

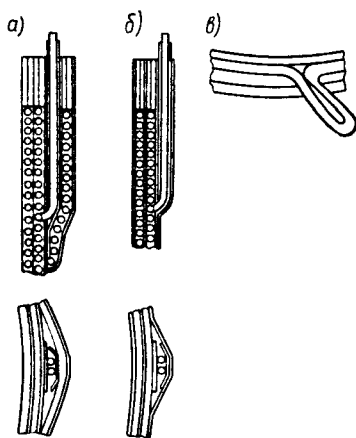


Рис. 12.10. Расположение регулировочных ответвлений в многослойной цилиндрической обмотке:

а — под верхним слоем витков; б — под бандажом из киперной ленты; в — в виде петель

лов. Канал осуществляется, как и в случае обмоток из прямоугольного провода, при помощи реек.

Обмотка ВН из круглого провода у трансформаторов габаритов I и II выполняется обычно по схеме, приведенной на рис. 12.9. Вывод линейного конца А от внутреннего слоя обмотки дает более благоприятное емкостное распределение напряжения при импульсном воздействии (см. § 13.8).

Одновременно с этим расположение в наружных слоях регулировочных ответвлений X_1 , X_2 и X_3 для осуществления регулирования напряжения в пределах $\pm 5\%$ более удобно в конструктивном отношении, так как упрощает присоединение к переключателю. Ответвления обмотки при круглом проводе обычно выводятся в виде петель из обмоточного провода. Ответвления и особенно начальный вывод должны быть тщательно изолированы (рис. 12.10).

§ 12.5. КАТУШЕЧНАЯ СЛОЕВАЯ (СЕКЦИОННАЯ) ОБМОТКА

При высоких напряжениях в случае применения цилиндрической многослойной обмотки напряжение между слоями может стать такж очень большим, что затруднит выбор толщины междуслойной изоляции. Для уменьшения напряжения между слоями обмотку можно разделить в осевом направлении на несколько катушек. Таким образом получается катушечная обмотка, состоящая из нескольких многослойных катушек (или секций).

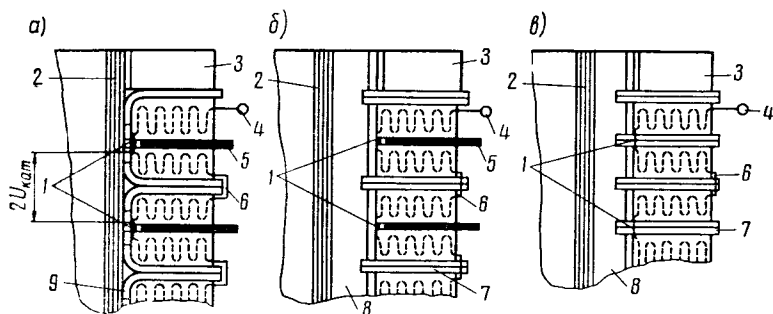


Рис. 12.11. Катушечная слоевая (секционная) обмотка в разрезе:

а — без каналов между катушками; *б* — с каналами между двойными катушками; *в* — с каналами после каждой катушки; 1 — внутренние соединения катушек (переходы); 2 — бумажно-бакелитовый цилиндр; 3 — опорное кольцо из электрокартона; 4 — начало обмотки ВП; 5 — шайба; 6 — наружное соединение (переход); 7 — прокладки, образующие канал между катушками; 8 — рейка, образующая вертикальный канал; 9 — угловая шайба (с внутренним отверстием)

Катушки могут быть намотаны либо вплотную, на общем бакелитовом цилиндре с установкой простых и угловых изоляционных шайб между ними, либо порознь на бакелитовых кольцах.

При намотке катушек по отдельности имеется возможность улучшить их охлаждение, устраивая при помощи изоляционных прокладок каналы между катушками.

Обычно катушечные обмотки изготовляют в виде парных (двойных) катушек, последовательно соединенных между собой начальными и концевыми концами. Такой способ соединения избавляет от необходимости выводить внутренние концы катушек наружу, что ухудшило бы условия их изоляции и усложнило бы конструкцию обмотки.

На рис. 12.11, *а* изображены в разрезе катушечные обмотки, намотанные на общем цилиндре и по отдельности (рис. 12.11, *б*, *в*).

Назначение угловых шайб 9 увеличить изоляционное расстояние перекрытия между двумя катушками. Как можно видеть на рис. 12.11, *а* напряжение между двумя катушками, в местах отворотов угловых шайб, равно сумме напряжений $2U_{кат}$, приходящихся на обе катушки, и поэтому в этих местах требуется иметь наибольшее расстояние.

§ 12.6. ДИСКОВАЯ И НЕПРЕРЫВНАЯ ОБМОТКИ

Дисковая обмотка состоит из дисковых катушек, соединенных между собой последовательно или параллельно. Дисковые катушки наматываются прямоугольным проводом и большей частью группируются двойные катушки исходя из удобства соединения внутренних концов.

Обычно двойные дисковые катушки наматываются из одного целого трезка провода. Для этого намотку каждой катушки начинают от

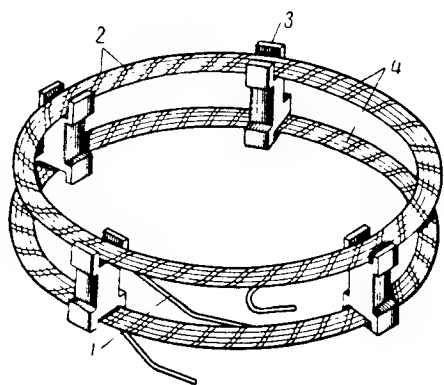


Рис. 12.12. Двойная дисковая катушка:

1 — место внутреннего перехода (соединения);
2 — бандаж; 3 — временные подставки для наложения бандажа из киперной ленты; 4 — отдельные катушки

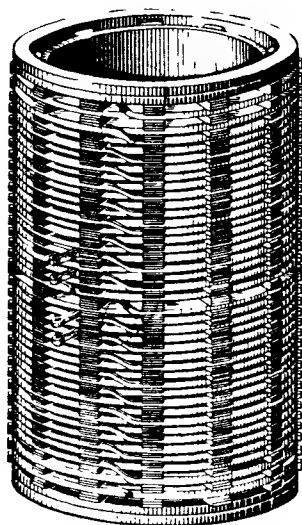


Рис. 12.13. Непрерывная дисковая обмотка *ВН*. В середине обмотки видны регулировочные ответвления (прямая схема) и увеличенный канал

середины (т. е. от места соединения катушек) и таким образом получают двойную катушку (рис. 12.12).

Дисковая обмотка применяется главным образом для крупных трансформаторов. Между катушками обычно устраиваются охлаждающие каналы.

Дисковые обмотки (как и сходные с ними по конструкции непрерывные и винтовые обмотки, см. далее) выгодно отличаются от слоевых катушечных обмоток большей механической прочностью в осевом направлении. Однако вместе с тем стоимость и трудоемкость дисковых обмоток выше, чем у слоевых обмоток.

Если обмотка состоит из ряда последовательно соединенных дисковых катушек, то она может быть намотана непрерывно, т. е. без

обрыва провода между отдельными катушками. Таким образом, получается так называемая непрерывная дисковая обмотка, или короче непрерывная обмотка (рис. 12.13).

Характерной особенностью непрерывной обмотки является выполнение так называемых перекладных катушек. Роль перекладных катушек можно уяснить из рис. 12.14. Здесь перекладными являются:

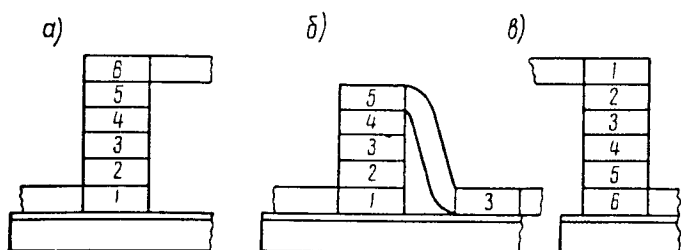


Рис. 12.14. Процесс намотки перекладной катушки непрерывной обмотки:

а — первоначальный порядок намотки витков; б — перекладка; в — порядок витков катушки после перекладки

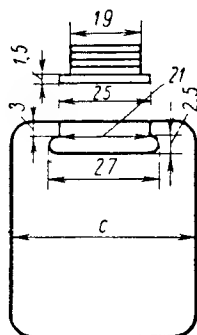


Рис. 12.15. Форма и размеры поперечного сечения реек и междукатушечных прокладок

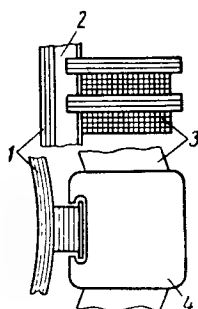


Рис. 12.16. Расположение реек и междукатушечных прокладок:

1 — цилиндр; 2 — рейка; 3 — катушка; 4 — прокладка

все нечетные катушки. Перекладные катушки сначала наматываются как обычно, начиная от цилиндра, а затем витки этих катушек перекладываются в обратном порядке. Для облегчения перекладки натяжки провода несколько ослабляют, а затем, после перекладки, провод идущий с барабана, опять натягивают. Благодаря такому способу намотки соединение катушек между собой получается без обрыва провода, т. е. без применения паяк. Вся обмотка при этом получается более компактной и благодаря хорошей натяжке проводов механически более прочной.

Непрерывная обмотка наматывается на рейки (см. рис. 12.3, в г) на бакелитовые или временные железные цилиндры. Между катушками ставятся прокладки шириной s (40 или 50 мм) из электрокартона, создающие каналы для охлаждения обмотки. Эти прокладки укрепляются на рейках посредством выреза в виде «ласточкина хвоста» (рис. 12.15 и 12.16).

§ 12.7. ВИНТОВАЯ ОДНО- И ДВУХХОДОВАЯ ОБМОТКИ

Винтовая (или иногда называемая неправильно спиральная) обмотка по принципу намотки сходна со слоевой многопараллельной обмоткой. Разница заключается в том, что в слоевой обмотке параллельные провода (составляющие сечение витка) кладутся рядом, а в винтовой обмотке — друг на друга, и, кроме того, между отдельными витками в винтовой обмотке обычно устраиваются каналы охлаждения. На рис. 12.17, а, б показана часть винтовой обмотки в разрезе.

Так как винтовая обмотка обычно наматывается на рейки на бакелитовый цилиндр с прокладками между витками, то по общей конструкции она сходна с непрерывной обмоткой (рис. 2.18).

Винтовая обмотка применяется при относительно малом числе витков и больших токах. Эта обмотка, так же как дисковая непрерывная

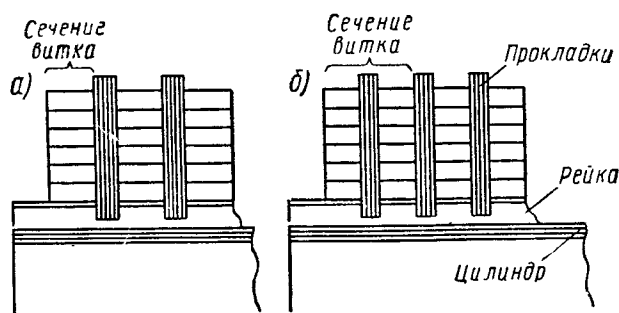


Рис. 12.17. Винтовая обмотка в разрезе:
а — одноходовая; б — двухходовая

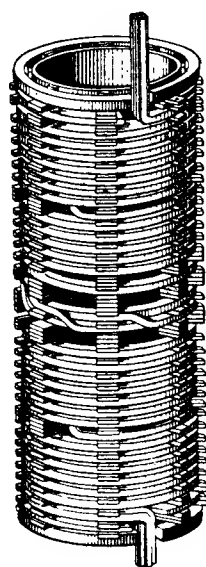


Рис. 12.18. Одноходовая винтовая обмотка с тремя транспозициями

обмотка, отличается большой механической прочностью в осевом направлении и находит частое применение в крупных силовых трансформаторах.

Характерной особенностью винтовой обмотки является выполнение ней так называемых *транспозиций*, т. е. перемещения или перекладывания проводов по отдельности или группами. Транспозиции не-

обходимы для выравнивания активного и реактивного сопротивлений каждого из параллельных проводов между собой. При отсутствии транспозиций эти провода, имея разную длину и находясь в поле рассеяния разной величины индукции, имели бы разные активные и реактивные сопротивления, что в свою очередь привело бы к неравномерному распределению тока по параллельным проводам и, следовательно, к перегрузке части их.

§ 12.8. ВЫПОЛНЕНИЕ И РАСЧЕТ ТРАНСПОЗИЦИЙ В ВИНТОВОЙ ОБМОТКЕ

Одноходовая винтовая обмотка. Транспозиция в этой обмотке выполняется следующим образом. Вся обмотка по длине (по числу витков) подразделяется на четыре одинаковых участка. Между этими участками, в трех местах обмотки, выполняются транспозиции. Первой на расстоянии четверти витков от начала выполняется так называемая групповая транспозиция. Сечение витка подразделяется на две (одинаковые) группы проводов, которые затем меняются местами, т. е. верхняя группа кладется вниз на рейку, а нижняя поднимается вверх и кладется сверху.

В середине обмотки выполняется так называемая общая (срединная)

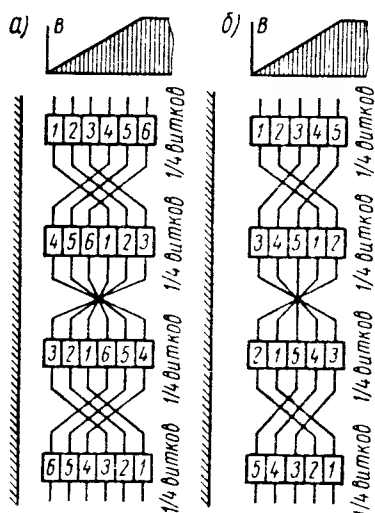


Рис. 12.19. Схема выполнения транспозиций параллельных проводов в одноходовой винтовой обмотке:

а — при четном (6) числе проводов; б — при нечетном (5) числе проводов

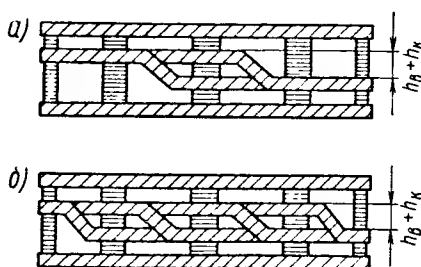


Рис. 12.20. Увеличение высоты одноходовой винтовой обмотки при выполнении транспозиции:

а — групповая транспозиция; б — общая транспозиция (при четырех проводах)

транспозиция, в которой порядок расположения всех проводов меняется на обратный, т. е. производится полное перемещение (перевытывание) всех проводов. Последней на расстоянии четверти витков от конца обмотки опять выполняется групповая транспозиция. Схема выполнения трехместной транспозиции в одноходовой винтовой обмотке для шести и пяти параллельных проводов приведена на рис. 12.19, а, б.

Проверкой правильности выполнения трехместной транспозиции при четном числе проводов) может являться равенство сумм номеров проводов для каждого положения. Так, например, для шести проводов (см. рис. 12.19, а) эта сумма будет $1+4+3+2+5+6=14$.

Для практического выполнения общей и групповой транспозиций требуется дополнительное место в осевом направлении по одному проводу с каналом $h_b + h_k$ на каждую транспозицию (рис. 12.20). Поэтому при расчете осевого размера обмотки необходимо учитывать увеличение осевого размера в общей сложности на три провода и три канала.

Отрицательным свойством одноходовой винтовой обмотки является то обстоятельство, что в местах транспозиций происходит как бы разрежение ампер-витков, вызывающее неравномерность распределения намагничивающих сил по высоте обмотки (§ 7.1).

Двухходовая винтовая обмотка. В двухходовой винтовой обмотке благодаря тому, что сечение витка в ней состоит из двух групп проводов, имеется возможность выполнения совершенной транспозиции без потери места в осевом направлении при перекладывании проводов.

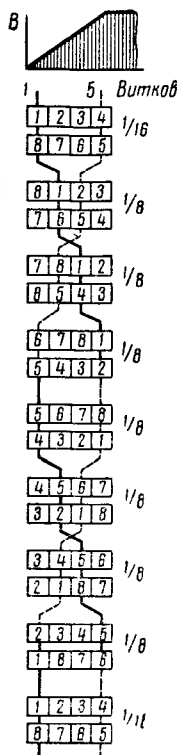


рис. 12.21. Принцип выполнения равномерно-распределенной транспозиции в двухходовой винтовой обмотке при вращении параллельных проводов

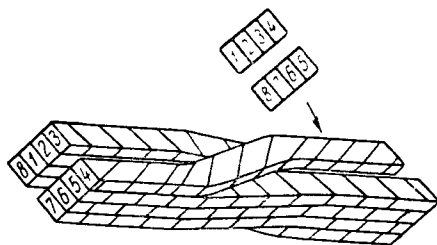


рис. 12.22. Выполнение перекладок проводов в равномерно-распределенной транспозиции

Транспозиция в двухходовой винтовой обмотке называется равномерно-распределенной и выполняется следующим образом. Вся обмотку делят по числу витков на одинаковые участки, число которых можно быть равно общему числу параллельных проводов. Между этими участками производится перекладка проводов. При каждой пе-

рекладке верхний провод одной группы перекалывается на второй группы и одновременно с этим, в этом же месте обмотки, нижний провод второй группы подкалывается под низ первой группы.

Принцип выполнения транспозиции в двухходовой винтовой смотке показан на рис. 12.21.

Перекадка проводов производится в промежутке между перекадками (рис. 12.22).

Правильность выполнения транспозиции в готовой обмотке обычно проверяется прозвонкой проводов. Для удобства выполнения так прозвонки желательно, чтобы порядок расположения проводов в начале и в конце обмотки был бы один и тот же. Для этого в свою очередь необходимо, чтобы число перекадок было бы равно числу параллельных

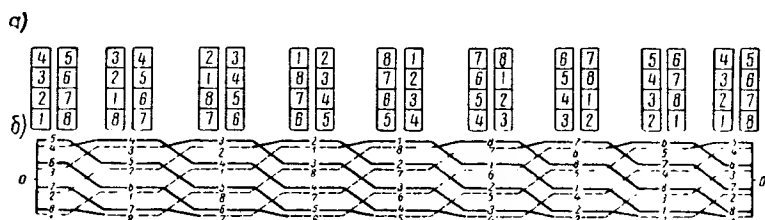


Рис. 12.23. Полная развернутая схема равномерно-распределенной транспозиции в двухходовой винтовой обмотке:

а — расположение проводов на отдельных участках обмотки; б — развернутая схема транспозиции; штрихом показаны провода в первой группе (ветви), сплошной линией — во второй

ных проводов. Чтобы выполнить это условие, половину первого начала обмотки участка переносят на ее конец.

На рис. 12.23 изображена полная развернутая схема равномерно-распределенной транспозиции в двухходовой винтовой обмотке с случая восьми параллельных проводов.

Таким образом, окончательно получаем, что первая перекадка проводов должна производиться на расстоянии половины участка от начала обмотки. Все последующие перекадки производятся на расстоянии целого участка друг от друга. И, наконец, последняя перекадка получается на расстоянии половины участка от конца обмотки.

§ 12.9. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА РАВНОМЕРНО-РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ТРАНСПОЗИЦИИ

Длина между перекадками

$$l = \frac{\omega}{p}$$

где ω — число витков обмотки;

p — число параллельных проводов.

Первая перекадка должна быть выполнена на расстоянии

$$\frac{l}{2} = \frac{\omega}{2p}.$$

Рассмотрим числовой пример на определение положений перекладок проводов в равномерно-распределенной транспозиции.

Пример 12.1. Дано: $\omega = 42$; $p = 14$.

Требуется определить положение перекладок проводов.

Решение. Длина участка

$$l = \frac{\omega}{p} = \frac{42}{14} = 3 \text{ витка.}$$

Первая перекладка должна быть на расстоянии половины участка, т. е. сле $1/2 = 1 \frac{1}{2}$ витка от начала обмотки. Все остальные перекладки будут на расстоянии $l = 3$ витка друг от друга, т. е. на $4 \frac{1}{2}$; $7 \frac{1}{2}$ и т. д. витков. Последняя рекладка будет на

$$42 - 1 \frac{1}{2} = 40 \frac{1}{2} \text{ витка.}$$

Но в большинстве случаев значение l в практических расчетах получается обным. Учитывая, что перекладки выполняются между рейками, на которые мотана винтовая обмотка, дробную часть витка для величины l следует выразить числом реек.

Пример 12.2. Дано: $\omega = 42$; $p = 12$; $n = 10$,

з n — число реек по окружности

Решение. Длина участка

$$l = \frac{42}{12} \text{ витка} = \frac{42 \cdot 10}{12} = 35 \text{ реек} = 3 \frac{5}{10} \text{ витка.}$$

Первая перекладка должна быть на расстоянии

$$3 \frac{5}{10} : 2 \approx 1 \frac{7}{10} \text{ витка}$$

(кругляется до $1 \frac{1}{10}$ витка, т. е. до расстояния между рейками). Положения осльных перекладок находятся последовательным прибавлением длины участка $3 \frac{5}{10}$ витка. Следовательно, перекладки получатся в следующих местах:

$1 \frac{1}{10}$; $5 \frac{2}{10}$; $8 \frac{7}{10}$; $12 \frac{2}{10}$; ...; $40 \frac{2}{10}$ витков от начала обмотки — всего 12 рекладок по числу параллельных проводов.

Следует заметить, что у найденных только что цифр сокращение простых обей нецелесообразно, так как числители дробей показывают число реек, по торым рабочему-обмотчику удобно отсчитывать дробную часть витка для выления перекладок.

Контрольные вопросы

1. Перечислите основные марки обмоточных проводов, применяемых для приготовления обмоток трансформаторов.
2. Объясните конструкцию и устройство цилиндрической слоевой, катушечей, непрерывной и винтовой (одно- и двухходовой) обмоток.
3. Для чего и как выполняется транспозиция в одно- и двухходовой винто-х обмотках?

ИЗОЛЯЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

§ 13.1. УРОВЕНЬ РАБОЧИХ НАПРЯЖЕНИЙ И ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ В УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Силовой трансформатор рассчитан на длительное включение его в электрическую сеть, т. е. на постоянное нахождение его под напряжением. Изоляция обмоток и токоведущих частей (отводы, переключатели и т. п.) трансформатора во время его работы испытывает воздействие как длительно приложенного напряжения нормальной промышленной частоты (т. е. частоты, при которой подается энергия, 50 *гц* так и импульсных, т. е. кратковременных, перенапряжений.

Перенапряжениями вообще называются напряжения, значительно превышающие номинальное напряжение трансформатора и поэтому опасные для его изоляции. Обычно под этим словом подразумевают импульсные перенапряжения, возникающие от атмосферных явлений наиболее сильно воздействующие на изоляцию трансформатора, также коммутационные перенапряжения.

Коммутационные перенапряжения могут возникать при нормальных коммутационных процессах, происходящих в линии электропередачи: включение и отключение трансформатора при холостом ходе нагрузки, при резких изменениях режимов работы линий и т. п. Эти перенапряжения могут достигать трех-четыре-кратных значений фазных напряжений при длительности, измеряемой сотыми долями секунды, не превышая, как правило, 0,1 *сек*. Кроме того, в линии при обрывах и коротких замыканиях в ней могут возникать аварийные перенапряжения, превышающие коммутационные.

Атмосферные перенапряжения, вызываемые грозовыми разрядами в отдельных неблагоприятных случаях, достигая трансформатор могут иметь величину 10-кратного фазного напряжения и более при длительности, измеряемой микросекундами.

Изоляция трансформатора разделяется на главную и продольную. *Главной изоляцией* называется изоляция каждой из обмоток относительно заземленных частей и от других обмоток. *Продольной изоляцией* называется внутренняя изоляция каждой обмотки, т. е. ее междувитковая, междуслойная и междукатушечная изоляции.

Нормальное рабочее напряжение и коммутационное перенапряжение воздействуют в основном на главную изоляцию обмоток. Атмосферное перенапряжение воздействует главным образом на продольную изоляцию обмоток.

Для надежной работы трансформатора должна быть обеспечена достаточная электрическая прочность его изоляции. Различают электрическую прочность изоляции при нормальной промышленной (50 гц) частоте и импульсную прочность. Уровень электрической прочности изоляции трансформатора находится в определенной, установленной на основе опыта эксплуатации и узаконенной стандартами зависимости от принадлежности к тому или иному классу напряжения и от условий работы трансформатора.

Таблица 13.1

Каждая из обмоток трансформатора в зависимости от длительности допустимого рабочего напряжения относится к определенному классу напряжения, характеризующему значением номинального напряжения. Согласно ГОСТ 721—52 в Советском Союзе приняты следующие номинальные линейные напряжения переменного тока, приведенные в табл. 13.1.

Классом напряжения трансформатора принято считать класс напряжения его обмотки ВН.

Соответственно классам напряжения установлены нормы для испытания изоляции обмоток трансформатора как при промышленной частоте (50 гц), так и при импульсном испытании (см. § 13.3).

Номинальные напряжения сетей и приемников электрической энергии, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ
3	3,6
6	7,2
10	12
15	17,5
20	24
35	40,5
110	126
150	172
220	252
330	363
500	525

§ 13.2. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПРОЧНОСТИ ИЗОЛЯЦИИ ТРАНСФОРМАТОРА

Правильный выбор изоляционных расстояний, качество изоляционных материалов и общей конструкции изоляционных узлов имеет существенное значение для надежности и долговечности работы трансформатора. С другой стороны, чрезмерно большие запасы электрической прочности приводят к неоправданно большим расходам изоляционных и других материалов и увеличению габаритных размеров и стоимости всего трансформатора.

Изоляционные материалы не должны иметь химического взаимодействия с горячим трансформаторным маслом и, с другой стороны, не способствовать его разложению и загрязнению.

Кроме чисто электрических воздействий, изоляция трансформаторов подвергается нагреванию от потерь, возникающих в обмотке и агнитопроводе, и механическим усилиям, достигающим значительных величин в аварийном случае короткого замыкания. Это должно учитываться при разработке рациональной конструкции. Обычно принято считать, что правильно рассчитанный при условии нормальной эксплуатации трансформатор должен служить не менее 15—20 лет.

Причем указанный срок службы трансформатора в значительной степени определяется сохранением основных качеств его изоляции.

Значительную роль в обеспечении электрической прочности изоляции имеет правильная технология ее обработки. Одной из важнейших технологических операций обработки изоляции является вакуумная сушка активной части трансформатора перед заливкой маслом по окончании сборки.

В трансформаторах желательно иметь возможно меньшую поверхность масла, соприкасающуюся с воздухом, поэтому целесообразно применять герметизацию расширителей, химических воздухоосушителей и др.

§ 13.3. МЕТОДЫ ИСПЫТАНИЯ ИЗОЛЯЦИИ И НОРМЫ ИСПЫТАТЕЛЬНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ

Электрическая прочность изоляции трансформаторов проверяется на воздействие как промышленного (50-перiodного), так и импульсного напряжений.

Каждый выпускаемый с завода трансформатор подвергается та называемым контрольным испытаниям, в программу которых, как обязательное, входит испытание на 50-перiodную прочность изоляции

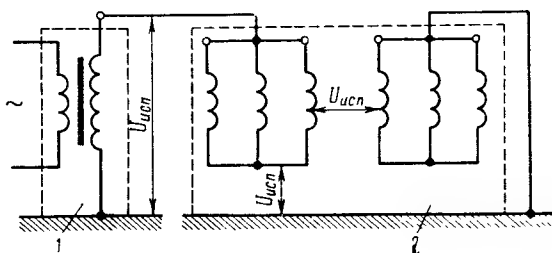


Рис. 13.1. Принципиальная схема испытания главной изоляции обмотки трехфазного трансформатора приложенным напряжением промышленной (50 гц) частоты при помощи испытательного трансформатора:

1 — испытательный трансформатор; 2 — испытываемый трансформатор

напряжение $U_{исп}$ прикладывается к испытываемой обмотке и заземленным частям. Другие обмотки также заземляются. Испытание обычно начинают с обмотки НН. При этом испытывается главная изоляция трансформатора, т. е. изоляция каждой из обмоток и их отводов от заземленных частей и других обмоток.

Нормы приложенных 50-перiodных испытательных напряжений в зависимости от классов напряжения (т. е. номинальных значений рабочего напряжения) приведены в табл. 13.2.

Это испытание производится в большинстве случаев двумя способами: приложенным от постороннего источника напряжением (при отсутствии возбуждения магнитопровода) и возбуждением трансформатора индуктированным напряжением.

Схема испытания изоляции приложенным напряжением показана на рис. 13.1.

При испытании приложенным напряжением испытательное напря-

Таблица 13.2

Класс напряжения кв	Испытательные напряжения		
	приложенное тействующее, кв	импульсное амплитудное (кв) при волне	
		полной	срезанной
3	18	44	50
6	25	60	70
10	35	80	90
15	45	108	120
20	55	130	150
35	85	200	225
110	200	480	550
150	275	660	760
220	400	950	1090
330	460	1050	1150
500	680	1550	1650

При испытании индуктированным напряжением трансформатор возбуждается повышенным (обычно двойным против номинального) напряжением. Так как при этом будет увеличиваться (пропорционально напряжению) индукция главного магнитного потока, то во избежание опасного для питающей обмотки резкого повышения намагнивающего тока снижают повышением (до $100 \div 250$ гц) частоты. При испытании индуктированным напряжением испытывается так называемая продольная изоляция обмоток, т. е. их междувитковая, междуслойная и междукатушечная изоляции.

В некоторых случаях один из концов обмотки *ВН* однофазного трансформатора или нулевая точка обмотки *ВН* трехфазного трансформатора, предназначенные для присоединения к земле (в системах с заземленной нейтралью), имеют неполную (пониженную) изоляцию относительно земли. Такие обмотки нельзя испытывать приложенным напряжением. В этих случаях изоляция обмоток испытывается только индуктированным напряжением, при котором линейному ее концу дается потенциал, равный приложенному испытательному напряжению, соответствующему согласно табл. 13.2 данному классу напряжения.

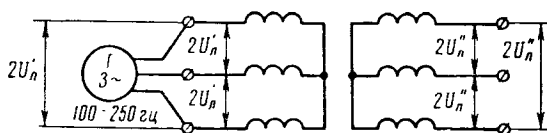


Рис. 13.2. Принципиальная схема испытания продольной изоляции трехфазного трансформатора двойным напряжением, индуктируемом в испытываемом трансформаторе при повышенной ($100-250$ гц) частоте:

$U'_л$ и $U''_л$ — номинальные линейные напряжения обмоток

Схема испытания индуктированным напряжением показана на рис. 13.2.

Испытание новых конструкций трансформаторов и их изоляционных узлов производят при постепенном повышении испытательного напряжения до нормированного. Часто испытание производят до полного пробоя изоляции. При этом может быть определен запас K , электрической прочности трансформатора:

$$K = \frac{\text{Пробивное напряжение}}{\text{Испытательное напряжение}}.$$

Чтобы обеспечить надежность изоляции, получение известного запаса ее электрической прочности при испытании необходимо ввиду неизбежного разброса данных результатов испытаний.

Испытания на импульсную прочность изоляции ввиду их сложности и большой стоимости производятся лишь как типовые, имеющие целью проверку новой конструкции изоляции. Они обычно проводятся на отдельных образцах или же опытных моделях, представляющих собой их типовую конструкцию, и повторяются по мере надобности.

Нормы импульсных испытательных напряжений приведены в табл. 13.2. Как видно из этой таблицы, амплитуда импульсных напряжений намного превышает значения 50-периодных испытательных напряжений. Это объясняется характером импульсных перенапряжений. Для сравнения значения 50-периодных напряжений следует умножить на $\sqrt{2}$.

§ 13.4. ВОЗДЕЙСТВИЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ НА ИЗОЛЯЦИЮ

Воздействиям атмосферных перенапряжений особенно сильно подвергаются трансформаторы, связанные с воздушными сетями. Таковыми большей частью являются крупные высоковольтные трансформаторы и трансформаторы меньших мощностей напряжением 10 и 35 кВ.

Воздействие импульсных перенапряжений на изоляцию определяется как величиной их амплитуды, так и формой волны, т. е. изменением ее во времени и общей длительностью.

Действие волны импульса, кроме ее амплитуды, сильно зависит также от крутизны ее фронта (т. е. участка подъема напряжения: чем круче фронт, тем действие волны сильнее). Поэтому при импульсных испытаниях заданная длительность фронта волны должна быть выдержана.

Формы волн импульсов атмосферных перенапряжений чрезвычайно разнообразны.

Для испытаний на импульсную прочность приняты (стандартизованы) две формы волны — полная и срезанная, как наиболее характерные из встречающихся в практике эксплуатации трансформаторов

Форма полной волны приведена на рис. 13.3:

$\tau_{\text{ф}} = 1,5 \pm 0,2$ мксек — длина фронта волны;

$\tau_{\text{в}} = 40 \pm 4$ мксек — общая длина волны;

$U_{\text{н}}$ — амплитуда импульса напряжения.

Срез волны происходит, например, на подвесных гирляндах, на выводах и т. п. Форма срезанной волны приведена на рис. 13.4. Срезанная волна опасна для продольной изоляции обмотки из-за большой общей амплитуды U .

Получение электрически прочной изоляции, противостоящей импульсным воздействиям путем простого увеличения изоляционных расстояний, вызвало бы значительное увеличение типовой мощности трансформатора и, следовательно, обошлось бы слишком дорого. В связи с этим возникает задача разработки наиболее рациональной конструкции изоляции, обеспечивающей достаточную электрическую

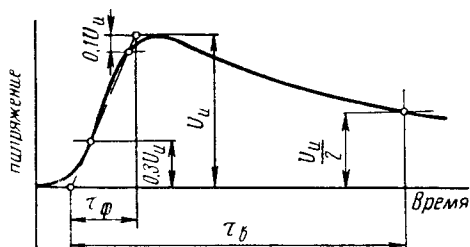


Рис. 13.3. Стандартная полная волна импульса 1,5/40 мксек

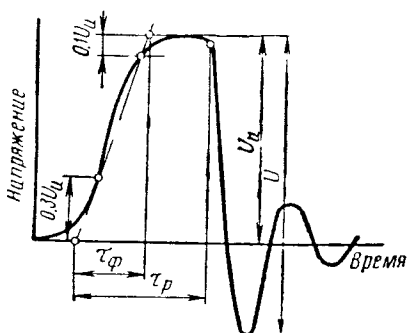


Рис. 13.4. Стандартная срезанная волна импульса:

$\tau_p = 2-3$ мксек (предразрядное время)

прочность последней, не слишком увеличивая размеры трансформатора. Для этого необходимо выяснить те явления, которые происходят в обмотке при падении на нее волны перенапряжения. Как показывают исследования, эти явления очень сложны. В упрощенном виде они могут быть представлены следующим образом.

Предположим, что к линейному вводу обмотки BH трансформатора вследствие каких-либо причин пришла волна импульса с крутым фронтом. Практика показывает, что целостность трансформатора в сильной степени зависит от того, насколько равномерно амплитуда импульса распределится по продольной изоляции обмотки. Прочность изоляции будет тем выше, чем равномерней распределится напряжение на обмотке, так как изоляция ее при этом становится равнопрочной.

Однако в дисковых непрерывных обмотках, обычно применяемых в крупных трансформаторах, в первый момент падения волны импульса напряжение распределяется неравномерно, и это создает большие трудности в осуществлении изоляции, стойкой против импульсных воздействий.

Ввиду большой крутизны фронта волны его можно представить на графике как часть синусоиды напряжения высокой частоты (рис. 13.5).

При высокой частоте ввиду быстрых изменений величины напряжения решающую роль в первоначальном распределении напряжения

играют емкости, имеющиеся в обмотке. Индуктивности катушек обмотки для первоначального распределения значения иметь не могут ввиду сильного возрастания индуктивного сопротивления при высокой частоте ($X = \omega L$). При этих условиях в схеме замещения непрерывной обмотки *ВН* современного крупного трансформатора каждую дисковую катушку упрощенно можно представить как обкладку конденсатора с емкостью C_3 на землю и емкостью C_K на соседнюю катушку (фактически сама катушка имеет собственные внутренние емкости, и поэтому

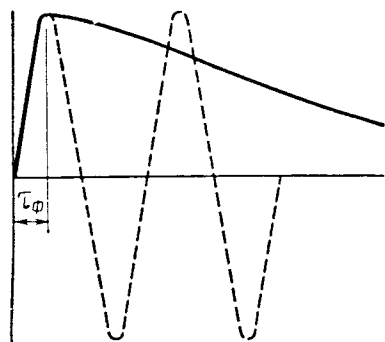


Рис. 13.5. Крутой фронт волны как часть синусоиды высокой частоты

представление ее в виде обкладки конденсатора может быть принято как некоторое допущение).

Обмотку *НН* ввиду ее близости к стержню и сравнительно большой емкости на землю практически можно считать заземленной (рис. 13.6, а).

Таким образом, в первый момент падения волны импульса эквивалентная схема или схема замещения обмотки *ВН* будет иметь вид емкостной цепочки (рис. 13.6, б).

В данной схеме рассматривается случай заземленной нейтрали, как это обычно применяется в СССР, для сетей 110 кВ и выше.

Для простоты рассуждения будем считать все катушки одинаковыми.

При этом емкости C_K между катушками будут также одинаковы и емкости C_3 катушек на землю будут равны между собой. Начнем рассмотрение от последней катушки у заземленного конца *X*. Предположим, что через последний (нижний по схеме) конденсатор C_K течет какой-то ток i . Тогда в предпоследнем конденсаторе ток будет $i + i_1$,

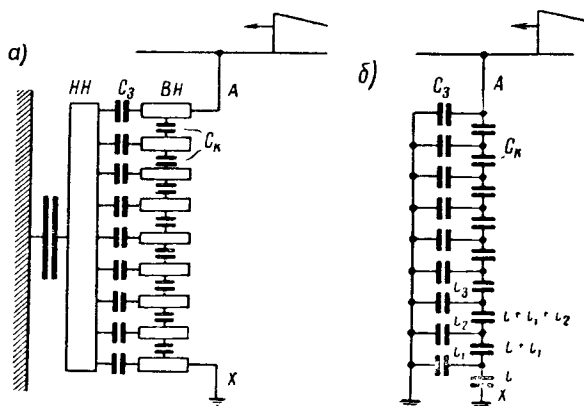


Рис. 13.6. Схема замещения непрерывной обмотки *ВН*

где i_1 — ток, ответивший в последний конденсатор C_3 . В следующем, третьем снизу, конденсаторе C_k ток будет уже равен $i + i_1 + i_2$, где i_2 — ток в предпоследнем конденсаторе C_3 . При этом надо заметить, что поскольку напряжение на верхних конденсаторах выше, то $i_1 < i_2 < i_3$ и т. д. Таким образом, рассуждая далее аналогичным образом, найдем, что по мере продвижения вверх токи между катушками будут увеличиваться. Следовательно, через верхний конденсатор C_k потечет наибольший ток.

Так как емкостные сопротивления между катушками одинаковы, то на основании закона Ома получим, что падение напряжения на той или иной катушке будет тем больше, чем выше она расположена. В результате получается неравномерное распределение напряжения по высоте обмотки. По этой причине катушки, расположенные ближе к линейному вводу (так называемые входные катушки), должны быть лучше изолированы, так как на них приходится относительно большее напряжение.

Построим график первоначального распределения (слово напряжение обычно опускается) по обмотке для идеальной волны импульса, т. е. при $t_{\phi} = 0$. По оси ординат отложим амплитуду волны U_{Π} , а по оси абсцисс — общую высоту обмотки (рис. 13.7).

Если бы напряжение распределялось равномерно (идеальный случай), то график был бы изображен прямой BX . Но благодаря рассмотренному выше распределению токов по цепочке емкостей напряжение распределится по некоторой кривой, называемой *кривой первоначального распределения*. Эта кривая наглядно показывает, что верхние катушки испытывают значительно большие воздействия импульсов, чем это было бы при равномерном распределении. Причем степень неравномерности распределения зависит от величины некоторого коэффициента распределения

$$\alpha = \sqrt{\frac{C_3}{C_k}}.$$

Чем меньше α , тем ближе кривая приближается к прямой конечного распределения ($\alpha = 0$). В обычных конструкциях $\alpha = 5 \div 15$.

Ввиду большой опасности, которую представляют перенапряжения для обмоток трансформаторов, приводящие к разрушениям последних, возникла необходимость специальной защиты трансформатора, т. е. создания так называемых грозоупорных конструкций.

При разработке конструкций грозоупорных трансформаторов в значительной степени пользуются данными опытов, полученных при испытании моделей или аналогичных конструкций путем обмеров, им-

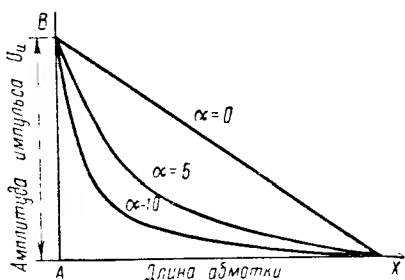


Рис. 13.7. График первоначального распределения

пульсных испытаний и т. д. Расчет емкостной цепочки представляет большие трудности из-за неточного определения емкостей C_3 и C_k и индуктивности L . Расчет усложняется еще тем, что витки и катушки обмоток распределены неравномерно. Поэтому все расчеты следует считать приближенными, нуждающимися в проверке опытом.

Для защиты трансформаторов от перенапряжений применяются внешние и внутренние способы защиты.

К внешним способам защиты относятся:

а) установка разного рода разрядников на линии, ограничивающих амплитуду волн перенапряжений;

б) установка заземленного защитного троса над проводами линии. Этот трос воспринимает прямые удары молнии и способствует ослаблению фронта волны импульса вблизи трансформатора.

Однако одних внешних способов защиты недостаточно, так как амплитуда волн, не задержанных внешней защитой, все же достаточно велика, и поэтому при определенных условиях необходимо применение также и внутренней защиты.

Внутренняя защита может быть основана на двух принципах: усиление изоляции входных катушек и искусственное уменьшение неравномерности первоначального распределения.

Наиболее простой из этих принципов заключается в усилении изоляции входных витков и катушек, особенно сильно подвергающихся воздействию волн импульсов. Однако в существующих сериях трансформаторов отечественного производства применение одного этого способа достаточно лишь для напряжений классов до 35 кВ. При более высоких напряжениях — 110 кВ и выше получается весьма значительное увеличение размеров трансформатора, еще более увеличивающееся от получающегося неравномерного распределения ампер-витков обмотки по ее высоте (в зоне входных катушек), что делает этот способ неэффективным.

Более правильным, хотя и более сложным, является второй принцип внутренней защиты, называемый *емкостной защитой*, или *емкостной компенсацией*. При этой защите тем или иным способом компенсируют (нейтрализуют) вредные емкости C_3 катушек на землю и тем самым уменьшают неравномерность первоначального распределения напряжения.

У трансформатора с емкостной компенсацией градиенты (напряжения, приходящиеся на каждую катушку) по высоте обмотки распределены более или менее равномерно, что существенно улучшает условия работы изоляции. Такие трансформаторы называются *нерезонирующими*, у которых переходный колебательный процесс от первоначального к конечному распределению почти или полностью отсутствует.

В последнее время для обмоток ВН 110 кВ и выше большое распространение получила так называемая петлевая обмотка. У этой обмотки витки переплетены в каждой двойной катушке, благодаря чему значительно увеличивается продольная емкость обмотки и выравнивается первоначальное распределение.

§ 13.5. ВЫПОЛНЕНИЕ ЗАЩИТЫ ДЛЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 35 кВ

Для классов напряжений, не превышающих 10 кВ, ввиду наличия достаточного запаса электрической прочности никакого дополнительного усиления изоляции не требуется. Лишь при слоевых обмотках ставится экран, присоединенный к линейному вводу (см. далее). Для класса напряжения 35 кВ достаточным усилением изоляции является утолщение витковой изоляции двух входных катушек (применение провода с толщиной изоляции 1,35 мм на обе стороны). Два крайних масляных канала между катушками должны быть не менее 6 мм.

§ 13.6. ЕМКОСТНАЯ КОМПЕНСАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 кВ И ВЫШЕ

Основная идея защиты трансформаторов напряжением 110 кВ и выше заключается в том, что с наружной стороны обмотки располагают дополнительную цепочку емкостей, присоединяемую к линейному вводу. Если эту цепочку продлить до конца обмотки, то получится симметричная схема, в которой добавочные емкости C_d компенсируют (нейтрализуют) вредные емкости C_z (рис. 13.8). Распределение токов по емкостям получается таким, что первоначальное распределение будет (в идеальном случае) равномерным.

Однако эта схема практически неприменима, так как нижний конденсатор C_d оказывается под полным импульсным напряжением и это потребовало бы больших его размеров. Тем не менее этот принцип положен в основу большинства схем емкостной защиты.

Ввиду трудности применения полной компенсации применяют частичную компенсацию, при которой кривая первоначального распределения может быть достаточно приближена к кривой конечного распределения (рис. 13.9).

Получение совершенно равномерного первоначального распределения практически даже и не требуется. Важно, чтобы градиент наиболее напряженных точек обмотки не превышал бы намного средних значений градиентов, которые имели бы место при равномерном распределении.

Принцип конструкции частичной защиты экранирующими витками заключается в следующем: поверх шести (для 110÷220 кВ) концевых катушек обмотки накладывают экранирующие витки с переменным расстоянием от катушек. Эти витки изготавливают из хорошо изолиро-

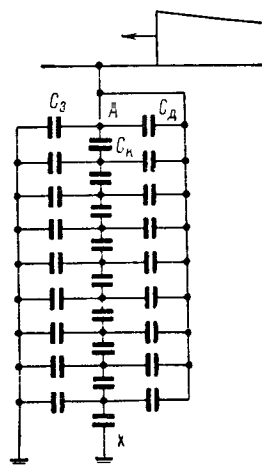


Рис. 13.8. Принцип емкостной компенсации

ванного провода, соединяют между собой и присоединяют к линейному вводу (рис. 13.10).

Сверху обмотки ставится емкостное кольцо 1, служащее для выравнивания напряжения по виткам входной катушки (рис. 13.11).

Емкостное кольцо представляет собой кольцо (шайбу) из электрокартона, обмотанное медной или алюминиевой фольгой и затем хорошо изолированное. Емкостное кольцо присоединено к линейному вводу обмотки.

Экранирующие витки не заходят в промежутки между фазами *A, B, C*, т.е. они не полностью охватывают катушки обмотки (рис. 13.12).

Преимущества частичной защиты экранирующими витками:

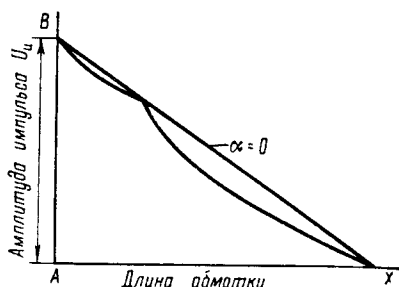


Рис. 13.9. Кривая первоначального распределения при частичной компенсации

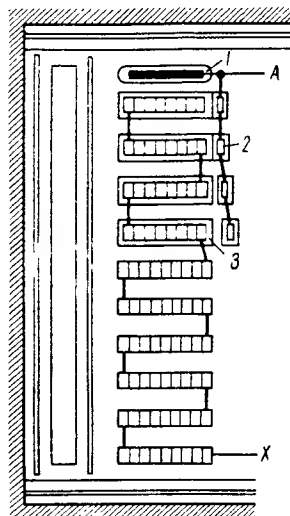


Рис. 13.10. Частичная защита экранирующими витками:

1 — емкостное кольцо; 2 — экранирующие (емкостные) витки; 3 — катушки с усиленной изоляцией

- 1) простота конструкции и технологии изготовления;
- 2) возможность углубления (до некоторого предела) защиты путем добавления экранирующих витков без изменения конструкции обмотки;
- 3) возможность предварительного емкостного расчета.

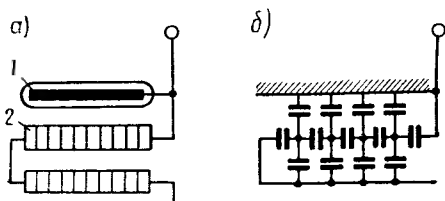


Рис. 13.11. Емкостное кольцо:
а — конструктивная схема; б — емкостная схема замещения: 1 — емкостное кольцо; 2 — крайняя (входная) катушка обмотки

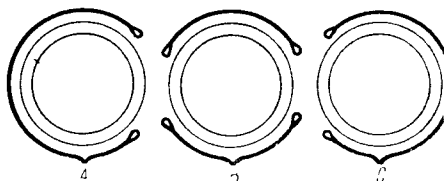


Рис. 13.12. Схема расположения экранирующих витков на обмотках *ВН* трехфазного трансформатора. Неполный охват витками входных катушек

Недостатки этого вида защиты:

- 1) ограниченная возможность компенсации;
- 2) высокое напряжение между последним экранирующим витком и обмоткой. Это напряжение (линеал) может достигать, например, до 40% от амплитуды волны импульса;
- 3) невозможность применения этого вида защиты для внутренних обмоток;
- 4) неполный угол охвата катушек и связанная с этим более слабая защита средней фазы трехфазного трансформатора.

§ 13.7. ПРОДОЛЬНАЯ ЕМКОСТНАЯ КОМПЕНСАЦИЯ ВНУТРЕННИХ ОБМОТОК

Принцип этой защиты заключается в том, что путем установки между катушками по два емкостных экрана искусственно увеличивают междукатушечную емкость C_K и тем самым уменьшают коэффициент распределения α . Схема продольной защиты изображена на рис. 13.13.

Если обозначить через α_1 коэффициент распределения с применением компенсации, то

$$\alpha_1 = \sqrt{\frac{C_3}{C_K + C_{K1}}} < \alpha = \sqrt{\frac{C_3}{C_K}},$$

где C_{K1} — добавочная междукатушечная емкость, полученная при помощи емкостных экранов.

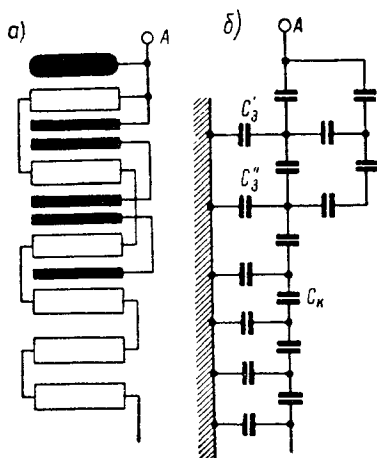


Рис. 13.13. Схема частичной емкостной компенсации внутренней непрерывной обмотки при помощи встроенных конденсаторов:

а — конструктивная схема, б — упрощенная схема замещения

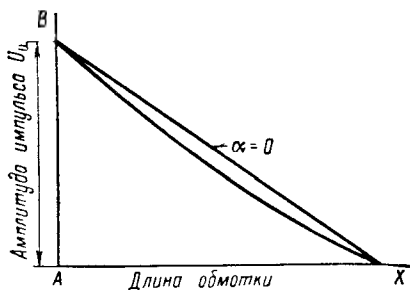


Рис. 13.14. Кривая первоначального распределения при продольной защите

Этот вид защиты дает более пологую кривую первоначального распределения (рис. 13.14).

Преимущество продольной защиты заключается в том, что она может быть распространена на всю длину обмотки; недостаток ее — в большой потере места в осевом направлении обмотки.

В настоящее время разработан целый ряд других систем частичной защиты, обладающих теми или иными преимуществами и недостатками.

§ 13.8. СЛОЕВЫЕ ОБМОТКИ

Для трансформаторов относительно небольших мощностей с напряжением до 35 кВ применяются слоевые обмотки.

Несмотря на некоторые недостатки, слоевая обмотка, кроме простоты изготовления, имеет еще то преимущество, что первоначальное распределение у этой обмотки получается практически равномерным без дополнительной емкостной компенсации (если не считать емкостного экрана). Иными словами, слоевая обмотка является в принципе грозоупорной, т. е. обладающей самозащитой, так как коэффициент распределения α у нее близок к нулю. Схема замещения и график первоначального распределения слоевой обмотки изображены соответственно на рис. 13.15 и 13.16.

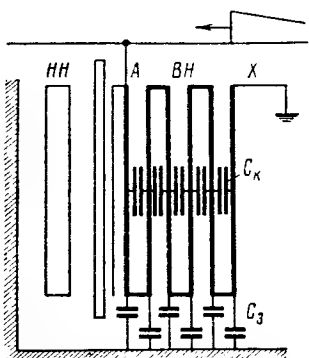


Рис. 13.15. Схема замещения слоевой обмотки

Как видно из схемы слоевой обмотки, обкладкой конденсатора в момент падения волны импульса будет служить слой обмотки. Тогда емкость между слоями будет соответствовать емкости C_k в схеме замещения. Так как емкость каждого слоя на землю C_3 относительно емкости между слоями C_k будет весьма мала, то коэффициент перво-

начального распределения α близок к нулю, т. е. $\alpha = \sqrt{\frac{C_3}{C_k}} \approx 0$.

Кривая первоначального распределения будет почти совпадать с прямой конечного распределения и на графике представится в виде ломаной линии с числом изгибов, соответствующим числу слоев.

Для выравнивания напряжений по виткам первого (входного) слоя ставят металлический (разрезной) экран, присоединяемый к линейному вводу. Максимальное использование преимуществ слоевой обмотки получается тогда, когда экран ставится внутри (к первому слою). При этом уменьшается общая емкость обмотки на землю.

Ограниченность применения слоевой обмотки зависит в основном от ее недостаточной механической прочности, малой поверхности охлаждения и большого напряжения между слоями. Чтобы избежать последнего недостатка, обмотку разбивают на две и более частей в осевом направлении, т. е. применяют катушечную обмотку.

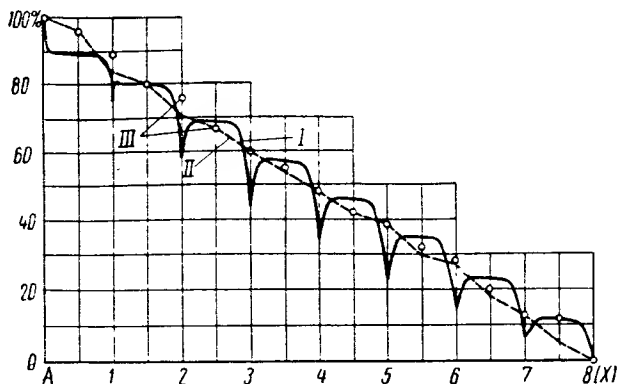


Рис. 13.16. Распределение напряжения в слоевой обмотке ВН с двумя экранами:

I — емкостное распределение; II — начальное распределение при полной волне; III — наибольшие потенциалы при полной волне

§ 13.9. МЕТОДИКА ВЫБОРА РАЗМЕРОВ ГЛАВНОЙ И ПРОДОЛЬНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ПРИ РАСЧЕТЕ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Электрическая прочность изоляции трансформатора должна обеспечиваться правильным выбором изоляционных конструкций, материалов и минимально допустимых расстояний (промежутков) между соответствующими токоведущими частями или между токоведущими

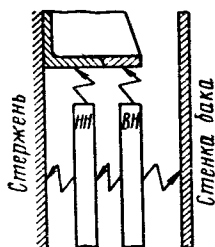


Рис. 13.17. Основные изоляционные промежутки главной изоляции в концентрических обмотках

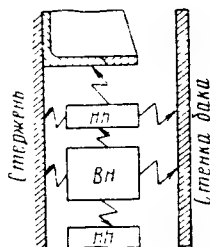


Рис. 13.18. Основные изоляционные промежутки главной изоляции в чередующихся обмотках

и заземленными частями в зависимости от класса напряжений той или иной обмотки трансформатора. Выбранная изоляция трансформатора должна предохранить его токоведущие части — обмотки, отводы, переключатели, вводы — от пробоя на землю и между ними как при нормальном рабочем напряжении, так и при возможных перенапряжениях.

Изоляция трансформатора по его изготовлению должна выдерживать нормированные испытательные напряжения при контрольных и типовых испытаниях трансформатора. Нормы испытательных напряжений были приведены в табл. 13.2. В соответствии с этими нормами и производится расчет изоляции для каждой токоведущей части, который сводится к определению основных изоляционных промежутков между этой токоведущей и заземленными частями или другой токоведущей частью в зависимости от испытательного напряжения в данном изоляционном промежутке.

Расположение изоляционных промежутков зависит от конструкции трансформатора, т. е. от взаимного расположения обмоток, маг-

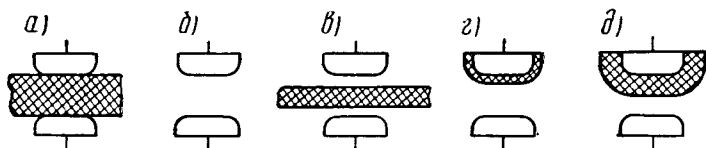


Рис. 13.19. Варианты заполнения изоляционных промежутков:

а — изоляция из твердого диэлектрика; *б* — масляный промежуток; *в* — барьер; *г* — покрытие одного из электродов; *д* — изолирование одного из электродов

нитопровода, бака и других частей. В процессе развития трансформаторостроения определились основные варианты изоляционных конструкций для концентрических и чередующихся обмоток, ставшие в некоторой степени классическими.

В трансформаторе стержневого типа с концентрическими обмотками (рис. 13.17) основными промежутками главной изоляции являются следующие: канал между обмоткой *НН* и магнитопроводом, канал между обмотками *ВН* и *НН*, промежуток между обмоткой *ВН* и стенкой бака, между обмотками *ВН* разных фаз (междуфазное расстояние и между торцами обмоток *НН* и *ВН* и яромом.

При дисковых чередующихся обмотках (рис. 13.18) основными промежутками главной изоляции являются следующие: промежуток между катушками *ВН* и *НН*, между катушками этих обмоток и стержнем стенки бака, катушками соседней фазы, между крайними катушками обмотки *НН* и яромом.

В существующих конструкциях изоляционный промежуток может быть заполнен либо маслом, либо твердой изоляцией (электрокартон, кабельная бумага), либо, наконец, комбинацией из этих материалов (рис. 13.19). В зависимости от заполнения промежутка определяется его минимально допустимая величина для заданного значения испытательного напряжения.

Расположение основных изоляционных промежутков для трансформаторов с испытательными напряжениями до 85 кВ показано на рис. 13.20.

Минимальные изоляционные расстояния главной изоляции для силовых масляных трансформаторов приведены: для обмотки *НН* в табл. 13.3, а для обмотки *ВН* в табл. 13.4.

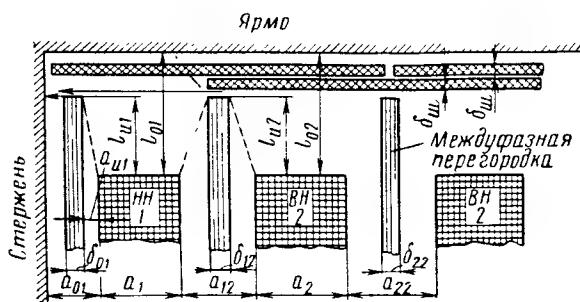


Рис. 13.20. Изоляционные промежутки главной изоляции обмоток *НН* и *ВН* для испытательных напряжений от 5 до 85 кВ. Штриховыми линиями показаны пути разряда, определяющие размеры l_{01}

Таблица 13.3

Мощность трансформатора S , кВА	Испытательное напряжение <i>НН</i> , кВ	Обмотка <i>НН</i> от ярма l_{01} , мм	Обмотка <i>НН</i> от стержня, мм			
			δ_{01}	a_{01}	a_{01}	l_{01}
25 — 250	5	15	$2 \times 0,5$	—	4	—
400 — 630	5	**	$2 \times 0,5$	—	5	—
400 — 630*	5	**	4	6	15	18
1000 — 2500	5	**	4	6	15	18
630 — 1600	18,25 и 35	**	4	6	15	25
2500 — 6300	18,25 и 35	**	4	8	17,5	25
630 и выше	45	**	5	10	20	30
630 и выше	55	**	5	13	23	45
Все мощности	85	**	6	19	30	70

* Для винтовой обмотки с испытательным напряжением 5 кВ.

** Расстояние *НН* от ярма принимается равным l_{02} , т. е. расстоянию *ВН* от ярма взятому по табл. 13.4.

Расположение и минимальные расстояния главной изоляции основных изоляционных промежутков для силовых масляных трансформаторов с испытательным напряжением 200 кВ показаны на рис. 13.21 размеры в мм).

Электрическая прочность продольной изоляции должна быть обеспечена выбором соответствующей витковой, междуслойной и междукашечной изоляцией.

Таблица 13.4

Мощность трансформатора S , <i>кВА</i>	Испытательное напряжение VH , <i>кВ</i>	VH от ярма, <i>мм</i>		Между VH и HH , <i>мм</i>		Выступ цилиндра $l_{н2}$, <i>мм</i>	Между VH и VH	
		l_{02}	$\delta_{ш}$	a_{12}	δ_{12}		a_{22}	δ_{22}
25 — 100	18,25 и 35	20	—	9	2,5	10	8	—
160 — 630	18,25 и 35	30	—	9	3	15	10	—
1000 — 6300	18,25 и 35	50	—	20	4	20	18	—
630 и выше	45	50	2	20	4	20	18	2
630 и выше	55	50	2	20	5	30	20	3
160 — 630	85	75	2	27*	5	50	20	3
1000 — 6300	85	75	2	27	5	50	30	3
10000 и выше	85	80	3	30	6	50	30	3

* Минимальное изоляционное расстояние от обмотки HH до электростатического экрана цилиндрической слоевой обмотки VH 27 мм, толщина экрана с изоляцией 3 мм.
 a_1 и a_2 — радиальные размеры обмоток HH и VH , мм.

Таблица 13.5

Испытательное напряжение обмотки, <i>кВ</i>	Марка провода	Толщина изоляции на две стороны, <i>мм</i>	Назначение
5 — 85	ПЭЛБО ПБ (круглый) ПБ (круглый) ПБ и ПББО (прямоугольный)	0,125 — 0,21 (0,14 — 0,30) 0,3(0,4) — нормальная 0,95 (1,0) — усиленная 0,45 (0,5 — 0,55) — нормальная	Для всех трансформаторов
5 — 85	ПБ и ПББО ПБ и ПББО	0,95 (1,0) — усиленная 1,35 (1,4) — усиленная	Для трансформаторов, имеющих емкостную защиту (грозоупорных)
200	ПБ и ПББО	1,95 (2,0) — то же 2,95 (3,0) » 4,4 (4,5) » 5,8 (6,0) »	Для трансформаторов без защиты

Примечание. В скобках указаны расчетные размеры с учетом допусков.

Изоляция между витками обеспечивается собственной изоляцией обмоточного провода. Для входных катушек при испытательном напряжении 55 кВ и выше применяется усиленная витковая изоляция. Толщина витковой изоляции приведена в табл. 13.5.

Междуслойная изоляция в цилиндрических многослойных обмотках из круглого провода выполняется из кабельной бумаги марки К-12 толщиной 0,12 мм. Число слоев кабельной бумаги между двумя слоями витков определяется по суммарному рабочему напряжению двух слоев обмотки (табл. 13.6). Высота (длина) междуслойной изоляции для увеличения пути разряда по поверхности между слоями делается большей, чем высота (длина) слоя витков. Тем самым обеспечивается некоторый выступ междуслойной изоляции на торцах обмотки.

Толщина междуслойной изоляции из электрокартона для многослойной цилиндрической обмотки из прямоугольного провода может быть также выбрана по табл. 13.6 исходя из суммарной ее толщины.

В масляных трансформаторах в двухслойной цилиндрической обмотке из прямоугольного провода при суммарном рабочем напряжении двух слоев не более 1 кВ междуслойной изоляцией служит осевой масляный канал шириной не менее 5 мм или прокладка из 1—2 слоев электрокартона толщиной 0,5 мм.

Междукатушечная изоляция в непрерывной дисковой обмотке осуществляется радиальными масляными каналами или, для мощности до 1000 кВА, 35 кВ, чередованием масляных каналов и шайб из электрокартона. Шайба должна выступать за внешнюю окружность катушек не менее чем на 6 мм. Толщина шайб $2 \times 0,5$ мм.

Осевой размер масляного канала (с округлением до 0,5 мм)

$$h_k = \frac{6U_{\text{кат}}}{1000} \text{ мм},$$

где $U_{\text{кат}}$ — рабочее напряжение одной катушки, в.

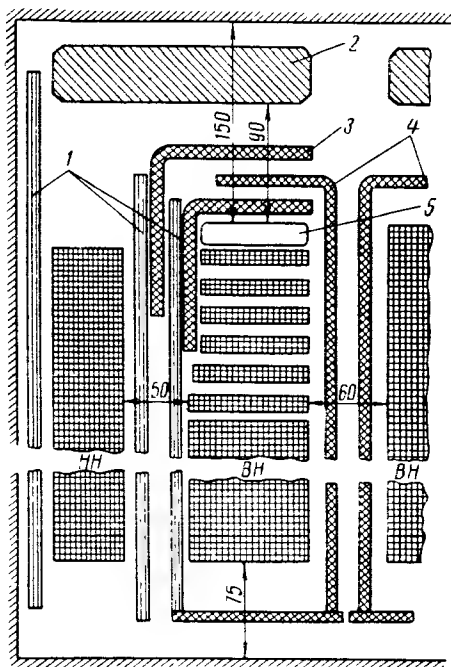


Рис. 13.21. Изоляционные промежутки главной изоляции обмотки ВН класса напряжения 110 кВ с вводом на верхнем конце обмотки (испытательное напряжение 200 кВ):

1 — изоляционные цилиндры; 2 — прессующее кольцо; 3 — угловые шайбы; 4 — междофазная перегородка; 5 — емкостное кольцо

Таблица 13.6

Суммарное рабочее напряжение двух слоев обмотки, <i>в</i>	Число слоев кабельной бумаги (толщиной 0,12 мм), <i>мм</i>	Высота междуслойной изоляции на торцах обмотки (на одну сторону), <i>мм</i>
До 1000	$2 \times 0,12$	10
1000 — 2000	$3 \times 0,12$	16
2000 — 3000	$4 \times 0,12$	16
3000 — 3500	$5 \times 0,12$	16
3500 — 4000	$6 \times 0,12$	22
4000 — 4500	$7 \times 0,12$	22
4500 — 5000	$8 \times 0,12$	22
5000 — 5500	$9 \times 0,12$	22

Размер канала должен быть не менее 4 мм и, кроме того, проверен по условиям отвода тепла от обмотки по табл. 10.2.

В местах разрыва по середине обмотки ВН, где расположены регулировочные ответвления, каналы имеют увеличенные размеры против остальных каналов. Увеличенные размеры каналов определяются исходя из наибольшего возможного напряжения в месте разрыва (при положении переключателя на минимальной ступени напряжения).

В обмотках класса напряжения 20 и 35 кВ два крайних канала между катушками вверху и внизу должны быть не менее 6 мм каждый, при классе напряжения 110 кВ — пять крайних каналов у линейного конца по 10 мм каждый.

Входные катушки обмоток класса напряжения 110 кВ должны иметь общую катушечную изоляцию из кабельной бумаги толщиной: первая катушка — 3 мм и вторая катушка — 1,5 мм на обе стороны.

Контрольные вопросы

1. Что называется перенапряжением?
2. В каких случаях в линии электропередачи возникают перенапряжения?
3. Как испытывается электрическая прочность изоляции трансформатора при его контрольных испытаниях?
4. Что представляет собой главная и продольная изоляции трансформатора?
5. Как определяется запас электрической прочности изоляции?
6. Почему в момент падения на трансформатор волны импульса главную роль в распределении напряжения по обмотке играют ее внутренние емкости?
7. Почему крайние витки и катушки требуют усиленной изоляции?
8. Каково устройство и назначение емкостных колец и экранирующих витков?
9. Почему слоевая обмотка является грозоупорной?

КОНСТРУИРОВАНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

§ 14.1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ КОНСТРУИРОВАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРА. УВЯЗКА КОНСТРУКТИВНОЙ РАЗРАБОТКИ С РАСЧЕТОМ И ТЕХНОЛОГИЕЙ ИЗГОТОВЛЕНИЯ

Проектирование силовых трансформаторов включает в себя широкий круг технических вопросов. Разработка конструкции трансформатора должна производиться на основе выполненного его электромагнитного, теплового и механического расчетов, обеспечивающих заданные основные электрические и эксплуатационные параметры. При конструировании должна быть обеспечена необходимая электрическая прочность изоляции, механическая прочность узлов, динамическая и тепловая стойкость обмоток при коротком замыкании. Конструкция трансформатора в целом должна обеспечивать его эксплуатационную надежность. При разработке конструкции частей и узлов трансформаторов следует стремиться к возможно меньшему расходу материалов и меньшей трудоемкости их изготовления, с тем чтобы снизить стоимость трансформатора до минимума.

Для этого конструктор должен быть хорошо осведомлен о данных трудоемкости изготовления деталей и узлов, с ценами на основные, применяемые в трансформаторах, материалы.

Конструкция трансформатора тесно связана с технологическим процессом производства трансформаторов. При создании новых конструкций необходимо тщательно прорабатывать вопрос о необходимом технологическом оснащении, при этом часто требуется совместная работа конструкторов и технологов. Приемлемость тех или иных конструктивных и технологических решений в отдельных случаях приходится проверять на опытных образцах.

Во многих случаях для наиболее правильного в технологическом отношении решения задачи конструктору необходимо изучать опыт передовиков производства, советоваться с цеховыми рационализаторами.

Совершенствование существующих и создание новых конструкций тесно связано с вопросами теории расчета трансформаторов, техникой высоких напряжений, электроматериаловедением, с изучением и внедрением в конструкции результатов выполненных научно-исследовательских работ и с выяснением новых тем теоретических и экспериментальных разработок, необходимых для дальнейшего развития конструкций. Особо должно быть обращено внимание на знакомство и повседневное изучение зарубежной техники — проспектов, патен-

тов и т. п., чтобы использовать все лучшее, что имеется в этой области, и не изобретать уже изобретенное.

Немаловажную роль для создания совершенной конструкции играет изучение опыта эксплуатации трансформатора, тщательное рассмотрение поступающих на завод актов и рекламаций. Наилучшее заключение о пригодности какого-либо узла или конструкции в целом — производственная проверка и отзыв от эксплуатирующих организаций.

Все указанное ранее относится главным образом к заводскому проектированию, при котором разрабатывается как отдельный тип трансформатора, так и серия трансформаторов, включающая в себя ряд типов разной номинальной мощности. Рассмотрение всех этих вопросов не входит в задачу данной книги.

Учебное проектирование трансформатора преследует более узкую цель. Оно включает конструктивную разработку наиболее важных его частей, определенных объемом курсового проекта, согласно учебной программе. Объем курсового проекта уточняется ведущим преподавателем, который руководит проектом и определяет последовательность работы.

При дипломном проектировании содержание конструктивной разработки зависит от темы проекта. Порядок работы, объем и последовательность конструирования устанавливает консультант-руководитель дипломанта.

§ 14.2. КОНСТРУКЦИЯ МАГНИТОПРОВОДА. РАЗРАБОТКА ПОПЕРЕЧНОГО СЕЧЕНИЯ СТЕРЖНЕЙ И ЯРМ. РАСКРОЙ СТАЛИ. СЯЖКА ПЛАСТИН МАГНИТОПРОВОДА. МАГНИТОПРОВОДЫ ИЗ ХОЛОДНОКАТАНОЙ СТАЛИ. БЕСШПИЛЕЧНАЯ ПРЕССОВКА

Основные сведения о типах и принципиальном устройстве магнитопроводов изложены в гл. XI.

В конструктивном отношении под магнитопроводом правильно подразумевать *остов* трансформатора, представляющий собой собственно магнитопровод с прессованными балками и прочими деталями крепления. Остов трансформатора должен обладать механической прочностью и устойчивостью. Эти свойства важны потому, что остов трансформатора, кроме своего основного назначения — служить магнитной цепью для прохождения главного магнитного потока, одновременно является механической основой трансформатора. На остовах укрепляются обмотки, отводы, а также (у большинства конструкций трансформаторов габаритов I, II, III) крышка бака с вводами, переключателями и прочей арматурой.

Разработка конструкции магнитопровода обычно начинается с разработки сечения стержня по заданному его диаметру.

В заводской практике значения диаметров нормализованы и могут быть выбраны по шкале, приведенной в табл. 14.1. Для учебных расчетов, разумеется, могут быть выбраны любые промежуточные значения диаметров (кратные 5).

Ступенчатая, близкая к круглой, форма сечения стержня вызвана круглой цилиндрической формой обмоток, насаживаемых на стержень. При круглой форме обмоток получается наименьшая средняя длина витка (на 12% короче, чем при квадратной), что дает минимальный расход обмоточного провода. Кроме того, круглые катушки более прочны механически и менее трудоемки в изготовлении.

Для наибольшего заполнения сталью площади круга число ступеней желательно брать возможно большим. Однако увеличение числа ступеней усложняет конструкцию и изготовление магнитопровода, так как увеличивается количество позиций пластин. Поэтому на практике число ступеней ограничивается некоторой оптимальной величиной в зависимости от значения диаметра согласно табл. 14.1.

Таблица 14.1

Диаметр стержня D , мм	Число ступеней	Число каналов	Диаметр стержня D , мм	Число ступеней	Число каналов
80	4	—	340	8	—
90	5	—	360	8	1
100	6	—	380	8	1
110	6	—	400	10	1
125	6	—	420	10	1
140	6	—	450	13	1
160	6	—	480	13	1
180	6	—	500	13	2
200	6	—	530	14	2
220	7	—	560	14	2
240	7	—	600	15	2
260	7	—	630	15	3
280	7	—	670	15	3
300	7	—	710	15	3
320	8	—	750	15	3

Но при одном и том же числе ступеней наибольшая теоретическая площадь сечения ступенчатой фигуры получается лишь при определенных соотношениях между шириной пластин (пакетов) и диаметром. Эти соотношения для числа ступеней от 1 до 6 приведены на рис. 14.1.

Однако практически приходится отступать от найденных теоретических значений размеров пластин по следующим причинам:

1. Во избежание чрезмерно большого ассортимента размеров пластин по их ширине в производстве и с целью иметь наименьшие отходы электротехнической стали при ее раскрое из стандартных листов или листов нормализованной стали размеры пластин по их ширине нормализованы, и сечение стержня может быть составлено только из пластин нормализованной ширины.

При раскрое пластин из листа шириной 750 мм ширина пластин

может быть взята по следующей шкале: 43, 48, 52, 56, 61, 66, 73, 81, 91, 105, 114, 122, 135, 147, 164, 175, 184, 195, 205, 215, 235, 245, 260, 280, 295, 310, 340, 350, 368, 420 мм.

При раскрое пластин из рулонной стали шкала для выбора ширины пластин имеет следующие размеры: 40, 55, 65, 75, 85, 95, 105, 120, 135, 155, 175, 195, 215, 230, 250, 270, 295, 310, 325, 350, 368, 385, 410, 425, 440, 465, 485, 520, 540, 580, 600, 615, 630, 650, 670, 695, 715, 735 мм.

2. Для диаметров свыше 250 мм должна осуществляться прессовка на стержней. В тех случаях, когда прессовка осуществляется шпиль

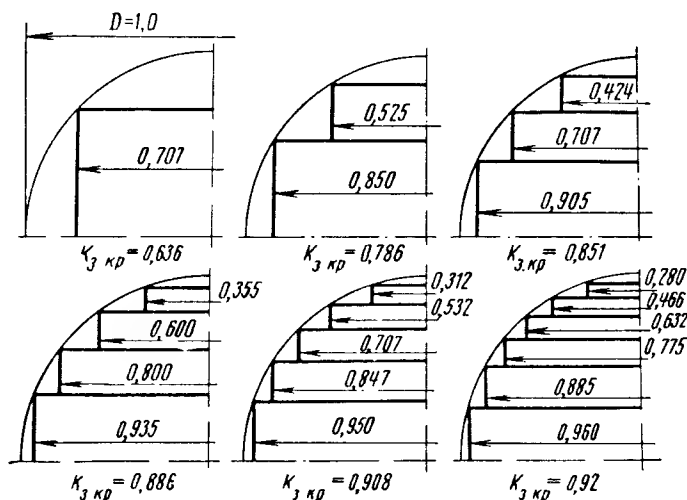


Рис. 14.1. Сечения стержней многоступенчатой формы. Размеры ступеней стержня для получения максимального заполнения площади круга $D = 1,0$

ками (см. далее), пропущенными через отверстия, проштампованными в пластинах, для размещения в пределах описанной окружности пресующих гаек и шайб, необходимо иметь место, определяемое высотой e сегмента (рис. 14.2). Минимальная высота сегмента выбирается в зависимости от диаметра стержня:

Диаметр стержня							
$D, \text{ мм}$	250—350	350—450	450—500	500—550	550—650	650—750	
Высота сегмента $e, \text{ мм}$	12	16	22	25	30	35	

3. Для диаметров свыше 400 мм необходимо учитывать волнистость и коробоватость пластин. Для этого несколько уменьшают толщину средних пакетов, чтобы их углы немного не доходили до окружности. Сечение стержня вписывают в окружность большего радиуса с соответствующим смещением ее центра.

Форма сечения ярма теоретически должна соответствовать форме сечения стержня. Но этого придерживаются только для магнитопроводов трансформаторов больших мощностей, где правильное (вдоль пластин стержней и ярм) направление главного магнитного потока имеет большое значение. Несоблюдение этого условия вызовет увеличение потерь и намагничивающей мощности в углах магнитопровода.

Для трансформаторов малой и средней мощности с целью упрощения конструкции ярма (поскольку оно вписывается в окружность не требуется) сечения ярм делают либо прямоугольными, либо двухступенчатыми (*Т*-образными). При этом в углах магнитопровода происходит перераспределение магнитных потоков по пакетам, так как нарушается соотношение сечений соответствующих пакетов стержня ярма и повышается индукция в среднем (большом) пакете ярма. В углах магнитный поток частично уходит поперек пластин, вызывая дополнительные потери от вихревых токов.

Во избежание увеличения потерь холостого хода по этой причине активное сечение ярма берут на 5—10% больше активного сечения стержня, т. е. делают так называемое усиление ярма. При этом индукция в среднем пакете ярма не превышает индукцию в стержне.

Применение *Т*-образного сечения ярма бывает также необходимо по конструктивным соображениям для облегчения вывода концов внутренней обмотки, особенно при их больших сечениях.

Как было сказано ранее, пластины магнитопровода должны быть плотно сжаты (стянуты) между собой. Стяжка магнитопровода должна обеспечить:

- а) необходимую механическую прочность остова для придания всей жесткости конструкции всего трансформатора в целом;
- б) уплотнение и выравнивание волнистости и коробоватости пластин и пакетов;
- в) соблюдение размеров пакетов стержня и ярма по чертежу;
- г) устранение (или максимальное уменьшение) вибрации и гудения магнитопровода при работе трансформатора.

В разработанных до настоящего времени конструкциях силовых трансформаторов стяжка магнитопроводов осуществляется при помощи шпилек, пропущенных через отверстия, проштампованные в пластинах. Эти шпильки во избежание замыкания ими пластин должны быть надлежащим образом изолированы. Изоляция шпилек осуществляется при помощи бакелитовых трубок, а по концам шпилек — шайбами на них изоляционными. Сверху последних одеваются

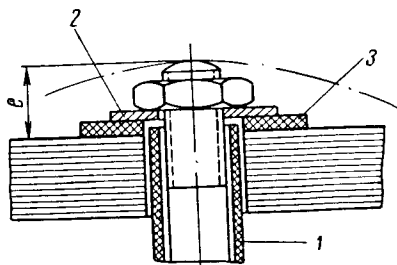


Рис. 14.2. Определение минимальной высоты e сегмента при прессовке стержня стяжными шпильками:

1 — трубка бумажно-бакелитовая; 2 — шайба стальная; 3 — шайба изоляционная

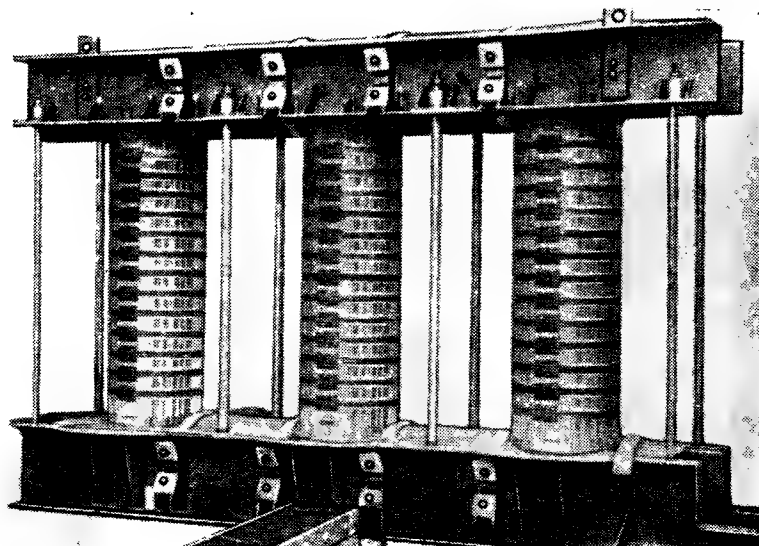


Рис 14.3. Трехфазный магнитопровод со стержнями, стянутыми стальными бандажами

стальные шайбы или накладки, прижимаемые гайками. Изоляция шпилек магнитопровода проверяется приложенным напряжением 1000—2000 в.

Стяжка стержней диаметром до 250 мм производится деревянным клиньями (горбылями), забиваемыми между обмоткой и стержнем

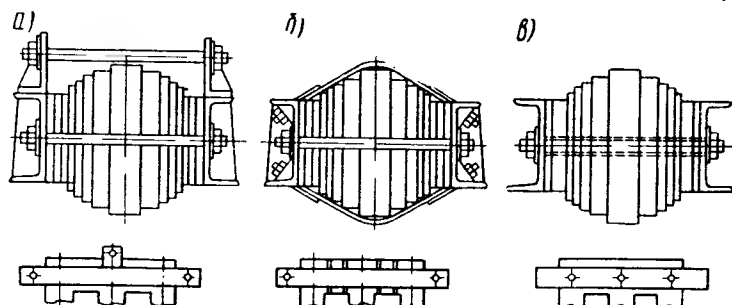


Рис. 14.4. Различные способы прессовки ярма ярмовыми балками:

а — внешними балками; б — стальными полубандажами; в — сквозными шпильками

Для стержней большего диаметра и для прессовки ярм применяются шпильки. Сечение шпилек рассчитывается таким образом, чтоб при нормальной затяжке гаек было обеспечено давление 3—4 кг/см² на площадь наиболее широкой пластины. Прессующие гайки и шайбы

адеваемые на шпильки, стягивающие стержень, не должны выступать а окружность, описанную вокруг сечения стержня (см. пояснение к ис. 14.2).

Стяжка магнитопроводов шпильками имеет существенные недостатки, заключающиеся в том, что, во-первых, отверстия в пластинах уменьшают активное сечение стержня и ярма, из-за чего происходит естественное увеличение индукции, что в свою очередь увеличивает потери ток холостого хода, и, во-вторых, операции по штамповке отверстий величивают трудоемкость изготовления пластин.

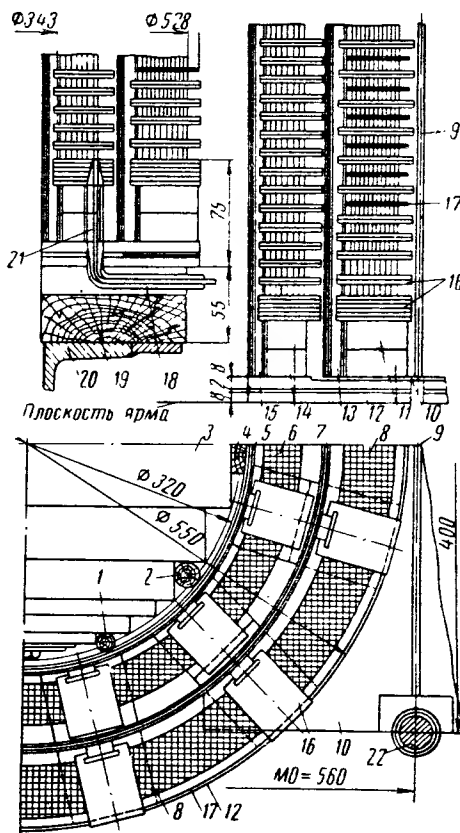
В связи с этим зарубежные фирмы и отечественные заводы переходят на так называемую бесшпильчную прессовку. Стержни магнитопровода стягиваются металлическими бандажами или бандажами из стекловолонка или стеклоленты, а ярма — стальными хомутами. На ис. 14.3 показан магнитопровод, стянутый стальными бандажами, а а рис. 14.4 — различные способы прессовки ярма.

§ 14.3. КОНСТРУКЦИЯ ОБМОТОК. ГЛАВНАЯ И ОПОРНАЯ ИЗОЛЯЦИИ. РАДИАЛЬНОЕ И ОСЕВОЕ СТРОЕНИЕ ОБМОТОК. РАВНИТЕЛЬНАЯ ИЗОЛЯЦИЯ

Описание применяемых типов обмоток и их устройство было приведено в гл. II. В настоящем параграфе дается описание конструктивных узлов, относящихся к установке обмоток, т. е. их креплению на стержне магнитопровода. Детали крепления обмоток являются одновременно изоляционными деталями, обеспечивающими требуемые изоляционные промежутки.

ис. 14.5. Конструкция и установка обмоток НН и ВН трехфазного трансформатора мощностью 1800 кВА напряжением 35/6,3 кВ;

1 — 2 — деревянные стержни; 3 — магнитопровод; 4 — деревянный клин (горлышко); 5 и 7 — бумажно-бакелитовые цилиндры (НН и ВН); 6 и 8 — непремывные обмотки (НН и ВН); 9 — межфазная перегородка; 10 — щиток, закрывающий ярмо; 11 и 14 — опорные тыла ВН и НН; 12 — опорные тыла; 13 и 15 — рейки обмоток ВН и НН; 16 — прокладки обмотки ВН; 17 — шайба из электрокартона; 18 и 21 — изоляция выводного конца НН; 19 — выравнивающая изоляция (деревянная анка); 20 — ярмовая балка; 22 — вертикальная стальная шпилька



Радиальное крепление обмотки *НН* на стержне осуществляет большей частью деревянными клиньями (горбылями), забиваемым по осям стержня, и круглыми деревянными стержнями, вставляемым в углы между пакетами стержня (рис. 14.5).

Многослойные обмотки *ВН* из круглого провода наматываются на бакелитовые цилиндры. Крепление обмотки *ВН* осуществляется реками, устанавливаемыми между обмоткой *НН* и цилиндром *ВН*.

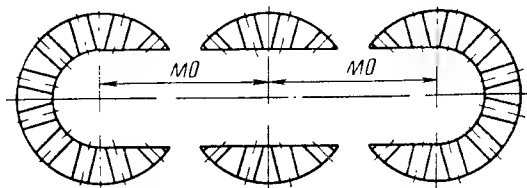


Рис. 14.6. Уравнительная изоляция трехфазного трансформатора в виде пластин из электрокартона с приклепанными подкладками

Непрерывная обмотка *ВН* устанавливается на ярмовую (опорную) изоляцию. При двух- или многоступенчатом яре на ярмовые балки накладываются уравнительную изоляцию в виде деревянных планок (см. рис. 14.5) или в виде пластин из электрокартона с прикрепленными на них подкладками (рис. 14.6).

Общая конструкция непрерывных обмоток *НН* и *ВН* и их установка на магнитопроводе трансформатора мощностью 1800 *кВА*, напряжением 35 *кВ* показана на рис. 14.5.

§ 14.4. КОНСТРУКЦИЯ БАКОВ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ. ФОРМА И ВНУТРЕННИЕ РАЗМЕРЫ БАКОВ. ТРУБЧАТЫЙ БАК. БАК С ПРИСТРОЕННЫМИ ОХЛАДИТЕЛЯМИ (РАДИАТОРАМИ). РАСЧЕТ БАКОВ НА МЕХАНИЧЕСКУЮ ПРОЧНОСТЬ. РАСЧЕТ И КОНСТРУКЦИЯ РАСШИРИТЕЛЕЙ

Бак трансформатора с масляным охлаждением представляет собой резервуар с маслом, в котором находится активная часть трансформатора. Нагретое при работе трансформатора масло охлаждается через стенки бака и охлаждающие устройства.

В целях экономии масла баки имеют минимально допустимые размеры, которые определяются согласно рис. 10.10 и по формулам (10.12)—(10.14). Форма баков чаще всего выбирается овальной, поскольку она ближе соответствует форме активной части трансформатора и при этом является наиболее простой и механически прочной.

Но наиболее простой конструкции — с гладкими стенками — баки могут применяться только до мощности 40 *кВА*. Для больших мощностей, как было сказано в § 10.6, необходимо увеличивать охлаждаемую поверхность путем приварки труб (до мощности 1600 *кВА*) или при помощи навешенных охладителей (радиаторов при мощности свыше 1600 *кВА*).

Внешний вид трубчатого бака показан на рис. 10.9.

Основными частями овального бака являются стенки, дно, верхняя ама и крышка, изготавливаемые из листовой стали.

Стенка обычно состоит из двух частей, сваренных вертикальными вами, образуя так называемую обечайку. Нижняя часть обечайки сиваривается встык к дну электросваркой (рис. 14.7). Сверху обейки приварена рама из полосовой али. В раме имеются отверстия для лтвов крепления крышки.

Закругленную часть обечайки поучают путем закатки листовой ста-1 (заготовки) на вальцах. У обеча-1, предназначенных для трубчатых ти радиаторных баков, перед их ыльцовкой и сваркой предваритель-о сверлят или штампуют отверс-ия для труб или патрубков и спу-юго крана. Для возможности уста-овки последнего трубы над ним де-ются немного короче.

В верхней части бака, под рамой, сиваривают четыре крюка, служа-ие для подъема бака и всего тран-юрматора. Против крюков, чтобы е мешать креплению за них тро-в, трубы также делаются несколь-о короче.

При проектировании радиаторно-о бака количество и тип охладителей ределяется тепловым расчетом. онструкция радиаторного бака долж-а быть выполнена так, чтобы бак иел возможно меньшие габаритные змеры в плане (см. рис. 10.13).

Присоединение охладителей к ба-у осуществляется при помощи пат-бков (коротких труб), вваренных в стенку бака. При размещении трубок необходимо точно выдерживать расстояния между их ося-и по высоте, а также минимальные расстояния от дна (175 мм) и от рхней рамы (170 мм).

Общая конструкция бака должна быть согласована с выполненным пловым расчетом трансформатора. Вместе с тем иногда при выполне-ии теплового расчета требуется производить некоторую конструктив-ую подготовку, как, например, необходимо проверить размещение ладителей, определить укорочение труб против крюков и кранов.

Во время испытания и эксплуатации трансформатора его бак испы-ивает различные механические нагрузки, поэтому последний должен ить рассчитан на прочность.

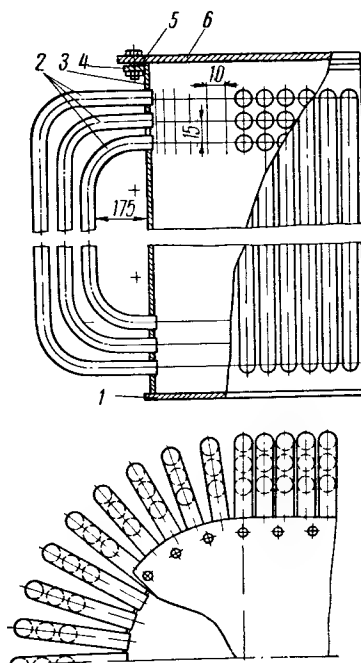


Рис. 14.7. Размещение труб на стенке трубчатого бака:

1 — дно; 2 — трубы; 3 — стенка бака; 4 — верхняя рама; 5 — уплотнение; 6 — крышка

Бак должен быть рассчитан на избыточное внутреннее давление $0,5 \text{ кг/см}^2$. Бак трансформаторов до 110 кв включительно должен быть рассчитан на избыточное внешнее давление $0,5 \text{ кг/см}^2$. Баки трансформаторов на 220 кв и выше должны выдерживать (при вакуумной сушке трансформатора в собственном баке) избыточное внешнее давление до 1 кг/см^2 .

Бак должен быть рассчитан и на воздействия механических нагрузок при подъеме трансформатора в процессе производства и монтажа на месте установки. Трансформатор поднимают полностью собранным и залитым маслом (но без охладителей). При перевозке трансформатора по железной дороге возникают силы инерции, стремящиеся сместить активную часть относительно бака. Эти воздействия необходимо учитывать при разработке конструкции бака.

Расчет баков на механическую прочность, особенно при больших размерах, представляет собой сложную техническую задачу. В заводских расчетах при этом принимают ряд допущений, которые несколько упрощают расчет. Объем книги не позволяет привести сколько-нибудь полный механический расчет бака, т. е. его основных частей — стенки, дна и крышки. Поэтому этот расчет приводится в самом сжатом виде.

При расчете механической прочности овального бака принимается допущение, что расчет прочности закругленной и плоской части производится раздельно, т. е. плоская часть представляет собой пластину, защемленную по контуру.

Более жестким является расчет на внешнее давление, так как при этом может быть превзойден предел устойчивости закругленной части бака.

Принимая запас устойчивости равным 4 и внешнее давление $0,5 \text{ кг/см}^2$ (для трансформаторов до 110 кв), должны быть соблюдены следующие условия при выборе толщины стенки:

При	$\frac{100 \text{ } t}{R} = 0,4$	$\frac{H}{R}$	должно быть не более	0,5
То же	0,5		То же	0,85
»	0,6		»	1,4
»	0,65		»	1,7
»	0,7		»	2,05
»	0,75		»	2,4
»	0,8		»	2,8
»	0,85		»	3,2
»	0,9		»	3,6
»	0,95		»	4
»	1		»	4,5
»	1,05		»	5
»	1,1		»	5,5
»	1,15		»	6
»	1,2		»	6,6
»	1,4 и более		»	10

где t — толщина стенки бака, мм;
 R — радиус закругления бака, мм;
 H — высота бака, мм.

Если это условие не соблюдается, то требуется усиление закругленной части стенки горизонтальными балками жесткости или увеличение толщины стенки.

Толщина плоской части стенки в зависимости от меньшего ее размера l (безразлично в длину или высоту) может быть выбрана по табл. 14.2.

Т а б л и ц а 14.2

Давление	Наибольшая длина l (мм) в зависимости от толщины стенки t (мм)				
	3	4	6	8	10
Для внутреннего давления 1,5 кг/см ² (все трансформаторы)	500	650	900	1200	1500
Для внешнего давления 1,5 кг/см ² (трансформаторы до 110 кв)	420	560	840	1120	1400
Для внешнего давления около 1 кг/см ² (трансформаторы 150 кв и выше)	260	350	520	700	870

Пример. 14.1. Определить необходимую толщину стенки трубчатого бака трансформатора мощностью 1000 ква, имеющего следующие размеры: $A \times B = 1440 \times 720$ мм; $H = 1500$ мм. Для закругленной части бака достаточной будет толщина стенки $t = 4$ мм.

Р е ш е н и е. Проверяем

$$\frac{100t}{R} = \frac{100 \cdot 4}{\frac{720}{2}} = 1,11; \quad \frac{H}{R} = \frac{1500}{360} = 4,17.$$

Условие устойчивости выполняется, так как при $100t/R = 1,11$ отношение H/R должно быть не более 5,5.

Меньший размер плоской части

$$A - 2R = 1440 - 720 = 720 \text{ мм}$$

Для толщины стенки 4 мм по табл. 14.2 максимальный ее размер должен быть 560 мм.

Следовательно, стенка бака должна быть взята толщиной 6 мм. Ставить на такой бак балку жесткости нецелесообразно.

Согласно ГОСТ 11677—65 масляные трансформаторы класса напряжения 6 кв и более, мощностью 25 ква и более должны снабжаться расширителем. Емкость расширителя должна обеспечивать постоянное наличие в нем масла при всех режимах работы трансформатора от отключенного состояния до номинальной нагрузки и при колебаниях температуры окружающего воздуха от -45 до $+40^\circ \text{C}$.

Средний перегрев масла при номинальной нагрузке можно считать равным 40°C . Таким образом, общий диапазон изменения температуры масла будет равен $45 + 40 + 40 = 125^\circ \text{C}$. Коэффициент объемного расширения масла принимают равным $0,0007 \text{ град}^{-1}$. Таким образом,

наибольшее возможное изменение объема масла составляет $0,0007 \times 125 = 8,7\%$. Следовательно, полная емкость расширителя должна быть больше, чем $8,7\%$ от объема масла в баке. Обычно принимают в зависимости от конструкции маслоуказателя, что емкость расширителя должна быть не менее $11-12\%$ объема масла в баке.

Конструктивно расширитель представляет собой стальной цилиндрический бак, расположенный горизонтально над баком и соединен

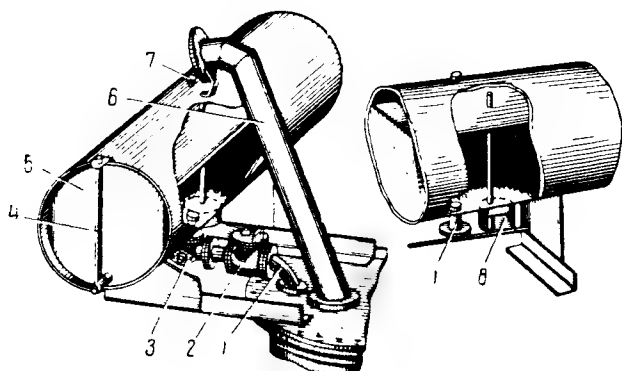


Рис. 14.8. Установка расширителя и выхлопной трубы:

1 — маслопровод; 2 — газовое реле; 3 — кран для отсоединения расширителя; 4 — маслоуказатель; 5 — расширитель; 6 — выхлопная труба; 7 — пробка для заливки масла; 8 — отстойник

ный с ним трубой. Расширитель должен иметь съемное дно или люк для возможности его окраски внутри и очистки от осадков, выделяющихся из масла.

Расширитель имеет указатель уровня масла в нем с отметками уровня, соответствующими температуре масла— 45 , $+15$ и $+40^\circ\text{C}$ при неработающем трансформаторе.

Расширители снабжаются воздухоосушителями с масляным затвором. Назначение воздухоосушителя заключается в извлечении влаги из воздуха, поступающего в расширитель при понижении в нем уровня масла. Воздух при этом проходит через адсорбент (силикагель) уже осушенный поступает в расширитель. Масляный затвор служит для очистки воздуха от пыли и предохранения адсорбента от увлажнения окружающим воздухом.

Общий вид расширителя показан на рис. 14.8.

§ 14.5. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА: ГАЗОВОЕ РЕЛЕ, ВЫХЛОПНАЯ ТРУБА, ПРОБИВНОЙ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ. УСТАНОВКА ТЕРМОМЕТРОВ. УСТРОЙСТВА ДЛЯ ЗАЩИТЫ МАСЛА ОТ ОКИСЛЕНИЯ И ЗАГРЯЗНЕНИЯ

Современный силовой трансформатор должен быть снабжен рядом вспомогательных устройств, обеспечивающих его нормальную эксплуатацию, предупреждающих аварии и облегчающих его обслуживание

Между баком и расширителем на соединяющей их трубе устанавливается газовое реле, которое срабатывает при всех видах внутренних повреждений в трансформаторе, сопровождающихся выделением газов, при утечке масла и при попадании воздуха в бак. Наиболее часто применяемое газовое реле типа ПГ-22 имеет два контакта, из которых один является сигнальным, срабатывающим при постепенном накоплении газов в корпусе реле в объеме 250—300 см³, т. е. при медленно развивающейся аварии, второй аварийный контакт замыкает цепь отключения трансформатора, когда при резком повышении давления в баке масло устремляется из бака в расширитель. Трансформаторы мощностью 1000 *кВа* и более, а также мощностью 400 и 630 *кВа*, устанавливаемые внутри помещений, должны иметь газовые реле.

В случае серьезной аварии, когда отключение трансформатора почему-либо запоздало, в баке может развиваться значительное давление, способное разорвать его. Вытекшее масло может служить причиной пожара. Для предотвращения таких случаев на крышке трансформаторов вблизи расширителя устанавливается выхлопная труба, через которую выбрасываются избыточные массы газов и масла. Отверстие выхлопной трубы закрыто стеклянным диском (мембраной), который лопается при резком повышении давления. Верхняя полость трубы соединяется с верхней частью расширителя трубкой, предотвращающей разрыв мембраны от избыточного давления при температурном повышении уровня масла в трубе. Выхлопные трубы должны устанавливаться на трансформаторах мощностью 1000 *кВа* и более.

Трансформаторы с напряжением обмотки *НН* 690 *в*, а по требованию заказчика также и с напряжением 230 и 400 *в* должны снабжаться пробивными предохранителями. Они служат для предотвращения повышения потенциала на стороне *НН* трансформатора в случае электрического пробоя между обмотками *ВН* и *НН*, при незаземленной сети а стороне *НН*. Пробивной предохранитель представляет собой искровой промежуток, включенный между обмоткой *НН* и землей.

Установка пробивного предохранителя показана на рис. 14.9.

Для контроля температуры верхних слоев масла на трансформаторах мощностью до 630 *кВа* включительно устанавливаются ртутные термометры, а на трансформаторах мощностью 1000 *кВа* и выше — термометрические сигнализаторы. Установка ртутного термометра а крышке бака показана на рис. 14.10, а термобаллона (датчика) термометрического сигнализатора — на рис. 14.11. Общий вид термометрического сигнализатора дан на рис. 14.12.

Важное значение для эксплуатации трансформатора имеет удлинение срока службы масла, т. е. предотвращение его старения. Маслоасширитель не полностью защищает масло от его окисления. Поэтому а трансформаторах мощностью 2500—4000 *кВа* и выше устанавливаются термосифонные фильтры, предназначенные для непрерывной автоматической регенерации и очистки масла. Фильтр присоединяется баку при помощи двух патрубков (аналогично присоединению охладителей) (рис. 14.13). Фильтр состоит из стального цилиндра, заполненного поглощающим веществом — адсорбентом (например, силикаге-

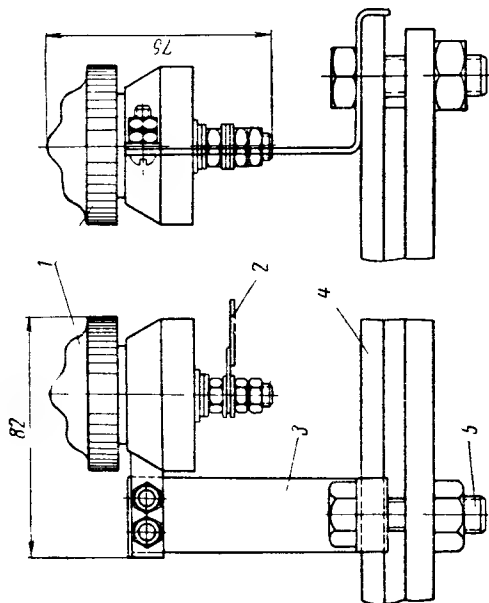


Рис. 14.9. Установка пробивного предохранителя для внутренней установки. При наружной установке предохранитель закрывается стальным колпаком:

1 — предохранитель; 2 — провод для соединения с вводом НН (230—590 в); 3 — стальной угольник; 4 — крышка бака; 5 — болт

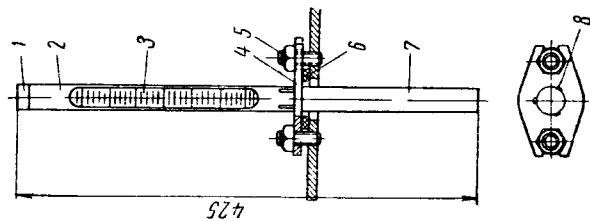


Рис. 14.10. Установка ртутного термометра на трансформаторах мощностью 25 — 630 квт:

1 — колпак; 2 — оправа; 3 — термометр; 4 — стальной фланец; 5 — шпилька; 6 — резиновая шайба; 7 — гильза; 8 — винт

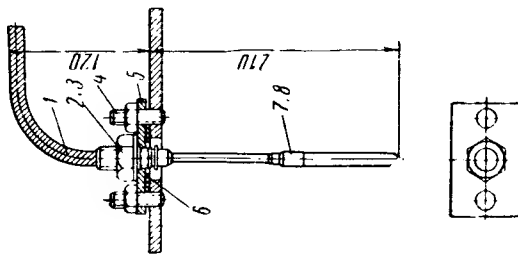


Рис. 14.11. Установка термометрического термистора на трансформаторах мощностью 1000 — 1600 квт:

1 — шланг; 2 — гайка; 3 — штуцер; 4 — шпилька; 5 — стальной фланец; 6 — резиновая шайба; 7 — гильза; 8 — термобаллон

лем). Масло, совершая естественную циркуляцию, проходит через фильтр сверху вниз. При этом силикагель поглощает из масла продукты старения.

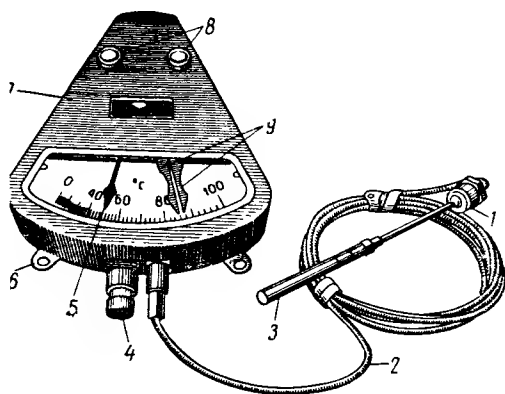


Рис. 14.12. Термометрический сигнализатор типа ТС-100:

1 — штуцер; 2 — капилляр; 3 — термобаллон; 4 — зажимы контактной системы; 5 — стрелка указателя; 6 — скобка для крепления; 7 — корпус; 8 — пробки; 9 — указатели установки

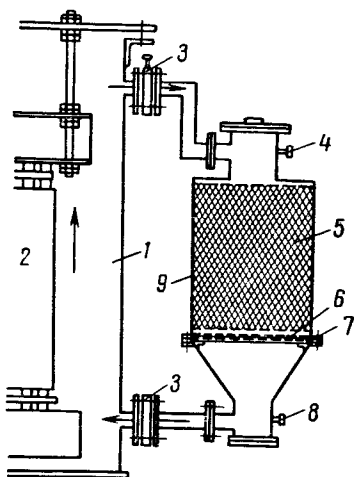


Рис. 14.13. Устройство и установка термосифонного фильтра:

1 — стенка бака; 2 — обмотка; 3 — кран радиатора; 4 — пробка для выпуска воздуха; 5 — силикагель; 6 — сетка; 7 — дно с отверстиями; 8 — контрольная пробка; 9 — корпус фильтра

§ 14.6. ВВОДЫ МАСЛЯНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ. КОНСТРУКЦИЯ ВВОДОВ КЛАССОВ НАПРЯЖЕНИЯ 0,5÷110 кВ. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ВНЕШНЕЙ ИЗОЛЯЦИИ. ШИННЫЕ ВВОДЫ

Вводы служат для присоединения выводных концов обмоток масляных трансформаторов к внешней электрической сети. В соответствии с этим вводы выполняются на различные классы напряжения. Кроме того, вводы бывают предназначенными для внутренней (до 35 кВ) и наружной установки трансформатора.

Ввод состоит из токоведущей части в виде металлического стержня, шины или кабеля и фарфорового проходного изолятора цилиндрической формы, устанавливаемого в отверстии крышки и изолирующего токоведущую часть.

Фарфоровый изолятор для внутренней установки имеет гладкую или слабо выраженными ребрами поверхность. Изолятор для наружной установки имеет верхнюю (наружную) часть ребристую, с тем чтобы нижние поверхности ребер при дожде оставались не смоченными. Внешняя изоляция фарфоровых изоляторов по общей длине и утечки должна соответствовать ГОСТ 9920—61. Согласно требованиям этого ГОСТа для нормальных внешних условий длина пути

утечки по наружной поверхности фарфора должна быть не менее $1,75 \text{ см}/U_{\text{макс}}$. Для районов с загрязненной атмосферой эта норма повышается до $2,25 \text{ см}/U_{\text{макс}}$, где $U_{\text{макс}}$ — наибольшее рабочее напряжение для данного его класса.

Для силовых масляных трансформаторов долгое время применялись армированные фарфоровые вводы, у которых фарфоровый изоля-

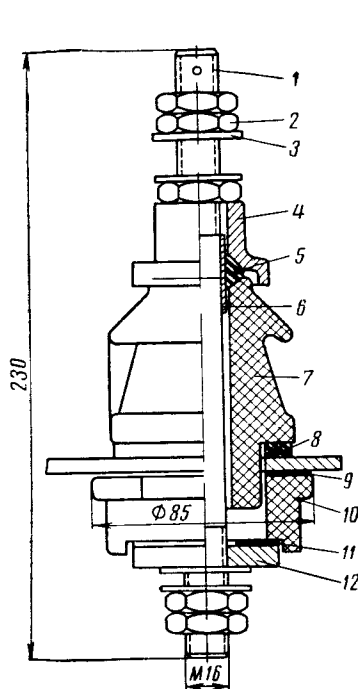


Рис. 14.14. Съемный ввод для наружной установки на напряжение 230—525 в 400 а:

1 — шпилька медная; 2 — гайка латунная; 3 и 12 — шайбы медные; 4 — колпак латунный; 5 — кольцо резиновое; 6 — втулка медная; 7 и 10 — изоляторы фарфоровые; 8 — шайба резиновая; 9 и 11 — шайбы из электрокартона

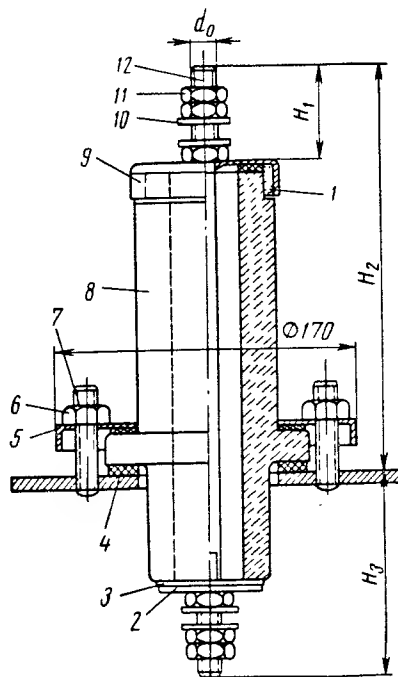


Рис. 14.15. Ввод на 6 кВ для внутренней установки:

1 — цемент магнезиальный; 2 — шайба стальная; 3 — шайба из электрокартона; 4 — шайба резиновая; 5 — фланец стальной; 6 — гайка; 7 — шпилька стальная; 8 — изолятор фарфоровый; 9 — колпак стальной; 10 — шайба медная; 11 — гайка латунная; 12 — шпилька медная

Номинальный ток, а	d_0	H_1	H_2	H_3
275	M12	50	225	105
400	M16	55	230	110

тор при помощи магнезиальной массы армировался в чугунный или стальной фланец, устанавливаемый на крышке бака. Однако ввиду сложности замены такого изолятора в случае его повреждения в последнее время стали применяться составные и съемные вводы. Конструкции этих вводов на разные классы напряжения показаны на рис. 14.14—14.18.

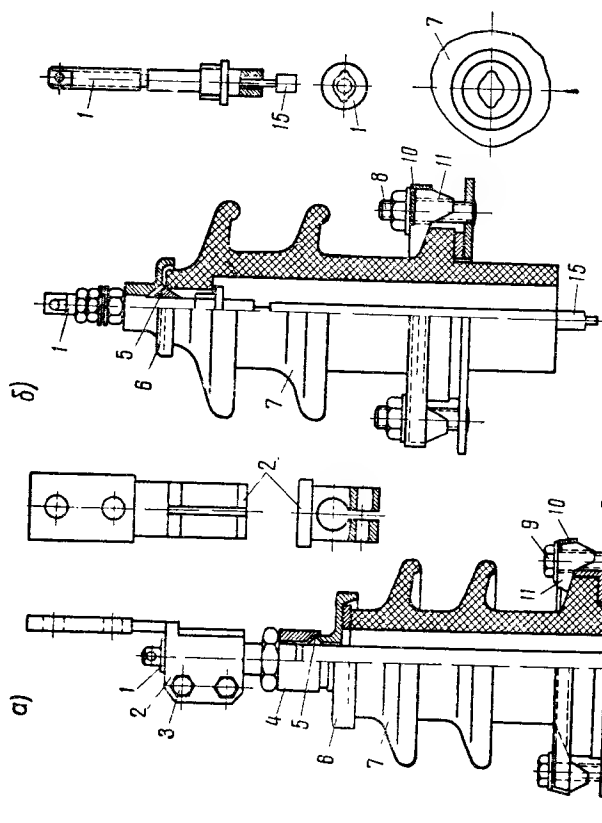


Рис. 14.16. Съемные вводы класса на-
пряжения 6—10 кВ для наружной ус-
тановки на номинальный ток:

а — 800 а; б — 100 а; 1 — шпилька медная; 2 —
башмак латунный; 3 и 9 — болты стальные;
4 — втулка латунная; 5 — кольцо резиновое;
6 — колпак латунный; 7 — изолятор фарфоровый; 8 —
шпилька стальная; 10 — фланец фарфоровый; 11 —
кулачок алюминиевый; 12 — плита с прорезью,
защитной немагнитной стали; 13 — шайба из
электротекстолита; 14 — шайба медная; 15 — провод
марки ППБ

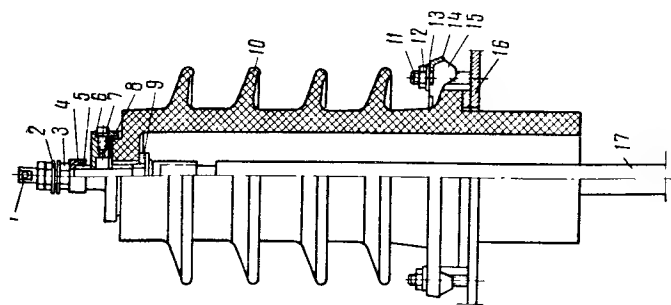
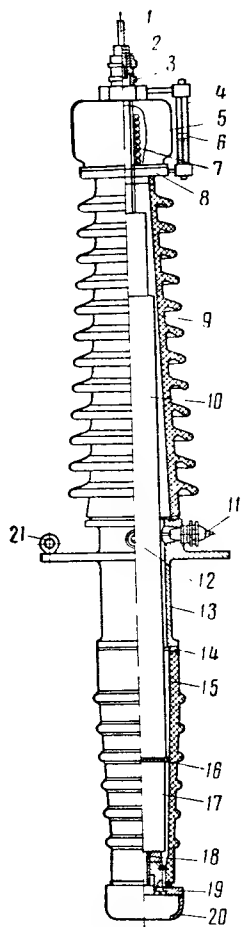


Рис. 14.17. Съемный ввод на на-
пряжение 35 кВ:

1 — шпилька; 2 и 13 — шайбы металличе-
ские; 3 и 12 — гайки; 4 — втулка; 5 — кольцо
резиновое; 6 — колпак металлический; 7 —
болт для выхода воздуха; 8 — шайба рези-
новая; 9 — уплотнение; 10 — изолятор фарфо-
ровый; 11 — шпилька стальная; 14 — фланец
стальной; 15 — кулачок; 16 — крышка бака;
17 — отвод



В трансформаторах для питания электропечей, где ввиду низкого напряжения обмотки $НН$ ток достигает нескольких десятков тысяч ампер, применяют шинные вводы. Конструкция этих вводов состоит из медных шин, укрепленных в гетинаксовой доске, которая устанавливается в прямоугольном вырезе крышки (рис. 14.19). Шинные вводы намного компактнее, чем соответствующее число обычных вводов с фарфоровыми изоляторами, и, кроме того, они более удобны для присоединения к шинным отводам электропечных трансформаторов. Так как шинные вводы расположены плоской стороной друг к другу, то токи в них наилучшим образом компенсируют друг друга, не увеличивая на много реактивное падение напряжения в отводах.

Рис. 14.18. Маслонаполненный ввод типа МТ-110/60С класс напряжения 110 кВ, номинальный ток 600 А:

1 — зажим; 2 — наконечник; 3 — втулка; 4 — маслоуказатель; 5 — расширитель; 6 — поплавок; 7 — пружина; 8 — поддон; 9 — верхняя фарфоровая покрывка; 10 — сердечник ввода; 11 — зажим для измерения тангенса угла потерь; 12 — устройство для взятия пробы масла; 13 — втулка; 14 — шайба уплотняющая; 15 — нижняя фарфоровая покрывка; 16 — шайба гетинаксовая; 17 — цилиндр изоляционный; 18 — труба медная; 19 — стакан; 20 — алюминиевый экран; 21 — рым для подъема

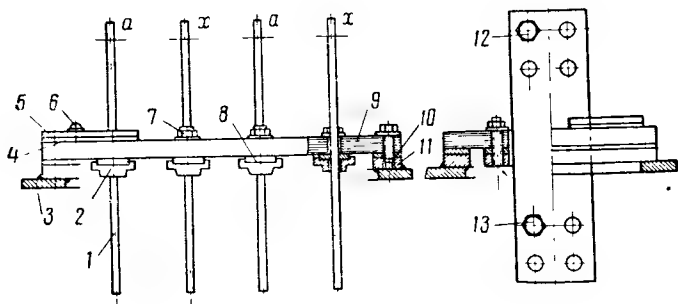


Рис. 14.19. Шинный ввод:

1 — медная шина, впаиваемая в обойму, 2 — обойма латунная; 3 — крышка бака; 4, 7, 8 и 10 — прокладки резиновые, 5 — пластина стальная; 6 — винт стальной, 7 — шпилька стальная; 9 — доска гетинаксовая; 11 — фланец стальной; 12 и 13 — болты стальные

§ 14.7. ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛИ И ОТВОДЫ ОБМОТОК. ТИПЫ И КОНСТРУКЦИЯ ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЕЙ ДЛЯ СХЕМ ПБВ. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К КОНСТРУКЦИИ ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЕЙ. КОНСТРУКЦИЯ И РАСЧЕТ СЕЧЕНИЯ ОТВОДОВ

В настоящем параграфе будут рассмотрены только основные типы переключателей для схем *ПБВ*. Описание конструкций переключающих устройств схем *РПН* ввиду его большого объема здесь не приводится. Они достаточно полно описаны в [Л. 7].

Основные применяемые схемы регулирования напряжения *ПБВ*, как об этом было сказано в § 9.2, это прямая и обратная схемы. В зависимости от применяемой схемы выбирают тип переключателя.

Для прямой схемы применяются однофазные переключатели барабанного типа, устанавливаемые по одному на каждую фазу. Конструкция одного из таких переключателей на номинальный ток 300 а и напряжение 35 кВ показана на рис. 14.20.

В переключателях барабанного типа осуществлен самоустанавли-

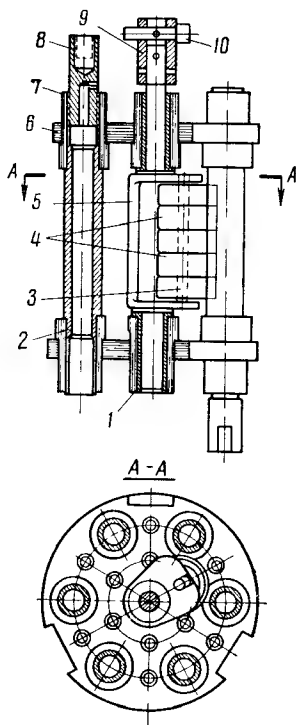


Рис. 14.20. Однофазный переключатель типа РПН-300/35;

1 и 9 — втулка стальная; 2 — труба контактная латунная; 3 — ось колец; 4 — кольца контактные латунные; 5 — вал коленчатый; 6 — диск гетинаксовый; 7 — втулка бумажно-бакелитовая; 8 — наконечник латунный; 10 — штифт стальной

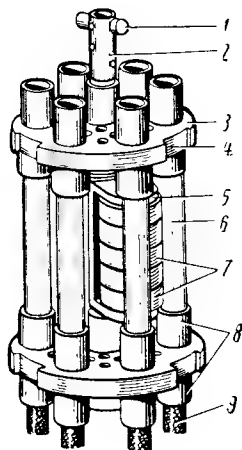


Рис. 14.21. Переключатель барабанного типа:

1 — штифт стальной; 2 — втулка стальная; 3 — диск гетинаксовый; 4 — вырез в диске 3; 5 — вал коленчатый; 6 — стержень контактный; 7 — кольца контактные; 8 — втулка бумажно-бакелитовая; 9 — кабель

вающийся линейный кольцевой контакт (рис. 14.21). Контактные кольца, выточенные из латунной трубы, установлены на колеччатом валу и прижимаются изнутри к контактным стержням спиральными пружинами, вставленными в каждое из колец. Число колец выбирается по силе тока, на которую рассчитан переключатель. Ось колеччатого вала укреплена в середине двух гетинаксовых дисков. По окружности

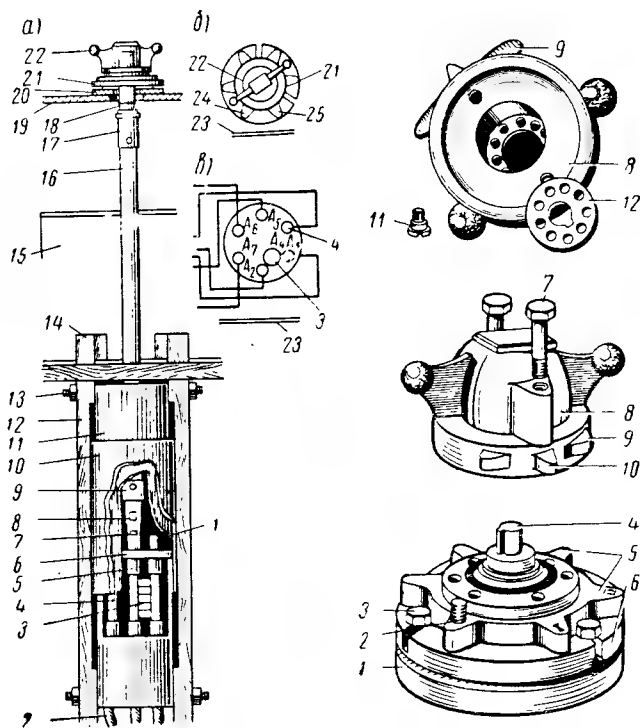


Рис. 14.22. Установка переключателя барабанного типа:

а — общий вид; б и в — расположение крышки сальника и неподвижных контактов относительно стенки бака; 1 и 11 — цилиндр бумажно-бакелитовый; 2 — кабель; 3 — кольца контактные; 4 — стержень контактный; 5 — втулка бумажно-бакелитовая; 6 — диск гетинаксовый; 7 — втулка переходная; 8 — штифт; 9 — нижняя муфта. 10 — защитный цилиндр. 12 — стойка деревянная; 13 — шпилька изоляционная; 14 — планка деревянная; 15 — балка ярмовая; 16 — штанга; 17 — верхняя муфта штанги; 18 — вал привода; 19 — крышка бака; 20 — фланец; 21 — крышка сальника; 22 — колпак привода; 23 — стенка бака; 24 — упор; 25 — стопор.

Рис. 14.23. Верхняя часть привода переключателя барабанного типа:

1 — фланец; 2 — упор. 3 — болт; 4 — вал привода; 5 — выступы на крышке; 6 — крышка сальника; 7 — болты стопорные; 8 — колпак; 9 — выступ упорный; 10 — указатель положения переключателя; 11 — винт; 12 — кольцо нонiusное

этих дисков расположены контактные стержни, в концы которых впаиваются отводы от обмотки. Для лучшей изоляции в диски вставлены бакелитовые втулки, в которых укреплены стержни, а в центре запрессована стальная втулка, в которой вращается коленчатый вал. Вращение переключателя производится при помощи изоляционной штанги, верхний конец которой оканчивается валом, выходящим на крышку трансформатора (рис. 14.22). Каждое из пяти положений переключателя фиксируется на крышке привода стопорными болтами 7 (рис. 14.23).

Трехфазный переключатель состоит из трех однофазных переключателей барабанного типа, установленных соосно один над другим и приводимых в действие от одного привода. Переключатели укрепляются на активной части при помощи деревянных планок.

Для оборотной схемы ПБВ применяются трехфазные нулевые переключатели. Одна из конструкций такого переключателя на девять контактов (3 положения) на ток 120 а и напряжение 10 кВ показана на рис. 14.24. В этом переключателе использованы самоустанавливающиеся сегментные контакты 5, замыкающие три соседние неподвижные контакта 2, к которым присоединены выводные концы обмотки ВН. Этот переключатель устанавливается непосредственно на крышке и также приводится в действие при помощи привода.

Переключатель — весьма ответственный узел конструкции трансформатора. Основной частью переключателя является контактная система, которая должна быть совершенно надежной при эксплуатации трансформатора. Кроме того, поскольку у переключателя имеются подвижные части, он является уже некоторым механизмом, нуждающимся в систематической проверке, наблюдении и уходе. Конструкция привода должна обеспечивать точную установку подвижных контактов относительно неподвижных. Смещение контактов может вызвать их повышенный нагрев и обгорание, что приведет в действие газовую защиту и отключит трансформатор от сети. Каждый тип переключателя предназначен для определенного класса напряжения и номинального тока. Рабочий ток обмотки не должен превосходить номинального тока переключателя.

Провода, соединяющие выводные концы и регулировочные ответвления обмоток с вводами и переключателями и составляющие электри-

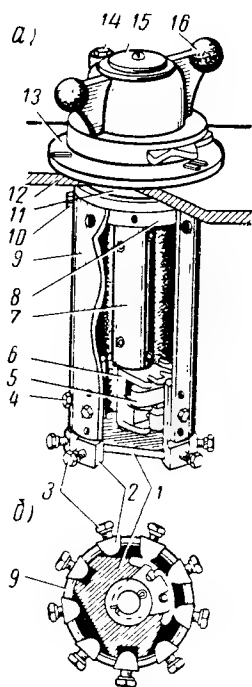


Рис. 14.24. Трехфазный нулевой переключатель типа ТПСУ-9-120/10:

а — общий вид; б — вид снизу: 1 — пластина гетинаксовая; 2 — контакт неподвижный; 3 — контакт подвижный; 4 и 10 — болты; 5 — сегмент контактный; 6 — вал коленчатый; 7 — вал изоляционный; 8 — фланец; 9 — цилиндр; 11 — кольцо резиновое; 12 — крышка бака; 13 — фланец; 14 — болт стопорный; 15 — дощечка; 16 — колпак

ческую схему трансформатора, называют *отводами*. Отводы состоят из голых или изолированных медных круглых или прямоугольных проводов и системы деталей для их крепления. Креплениями обычно служат деревянные планки, устанавливаемые на активной части трансформатора.

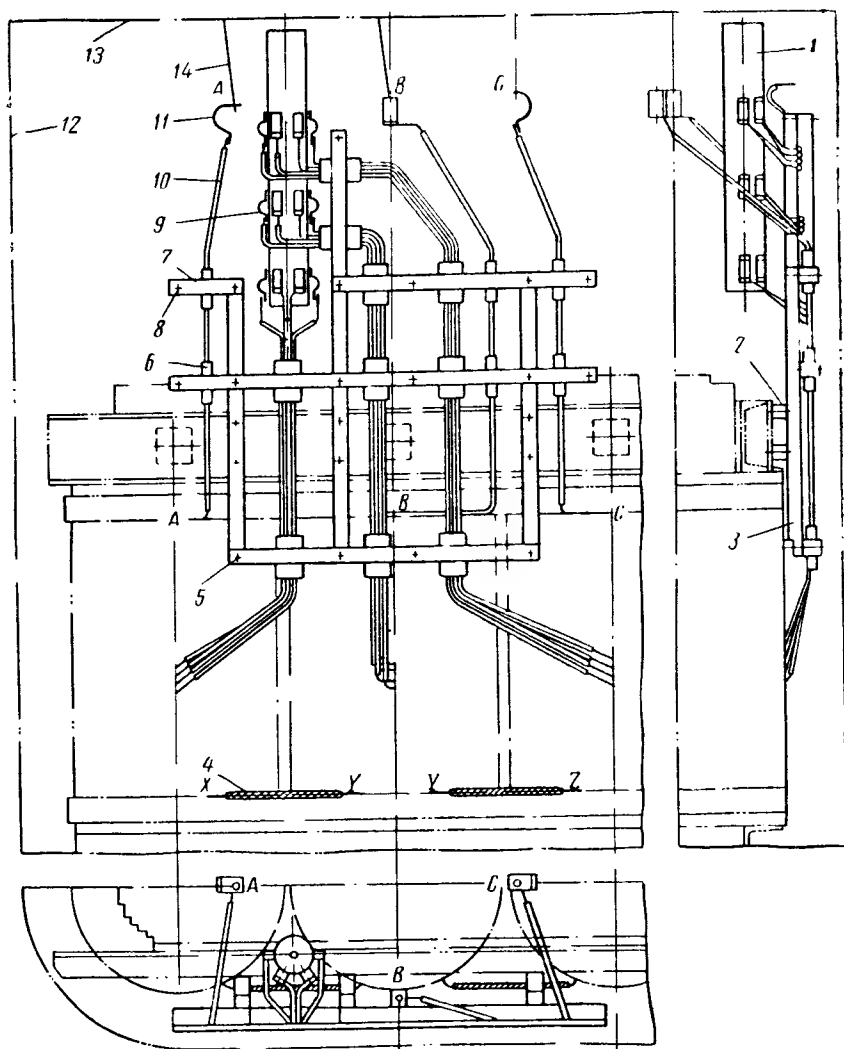


Рис. 14.25. Отводы ВН трансформатора мощностью 3200 кВА на напряжение 35 кВ:

1 — переключатель типа ПСС-4-120/35×3; 2 — брусок; 3 — стойка деревянная; 4 — междупазное нулевое соединение; 5 — шпилька деревянная с гайками; 6 — электрокартон; 7 — планки прижимные буковые; 8 — болт стальной; 9 и 11 — компенсатор (демпфер); 10 — провод марки ПБ; 12 — линия стенки бака; 13 — линия крышки; 14 — ось ввода ВН

тора. При проектировании отводов производится конструктивная разработка заданной расчетом электрической схемы *ВН* и *НН*.

Основная задача при конструировании отводов — это добиться рационального их размещения, с тем чтобы при самых коротких проводах обеспечить необходимые изоляционные расстояния между проводами и по отношению к заземленным частям в соответствии с классами напряжения. Конструкция отводов, их крепление не должны допускать перемещение последних и чрезмерный изгиб от тряски и толчков при транспортировке трансформатора, а также от возможной циркуляции масла. В шинных отводах при больших токах могут возникать значительные механические усилия между шинами, особенно в режимах, близких к коротким замыканиям.

Крепление отводов обычно производится на верхних ярмовых балках, к которым для этой цели привариваются пластины или угольники с отверстиями для привертывания деревянных планок. Пример конструктивного выполнения отводов *ВН* трансформатора мощностью 3200 кВА на 35 кВ показан на рис. 14.25.

Выбор сечения проводов для отводов производится по допустимому нагреву в двух режимах: короткого замыкания и длительной нагрузке номинальным током.

За время короткого замыкания, пока не сработала дифференциальная защита (2—3 сек), допускается температура отвода не более 250° С. При этом считается, что повышение температуры меди происходит только за счет ее теплоемкости, т. е. без теплоотдачи. Исходя из этих условий плотность тока в отводах ограничивается величиной 4.8—5 а/мм².

При длительном рабочем режиме перегрев отводов масляных трансформаторов допускается не более 20° С при их расположении над активной частью (в более нагретом масле) и не выше 25° С — на высоте обмоток.

Для круглых проводов, учитывая закрытие 15% их поверхности деталями крепления, допустимая плотность тока δ находится по формулам:

$$\text{при } \tau_{\text{от}} = 20^{\circ}\text{C} \quad \delta = \frac{16}{\sqrt{d}} \text{ а мм}^2;$$

$$\text{при } \tau_{\text{от}} = 25^{\circ}\text{C} \quad \delta = \frac{18,4}{\sqrt{d}} \text{ а мм}^2,$$

где d — диаметр отвода, мм;

$\tau_{\text{от}}$ — температура перегрева отвода.

Для прямоугольных шинных отводов с вертикальным расположением широкой стороны шины, для тех же условий допустимая плотность тока находится по формулам:

$$\text{при } \tau_{\text{от}} = 20^{\circ}\text{C} \quad \delta = \frac{14,55}{\sqrt{1+0,01K_1}} \sqrt{\frac{a+b}{ab}} \text{ а мм}^2;$$

$$\text{при } \tau_{\text{от}} = 25 \text{ с } \delta = \frac{16,75}{1 + 0,01K_{\text{д}}} \sqrt{\frac{a+b}{ab}} \text{ а мм}^2,$$

где a и b — толщина и ширина шины, мм;
 $K_{\text{д}} = a(1,4 - \frac{10}{b})$ — коэффициент добавочных потерь.

Контрольные вопросы

1. Для чего требуется нормализация размеров пластин магнитопровода?
2. Для чего делается усиление сечения ярма?
3. Какие преимущества дает бесшпильная прессовка магнитопроводов?
4. Как выбирается форма масляных баков?
5. На какие давления рассчитывается бак?
6. Для чего нужен маслорасширитель? Как определяется его объем?
7. Какие вспомогательные устройства устанавливаются на баке и крышке трансформатора и каковы их назначения?
8. Что представляют собой вводы трансформаторов и каково их назначение?

ИСПЫТАНИЯ, МОНТАЖ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

§ 15.1. КОНТРОЛЬНЫЕ И ТИПОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ. ИСПЫТАНИЯ БАКОВ

Все выпускаемые заводом-изготовителем силовые трансформаторы проходят контрольные испытания. Под контрольными испытаниями подразумеваются в основном электрические испытания трансформаторов.

В заводских условиях контрольные испытания являются одним из элементов контроля качества выпускаемых изделий и проводятся они не только для окончательно собранных трансформаторов, но также и на отдельных стадиях их изготовления. В последнем случае испытаниям подвергаются основные узлы трансформатора (магнитопровод, обмотки, переключатели и т. д.) и некоторые магнитные, проводниковые и изоляционные материалы, применяющиеся при его изготовлении.

Контрольные испытания предназначены как для выявления дефектов, могущих произойти при изготовлении трансформатора, так и для проверки соответствия его основных характеристик требованиям ГОСТа, техническим условиям и расчетным данным.

В объем контрольных испытаний согласно требованиям ГОСТ 11677—65 входят следующие виды испытаний:

- а) проверка коэффициента трансформации для всех ответвлений обмоток;
- б) проверка группы соединения обмоток;
- в) измерение сопротивления обмоток постоянному току;
- г) испытание электрической прочности пробы масла, взятой из бака трансформаторов класса напряжения 35 кВ и трансформаторов мощностью более 1000 кВА независимо от напряжения;
- д) измерение тангенса угла диэлектрических потерь пробы масла у трансформаторов класса напряжения 110 кВ и выше;
- е) измерение сопротивления изоляции обмоток по отношению к заземленным частям и между обмотками;
- ж) измерение тангенса угла диэлектрических потерь изоляции и емкости у трансформаторов класса напряжения 35 кВ мощностью 10 000 кВА и более и у трансформаторов класса напряжения 110 кВ и выше;

з) испытание электрической прочности изоляции приложенным напряжением частоты 50 гц и индуктированным напряжением при повышенной частоте;

и) измерение потерь и тока холостого хода (опыт холостого хода);

к) измерение потерь и напряжения короткого замыкания (опыт короткого замыкания);

л) испытание переключающих устройств трансформаторов с ПБВ или РПН;

м) испытание баков трансформаторов на давление (испытание на плотность).

Каждый вновь разработанный тип трансформатора подвергается типовым испытаниям, которые, кроме перечисленных выше видов контрольных испытаний, включают в себя еще следующие испытания:

н) испытание на нагрев;

о) импульсное испытание изоляции;

п) испытание на устойчивость при коротком замыкании;

р) испытание баков трансформаторов мощностью 1000 ква и более на механическую прочность при вакууме;

с) испытание баков на механическую прочность при повышенном внутреннем давлении.

Типовые испытания повторяются полностью или частично при изменении конструкции, материалов или технологии производства, если эти изменения могут оказать существенное влияние на работу трансформатора.

Испытания по пп. а, б, в, е, ж, и, к, м, н, п проводятся по методике ГОСТ 3484—65; испытания по пп. г, д — по методике ГОСТ 982—68, ГОСТ 6581—66 и ГОСТ 10121—62; испытания по пп. з, о — по методике ГОСТ 1516—68; испытание по п. л — по методике ГОСТ 8008—70; испытания по пп. р, с — по методике предприятия-изготовителя.

При испытании трансформаторов важно соблюдать определенную последовательность проведения некоторых видов испытания. Такая последовательность предписана ГОСТ 3484—65. Нарушение последовательности отдельных видов испытания может вызвать повреждение вполне доброкачественных трансформаторов. Так, например, нельзя производить испытание электрической прочности изоляции трансформатора до того, как было проверено качество залитого масла и измерено сопротивление изоляции. При несоблюдении этого правила во время испытания электрической прочности изоляции может наступить ее пробой вследствие, например, неудовлетворительной сушки трансформатора, которая могла быть обнаружена при измерении сопротивления изоляции или испытании пробы масла.

При испытании электрической прочности изоляции приложенным напряжением возможно повреждение изоляции отдельных витков вследствие частичных разрядов, в результате чего может произойти замыкание между витками и пробой витковой изоляции. Чтобы эти повреждения были обнаружены, испытание изоляции индуктированным напряжением следует проводить после испытания приложенным напряжением.

После испытания изоляции индуктированным напряжением следует провести опыт холостого хода, чтобы при этом обнаружить пробой витковой изоляции, который мог произойти в последние секунды испытания или при снятии напряжения.

Измерение сопротивления обмоток постоянному току должно производиться после опыта короткого замыкания, чтобы тем самым могли быть проверены места паек и контакты после нагрузки их номинальным током.

Таким образом, необходимо соблюдение следующей последовательности видов испытаний:

- а) испытание электрической прочности трансформаторного масла;
- б) измерение сопротивления изоляции обмоток;
- в) испытание электрической прочности изоляции приложенным напряжением;
- г) испытание электрической прочности изоляции индуктированным напряжением;
- д) опыт холостого хода.

После этого могут быть проведены опыт короткого замыкания и измерение сопротивления обмоток постоянному току. Последовательность проведения измерения коэффициента трансформации и определения группы соединения обмоток не обуславливается.

Контрольные испытания трансформаторов разделяются на предварительные и окончательные.

Предварительным испытаниям подвергаются отдельные узлы и части трансформатора в процессе изготовления и сборки, чтобы, во-первых, избежать установки на трансформатор дефектных узлов и деталей и, во-вторых, проверить те узлы и детали, которые не могут быть испытаны на готовом трансформаторе. К таким узлам относятся в первую очередь обмотки, магнитопроводы и переключатели.

Объем предварительных испытаний определяется на каждом предприятии-изготовителе в зависимости от их целесообразности, определяемой уровнем производства, количеством и характером брака и др.

Предварительные испытания проходят все обмотки как наиболее ответственные узлы трансформаторов. На контрольном пункте обмоточного цеха проверяются число витков и отсутствие витковых замыканий.

Магнитопроводы (остовы) трансформатора испытываются на качество изоляции стяжных шпилек (при наличии таковых) и на сопротивление лаковой изоляции пластин. Изоляцию стяжных шпилек, ярмовых балок, накладок и других деталей от активной стали магнитопровода испытывают приложенным напряжением 1000—2000 в промышленной частоты в течение 1 мин. Качество изоляции пластин проверяется измерением сопротивления постоянному току между крайними пластинами и между отдельными пакетами магнитопровода.

Испытания переключателей подразделяются на механические и электрические. Сначала производятся механические испытания, которые заключаются в испытании на механическую прочность и измерении динамометром давления контактов.

При испытании на механическую прочность переключатель подвергается определенному числу переключений, после чего проверяется отсутствие повреждений контактов, пружин и покрытий.

Электрические испытания переключателя заключаются в проверке электрической прочности изоляции;

- а) между контактами ответвлений каждой фазы;
- б) между фазами;
- в) между всеми контактами и осью переключателя;
- г) изолированной части оси переключателя.

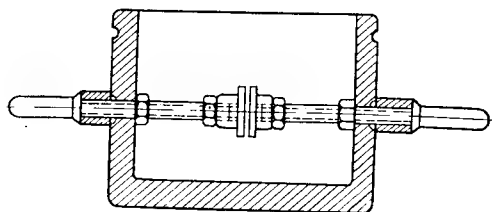


Рис. 15.1. Стандартный разрядник (сосуд с электродами) для испытания электрической прочности масла

Окончательным испытаниям подвергаются полностью собранные, высушенные, помещенные в баки и залитые трансформаторным маслом трансформаторы.

Для испытания электрической прочности масла берут его пробу из каждого трансформатора класса напряжения 35 кВ и выше. У трансформаторов габаритов I и II класса напряжения ниже 35 кВ отбор пробы масла может производиться у одного из партии трансформаторов или из маслопроводной системы (емкости), из которой непосредственно производится заливка трансформаторов маслом.

Испытание электрической прочности масла производится в стандартном разряднике, показанном на рис. 15.1, с расстоянием между электродами 2,5 мм. Электрическая прочность пробы масла должна быть не ниже 40 кВ. Пробивное напряжение определяется как среднее арифметическое из результатов пяти пробоев из шести (первый пробой не учитывается).

Большая величина сопротивления изоляции обмоток трансформатора позволяет убедиться в том, что в трансформаторе нет грубых дефектов, он не загрязнен и хорошо просушен. Это дает гарантию того, что он не будет поврежден при испытании электрической прочности изоляции. Кроме того, сравнение значений сопротивлений изоляции, измеренных перед выпуском трансформатора с завода и перед включением его в эксплуатацию, в сочетании с другими показателями позволяет судить о степени увлажненности трансформатора и возможности включения его в работу без дополнительной сушки. Абсолютная величина сопротивления изоляции не нормируется, так как установить ее по ряду причин невозможно. Сопротивление изоляции

обмоток зависит от степени их увлажнения и температуры. Сопротивление изоляции измеряют мегомметром у обмоток каждого напряжения относительно заземленных частей и между обмотками разных напряжений, как это показано на рис. 15.2.

Показание мегомметра не остается постоянным, а изменяется в зависимости от продолжительности измерений, так как для заряда ем-

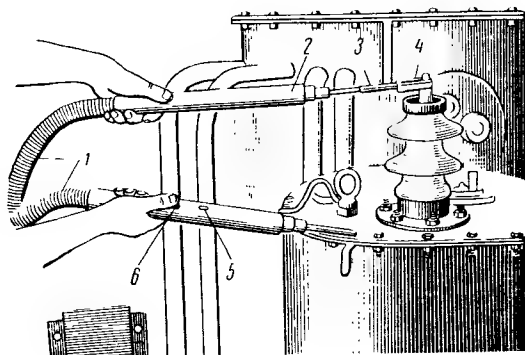


Рис. 15.2. Измерение сопротивления изоляции:
1 — переносные соединительные провода; 2 — бакелитовая трубка; 3 — медный прут; 4 — зажим; 5 — сигнальная лампа; 6 — кнопка сигнала на пульт

кости обмотки требуется некоторое время. Поэтому для оценки степени увлажнения изоляции обмотки производят два отсчета измерения: через 15 и 60 сек. При сильно увлажненной изоляции показания мегомметра быстро устанавливаются и коэффициент абсорбции $K_{аб} = R_{60}/R_{15}$ близок к единице. При малоувлажненной изоляции показания мегомметра нарастают медленно и коэффициент абсорбции может стать равным двум и более (но не ниже 1,3).

Сопротивление изоляции обмоток в большой степени зависит от температуры, поэтому сравнительные измерения сопротивлений производят при одинаковой температуре. Если измерения производят при температуре, отличной от той, при которой производили предыдущие измерения, то значения обоих измерений приводят к одной температуре. При этом исходят из того, что на каждые 10° понижения температуры сопротивление изоляции (одноминутное) увеличивается примерно в 1,5 раза, коэффициенты пересчета при этом следующие:

Разность температур	5	10	15	20	25	30	35
Коэффициент изменения сопротивления изоляции .	1,2	1,5	1,8	2,3	2,8	3,4	4,1

Испытание электрической прочности изоляции обмоток и токоведущих частей приложенным и индуцированным напряжениями и нормы испытательных напряжений описаны в § 13.3.

Общий вид испытательного трансформатора, схема которого приведена на рис. 13.1, показан на рис. 15.3.

При опыте холостого хода (рис. 15.4) определяются ток и потери холостого хода и проверяется коэффициент трансформации. Первичную обмотку трансформатора включают в сеть переменного напряжения при ненагруженной вторичной обмотке.

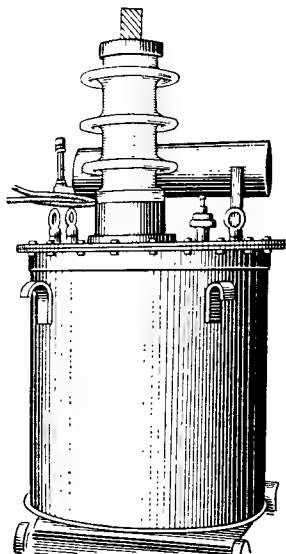


Рис. 15.3. Испытательный трансформатор типа ИОМ-100/100, 100 кВа, 100/0,38 кВ для испытания приложенным напряжением обмоток трансформаторов классов напряжения 10—35 кВ

Включенные в схему измерительные приборы — амперметр A и ваттметр W — показывают ток и потери холостого хода трансформатора. Измеренные этими приборами характеристики (эксплуатационные параметры) не должны быть больше значений, предусмотренных ГОСТом или техническими условиями (с учетом допусков). По показаниям вольтметров определяют коэффициент трансформации (на всех ступенях регулирования напряжения), который не должен отличаться от заданного более чем на $\pm 0,5\%$.

При опыте короткого замыкания (рис. 15.5) определяются потери и

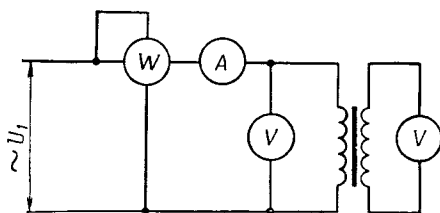


Рис. 15.4. Схема опыта холостого хода однофазного трансформатора

напряжение короткого замыкания. Вторичную обмотку закорачивают (иногда ее замыкают на амперметр), к первичной обмотке через регулятор напряжения подводят пониженное напряжение, которое повышают от нуля до тех пор, пока амперметр A не покажет номинальное значение тока. Напряжение U_k , которое при этом покажет вольтметр V , называется *напряжением короткого замыкания* и представляет собой полное падение напряжения в трансформаторе. Напряжение U_k на векторной диаграмме треугольника короткого замыкания (см. рис. 5.4) изображается гипотенузой треугольника.

При опыте короткого замыкания номинальные токи устанавливают в обеих обмотках, так как их намагничивающие силы согласно правилу Ленца (§ 5.1) должны быть равны. Поэтому ваттметр W покажет суммарные потери в обеих обмотках, которые называются *потерями*

короткого замыкания. Потерями холостого хода ввиду их незначительной величины (э. д. с. при опыте короткого замыкания равна примерно $1/2 U_k$, поэтому мал и Φ) пренебрегают.

Сопротивление обмоток трансформатора постоянному току не нормируется ГОСТом и техническими условиями. Тем не менее измерение сопротивления обмоток является обязательным при контрольных испытаниях, поскольку оно помогает выявлять дефекты в токоведущих частях трансформатора.

По результатам измерения сопротивления обмоток можно судить о качестве соединений и паяк в обмотках, качестве контактов переключателей и в местах присоединения отводов к вводам, установить отсутствие обрывов в обмотках и в ее отдельных параллельных ветвях и обнаружить отклонение сечения проводов от расчетных между отдельными фазами или катушками на одной фазе. Наконец, измерением сопротивления обмотки пользуются для определения средней температуры обмоток (метод измерения температуры, § 10.2).

Сопротивление обмоток измеряется у всех обмоток на всех доступных ответвлениях. У трехфазных трансформаторов измеряют сопротивление каждой обмотки для всех трех фаз. При наличии вывода нейтральной точки измеряется фазное сопротивление, при его отсутствии — линейные сопротивления. В последнем случае фазное сопротивление будет:

при схеме соединения звезда $r_{\phi} = 1/2 r_{изм}$;
при схеме соединения треугольник $r_{\phi} = 3/2 r_{изм}$.

Если при измерении линейных сопротивлений (при схеме «звезда») получились разные их значения, то фазные сопротивления можно определить по формулам:

$$r_a = \frac{r_{ab} + r_{ac} - r_{bc}}{2};$$

$$r_b = \frac{r_{ab} + r_{bc} - r_{ac}}{2};$$

$$r_c = \frac{r_{ac} + r_{bc} - r_{ab}}{2}.$$

Если расхождение измеренных сопротивлений разных фаз превышает $\pm 2\%$ от среднего значения, то необходимо установить причину расхождения, и только после этого может быть решен вопрос о пригодности трансформатора.

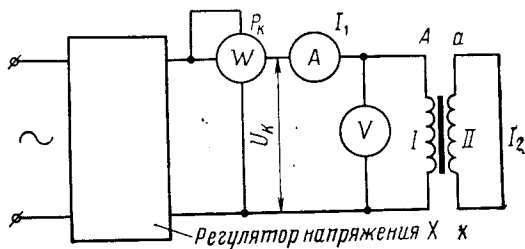


Рис. 15.5. Схема опыта короткого замыкания однофазного трансформатора

Измерение сопротивления обмоток обычно производят по методу падения напряжения, основанном на законе Ома.

Измерение производят по одной из схем, показанных на рис. 15.6, в зависимости от величины сопротивления. Установка для измерения

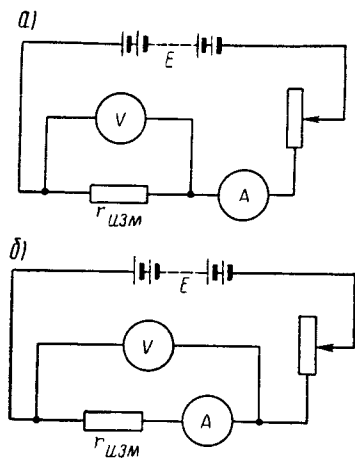


Рис. 15.6. Схемы измерения сопротивления обмотки трансформатора:

а — при малом сопротивлении; б — при большом сопротивлении

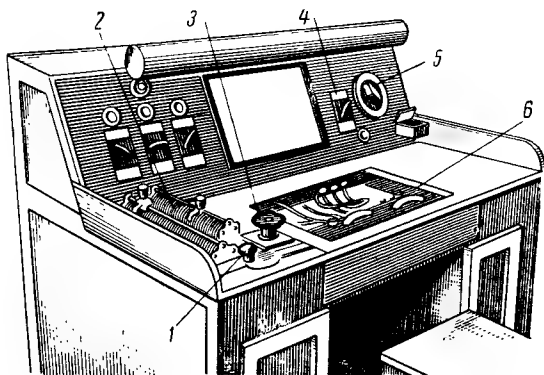


Рис. 15.7. Пульт для измерения сопротивления по методу падения напряжения:

1 — ящик с приборами; 2 — реостаты; 3 — переключатель фаз; 4 — переключатель схемы; 5 — шунт амперметра; 6 — кнопка включения контактора

сопротивления на испытательной станции представляет собой пульт (рис. 15.7), в котором собрана схема и расположен источник питания (аккумулятор на 12 в).

Группа соединения обмоток трансформатора имеет большое значение при включении его на параллельную работу с другими трансформаторами. Такая работа допустима только для трансформаторов, имеющих одинаковые группы соединения.

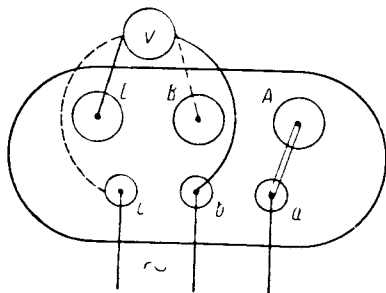


Рис. 15.8. Схема определения группы соединения трехфазного трансформатора

Согласно ГОСТ 11677 — 65 стандартными группами соединения являются группа 0 для однофазных трансформаторов и группа 0 и 11 для трехфазных.

Проверку группы соединения производят главным образом двумя методами: двух вольтметров и фазометром.

По первому методу к одной из обмоток (трехфазного трансформатора) подводят напряжение U (пониженной величины). Предварительно дол-

жны быть соединены одноименные вводы (A и a) обмоток BH и NN . Затем поочередно измеряют напряжения между вводами $b-B$, $b-C$ и $c-B$, как это показано на рис. 15.8. По соотношению полученных трех измерений, по специальной таблице, определяют группу соединения.

Так, например, для стандартных групп соединения 0 и 11 измеренные напряжения должны быть равны указанным в табл. 15.1.

Таблица 15.1

Группа соединения	Угловое смещение э. д. с...	Напряжение между вводами		
		$b-B$	$b-C$	$c-B$
0	0	$U(K-1)$	$U\sqrt{1-K+K^2}$	$U\sqrt{1-K+K^2}$
11	330	$U\sqrt{1-\sqrt{3}K+K^2}$	$U\sqrt{1+K^2}$	$U\sqrt{1-\sqrt{3}K+K^2}$

K — коэффициент трансформации

В объем контрольных испытаний входит также испытание масляных баков на механическую прочность и на маслоплотность сварных швов и уплотнений.

Во время эксплуатации бак заполнен трансформаторным маслом. Так как уровень масла находится выше крышки бака (на уровне расширителя), то бак должен быть испытан на некоторое повышенное внутреннее давление. Для этой цели на крышку бака устанавливается контрольная трубка с воронкой высотой 1,5 м, заполняемая маслом. Трансформатор тщательно обтирается и отстачивается в течение 8 ч. Если после указанного времени не обнаружатся течи масла в швах и уплотнениях, бак считается выдержавшим испытание.

При вакуумной сушке активной части трансформатора в собственном баке последний испытывает внешнее давление, равное около 1 кг/см². Это испытание является более жестким, поэтому расчет бака на прочность ведется именно на это давление.

§ 15.2. СПОСОБЫ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ, ПОРЯДОК ХРАНЕНИЯ И МОНТАЖ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Силовые трансформаторы габаритов I, II и III доставляются с завода-изготовителя на место установки главным образом по железной дороге. Трансформаторы с трубчатыми баками (мощностью до 1600 кВа) транспортируются полностью собранными и залитыми маслом. Трансформаторы с радиаторными баками (мощностью 2500 кВа и выше) транспортируются без радиаторов и со снятыми расширителем и выхлопной трубой. Патрубки, служащие для присоединения радиаторов, на время транспортировки закрываются заглушками.

Правила железнодорожных перевозок определенным образом отра-

жаются и на конструкции силовых трансформаторов. В основном это относится к крупным трансформаторам, которые связаны с необходимостью вписываться в железнодорожный габарит и с грузоподъемностью платформ подвижного состава.

Так, например, для перевозки трансформаторов габаритов III, IV и выше необходимо на время перевозки частично их демонтировать, применять специальные формы баков, транспортные крышки и специальные железнодорожные транспортеры с пониженной грузовой площадкой. Для уменьшения транспортного веса трансформаторы большой мощности приходится отправлять без масла, с временным заполнением баков инертным газом (азот). Это требует дополнительных работ на месте монтажа трансформатора.

Для обеспечения сохранности трансформатора и безопасности движения он должен быть надежно закреплен на платформе.

С каждым отгружаемым силовым трансформатором завод-изготовитель высылает сопроводительную техническую документацию, в которую входит «Техническое описание и инструкция по транспортированию, выгрузке, монтажу и вводу в эксплуатацию трансформаторов». Заказчик обязан строго соблюдать указания, содержащиеся в инструкции.

В объем сопроводительной техдокументации частично демонтируемых трансформаторов входит также комплектовочная ведомость и инструкция по сборке и монтажу.

Подготовка к монтажу производится в следующем порядке:

- а) изучение сопроводительной техдокументации;
- б) подготовка монтажной площадки, оборудования и материалов;
- в) подготовка трансформатора и его узлов.

Монтажная площадка должна быть оборудована временным навесом и подъемными устройствами: передвижной железнодорожный или автокран, домкраты.

Подъем масляных трансформаторов должен производиться только за крюки, расположенные под рамой на стенке бака.

По прибытии трансформаторов к месту установки у них осматриваются фарфоровые вводы, баки, охлаждающие устройства, пломбы и т. д. с целью выявления возможных повреждений и проверяется уровень и отсутствие течи масла. Доставленный на место установки трансформатор не всегда монтируется сразу после его прибытия. Поэтому до начала монтажа должны быть обеспечены надлежащие условия для его хранения.

Трансформаторы, предназначенные для внутренней установки, должны храниться в закрытом помещении.

Трансформаторы должны быть защищены от механических повреждений и попадания грязи. Во время хранения у трансформаторов должен поддерживаться нормальный уровень масла в расширителе и при необходимости доливаться сухим (не содержащим воды) маслом, имеющим электрическую прочность не ниже 45 кВ на 2,5 мм. Консервирующая смазка и силикагель должны восстанавливаться по мере необходимости, но не реже, чем через два года.

После установки трансформатора на монтажной площадке и его борки производится подготовка его к вводу в эксплуатацию, которая заключается в проведении ряда профилактических мероприятий.

Прежде всего производится внешний осмотр трансформатора, при котором обращается особое внимание на отсутствие течи масла через варочные швы и уплотнения. Проверяется уровень масла и при необходимости производится его доливка, заливается в корпус оправы ермометра масло, протираются (бензином и сухой ветошью) фарфоровые изоляторы, удаляется консервирующая смазка. Трансформатор заземляется при помощи имеющегося у него болта заземления.

Далее производится испытание пробы масла на электрическую прочность и химический анализ. Электрическая прочность масла должна быть не ниже 40 кВ на 2,5 мм. В масле не должно быть следов воды. Проба масла отбирается при температуре не ниже $+5^{\circ}\text{C}$. Измеряется сопротивление изоляции обмоток ВН и НН мегомметром с напряжением 1000 в. Сопротивление изоляции при температуре, приведенной $+20^{\circ}\text{C}$, должно быть не ниже 300 Мом. Измерение должно производиться при температуре не ниже $+10^{\circ}\text{C}$. Измеряется активное сопротивление обмоток на всех положениях переключателя. Наконец, производится проверка силикагеля в воздухоосушителе и при необходимости его замена.

При удовлетворительных результатах проверок и испытаний трансформатор может быть установлен на фундамент и включен в сеть. Включение производится толчком на полное номинальное напряжение, после чего следует проследить за равномерностью нагрузки фаз, симметричностью напряжения на стороне НН, сохранением уровня масла в маслорасширителе и за перегревом верхних слоев масла, который должен быть не более 55°C .

§ 15.3. ОСНОВНЫЕ ПРАВИЛА ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ОТ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ

Работа трансформаторов допускается только при условии защиты всех его линейных вводов постоянно подключенными разрядниками соответствующих классов напряжения и готовыми к действию релейной газовой защиты.

Форма кривой напряжения, подводимого к трансформатору, должна быть практически синусоидальной, а система фазных напряжений — практически симметричной.

Не допускается работа трансформатора при снижении уровня масла за нижний предел маслорасширителя и при наличии течи масла.

Во время эксплуатации необходимо вести визуальное наблюдение с соблюдением правил безопасности за состоянием контактов, не допускать накопления пыли и грязи на крышке бака, шинах и вводах. Все нарушения антикоррозийного покрытия должны устраняться по мере обнаружения.

Категорически запрещается производить переключение ступеней

напряжения на трансформаторе с ПБВ, включенном в сеть хотя бы с одной стороны.

Во время работы трансформатора допускается, чтобы трансформатор издавал умеренный, равномерно гудящий звук, без резкого шума и треска.

§ 15.4. НАГРУЗОЧНАЯ СПОСОБНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Трансформатор рассчитан на длительную работу при номинальной нагрузке и допускает длительное превышение на 5% номинального тока, если напряжение не превышает номинальное.

Вслед за нагрузкой ниже номинальной допускаются следующие кратковременные перегрузки трансформатора в зависимости от начального перегрева верхних слоев масла над воздухом, указанных в табл. 15.2.

Таблица 15.

Коэффициент перегрузки $K_n, \%$	Допустимая длительность перегрузки (ч — мин) при перегреве ($^{\circ}\text{C}$) верхних слоев масла перед включением перегрузки					
	18	24	30	36	42	48
5	5—50	5—25	4—50	4—00	3—00	1—30
10	3—50	3—25	2—50	2—10	1—25	0—10
15	2—50	2—25	1—50	1—20	0—35	—
20	2—05	1—40	1—15	0—45	—	—
25	1—35	1—15	0—50	0—25	—	—
30	1—10	0—50	0—30	—	—	—
35	0—55	0—35	0—15	—	—	—
40	0—40	0—25	—	—	—	—
45	0—25	0—10	—	—	—	—
50	0—15	—	—	—	—	—

Табл. 15.2 составлена для трансформатора, установленного на открытом воздухе, при среднегодовой температуре $+5^{\circ}\text{C}$ (средняя полса СССР). В местах с другой среднегодовой температурой воздуха величину перегрузки $1 + \frac{K_n}{100}$, определенную по табл. 15.2, следует умножить на коэффициент $1 + \frac{5-T_v}{100}$, где T_v — среднегодовая температура воздуха данной местности.

Пример 15.1. При перегреве масла 30°C в течение 30 мин допустима перегрузка 30%. Определить коэффициент перегрузки в местности со среднегодовой температурой $T_v = +15^{\circ}\text{C}$.

Решение. Допустимая перегрузка составляет $1,3 \left(1 + \frac{5-15}{100} \right) = 1,17$ от номинальной, т. е. коэффициент перегрузки $K_n = 17\%$.

№ п.п.	Неисправность	Вероятная причина	Методы устранения и определения причины
1	Автоматическое отключение от действия токовой защиты	1. Перегрузка сверх допустимой 2. Внешнее короткое замыкание	1. Снизить нагрузку до установленной нормы 2. Устранить замыкание
2	Автоматическое отключение от действия дифференциальной и газовой защиты	Внутренняя неисправность	1. Вывести из работы 2. Определить состав газа 3. Отобрать пробу масла на сокращенный анализ с определением температуры вспышки 4. Произвести измерения сопротивления изоляции, сопротивления обмоток 5. Осмотреть активную часть
3	Автоматическое отключение от действия газовой защиты	1. Выделение остатков воздуха после монтажа 2. Внутренняя неисправность	1. Определить состав газа 2. Произвести пробное включение в режиме холостого хода и опыта короткого замыкания при плавном подъеме напряжения для определения места повреждения: обмотка с контактными соединениями или магнитопровод (см. также п. 2)
4	Исчезло напряжение на вторичной стороне	Обрыв в одной из обмоток	1. Установить наличие обрыва мегомметром или измерением сопротивления обмоток 2. Осмотреть активную часть
5	Появление повышенного неравномерного шума внутри трансформатора	1. Нарушение в режиме питания и нагрузки	1. Восстановить нормальный режим работы

№ п. п.	Неисправность	Вероятная причина	Методы устранения и определения причины
6	Течь масла в уплотнении	2. Внутреннее повреждение 3. Ослабление крепления отдельных деталей Ослабление уплотнения	2. Произвести проверку согласно п. (кроме определения состава газа) 3. Закрепить соответствующие детали Подтянуть болты в местах уплотнения или заменить уплотняющую прокладку
7	Повреждение фарфора ввода	Механическое повреждение	1. Перекрыть крышку между расширителем и баком 2. Слить масло бака до необходимого уровня 3. Заменить фарфор или весь ввод
8	Повреждение стеклянной трубки в маслоуказателе	Механическое повреждение	1. Перекрыть маслоуказатель 2. Заменить стеклянную трубку

Контрольные вопросы

1. Перечислите основные виды контрольных испытаний силовых трансформаторов.
2. Какие трансформаторы подвергаются типовым испытаниям?
3. Для чего требуется соблюдать последовательность проведения отдельных видов контрольных испытаний?
4. Что измеряется при опыте холостого хода? Изобразите схему этого опыта.
5. Что измеряется при опыте короткого замыкания? Изобразите схему этого опыта.
6. Почему крупные трансформаторы транспортируются в частично демонтированном виде?

РАСЧЕТ СТОИМОСТИ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРА

§ 16.1. РАСЧЕТ СТОИМОСТИ ТРАНСФОРМАТОРА

Стоимость трансформатора (оптовая цена) определяется плановой калькуляцией.

Пример составления плановой калькуляции приведен в лт. 16.1.

Т а б л и ц а 16.1

Трансформатор типа

Габаритный чертеж Полный вес кг

№ п. п.	Статьи затрат	Сумма, руб
1	Сырье и материалы	
2	Покупные и комплектующие изделия	
3	Возвратные отходы (вычитаются)	
4	Итого основных материалов	
5	Основная заработная плата производственных рабочих	
6	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования (150—200% к основной зарплате)	
7	Цеховые расходы (около 150% к основной зарплате)	
8	Общезаводские расходы (около 100% к основной зарплате)	
9	Заводская себестоимость	
10	Внепроизводственные расходы (около 5% к заводской себестоимости)	
11	Полная себестоимость	
12	Накопления (10% к полной себестоимости)	
13	Оптовая цена	

Расход основных материалов определяется по табл. 16.2 и 16.3.

Таблица 1

№ п.п.	Наименование сырья и материалов	Единицы измерения	Расход	Цена, руб., коп.	Сумма тыс. р.
1	Литье:				
	чугунное				
	стальное				
	Итого литье				
2	Рядовой прокат:				
	сталь листовая				
	сталь круглая				
	сталь профильная				
	Итого рядовой прокат				
3	Качественный прокат:				
	сталь электротехническая				
	сталь сортовая горячекатаная				
	сталь сортовая холоднокатаная				
	Итого качественный прокат				
4	Трубы электросварные				
5	Цветные металлы:				
	литье				
	латунный прокат				
	медный прокат				
	Итого цветные металлы				
6	Провод обмоточный:				
	провод				
	кабель				
7	Бакелитовые трубки				
8	Бакелитовые цилиндры				
9	Лакоткань				
10	Гетинакс				
11	Текстолит				
12	Электрокартон				
13	Масло трансформаторное				
14	Лак № 302				
15	Лак ГФ-92				
16	Бук				
17	Резина				
18	Прочие материалы				
	Итого затрат по материалам				
	Итого отходов				
	В том числе реализуемые:				
	черные металлы				
	цветные металлы				
	Стоимость материалов за вычетом реализуемых отходов				
	Транспортно-заготовительные расходы				
	Всего затрат по материалам				

Примечание. Так как в чертежах указаны чистые веса деталей и узлов, то при счете расхода материалов необходимо их вес умножать на следующие коэффициенты, являющиеся отходами:

Сталь электротехническая		
трансформаторы до 10 000 кВА	1,1	
трансформаторы свыше 10 000 кВА	1,2	
Сталь угловая и швеллеры	1,0	

ль листовая	1,1
ль круглая	1,05
бы стальные	1,67
жгрокартон и бумага	1,1
инакс и текстолит	1,1
лево	3,0

Таблица 16.3

№ п.п.	Покупные комплектующие изделия	Количество	Цена, руб., коп	Затраты на изделие
1				
2				
3				
.				
.				
10	Прочие комплектующие изделия			
11	Транспортно-заготовительные расходы			
Итого затрат на комплектующие изделия				
Итого затрат на материалы (по табл. 16.2)				
Всего затрат на основные материалы				

Затраты на основную заработную плату определяются по л. 16.4.

Таблица 16.4

№ п.п.	Виды работ	Нормо-часы	Расценка
1	Сборочные		
2	Обмоточно-изоляционные: изготовление обмоток изготовление изоляции		

№ п. п.	Виды работ	Нормо- часы	Расценка
3	Изготовление магнитопровода		
4	Заготовительно-сварочные		
5	Изготовление аппаратуры		
6	Механообрабатывающие и крепеж		
7	Деревообрабатывающие		
8	Гальванопокрытия		
9	Окраска		
10	Литейные		
11	Прочие		
	Итого по сдельным расценкам Зарплата по рабочим местам		
	Всего основная заработная плата		

§ 16.2. РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Расчет ведется исходя из годовых затрат Z_r . Для учебных целей расчетная формула несколько упрощена:

$$Z_r = Z_{тр} + Z_x P_x + Z_k P_k + Z_p Q_p,$$

где $Z_{тр} = 0,185 \times$ оптовую цену — стоимость трансформатора в г
 P_x — потери холостого хода, *квт*;
 P_k — потери короткого замыкания, *кв*
 Q_p — реактивная мощность, *квар*.

Принимаются

$Z_x = 50$ руб./*квт* — стоимость 1 *квт* потерь холостого хода в г

$Z_k = 25$ руб./*квт* — стоимость 1 *квт* потерь короткого замыкан
 в год.

Затраты на компенсацию реактивной мощности

$Z_p = 1,5$ руб./*квар* — стоимость 1 *квар* реактивных потерь в год

Реактивная мощность

$$Q_p = \frac{S}{100} \left(I_0 \frac{8700}{8760} + U_p \frac{4000}{8760} \right),$$

где S — номинальная мощность, *кв*а;

I_0 — ток холостого хода, %;

U_p — реактивная составляющая напряжения короткого замы
 ния, %;

8760 — число часов в году;

100 — число часов, в течение которых имеют место потери холостого хода в году;

100 — то же, потери короткого замыкания.

Таким образом, расчетная формула годовых затрат имеет вид

$$\begin{aligned} Z_r = & 0,185 \times \text{оптовую цену} + 50 P_x + 25 P_k + \\ & + 1,5 \frac{S}{100} \left(I_0 \frac{8700}{8760} + U_p \frac{4000}{8760} \right) \text{ руб. год.} \end{aligned}$$

При выборе наилучшего варианта проектируемого трансформатора наиболее экономичным будет тот, у которого значение Z_r будет наименьшим.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТРАНСФОРМАТОРОСТРОЕНИЯ В СССР

Развитие линий электропередач связано с непрерывным ростом напряжения и мощности каждой электрической машины и трансформатора. В настоящее время освоены напряжения линий до 500 кВ ведутся опытные передачи при напряжении 750 кВ и теоретические разработки на более высокие напряжения 1000—1200 кВ, которые позволят передавать большие мощности на расстояния до 3000—4000 км (от мощных сибирских гидроэлектростанций в европейскую часть СССР). В Советском Союзе уже строятся трансформаторы мощностью 417 и 630 Мва и запроектированы трансформаторы мощностью 800 1000 Мва.

Совершенствование трансформаторостроения началось с момента его возникновения. В основном характеристики трансформаторов и их весо-габаритные данные улучшались с применением более качественных и специальных материалов. Так, например, с применением (в 1904 г.) легированной стали вес трансформаторов сразу уменьшился почти вдвое. Улучшение качества электротехнической стали продолжается и по настоящее время и от этого улучшения в основном зависит уменьшение расхода активных материалов и повышение к. п. трансформаторов.

Силовые трансформаторы имеют весьма высокий к. п. д., для большинства составляющий 98—99% и более. Однако ввиду установки распределительных сетей общей мощности трансформаторов, в 7-8 раз превышающей мощность генераторов, общие потери во всем паке трансформаторов достигают 6% от всей электроэнергии, вырабатываемой электростанциями.

ГОСТ 11677—65 (общий стандарт на силовые трансформаторы) предусматривает ряд улучшений в конструкции силовых трансформаторов по сравнению с ранее действовавшим ГОСТ 401—41. В первую очередь это относится к улучшению их характеристик холостого хода и короткого замыкания, т. е. в целом значения к. п. д. Повышение к. п. д. в основном стало возможным вследствие внедрения холоднокатаной электротехнической стали, имеющей меньшие значения удельных потерь и намагничивающей мощности по сравнению с горячекатаной сталью. Одновременно с этим для лучшего использования холоднокатаной стали потребовались отмена отверстий в пластине магнитопровода и применение его бесшпильной прессовки, косых

сбинуированных стыков пластин, отжига пластин, продольных катушек из неметаллических материалов, бандажей из стеклоленты или жловолока, изготовление магнитопровода без предварительной шихтовки верхнего ярма, применение магнитных мостов и другие ты прогрессивной технологии.

Большого внимания требует совершенствование технологических оцессов производства обмоток и изоляции трансформаторов. Обмот- и изоляция— ответственные и вместе с тем трудно контролируемые ты конструкции. Весьма важным является вопрос о качестве элект- технического картона как одного из основных изоляционных мате- алов. Применяемый в настоящее время изоляционный картон имеет адки, достигающие 8—9% по толщине, что требует введения допол- тельных операций по стабилизации размеров изоляции.

Наилучшим решением данного вопроса являлось бы получение ма- усадочного картона, но из-за его отсутствия на трансформаторных зодах вводятся процессы предварительной стабилизации картона леживанием и опрессовки изоляционных деталей и обмоток в целом разных стадиях изготовления.

Для крупных трансформаторов в перспективе применение много- довых обмоток *НН* с числом параллельных проводов до 200, петле- х обмоток *ВН* с применением транспонированного провода и отдель- х регулировочных многоходовых слоевых обмоток *ВН* по числу пеней регулирования.

Для повышения электрической прочности целесообразно более ши- ко практиковать отмену пропитки обмоток.

Из отдельных конструктивных решений и направлений конструи- зания можно отметить применение разъемных баков и баков ко- кольного типа, прямотрубных навесных охладителей вместо трубч- х баков, изготовление нажимных колец, намотанных из электротех- ческой стали и запекаемых на эпоксидных смолах.

Экономичность работы электрических сетей и поддержание посто- ства величины напряжения у потребителей требует расширения вы- ска трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой (*ПН*). Выпуск таких трансформаторов требуется довести до 50% марной мощности выпускаемых силовых трансформаторов, включая ышинство трансформаторов с напряжением 110 кВ и выше, а также пределительные трансформаторы мощностью от 25 до 6300 кВА на ряжение 10 и 35 кВ. При разработке этих трансформаторов должно ь отдано предпочтение переключающим устройствам с токоограни- зающими резисторами, как имеющим меньшие габаритные размеры сравнению с реакторными устройствами и не требующим отдельного ка для контакторов.

Разработка параллельных серий силовых трансформаторов с мед- ми и алюминиевыми обмотками позволит получить большую эконс- ю меди. Эта медь может быть использована в трансформаторах боль- й мощности с целью уменьшения потерь короткого замыкания при ьших габаритных размерах, что не может быть достигнуто при омиевых обмотках. Трансформаторы с медными и алюминиевыми

обмотками могут иметь одинаковые характеристики при одинаковом весе электротехнической стали, меньшем общем весе, но с большей емкостью сердечника, а следовательно, и трансформатора [Л. 2]. Силовые трансформаторы с алюминиевыми обмотками мощностью до 6300 кВА обеспечивают полноценную замену трансформаторов с медными обмотками, так как могут иметь те же характеристики холостого хода и короткого замыкания. Стоимость этих трансформаторов примерно одинакова, и поэтому такая замена может считаться равноценной в техническом и экономическом отношении.

Экономия активных, изоляционных и конструктивных материалов может быть получена в первую очередь за счет широкого применения автотрансформаторов на напряжения 110—500 кВ путем снижения и испытательных напряжений, уменьшения изоляционных промежутков при разработке новых конструкций изоляции, применения новых систем форсированного охлаждения трансформаторов с направленной принудительной циркуляцией масла и новых типов охладителей.

С повышением напряжения размеры и надежность работы трансформатора в большой степени зависят от качества изоляционных материалов и от конструкции самой изоляции. Рациональная конструкция применение новых, более совершенных материалов и внедрение прогрессивной технологии позволяют уменьшить изоляционные промежутки, следовательно, соответственно уменьшить размеры и вес трансформатора. В части повышения надежности трансформаторов при импульсных воздействиях большую роль сыграло введение емкостной защиты принцип и конструкция которой продолжают непрерывно совершенствоваться.

Расширение производства трансформаторов, рост мощности в одной единице и напряжения обмоток ВН вызывают необходимость более широкого развития научно-исследовательских работ, связанных с трансформаторостроением. Сюда следует отнести исследования по рассеянию с целью уменьшения вызываемых ими добавочных потерь механической прочности обмоток при коротком замыкании, электрической прочности изоляции при промышленной частоте и при импульсных воздействиях, разработки новых, более эффективных, систем охлаждения, рациональной технологии производства, в частности, вакуумной сушки трансформаторов, рациональных методов проектирования трансформаторов и их экономической оценки.

Научно-исследовательские работы необходимы в целях оказания помощи трансформаторным заводам при разработке и изготовлении трансформаторов, отвечающих требованиям современной энергетики как в отношении высших уровней мощности и класса напряжения, так и в отношении качества. Основные показатели качества: получение экономической трансформации — снижения потерь энергии, экономия материалов, уменьшения веса и габаритных размеров, увеличение электрической и механической прочности и повышение надежности.

КУРСОВОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

§ 18.1. ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА С МАСЛЯНЫМ ОХЛАЖДЕНИЕМ НА НАПРЯЖЕНИЕ ОТ 3 ДО 35 кВ

Минимальный объем задания по расчету силового трансформатора был приведен в § 2.1.

Полный расчет силового трансформатора с целью нахождения оптимальных размеров и характеристик требует выполнения ряда вариантов расчета на разных диаметрах стержня, что представляет собой довольно большой объем работы. Учащийся не всегда может с ней справиться в отведенное для этого время, поэтому эта работа обычно облегчается тем, что задание по расчету трансформатора содержит некоторые дополнительные данные, которые учащемуся уже не требуется выбирать или определять по ходу расчета.

Задание на расчет силового трансформатора удобно выдавать учащемуся на специальном листе задания, примерная форма которого приведена далее.

Задание №

на курсовое проектирование

Расчет трехфазного силового трансформатора
Учащемуся (фамилия) курса группы
Задание выдано 19 г.
Расчет сдать 19 г.
Расчет принят 19 г. с оценкой

Задание для расчета

Мощность трансформатора кВа
Напряжение холостого хода $\pm 5\%$ в
Схема и группа соединения
Частота 50 Гц

Х а р а к т е р и с т и к и

Потери холостого хода $P_x =$ Вт $\pm 15\%$
Потери короткого замыкания $P_k =$ Вт $\pm 10\%$
Ток холостого хода $i_0 =$ % $\pm 30\%$
Напряжение короткого замыкания $u_k =$ % $\pm 10\%$

Д о п о л н и т е л ь н ы е д а н н ы е

Диаметр стержня D мм
Число ступеней n
Форма сечения ярма

Высота окна (приблизительно) H мм
 Сталь холоднокатаная, марки Э330, толщиной 0,35 мм
 Охлаждение естественное, масляное
Преподаватель

§ 18.2. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА ТРАНСФОРМАТОРОВ

Пример 1

Задание для расчета

Мощность трансформатора 1000 *кВа*
 Напряжение холостого хода $10\,000 \pm 5\% / 400$ *в*
 Схема и группа соединения $Y/\Delta - 0$
 Частота 50 *Гц*
 Характеристики по ГОСТ 11920—66

Дополнительные данные

Диаметр стержня $D = 245$ мм
 Число ступеней $n = 6$
 Форма сечения ярма двухступенчатая
 Высота окна (приблизительно) $H = 700$ мм
 Сталь холоднокатаная, марки Э330, толщиной 0,35 мм, лакированная
 Обмотки из медного провода
 Охлаждение масляное, естественное

Пример 2

Задание для расчета

Мощность трансформатора 2 500 *кВа*
 Напряжение холостого хода $35\,000 \pm 2 \times 2,5\% / 6300$ *в*
 Схема и группа соединения $Y/\Delta - 11$
 Частота 50 *Гц*
 Характеристики по ГОСТ 11920—66

Дополнительные данные

Диаметр стержня $D = 300$ мм
 Число ступеней $n = 7$
 Форма сечения ярма многоступенчатая
 Высота окна (приблизительно) $H = 1000$ мм
 Сталь холоднокатаная, марки Э330, толщиной 0,35 мм, лакированная
 Обмотки из медного провода
 Охлаждение масляное, естественное

Расчет удобно вести по приведенной в § 18.3 последовательности

§ 18.3. ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЙ РАСЧЕТ ТРАНСФОРМАТОРА МОЩНОСТЬЮ 1000 *кВа*, 10 *кВ*

Расчет магнитопровода

Выбор размеров пластин пакетов стержня. Сечение стержня по заданию имеет шестиступенчатую форму, ярма — двухступенчатую (рис. 18.1).

Определяем ширину пластин для каждого пакета согласно данным, приведенным на рис. 14.1. Полученные значения c_n подбираем до ближайшего нормализованного размера, дающего наивыгоднейший раскрой стали:

$c_1 = 0,955 \cdot 245 = 234$	принимаем 230 мм;
$c_2 = 0,87 \cdot 245 = 213$	» 215 мм;
$c_3 = 0,77 \cdot 245 = 188$	» 195 мм;
$c_4 = 0,64 \cdot 245 = 157$	» 155 мм;
$c_5 = 0,495 \cdot 245 = 121$	» 120 мм;
$c_6 = 0,3 \cdot 245 = 73$	» 75 мм.

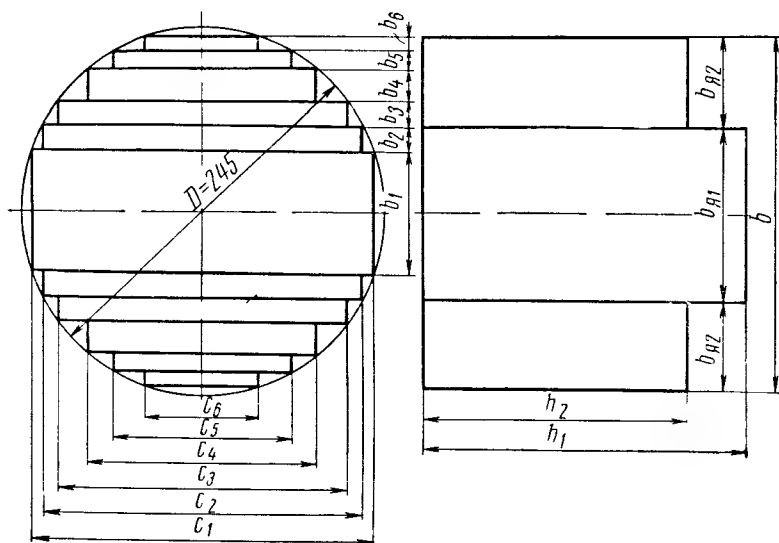


Рис. 18.1. Сечения стержня и яра

Затем определяем толщину b пакетов с тем, чтобы ступенчатая фигура вписывалась в окружность диаметра $D = 245$ мм. Эти действия можно записать в следующем виде:

$$b_1 = \sqrt{D^2 - c_1^2} = \sqrt{245^2 - 230^2} = 84 \text{ мм};$$

$$2b_2 = \sqrt{D^2 - c_2^2} - b_1 = \sqrt{245^2 - 215^2} - 84 = 34 \text{ мм};$$

$$2b_3 = \sqrt{D^2 - c_3^2} - (b_1 + 2b_2) = \sqrt{245^2 - 195^2} - 118 = 30 \text{ мм};$$

$$2b_4 = \sqrt{D^2 - c_4^2} - (b_1 + 2b_2 + 2b_3) = \sqrt{245^2 - 155^2} - 148 = 42 \text{ мм};$$

$$2b_5 = \sqrt{D^2 - c_5^2} - (b_1 + 2b_2 + 2b_3 + 2b_4) = \sqrt{245^2 - 120^2} - 190 = 24 \text{ мм};$$

$$2b_6 = \sqrt{D^2 - c_6^2} - (b_1 + 2b_2 + 2b_3 + 2b_4 + 2b_5) =$$

$$= \sqrt{245^2 - 75^2} - 214 = 20 \text{ мм}$$

$$b = 234 \text{ мм}$$

Далее определяем геометрическое и активное сечения стержня его двух средних пакетов (для расчета веса углов магнитопровода см. далее). Коэффициент заполнения K_3 принимаем равным 0,9, как для стали толщиной 0,35 мм с однократной лакировкой (см. табл. 11.1).

Определяем сечение стержня:

Пакет 1	$23,0 \cdot 8,4 = 193 \text{ см}^2$
» 2	$21,5 \cdot 3,4 = 73 \text{ см}^2$
» 3	$19,5 \cdot 3,0 = 58,5 \text{ см}^2$
» 4	$15,5 \cdot 4,2 = 65 \text{ см}^2$
» 5	$12,0 \cdot 2,4 = 28,8 \text{ см}^2$
» 6	$7,5 \cdot 2,0 = 15 \text{ см}^2$
	$F_\phi = 433,3 \text{ см}^2$

$$F_{ст} = K_3 F_\phi = 0,93 \cdot 433,3 = 403 \text{ см}^2;$$

$$F'_{ст} = 0,93 (193 + 73) = 247 \text{ см}^2.$$

Расчет сечения яра. Сечение яра двухступенчатой формы обычно делается усиленным, т. е. его сечение должно быть примерно на 5% больше сечения стержня.

Для определения ширины пластины среднего пакета яра, т. е. его высоты h_1 , сначала предположим, что яро имеет прямоугольную форму с усилением 15%:

$$h_1 = \frac{1,15 \cdot F_\phi}{b} = \frac{1,15 \cdot 433,3}{234} = 21,3, \text{ принимаем } 21,5 \text{ см.}$$

Ширина пластин крайних пакетов яра равна примерно 0,8 h_1 , т. $h_2 = 0,8 \cdot 21,3 = 17,1$, принимаем 17,5 см.

Определяем активное сечение яра

$$F_{я} = K_3 [(b_1 + 2b_2) h_1 + 2(b_3 + b_4 + b_5 + b_6) h_2] = 0,93 [(8,4 + 3,4) 21,5 + (3,0 + 4,2 + 2,4 + 2,0) 17,5] = 0,93 (254 + 203) = 425 \text{ см}^2.$$

Коэффициент усиления яра

$$K_y = \frac{F_{я} - F_{ст}}{F_{ст}} = \frac{425 - 403}{403} = 0,055, \text{ или } 5,5\%$$

Расчет обмоток

Числа витков НН и ВН. Для этого прежде найдем число вольт на виток e_w . Задаемся значением индукции $B = 1,7 \text{ тл}$, тогда

$$e_w = 222 B F_{ст} \cdot 10^{-4} = 222 \cdot 1,7 \cdot 403 \cdot 10^{-4} = 15,2 \text{ в.}$$

Сначала определяем число витков обмотки *НН* как меньшее. При этом принимаем во внимание, что при схеме звезда $U_{\phi} = U_{\text{л}} : \sqrt{3}$

$$\omega_{\text{НН}} = \frac{U_{\phi \text{ НН}}}{e_{\text{w}}} = \frac{U_{\text{л НН}}}{\sqrt{3} e_{\text{w}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 15,2} = 15,2 \text{ принимаем } 16 \text{ витков.}$$

Число витков обмотки *ВН* определяется исходя из фазного коэффициента трансформации

$$\omega_{\text{ВН}} = \omega_{\text{НН}} \frac{U_{\phi \text{ ВН}}}{U_{\phi \text{ НН}}} = \omega_{\text{НН}} \frac{U_{\text{л ВН}} \sqrt{3}}{U_{\text{л НН}} \sqrt{3}} = 16 \frac{10\,000}{400} = 400 \text{ витков.}$$

Число витков регулировочной ступени обмотки *ВН* (5%)

$$\omega_{\text{рег}} = 0,05 \omega_{\text{ВН}} = 0,05 \cdot 400 = 20 \text{ витков.}$$

Записываем числа витков на всех ступенях напряжения
420 — 400 — 380/16 витков.

Так как число витков *НН* округлялось до целого числа, то уточняем индукцию в стержне и ярме

$$B_{\text{ст}} = \frac{U_{\phi \text{ НН}} \cdot 10^4}{\omega_{\text{НН}} \cdot 222 F_{\text{ст}}} = \frac{400 \cdot 10^4}{\sqrt{3} \cdot 16 \cdot 222 \cdot 403} = 1,615 \text{ тл;}$$

$$B_{\text{я}} = B_{\text{ст}} \frac{F_{\text{ст}}}{F_{\text{я}}} = 1,615 \frac{403}{425} = 1,53 \text{ тл.}$$

Расчет фазных токов в обмотках. При схеме «звезда» $I_{\phi} = I_{\text{л}}$

$$I_{\phi \text{ НН}} = I_{\text{л НН}} = \frac{S \cdot 10^3}{\sqrt{3} U_{\text{л НН}}} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} = 1445 \text{ а;}$$

$$I_{\phi \text{ ВН}} = I_{\text{л ВН}} = \frac{S \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{л ВН}}} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10\,000} = 57,7 \text{ а.}$$

Расчет обмотки НН (осевое строение). Для мощности трансформаторов до 1600 *кВа* и при напряжении до 690 *в* обмотка *НН* обычно выполняется двухслойной, цилиндрической. Возможен также вариант выполнения обмотки в виде винтовой, двухходовой.

Вариант I. Обмотка двухслойная, цилиндрическая. Плотность тока выбирается в пределах 4—4,5 *а/мм²*.
Необходимое сечение провода

$$s_{\text{н}} = \frac{I_{\phi \text{ НН}}}{\delta_{\text{НН}}} = \frac{1445}{4,5} = 321 \text{ мм}^2.$$

Так как по таблице размеров обмоточного провода такого сечения нет, то следует взять несколько параллельных проводов. Выбираем провод 12,5×5,5 *мм* сечением 67,8 *мм²* и берем 5 параллельных проводов, общее сечение которых будет

$$s_{\text{н}} = 5 \times 67,8 = 339 \text{ мм}^2.$$

Уточняем плотность тока

$$\delta_{\text{нн}} = \frac{1445}{339} = 4,26 \text{ а/мм}^2.$$

Определяем осевой размер обмотки *НН*

$$H_{\text{о нн}} = (b + 0,55) n \left(\frac{w_{\text{нн}}}{2} + 1 \right) 1,03 = (12,5 + 0,55) 5 \left(\frac{16}{2} + 1 \right) 1,03 = 605 \text{ мм},$$

где $b = 12,5$ — осевой размер провода, мм;

$n = 5$ — число параллельных проводов;

$1,03$ — коэффициент, учитывающий неплотность укладки проводов.

Радиальный размер обмотки *НН*

$$a_1 = (a + 0,55 + 1) 2 + a_k = (5,5 + 0,55 + 1) 2 + 5 = 19,1 \text{ мм},$$

где $a = 5,5$ — радиальный размер провода, мм;

1 — толщина бандажа из киперной ленты, мм;

$a_k = 5$ — радиальный размер масляного канала, мм.

Принимаем $a_1 = 20$ мм.

Вариант II. Обмотка винтовая, двухходовая
Плотность тока выбирается в пределах $3,5\text{--}4 \text{ а/мм}^2$.

Необходимое сечение провода

$$S_{\text{п}} = \frac{I_{\text{ф нн}}}{\delta_{\text{нн}}} = \frac{1445}{4} = 360 \text{ мм}^2.$$

Определяем ширину витка

$$605 : (16 + 1) = 35,7 \text{ мм}.$$

Ввиду большой ширины витка (с каналами) обмотка выбирается двухходовой.

Выбираем провод $12,5 \cdot 3,28$ мм сечением $40,5 \text{ мм}^2$ и берем 10 параллельных проводов.

Уточняем плотность тока

$$\delta_{\text{нн}} = \frac{1445}{10 \cdot 40,5} = 3,57 \text{ а/мм}^2.$$

Осевое строение обмотки:

$$2(16 + 1) \text{ проводов} \times (12,5 + 0,5) = 442 \text{ мм}$$

$$32 \text{ канала} \times 5 = 160 \text{ мм}$$

$$1 \text{ (средний) канал} \times 12,5 = 12,5 \text{ мм}$$

$$\text{Всего} \quad 614,5 \text{ мм}$$

$$\text{Прессовка} \quad \text{—} \quad 9,5 \text{ мм}$$

$$\text{Высота обмотки} \quad 605 \text{ мм}.$$

Прессовка составляет $\frac{9,5}{172,5} \cdot 100 = 5,5 \%$.

Радиальный размер обмотки:

$$a_1 = w_k (a + 0,5) 1,03 = 5(3,28 + 0,5) 1,03 = 19,5 \text{ мм.}$$

Радиальное строение обмотки по обоим вариантам:

		$D = 245 \text{ мм}$	
$\varnothing = 245 \text{ мм}$		5 канал	
5 канал		255	
255		5 цилиндр	
20 обмотка <i>НН</i>		265	
295		6 канал	
		277	
		19,5 обмотка <i>НН</i>	
		316	

Из сопоставления обоих вариантов обмотки *НН* видно, что винтовая обмотка по варианту II менее выгодна, так как требует большего сечения проводов и занимает больше места в радиальном направлении, поэтому для дальнейшего хода расчета принимается вариант I обмотки *НН*.

Расчет обмотки ВН (осевое строение). Обмотка *ВН* для данной мощности и напряжения выполняется непрерывной.

Плотность тока выбирается в пределах 3,5—4 а/мм².

Необходимое сечение провода

$$S_{\text{п}} = \frac{I_{\text{ф ВН}}}{\delta_{\text{ВН}}} = \frac{57,7}{4} = 14,5 \text{ мм}^2.$$

Согласно рассуждениям § 3.3 принимаем 42 катушки.

При 42 катушках на 1 катушку с каналом приходится (в осевом направлении) $605 : 42 = 14,4 \text{ мм}$.

При канале 6 мм размер провода с изоляцией получается $14,4 - 6 = 8,4 \text{ мм}$.

Выбираем провод $8 \times 1,81 \text{ мм}$ сечением 14,4 мм².

Уточняем плотность тока

$$\delta_{\text{ВН}} = \frac{57,7}{14,4} = 4,01 \text{ а/мм}^2.$$

Раскладываем витки по катушкам: из 42 катушек 4 катушки (10%) являются регулировочными, остальные — основными:

$$\begin{aligned} 38 \text{ основных катушек} \times 10 \text{ витков} &= 380 \text{ витков} \\ 4 \text{ регулировочные катушки} \times 10 \text{ витков} &= 40 \text{ витков} \end{aligned}$$

Всего 42 катушки

420 витков.

Расчет осевого строения;

42 катушки $\times 8,5$ мм	= 357 мм
36 каналов $\times 6$ мм	= 216 мм
1 увеличенный средний канал $\times 12$ мм	= 12 мм
4 концевых канала $\times 8$ мм	= 32 мм
Всего	= 617 мм
Прессовка	— 12 мм
Высота обмотки	= 605 мм.

Прессовка изоляционных прокладок составляет

$$\frac{12}{216 + 12 + 32} \cdot 100 = 4,6\%,$$

что находится в допустимых пределах (4—6%).

Радиальный размер обмотки ВН

$$a_2 = \omega_k (a + 0,5) 1,03 = 10 (1,81 + 0,5) 1,03 = 23,8 \text{ мм},$$

где $\omega_k = 10$ — число витков в катушке;

1,03 — коэффициент неплотности.

Принимаем $a_2 = 24$ мм.

Радиальное строение обмоток (предварительное):

$D = 245$ мм

5 канал

255

20 обмотка НН

295

17 минимальное изоляционное расстояние

329

24 обмотка ВН

377

Размер главного канала рассеяния (17 мм) необходимо проверить на получение нужного значения напряжения рассеяния u_p .

Для получения заданного значения напряжения короткого замыкания ($u_k = 5,5\%$) напряжение рассеяния должно быть

$$u_p = \sqrt{u_k^2 - u_a^2} = \sqrt{5,5^2 - 1,22^2} = 5,36\%,$$

$$\text{где } u_a = \frac{P_k}{10S} = \frac{12\,200}{10 \cdot 1000} = 1,22\%.$$

Приняв величину дополнительного рассеяния 5%, необходимо получить напряжение рассеяния от основного продольного поля

$$u'_p = \frac{u_p}{1,05} = \frac{5,36}{1,05} = 5,1\%.$$

По предварительному расчету напряжение рассеяния (обозначим его через u'_p)

$$u_p'' = \frac{IwD_{cp}\Delta K_p}{806H_0e_w} = \frac{1445 \cdot 16 \cdot 31,2 \cdot 3,17 \cdot 0,968}{806 \cdot 60,5 \cdot 14,4} = 3,15\%.$$

где $D_{cp} = 29,5 + 1,7 = 31,2$ — средний диаметр главного канала рассеяния, *см*;

$$\Delta = 1,7 + \frac{2 + 2,4}{3} = 3,17 \text{ — приведенный канал рассеяния, см.}$$

$$K_p = 1 - \frac{1,7 + 2 + 2,4}{\pi \cdot 60,5} = 0,968;$$

$$e_w = \frac{400}{\sqrt{3 \cdot 16}} = 14,4 \text{ в.}$$

Так как значение u_p'' меньше, чем u_p' , то необходимо увеличить размер главного канала рассеяния.

Это увеличение может быть определено по формуле

$$a' = \left(\frac{u_p'}{u_p''} - 1 \right) \frac{D_{cp}\Delta}{D_{cp} + \Delta} = \left(\frac{5,1}{3,15} - 1 \right) \frac{31,2 \cdot 3,17}{31,2 + 3,17} = 1,79 \text{ см.}$$

. е. ширина главного канала должна быть

$$a = 17 + 18 = 35 \text{ мм.}$$

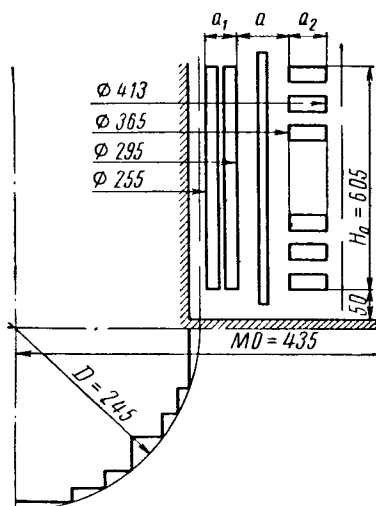


Рис. 18.2. Основные размеры магнитопровода и обмоток, полученные по расчету

Окончательно радиальное строение будет иметь вид:

$$D = 245 \text{ мм}$$

5 канал

255

20 обмотка *НН*

295

15 канал

325

5 цилиндр

335

15 канал

365

24 обмотка *ВН*

413

22 расстояние между обмотками *ВН* соседних фаз

Расстояние между осями стержней *МО* получилось равным $413 + 22 = 435 \text{ мм}$.

Высота *H* окна магнитопровода равна высоте (длине) H_0 обмотки плюс изоляционные расстояния до ярма, которые для данной мощности и напряжения равны 50 мм:

$$H = H_0 + 2 \cdot 50 = 605 + 100 = 705 \text{ мм}.$$

Таким образом, получены все основные размеры магнитопровода и обмоток *ВН* и *НН*, схематично показанные на рис. 18.2.

Определение весов активных материалов

Вес стержней магнитопровода

$$G_{\text{ст}} = \gamma m F_{\text{ст}} H \cdot 10^{-3} = 7,65 \cdot 3 \cdot 403 \cdot 70,5 \cdot 10^{-3} = 652 \text{ кг}.$$

Вес ярм

$$G_{\text{я}} = G_{\text{я.п}} + G_{\text{я.у}} = \gamma \cdot 4 F_{\text{я}} MO \cdot 10^{-3} + \gamma \cdot 2 [F_{\text{ст}} h_2 + F'_{\text{ст}} (h_1 - h_2)] \cdot 10^{-3} = 7,65 \cdot 4 \cdot 425 \cdot 43,5 \cdot 10^{-3} + 7,65 \cdot 2 [403 \cdot 17,5 + 247 (21,5 - 17,5)] \cdot 10^{-3} = 565 + 123 = 688 \text{ кг},$$

где $G_{\text{я.п}}$ и $G_{\text{я.у}}$ — веса прямой и угловой частей ярма.

Общий вес электротехнической стали

$$G_{\text{с}} = G_{\text{ст}} + G_{\text{я}} = 652 + 688 = 1340 \text{ кг}.$$

Расчет веса обмоточной меди. Обмотка *НН*

$$G_{\text{НН}} = m \pi \gamma s_{\text{п}} D_{\text{НН}} w_{\text{НН}} \cdot 10^{-6} = 84 \cdot 339 \cdot 275 \cdot 16 \cdot 10^{-6} = 126 \text{ кг}.$$

Обмотка *ВН*

$$G'_{\text{ВН}} = 84 \cdot 14,4 \cdot 389 \cdot 420 \cdot 10^{-6} = 198 \text{ кг},$$

$$G_{\text{ВН}} = 84 \cdot 14,4 \cdot 389 \cdot 400 \cdot 10^{-6} = 189 \text{ кг} \quad (\text{для расчета потерь короткого замыкания}).$$

Общий вес обмоточной меди

$$G_m = G_{HH} + G_{BH} = 126 + 198 = 324 \text{ кг.}$$

Расчет характеристик

Расчет потерь и тока холостого хода. Потери холостого хода

$$P_x = 1,1 [p_{ст} G_{ст} + p_{я} (G_{я.п} + K_y G_{я.у})] = 1,1 [1,67 \cdot 652 + 1,47 (565 + 1,5 \cdot 123)] = 1,1 (1090 + 1100) = 2400 \text{ вт.}$$

Намагничивающий ток

$$i_{оп} = \frac{q_{ст} G_{ст} + q_{я} G_{я} + n_{ст} q_{э.ст} F_{ст} + n_{я} q_{э.я} F_{я}}{10S} = \\ = \frac{15,5 \cdot 652 + 9,3 \cdot 688 + 3 \cdot 2,92 \cdot 403 + 4 \cdot 2,19 \cdot 425}{10 \cdot 1000} = 2,37\%.$$

Активная составляющая тока холостого хода

$$i_{0a} = \frac{P_x}{10S} = \frac{2400}{10 \cdot 1000} = 0,24\%.$$

Ток холостого хода

$$i_0 = \sqrt{i_{оп}^2 + i_{0a}^2} = \sqrt{2,37^2 + 0,24^2} \approx 2,4\%.$$

Расчет потерь короткого замыкания. Обмотка *HH*

$$P_{кHH} = 2,4 \delta_{HH}^2 G_{HH} = 2,4 \cdot 4,26^2 \cdot 126 \cdot 1,055 = 5800 \text{ вт.}$$

Обмотка *BH*

$$P_{кBH} = 2,4 \cdot 4,01^2 \cdot 189 \cdot 1,02 = 7400 \text{ вт.}$$

Потери в отводах *HH*

$$P_{отв} = \frac{S}{100} \cdot \frac{I_{фHH}}{100} = \frac{1000}{100} \cdot \frac{1445}{100} \approx 150 \text{ вт.}$$

Потери в стенках бака

$$P_6 = 0,007 \cdot S^{1,5} = 0,007 \cdot 1000^{1,5} = 250 \text{ вт.}$$

Потери короткого замыкания

$$P_k = P_{кHH} + P_{кBH} + P_{отв} + P_6 = 5800 + 7400 + 150 + 250 = 13600 \text{ вт.}$$

Расчет напряжения короткого замыкания. Активная составляющая

$$u_a = \frac{P_k}{10S} = \frac{13600}{10 \cdot 1000} = 1,36\%.$$

Напряжение рассеяния

$$\Delta = 3,5 + \frac{2 + 2,4}{3} = 4,97 \text{ см.}$$

$$K_p = 1 - \frac{3,5 + 2 + 2,4}{\pi \cdot 60,5} = 0,958,$$

$$u'_p = \frac{1445 \cdot 16 \cdot 33 \cdot 4,97 \cdot 0,958}{806 \cdot 60,5 \cdot 14,4} = 5,17\%,$$

$$u_p = 1,05 u'_p = 1,05 \cdot 5,17 = 5,43\%.$$

Напряжение короткого замыкания

$$u_k = \sqrt{u_a^2 + u_p^2} = \sqrt{1,36^2 + 5,43^2} = 5,6\%.$$

Расчет изменения напряжения:

а) при $\cos \varphi_2 = 0,8$

$$\begin{aligned} \Delta u &= u_a \cos \varphi_2 + u_p \sin \varphi_2 + \frac{(u_p \cos \varphi_2 - u_a \sin \varphi_2)^2}{200} = \\ &= 1,36 \cdot 0,8 + 5,43 \cdot 0,6 + \frac{(5,43 \cdot 0,8 - 1,36 \cdot 0,6)^2}{200} = 1,09 + \\ &\quad + 3,26 + 0,06 = 4,41\%; \end{aligned}$$

б) при $\cos \varphi_2 = 1$

$$\Delta u = u_a + \frac{u_p^2}{200} = 1,36 + 0,14 = 1,5\%.$$

Расчет коэффициента полезного действия:

а) при $\cos \varphi_2 = 0,8$

$$\begin{aligned} \eta &= \left(1 - \frac{P_x + P_k}{S \cos \varphi_2 \cdot 10^3 + P_x + P_k} \right) 100 = \\ &= \left(1 - \frac{2400 + 13600}{1000 \cdot 0,8 \cdot 10^3 + 2400 + 13600} \right) 100 = 98,04\%; \end{aligned}$$

б) при $\cos \varphi_2 = 1$

$$\eta = \left(1 - \frac{2400 + 13600}{1000 \cdot 10^3 + 2400 + 13600} \right) 100 = 98,43\%.$$

§ 18.4. ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ТРАНСФОРМАТОРА МОЩНОСТЬЮ 1000 кВа

Расчет перегрева обмотки НН. Поверхность охлаждения цилиндрической двухслойной обмотки определяется по формуле

$$\begin{aligned} s_{\text{НН}} &= 3,5 \pi D_{\text{ср}} H_0 - 3 \pi l c H_0 = 3 \cdot 3,5 \cdot \pi \cdot 0,275 \cdot 0,605 - \\ &\quad - 3 \cdot 3 \cdot 8 \cdot 0,015 \cdot 0,605 = 5,48 - 0,65 = 4,83 \text{ м}^2, \end{aligned}$$

где 3,5 — число охлаждаемых поверхностей обмотки *НН*;

m — число фаз (стержней);

$D_{\text{ср}}$ — средний диаметр обмотки *НН*, *м*;

3 — число поверхностей, закрытых рейками;

n — число реек;

c = 0,015 — ширина рейки, *м*.

Удельная тепловая нагрузка поверхности обмотки *НН*

$$q_{\text{оНН}} = \frac{P_{\text{кНН}}}{s_{\text{НН}}} = \frac{5800}{4,83} = 1200 \text{ вт/м}^2.$$

Перегрев обмотки *НН* над маслом

$$\tau_{\text{оНН}} = 0,159 q_{\text{оНН}}^{0,7} = 0,159 \cdot 1200^{0,7} = 0,159 \cdot 143 = 22,7 \approx 23^\circ\text{C}.$$

Дробные степени чисел находятся по табл. 18.1.

Т а б л и ц а 18.1

Число <i>A</i>	$A^{0,6}$	$A^{0,7}$	$A^{0,8}$
300	—	—	95,9
400	—	—	120,7
500	41,6	77,5	144,3
600	46,4	88,0	166,9
700	50,9	98,1	188,8
800	55,2	107,7	—
900	59,1	116,9	—
1000	63,1	125,9	—
1100	66,8	134,6	—
1200	70,4	143,0	—
1300	73,9	151,3	—
1400	77,2	159,3	—
1500	80,5	167,2	—
1600	83,6	174,9	—
1700	86,75	182,5	—
1800	89,8	190,0	—
1900	92,75	197,3	—
2000	95,6	204,5	—

Расчет перегрева обмотки ВН. Коэффициент закрытия поверхности катушек прокладками

$$K_3 = \frac{\pi D_{\text{ср}}}{\pi D_{\text{ср}} - nc} = \frac{\pi \cdot 389}{\pi \cdot 389 - 8 \cdot 40} = 1,35,$$

где $D_{\text{ср}}$ — средний диаметр обмотки *ВН*, *мм*;

n — число прокладок по окружности;

c — ширина прокладки, *мм*.

Периметр сечения катушки

$$\rho = 2(b_{\text{из}} + a_2) = 2(8,5 + 24) = 65 \text{ мм}.$$

Удельная тепловая нагрузка поверхности обмотки BH

$$q_{\text{обн}} = \frac{21,4 \cdot \omega^2 K_3 K_4}{\rho} = \frac{21,4 \cdot 57,7 \cdot 10 \cdot 4,01 \cdot 1,35 \cdot 1,02}{65} = 1050 \text{ вт/м}^2.$$

Перегрев обмотки BH над маслом

$$\tau_{\text{обн}} = 0,358 q_{\text{обн}}^{0,6} = 0,358 \cdot 1050^{0,6} = 0,358 \cdot 65 = 23,3 \approx 23,5^\circ\text{C}.$$

Поправка на перегрев в зависимости от размеров масляного канала (6·24 мм) принимается по табл. 10.2.

$$\Delta\tau_{\text{о2}} = K_{\text{кан}} q_{\text{обн}} \cdot 10^{-3} = -3,9 \cdot 1050 \cdot 10^{-3} = -4^\circ\text{C}.$$

Окончательное значение перегрева обмотки BH

$$23,5 - 4 = 19,5^\circ\text{C}.$$

Расчет перегрева масла. Определяем размеры бака (см. рис. 10.10).

Длина бака

$$A = 2MO + D_{\text{BH}} + 2 \cdot 75 = 2 \cdot 435 + 413 + 2 \cdot 75 = 1433 \approx 1440 \text{ мм};$$

ширина бака

$$B = D_{\text{BH}} + 2 \cdot 150 = 413 + 2 \cdot 150 = 713 \approx 720 \text{ мм};$$

высота бака

$$H_6 = H + 2h_{\text{я}} + H_{\text{я.к}} + 50 = 705 + 2 \cdot 215 + 300 + 50 = 1485 \approx 1500 \text{ мм}$$

периметр стенки бака

$$P_6 = \pi B + 2(A - B) = \pi \cdot 720 + 2(1440 - 720) = 3700 \text{ мм};$$

поверхность боковой стенки бака

$$s_{6,\text{с}} = p_6 H_6 = 3,7 \cdot 1,5 = 5,55 \text{ м}^2;$$

поверхность крышки

$$s_{\text{кр}} = \frac{\pi}{4} B^2 + (A - B) B = \frac{\pi}{4} 0,72^2 + (1,44 - 0,72) 0,72 = 0,92 \text{ м}^2.$$

Для определения необходимого числа рядов труб находим требуемый коэффициент кратности охлаждаемой поверхности (стенки бака согласно табл. 10.4, приняв предварительно $q_6 = 540 \text{ вт/м}^2$,

$$K_{\text{кр}} = \frac{P_{\text{х}} + P_{\text{к}}}{q_6 s_{6,\text{с}}} = \frac{240 + 13600}{540 \cdot 5,55} = 5,35.$$

Принимаем три ряда труб, для чего высота бака должна быть увеличена на

$$\Delta H_6 = \frac{5,35 - 5,2}{5,2} \cdot 1,5 \approx 0,05 \text{ м}.$$

Принимаем окончательно $H_6 = 1,5 \pm 0,05 = 1,55$ м.

Полная эффективная поверхность бака

$$s_6 = K_{кр} s_{6,с} + 0,75 s_{кр} = 5,2 \cdot 3,7 \cdot 1,55 + 0,75 \cdot 0,92 = 30,5 \text{ м}^2.$$

Удельная тепловая нагрузка поверхности бака

$$q_6 + \frac{P_x + P_k}{s_6} = \frac{16\,000}{30,5} = 525 \text{ вт/м}^2.$$

Средний перегрев масла

$$\tau_{мас} = 0,262 q_6^{0,8} = 0,262 \cdot 525^{0,8} = 0,262 \cdot 150 = 39,3^\circ\text{C}.$$

Перегрев верхних слоев масла (без поправки по табл. 10.3)

$$\tau_{в.с. мас} = 1,2 \tau_{мас} = 1,2 \cdot 39,3 = 47,2^\circ\text{C}.$$

Высота центра потерь

$$H_p = \frac{1}{2} H + h_y + 50 = \frac{705}{2} + 215 + 50 = 617 \text{ мм.}$$

Высота центра охлаждения

$$H_{охл} = \frac{1}{2} H_6 = \frac{1550}{2} = 775 \text{ мм.}$$

Отношение $\frac{H_p}{H_{охл}} = \frac{617}{775} = 0,8.$

Поправка на перегрев верхних слоев масла по табл. 10.3
 $\tau_{мас} = 5,6^\circ\text{C}.$

Окончательно перегрев верхних слоев масла будет

$$\tau_{в.с. мас} = 47,2 + 5,6 \approx 53^\circ\text{C} < 55^\circ\text{C}.$$

Перегрев обмотки HH над воздухом

$$\tau_{HH} = \tau_{оHH} + \tau_{мас} = 23 + 39,3 = 62,3^\circ\text{C} < 65^\circ\text{C}.$$

Перегрев обмотки BH над воздухом

$$\tau_{BH} = \tau_{оBH} + \tau_{мас} = 19,5 + 39,3 = 59^\circ\text{C} < 65^\circ\text{C}.$$

Рассчитанные перегревы масла и обмоток не превышают допустимых норм.

§ 18.5. РАСЧЕТ МЕХАНИЧЕСКИХ УСИЛИЙ В ОБМОТКАХ ТРАНСФОРМАТОРА МОЩНОСТЬЮ 1000 кВА

Расчет механических усилий ведется по формулам, приведенным в § 7.4.

Максимальное радиальное усилие [по (7.4)]

$$F_p = 12,8 (I\omega)^2 \frac{\pi D_{ср}}{H_0} \cdot 10^{-8} = 12,8 (1445 \cdot 16)^2 \frac{\pi \cdot 33}{60,5} \cdot 10^{-8} = 117 \text{ кг.}$$

То же, при коротком замыкании [по (7.5)]

$$F_{p.k} = F_p K_m^2 \left(\frac{100}{u_k} \right)^2 = 117 \cdot 1,455^2 \left(\frac{100}{5,5} \right)^2 = 117 \cdot 700 = 82\,000 \text{ кг},$$

где $K_m = 1 + e^{-\frac{\pi u_d}{u_p}} = 1 + e^{-\frac{\pi \cdot 1,36}{5,43}} = 1,455$.

Осевое усилие внутри обмоток [по (7.6)]

$$F'_{oc} = F_p \frac{\Delta}{2H_0} = 117 \frac{4,97}{2 \cdot 60,5} = 4,8 \text{ кг}.$$

Осевое усилие от несимметричного расположения намагничивающих сил по высоте обмоток [по (7.7)]

$$F''_{oc} = F_p \frac{H_1}{H_p K_p m} = 117 \cdot \frac{6,4}{24,3 \cdot 0,96 \cdot 4} = 8 \text{ кг},$$

где $H_1 = 4 \cdot 8,5 + 3 \cdot 6 + 1 \cdot 12 = 64 \text{ мм} = 6,4 \text{ см}$ (на ступени — 5%),

$$H_p = \frac{B-b}{2} = \frac{72-23,4}{2} = 24,3 \text{ см};$$

B — ширина бака, см;

b — толщина магнитопровода, см;

K_p — коэффициент Роговского;

$m = 4$.

Общее осевое усилие F_{oc} будет (для обмотки BH) суммой осевых усилий F'_{oc} и F''_{oc} [по (7.8)]

$$F_{oc} = F'_{oc} + F''_{oc} = 4,8 + 8 = 12,8 \text{ кг}.$$

При коротком замыкании осевое усилие возрастает пропорционально квадрату кратности тока короткого замыкания с учетом свободной составляющей тока

$$F_{oc.k} = 12,8 \cdot 700 = 8950 \text{ кг}.$$

Площадь опоры прокладок из электрокартона в обмотке BH
 $s_{пр} = n s a_2 = 8 \cdot 4 \cdot 2,4 = 77 \text{ см}^2$,

где n — число прокладок по окружности;

s — ширина прокладки, $s = 40 \text{ мм} = 4 \text{ см}$,

a_2 — радиальный размер обмотки BH .

Наибольшее удельное давление на прокладки

$$\sigma = \frac{F_{oc.k}}{s_{пр}} = \frac{8950}{77} = 116 \text{ кг/см}^2,$$

что вполне допустимо.

**§ 18.6. ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЙ РАСЧЕТ ТРАНСФОРМАТОРА
МОЩНОСТЬЮ 2500 кВа 35 кВ**

Расчет магнитопровода

Выбор размеров пластин пакетов стержня. Для заданного диаметра $D = 300$ мм с числом ступеней $n = 7$ целесообразно выбрать нормализованные размеры ширины пластин, принятые для отечественных заводов. Для данного диаметра эти размеры следующие: $c_1 = 295$; $c_2 = 270$; $c_3 = 250$; $c_4 = 230$; $c_5 = 215$; $c_6 = 175$; $c_7 = 135$ мм.

Определяем толщину пакетов:

$$b_1 = \sqrt{D^2 - c_1^2} = \sqrt{300^2 - 295^2} = 18 \text{ мм};$$

$$2b_2 = \sqrt{D^2 - c_2^2} - b_1 = \sqrt{300^2 - 270^2} - 18 = 112 \text{ мм};$$

$$2b_3 = \sqrt{D^2 - c_3^2} - (b_1 + 2b_2) = \sqrt{300^2 - 250^2} - 130 = 36 \text{ мм};$$

$$2b_4 = \sqrt{D^2 - c_4^2} - (b_1 + 2b_2 + 2b_3) = \sqrt{300^2 - 230^2} - 166 = 26 \text{ мм};$$

$$2b_5 = \sqrt{D^2 - c_5^2} - [b_1 + 2(b_2 + b_3 + b_4)] = \sqrt{300^2 - 215^2} - 192 = 16 \text{ мм};$$

$$2b_6 = \sqrt{D^2 - c_6^2} - [b_1 + 2(b_2 + b_3 + b_4 + b_5)] = \\ = \sqrt{300^2 - 175^2} - 208 = 36 \text{ мм};$$

$$2b_7 = \sqrt{D^2 - c_7^2} - [b_1 + 2(b_2 + b_3 + b_4 + b_5 + b_6)] = \\ = \sqrt{300^2 - 135^2} - 244 = 24 \text{ мм}$$

$$b = 268 \text{ мм}.$$

Определяем сечения стержня:

Пакет 1	$29,5 \times 1,8 = 53,1 \text{ см}^2$;
» 2	$27,0 \times 11,2 = 302,5 \text{ см}^2$;
» 3	$25,0 \times 3,6 = 90,0 \text{ см}^2$;
» 4	$23,0 \times 2,6 = 59,8 \text{ см}^2$;
» 5	$21,5 \times 1,6 = 34,4 \text{ см}^2$;
» 6	$17,5 \times 3,6 = 63,0 \text{ см}^2$;
» 7	$13,5 \times 2,4 = 32,4 \text{ см}^2$.
	$F_\Phi = 635,2 \text{ см}^2$

$$F_{\text{ст}} = K_3 F_\Phi = 0,93 \cdot 635,2 = 590 \text{ см}^2.$$

Расчет сечения ярма. Сечение ярма принимается по форме и размерам, равным сечению стержня. Лишь крайний (7-й) пакет для лучшей прессовки ярма делается по ширине равным 6-му пакету.

Таким образом, активное сечение яра будет

$$F_{\text{я}} = K_3 [F_{\phi} + (c_6 - c_7) 2b_7] = 0,93 [635,2 + (17,5 - 13,5) 2,4] = 600 \text{ см}^2.$$

Расчет обмоток

Числа витков НН и ВН. Для этого прежде найдем число вольт на виток

$$e_w = 222 B F_c \cdot 10^{-4} = 222 \cdot 1,7 \cdot 590 \cdot 10^{-4} = 22,3 \text{ в.}$$

На стороне *НН* при схеме треугольник $U_{\phi} = U_{\text{л}}$.

Определяем число витков обмотки *НН*

$$\omega_{\text{НН}} = \frac{U_{\phi \text{ НН}}}{e_w} = \frac{U_{\text{л НН}}}{e_w} = \frac{6300}{22,3} = 282 \text{ витка.}$$

На стороне *ВН* при схеме «звезда» $U_{\phi} = \frac{U_{\text{л}}}{\sqrt{3}}$.

Определяем число витков обмотки *ВН*

$$\omega_{\text{ВН}} = \omega_{\text{НН}} \frac{U_{\phi \text{ ВН}}}{U_{\phi \text{ НН}}} = \omega_{\text{НН}} \frac{U_{\text{л ВН}}}{\sqrt{3} U_{\text{л НН}}} = 282 \frac{35000}{\sqrt{3} \cdot 6300} = 904 \text{ витка.}$$

Число витков регулировочной ступени (2,5%)

$$\omega_{\text{рег}} = 0,025 \omega_{\text{ВН}} = 0,025 \cdot 904 = 22,6 \text{ витка.}$$

Принимаем 23 и 22 витка.

Записываем числа витков на всех ступенях напряжения: 949—927—904—881—859/282 витков.

Уточняем индукцию в стержне и яре

$$B_{\text{ст}} = \frac{U_{\phi \text{ НН}} \cdot 10^4}{\omega_{\text{НН}} \cdot 222 F_{\text{ст}}} = \frac{6300 \cdot 10^4}{282 \cdot 222 \cdot 590} = 1,7 \text{ тл;}$$

$$B_{\text{я}} = B_{\text{ст}} \frac{F_{\text{ст}}}{F_{\text{я}}} = 1,7 \frac{590}{600} = 1,67 \text{ тл.}$$

Расчет фазных токов в обмотках. В обмотке *НН* при схеме «треугольник» $I_{\phi} = \frac{I_{\text{л}}}{\sqrt{3}}$

$$I_{\phi \text{ НН}} = \frac{I_{\text{л НН}}}{\sqrt{3}} = \frac{S \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{3} U_{\text{л НН}}} = \frac{2500 \cdot 10^3}{3 \cdot 6300} = 132 \text{ а.}$$

В обмотке *ВН* при схеме «звезда» $I_{\phi} = I_{\text{л}}$

$$I_{\phi \text{ ВН}} = I_{\text{л ВН}} = \frac{S \cdot 10^3}{\sqrt{3} U_{\text{л ВН}}} = \frac{2500 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3500} = 41,2 \text{ а.}$$

Расчет обмотки НН (осевое строение). Для данных мощности и напряжения применяется непрерывная обмотка.

Плотность тока выбирается в пределах 3,5—4 а/мм².

Необходимое сечение провода

$$s_n = \frac{I_{\Phi \text{ НН}}}{\delta_{\text{НН}}} = \frac{132}{4} = 33 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод 10,8 × 3,28 мм, сечением 34,9 мм².

Уточняем плотность тока

$$\delta_{\text{НН}} = \frac{132}{34,9} = 3,78 \text{ а/мм}^2.$$

Высота обмотки ориентировочно должна быть

$$H_0 = H - 2l_n = 1000 - 2 \cdot 75 = 850 \text{ мм.}$$

На провод и канал (6 мм) требуется размер

$$10,8 + 0,5 + 6 = 17,3 \text{ мм.}$$

Число катушек обмотки

$$850 : 17,3 \approx 49, \text{ принимаем } 48 \text{ катушек.}$$

Осевое строение обмотки НН:

48 катушек	×	11,3 мм	= 542 мм
44 канала	×	6 мм	= 264 мм
3 »	×	12 мм	= 36 мм
			Всего 842 мм
			Прессовка — 17 мм
			Высота обмотки $H_0 = 825 \text{ мм.}$

Прессовка прокладок составляет

$$\frac{17}{264 + 36} 100 = 5,7\%.$$

Раскладка витков по катушкам:

42 катушки	×	6 витков	= 252
6 катушек	×	5 витков	= 30
			Всего 48 катушек = 282 витка.

Расчет обмотки ВН (осевое строение). Применяется непрерывная обмотка. Необходимое сечение провода

$$s_n = \frac{I_{\Phi \text{ ВН}}}{\delta_{\text{ВН}}} = \frac{41,2}{4} = 10,3 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод 5,9 × 1,81 мм, сечением 10,5 мм².

Уточняем плотность тока

$$\delta_{\text{вн}} = \frac{41,2}{10,5} = 3,92 \text{ а/мм}^2.$$

На один провод (катушку) и один канал приходится (в осевом направлении)

$$5,9 + 0,5 + 6 = 12,4 \text{ мм.}$$

Число катушек обмотки

$$825 : 12,4 = 67, \text{ принимаем } 68 \text{ катушек.}$$

Для регулирования в пределах $\pm 2 \times 2,5\%$ число регулировочных катушек должно быть кратным четырем. Следовательно, имеем 60 основных и 8 регулировочных катушек.

Раскладка витков по катушкам:

$$\begin{array}{r} 41 \text{ катушка} \times 14 \text{ витков} = 574 \\ 19 \text{ катушек} \times 15 \text{ витков} = 285 \\ \hline 859 \text{ витков} \\ \\ 6 \text{ катушек} \times 11 \text{ витков} = 66 \\ 2 \text{ катушки} \times 12 \text{ витков} = 24 \\ \hline \text{Всего } 68 \text{ катушек} = 949 \text{ витков.} \end{array}$$

Расчет осевого строения:

$$\begin{array}{r} 68 \text{ катушек} \times 6,4 \text{ мм} = 435 \text{ мм} \\ 66 \text{ каналов} \times 6 \text{ мм} = 396 \text{ мм} \\ 1 \text{ канал} \times 16 \text{ мм} = 16 \text{ мм} \\ \hline \text{Всего} \quad \quad \quad 847 \text{ мм} \\ \text{Прессовка} \quad \quad \quad - 22 \text{ мм} \\ \hline \text{Высота обмотки } H_o = 825 \text{ мм.} \end{array}$$

Прессовка прокладок составляет

$$\frac{22}{396 + 16} 100 = 5,3\%.$$

Радиальный размер обмотки HH

$$a_1 = w_k(a + 0,5) 1,03 = 6(3,28 + 0,5) 1,03 = 23,4 \text{ мм, принимаем } a_1 = 24 \text{ мм.}$$

Обмотка BH :

$$a_2 = 15(1,81 + 0,5) 1,03 = 35,7 \text{ мм,}$$

принимаем $a_2 = 36 \text{ мм.}$

Радиальное строение обмоток (предварительное):

$$\begin{array}{l} D = 300 \text{ мм} \\ \quad 5 \text{ канал} \\ 310 \end{array}$$

5	цилиндр
320	
8	канал
336	
24	обмотка <i>НН</i>
384	
27	минимальное изоляционное расстояние
438	
36	обмотка <i>ВН</i>
510	

Проверяем главный канал (27 мм) на получение нужного значения напряжения рассеяния u_p . Для получения заданного значения $u_k = 6,5\%$ напряжения рассеяния должно быть:

$$u_p = \sqrt{u_k^2 - u_a^2} = \sqrt{6,5^2 - 0,94^2} = 6,44\%,$$

где

$$u_a = \frac{P_k}{10S} = \frac{23\,500}{10 \cdot 2500} = 0,94\%.$$

При дополнительном рассеянии 5% напряжение рассеяния от основного поля должно быть

$$u'_p = \frac{u_p}{1,05} = \frac{6,44}{1,05} = 6,13\%.$$

Предварительное значение напряжения рассеяния

$$u''_p = \frac{Iw D_{cp} \Delta K_p}{806 He_w} = \frac{132 \cdot 282 \cdot 41,1 \cdot 4,7 \cdot 0,966}{806 \cdot 82,5 \cdot 22,3} = 4,68\%,$$

где

$$D_{cp} = 38,4 + 2,7 = 41,1 \text{ см};$$

$$\Delta = 2,7 + \frac{2,4 + 3,6}{3} = 4,7 \text{ см};$$

$$K_p = 1 - \frac{2,7 + 2,4 + 3,6}{\pi 82,5} = 0,966.$$

Так как u''_p получилось меньше u'_p , то размер главного канала следует увеличить.

Увеличение канала определяется по формуле

$$a' = \left(\frac{u'_p}{u''_p} - 1 \right) \frac{D_{cp} \Delta}{D_{cp} + \Delta} = \left(\frac{6,13}{4,68} - 1 \right) \frac{41,1 \cdot 4,7}{41,1 + 4,7} = 1,31 \text{ см},$$

г. е. ширина главного канала должна быть

$$a = 27 + 13 = 40 \text{ мм}.$$

Окончательно радиальное строение будет иметь вид:

$D = 300$	мм
5	канал
310	
5	цилиндр
320	
8	канал
336	
24	обмотка HH
384	
18	канал
420	
6	цилиндр
432	
16	канал
464	
36	обмотка BH
536	
34	расстояние между фазами
$MO = 570$	мм

Расстояние между осями стержней MO получилось равным 570 мм.

Высота H окна магнитопровода равна высоте обмотки H_0 плюс изоляционные расстояния до ярма, которые для данной мощности и напряжения равны 75 мм:

$$H = H_0 + 2 \cdot 75 = 825 + 150 = 975 \text{ мм.}$$

Таким образом определены основные размеры магнитопровода и обмоток BH и HH .

Определение весов активных материалов

Расчет веса стали при симметричном сечении ярма, повторяющем форму сечения стержня, целесообразно производить по средней (осевой) линии сечений стержня и ярма. Длину крайних стержней и ярм можно считать от середины угла магнитопровода (рис. 18.3).

Длина среднего стержня может быть принята равной H с добавлением удлинения пакетов от 2-го до предпоследнего.

Вес стержней магнитопровода

$$G_{ст} = \gamma F_{ст} (3H + 2c_1) 10^{-3} + \gamma [2b_2c_2(c_1 - c_2) + 2b_3c_3(c_1 - c_3) + \\ + 2b_4c_4(c_1 - c_4) + 2b_5c_5(c_1 - c_5) + 2b_6c_6(c_1 - c_6) + \\ + 2b_7c_7(c_1 - c_6)] 10^{-3}.$$

Определяем вес почленно:

$$7,65 \cdot 590 (3 \cdot 97,5 + 2 \cdot 29,5) 10^{-3} = 1590 \text{ кг}$$

$$7,65 \cdot 11,2 \cdot 27 (29,5 - 27) 10^{-3} = 6 \text{ кг}$$

$$7,65 \cdot 3,6 \cdot 25 (29,5 - 25) 10^{-3} = 3 \text{ кг}$$

$$7,65 \cdot 2,6 \cdot 23 (29,5 - 23) 10^{-3} = 3 \text{ кг}$$

$$7,65 \cdot 1,6 \cdot 21,5 (29,5 - 21,5) 10^{-3} = 2 \text{ кг}$$

$$7,65 \cdot 3,6 \cdot 17,5 (29,5 - 17,5) 10^{-3} = 6 \text{ кг}$$

$$7,65 \cdot 2,4 \cdot 13,5 (29,5 - 17,5) 10^{-3} = 3 \text{ кг}$$

$$G_{\text{ст}} = 1613 \text{ кг}.$$

Вес ярем

$$G_{\text{я}} = \gamma F_{\text{я}} \cdot 4MO \cdot 10^{-3} = 7,65 \cdot 600 \cdot 4 \cdot 57 \cdot 10^{-3} = 1050 \text{ кг}.$$

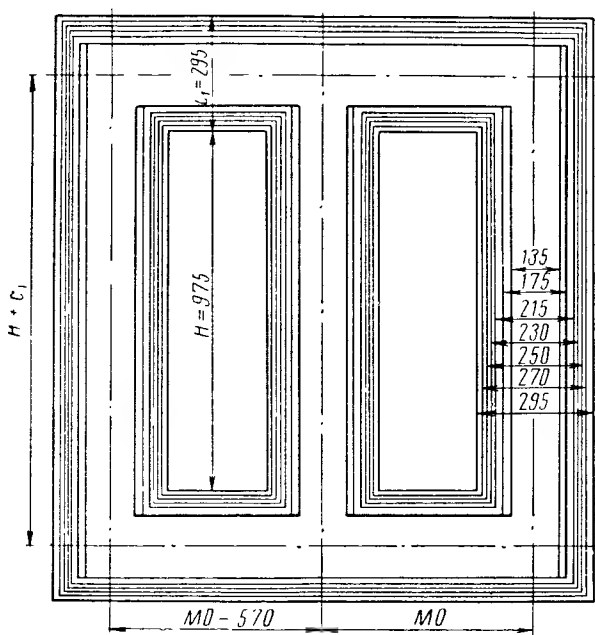


Рис. 18.3. Определение длины стержней и ярем при многоступенчатых ярямах

Вес углов стержня и ярма

$$G_y = G_{\text{ст. у}} + G_{\text{я. у}} = \gamma F_{\text{ст}} \cdot 2c_1 + \gamma F_{\text{я}} \cdot 2c_1 = 7,65 \cdot 590 \cdot 2 \cdot 29,5 \cdot 10^{-3} + 7,65 \cdot 600 \cdot 2 \cdot 29,5 \cdot 10^{-3} = 266 + 271 = 537 \text{ кг}.$$

Общий вес электротехнической стали

$$G_{\text{с}} = G_{\text{ст}} + G_{\text{я}} = 1613 + 1050 = 2663 \text{ кг}.$$

Расчет веса обмоточной меди. Обмотка НН

$$G_{\text{НН}} = m \gamma \pi s_{\text{п}} D_{\text{НН}} w_{\text{НН}} \cdot 10^{-6} = 84 \cdot 34,9 \cdot 360 \cdot 282 \cdot 10^{-6} = 298 \text{ кг.}$$

Обмотка ВН

$$G_{\text{ВН}} = 84 \cdot 10,5 \cdot 500 \cdot 949 \cdot 10^{-6} = 418 \text{ кг,}$$

$$G'_{\text{ВН}} = 84 \cdot 10,5 \cdot 500 \cdot 904 \cdot 10^{-6} = 398 \text{ кг (для расчета потерь короткого замыкания).}$$

Общий вес обмоточной меди

$$G_{\text{м}} = G_{\text{НН}} + G_{\text{ВН}} = 298 + 418 = 716 \text{ кг.}$$

Расчет характеристик

Расчет потерь и тока холостого хода. Потери холостого хода

$$\begin{aligned} P_{\text{х}} &= 1,1 p_{\text{ст}} [G_{\text{ст}} + (K_{\text{у}} - 1) G_{\text{ст. у}}] + 1,1 p_{\text{я}} [G_{\text{я}} + (K_{\text{у}} - 1) G_{\text{я. у}}] = \\ &= 1,1 \cdot 1,91 (1613 + 0,5 \cdot 266) + 1,1 \cdot 1,82 (1050 + 0,5 \cdot 271) = \\ &= 3660 + 2370 = 6030 \text{ вт.} \end{aligned}$$

Намагничивающий ток

$$\begin{aligned} i_{\text{оп}} &= \frac{q_{\text{ст}} G_{\text{ст}} + q_{\text{я}} G_{\text{я}} + n_{\text{ст}} q_{\text{з. ст}} F_{\text{ст}} + n_{\text{я}} q_{\text{з. я}} F_{\text{я}}}{10 S} = \\ &= \frac{25 \cdot 1613 + 20,7 \cdot 1050 + 3 \cdot 3,72 \cdot 590 + 4 \cdot 3,39 \cdot 600}{10 \cdot 2500} = 3,07\%. \end{aligned}$$

Активная составляющая тока холостого хода

$$i_{0 \text{ а}} = \frac{P_{\text{х}}}{10 S} = \frac{6030}{10 \cdot 2500} = 0,24\%.$$

Ток холостого хода

$$i_0 = \sqrt{i_{\text{оп}}^2 + i_{0 \text{ а}}^2} = \sqrt{3,07^2 + 0,24^2} \approx 3,1\%.$$

Расчет потерь короткого замыкания. Обмотка НН

$$P_{\text{к НН}} = 2,4 \delta_{\text{НН}}^2 G_{\text{НН}} K_{\text{ф}} = 2,4 \cdot 3,78^2 \cdot 298 \cdot 1,03 = 10500 \text{ вт.}$$

Обмотка ВН

$$P_{\text{к ВН}} = 2,4 \cdot 3,92^2 \cdot 398 \cdot 1,02 = 14900 \text{ вт.}$$

Потери в отводах НН

$$P_{\text{отв}} = \frac{S}{100} \cdot \frac{I_{\text{ф НН}}}{100} = \frac{2500}{100} \cdot \frac{132}{100} = 33 \text{ принимаем } 50 \text{ вт.}$$

Потери в стенках бака

$$P_6 = 0,007 \cdot S^{1,5} = 0,007 \cdot 2500^{1,5} = 875 \approx 900 \text{ вт.}$$

Потери короткого замыкания

$$P_k = P_{k \text{ НН}} + P_{k \text{ ВН}} + P_{\text{отв}} + P_6 = 10\,500 + 14\,900 + 50 + 900 = 26\,350 \text{ Вт.}$$

Расчет напряжения короткого замыкания. Активная составляющая

$$u_a = \frac{P_k}{10S} = \frac{26\,350}{10 \cdot 2500} = 1,05\%.$$

Напряжение рассеяния

$$\Delta = 4 + \frac{2,4 + 3,6}{3} = 6 \text{ см;}$$

$$K_p = 1 - \frac{4 + 2,4 + 3,6}{\pi \cdot 82,5} = 0,961;$$

$$u'_p = \frac{132 \cdot 282 \cdot 42,4 \cdot 6 \cdot 0,961}{806 \cdot 82,5 \cdot 22,3} = 6,13\%;$$

$$u_p = 1,05 \quad u'_p = 1,05 \cdot 6,13 = 6,44\%.$$

Напряжение короткого замыкания

$$u_k = \sqrt{u_a^2 + u_p^2} = \sqrt{1,05^2 + 6,44^2} = 6,5\%.$$

Расчет изменения напряжения:

а) при $\cos \varphi_2 = 0,8$

$$\begin{aligned} \Delta u &= 1,05 \cdot 0,8 + 6,44 \cdot 0,6 + \frac{(6,44 \cdot 0,8 - 1,05 \cdot 0,6)^2}{200} = \\ &= 0,84 + 3,86 + 0,1 = 4,8\%; \end{aligned}$$

б) при $\cos \varphi_2 = 1$

$$\Delta u = 1,05 + \frac{6,44^2}{200} = 1,26\%.$$

Расчет коэффициента полезного действия:

а) при $\cos \varphi_2 = 0,8$

$$\eta = \left(1 - \frac{6030 + 26\,350}{2500 \cdot 0,8 \cdot 10^3 + 6030 + 26\,350} \right) 100 = 98,4\%;$$

б) при $\cos \varphi_2 = 1$

$$\eta = \left(1 - \frac{6030 + 26\,350}{2500 \cdot 10^3 + 6030 + 26\,350} \right) 100 = 98,72\%.$$

Расчет перегрева обмотки НН. Коэффициент закрытия поверхности катушек прокладками

$$K_3 = \frac{\pi D_{cp}}{\pi D_{cp} - nc} = \frac{\pi \cdot 360}{\pi \cdot 360 - 8 \cdot 40} = 1,4.$$

Периметр сечения катушки

$$p = 2(a_1 + b_{из}) = 2(24 + 11,3) = 70,6 \text{ мм.}$$

Удельная тепловая нагрузка поверхности обмотки НН

$$q_{o \text{ НН}} = \frac{21,4 \text{ Вт} \cdot K_3 K_d}{p} = \frac{21,4 \cdot 132 \cdot 6 \cdot 3,78 \cdot 1,4 \cdot 1,03}{70,6} = 1230 \text{ Вт/м}^2.$$

Перегрев обмотки над маслом

$$\tau_{o \text{ НН}} = 0,41 q_{o \text{ НН}}^{0,6} = 0,41 \cdot 1230^{0,6} = 0,41 \cdot 70 = 28,6^\circ \text{С.}$$

Поправка на перегрев в зависимости от размеров масляного канала (6 × 24 мм) принимается по табл. 10.2

$$\Delta \tau_{o2} = K_{кан} q_{o \text{ НН}} \cdot 10^{-3} = -3,9 \cdot 1230 \cdot 10^{-3} = -4,8^\circ \text{С.}$$

Окончательное значение перегрева обмотки НН

$$28,6 - 4,8 = 23,8 \approx 24^\circ \text{С.}$$

Расчет перегрева обмотки ВН. Коэффициент закрытия поверхности катушек прокладками

$$K_3 = \frac{\pi \cdot 500}{\pi \cdot 500 - 8 \cdot 40} = 1,26.$$

Периметр сечения катушки

$$p = 2(6,4 + 36) = 84,8 \text{ мм.}$$

Удельная тепловая нагрузка поверхности обмотки ВН

$$q_{o \text{ ВН}} = \frac{21,4 \cdot 41,2 \cdot 15 \cdot 3,92 \cdot 1,26 \cdot 1,02}{84,8} = 790 \text{ Вт/м}^2.$$

Перегрев обмотки ВН над маслом

$$\tau_{o \text{ ВН}} = 0,358 \cdot 790^{0,6} = 0,358 \cdot 55 = 19,7^\circ \text{С.}$$

Поправка на перегрев принимается по табл. 10.2

$$\Delta \tau_{o2} = -2,3 \cdot 790 \cdot 10^{-3} = -1,8^\circ \text{С.}$$

Окончательное значение перегрева обмотки ВН

$$19,7 - 1,8 = 17,9 \approx 18^\circ \text{С.}$$

Расчет перегрева масла. Определяем размеры бака:

длина бака

$$A = 2MO + D_{\text{вн}} + 2 \cdot 75 = 2 \cdot 570 + 536 + 2 \cdot 75 = 1826 \approx 1850 \text{ мм},$$

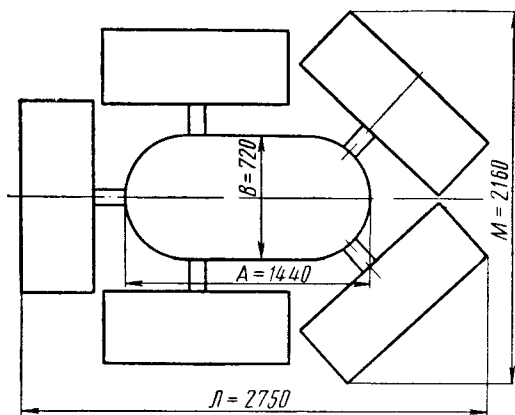
ширина бака

$$B = D_{\text{вн}} + 2 \cdot 150 = 570 + 2 \cdot 150 = 870 \text{ мм};$$

высота бака

$$H_0 = H + 2c_1 + H_{\text{я.к}} + 50 = 975 + 2 \cdot 295 + 470 + 50 = 2085 \text{ мм}.$$

Так как для данной мощности применяются радиаторные баки, то следует принять минимальную высоту бака по табл. 10.6, т. е. 2225 мм;



L и M — габаритные размеры (в плане) трансформатора

Рис. 18.4. Размещение радиаторов на баке трансформатора мощностью 2500 кВА

периметр стенки бака

$$\rho_6 = \pi B + 2(A - B) = \pi \cdot 870 + 2(1850 - 870) = 4690 \text{ мм},$$

поверхность боковой стенки бака

$$s_{6, \text{с}} = \rho_6 H_6 = 4,69 \cdot 2,225 = 10,4 \text{ м}^2;$$

поверхность крышки

$$s_{\text{кр}} = \frac{\pi}{4} B^2 + (A - B) B = \frac{\pi}{4} 0,87^2 + (1,85 - 0,87) 0,87 = 1,44 \text{ м}^2.$$

Определяем необходимую поверхность охлаждения

$$s_{\text{охл}} = \frac{P_{\text{х}} + P_{\text{к}}}{q_6} = \frac{6030 + 26350}{540} = 60 \text{ м}^2.$$

Требуемая поверхность радиаторов

$$s_{\text{рад}} = s_{\text{охл}} - s_{6, \text{с}} - 0,75 s_{\text{кр}} = 60 - 10,4 - 0,75 \cdot 1,44 = 48,5 \text{ м}^2.$$

Берем 5 одинарных радиаторов 188/9,4.

Пользуясь данными рис. 10.13, проверяем размещение радиаторов на стенке бака (рис. 18.4).

Полная эффективная поверхность охлаждающего устройства

$$s'_{\text{охл}} = 10,4 + 5 \cdot 9,45 + 1,08 = 59,7 \text{ м}^2.$$

Удельная тепловая нагрузка поверхности бака

$$q_6 = \frac{P_x + P_k}{s'_{\text{охл}}} = \frac{32\,380}{59,7} = 542 \text{ Вт/м}^2.$$

Средний перегрев масла

$$\tau_{\text{мас}} = 0,262 \quad q_6^{0,8} = 0,262 \cdot 542^{0,8} = 0,262 \cdot 155 = 40,6^\circ \text{С}.$$

Перегрев верхних слоев масла (без поправки по табл. 10.3)

$$\tau_{\text{в. с. мас}} = 1,2 \tau_{\text{мас}} = 1,2 \cdot 40,6 = 48,7^\circ \text{С}.$$

Высота центра потерь

$$H_p = \frac{1}{2} H + c_1 + 50 = \frac{1}{2} 975 + 295 + 50 = 832,5 \text{ мм}.$$

Высота центра охлаждения

$$H_{\text{охл}} = \frac{1}{2} H_6 = \frac{2225}{2} = 1112,5 \text{ мм}.$$

$$\text{Отношение } \frac{H_6}{H_{\text{охл}}} = \frac{832,5}{1112,5} = 0,75.$$

Поправка на перегрев верхних слоев масла по табл. 10.3

$$\Delta \tau_{\text{мас}} = 4,8^\circ \text{С}.$$

Окончательно перегрев верхних слоев масла будет

$$\tau_{\text{в. с. мас}} = 48,7 + 4,8 = 53,5^\circ \text{С}.$$

Перегрев обмотки *НН* над воздухом

$$\tau_{\text{НН}} = \tau_{\text{о НН}} + \tau_{\text{мас}} = 24 + 40,6 = 64,6^\circ \text{С} < 65^\circ \text{С}.$$

Перегрев обмотки *ВН* над воздухом

$$\tau_{\text{ВН}} = \tau_{\text{о ВН}} + \tau_{\text{мас}} = 18 + 40,6 = 58,6^\circ \text{С} < 65^\circ \text{С}.$$

Рассчитанные перегревы масла и обмоток не превышают допустимых норм.

**§ 18.8. РАСЧЕТ МЕХАНИЧЕСКИХ УСИЛИЙ В ОБМОТКАХ
ТРАНСФОРМАТОРА МОЩНОСТЬЮ 2500 кВа**

Максимальное радиальное усилие [по (7.4)]

$$F_p = 12,8 (I_w)^2 \frac{\pi D_{\text{ср}}}{H_0} 10^{-8} = 12,8 (132 \cdot 282)^2 \frac{\pi \cdot 42,4}{82,5} 10^{-8} = 285 \text{ кг}.$$

То же, при коротком замыкании [по (7.5)]

$$F_{p.k} = F_p K_m^2 \left(\frac{100}{u_k} \right)^2 = 285 \cdot 1,6^2 \left(\frac{100}{6,5} \right)^2 = 285 \cdot 606 = 173000 \text{ кг},$$

где

$$K_m = 1 + e^{-\frac{\pi \cdot 1,05}{6,44}} = 1,6.$$

Осевое усилие внутри обмоток [по (7.6)]

$$F'_{oc} = F_p \frac{\Delta}{2H_0} = 285 \frac{6}{2 \cdot 82,5} = 10,4 \text{ кг}.$$

Осевое усилие от несимметричного расположения намагничивающих сил по высоте обмотки [по (7.7)]

$$F''_{oc} = F_p \frac{H_1}{H_p K_p m} = 285 \frac{11,9}{30,1 \cdot 0,961 \cdot 4} = 29,2 \text{ кг}.$$

где $H_1 = 8 \cdot 6,4 + 7 \cdot 6 + 1 \cdot 16 = 119 \text{ мм} = 11,9 \text{ см}$ (на ступени — 5%);

$$H_p = \frac{B-b}{2} = \frac{87-26,8}{2} = 30,1 \text{ см}.$$

Общее осевое усилие F_{oc} будет (для обмотки ВН) суммой осевых усилий F'_{oc} и F''_{oc} [по (7.8)]

$$F_{oc} = F'_{oc} + F''_{oc} = 10,4 + 29,2 = 39,6 \text{ кг}.$$

При коротком замыкании осевое усилие возрастает пропорционально квадрату кратности тока короткого замыкания с учетом постоянной слагающей тока

$$F_{oc.k} = 39,6 \cdot 606 = 24000 \text{ кг}.$$

Площадь опоры прокладок из электрокартона в обмотке ВН

$$s_{np} = nc_2 a_2 = 8 \cdot 4 \cdot 3,6 = 115 \text{ см}^2.$$

Наибольшее удельное давление на прокладки

$$\sigma = \frac{F_{oc.k}}{s_{np}} = \frac{24000}{115} = 209 \text{ кг/см}^2, \text{ что является допустимым.}$$

§ 18.9. ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

В объем курсового проекта, кроме расчета силового трансформатора, входит также выполнение чертежей основных узлов трансформатора — магнитопровод (остов) и обмотка *ВН* и *НН* (установка).

Чертеж остова должен иметь не менее двух проекций остова и вы-

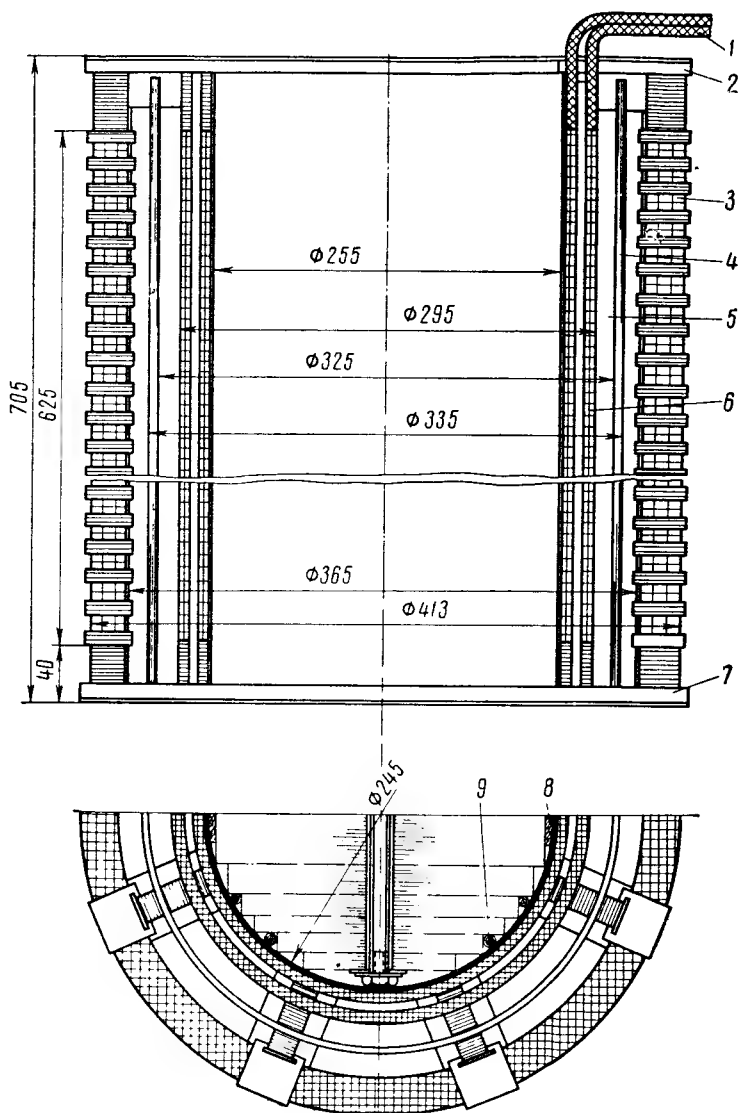


Рис. 18.5. Установка обмоток транс

полненные отдельно сечения стержня и ярма, на которых должны быть показаны элементы их прессовки (стяжки).

Чертеж установки обмоток должен иметь две проекции обмоток ВН и НН, насаженных друг на друга, с деталями крепления их на стержне и опорной изоляцией на ярмах. Кроме того, должен быть показан (в разрезе) вывод концов обмотки НН, общее расположение

Расположение концов обмоток

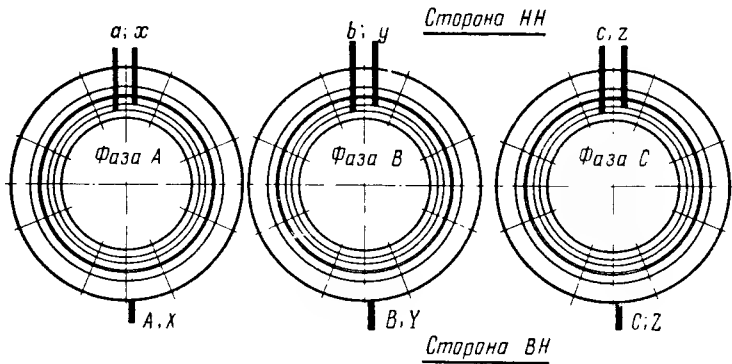
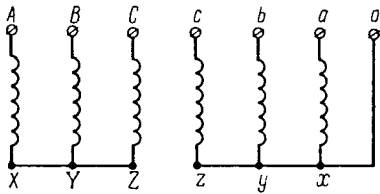
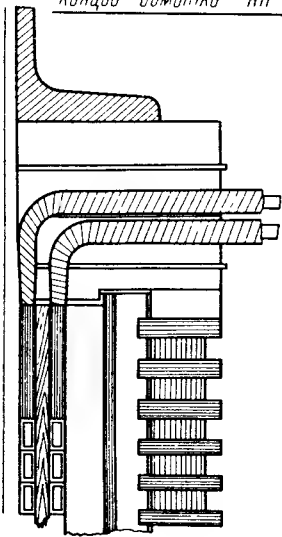


Схема соединения обмоток Y/Y_0-0

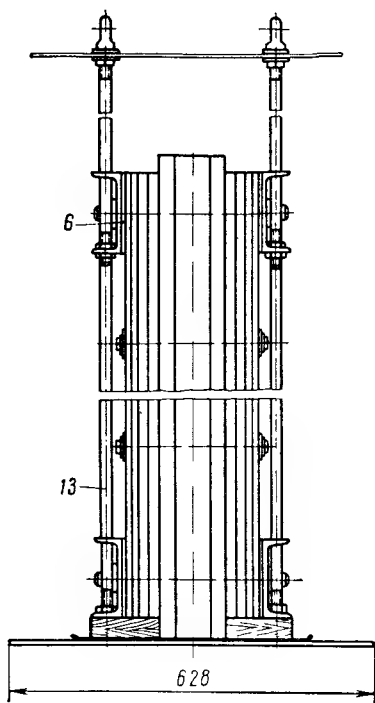


Расположение выводных концов обмотки НН

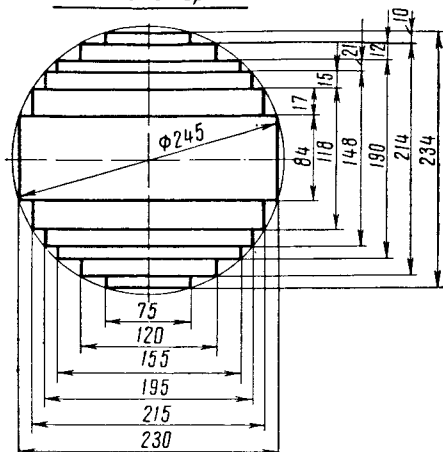


9	Стержень	24	Бук красный
8	Планка	6	Бук красный
7	Ярмовая изоляция	3	Электракартон
6	Обмотка	3	Комплект
5	Рейка	24	Электракартон
4	Цилиндр	3	Бакелит
3	Обмотка	3	Комплект
2	Ярмовая изоляция	3	Электракартон
1	Лента		Лента тофтяная
Поз.	Наименование	Кол	Материал
КУРСОВОЙ ПРОЕКТ			
Крепление обмоток ТМ - 1000/10			
Чертил			
Проверил			
Принял			
МЭМТ			М1 2
и.м. Л.Б. Красина			Лист 2
			Гр

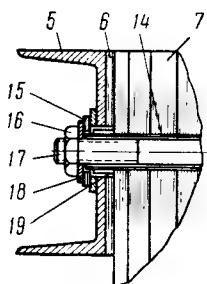
форматора мощностью 1000 ква, 10 кв



Сечение стержня



Стяжка ярма



23	Заземление	1	Медь
22	Брус	4	Бук красный
21	Шайба	4	Сталь
20	Болт	4	Сталь
19	Трубка	6	Бакелит
18	Шайба	12	Сталь
17	Шпилька	6	Сталь
16	Гайка	12	Сталь
15	Шайба	12	Электрокартан
14	Трубка	6	Бакелит
13	Шпилька	4	Сталь
12	Трубка	9	Бакелит
11	Шайба	18	Электрокартан
10	Шайба	18	Сталь
9	Гайка	18	Сталь
8	Шпилька	9	Сталь
7	Магнитопровод	1	Сталь
6	Прокладка	4	Электрокартан
5	Ярмовая балка	4	Сталь
4	Шпилька	4	Сталь
3	Гайка	28	Сталь
2	Шайба	8	Сталь
1	Кольцо подъемное	4	Сталь
Поз	Наименование	Кол	Материал

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

Остав ТМ - 1000/10

Чертил				МЭМТ им ЛБ Красина	М1:5
Проверил					Лист 1
Принял					Гр.

мощностью 1000 кВа, 10 кВ

выводных концов и схема соединения обмоток. Желательно также показать отдельные детали, например место перехода и его изоляцию у непрерывной обмотки и т. п.

Оба чертежа должны быть выполнены по всем правилам машиностроительного черчения с соблюдением масштабов, заполнения спецификации и т. д.

В качестве примера на рис. 18.5 и 18.6 приводятся выполненные учащимся чертежи установки обмоток и остова силового трансформатора мощностью 1000 *кВа*, 10 *кВ*, по заданию для расчета § 18.2.

ЛИТЕРАТУРА

1. В. Е. Китаев. Трансформаторы. «Высшая школа», 1967.
2. П. М. Тихомиров. Расчет трансформаторов. «Энергия», 1968.
3. А. В. Сапожников. Конструирование трансформаторов. Госэнергоиздат, 1956.
4. М. М. Кацман. Электрические машины и трансформаторы. «Высшая школа», 1971.
5. М. П. Костенко и Л. М. Пиотровский. Электрические машины. «Энергия», 1964.
6. А. М. Голунов. Охлаждающие устройства масляных трансформаторов. «Энергия», 1964.
7. В. В. Порудоминский. Трансформаторы с переключением под нагрузкой. «Энергия», 1965.
8. П. М. Тихомиров. Расчет трансформаторов для дуговых электрических печей. Госэнергоиздат, 1959.
9. Е. А. Каганович. Испытание трансформаторов малой и средней мощности на напряжение до 35 кВ включительно. «Энергия», 1969.

	<i>Стр.</i>
Введение	3
§ 1. Развитие электротехники и роль русских ученых в изобретении трансформатора	3
§ 2. Состояние отечественного трансформаторостроения до Октябрьской революции и его развитие в годы Советской власти	4
§ 3. Основная роль трансформатора в распределении электрической энергии	5
Глава I. Общие вопросы проектирования силовых трансформаторов	8
§ 1.1. Принцип действия трансформатора и основные его части	8
§ 1.2. Общее устройство силовых трансформаторов	10
§ 1.3. Основные материалы, применяемые в трансформаторостроении	15
§ 1.4. Влияние величины мощности трансформатора на его размеры, вес, потери и другие характеристики	16
§ 1.5. Классификация силовых трансформаторов по ГОСТам Разделение по габаритам. Обозначение типов	18
Глава II. Основные требования к расчету силовых трансформаторов	21
§ 2.1. Объем задания по расчету силового трансформатора	21
§ 2.2. Нормативы ГОСТов на силовые трансформаторы. Допуски на задаваемые величины	21
§ 2.3. Схемы и группы соединений	25
§ 2.4. Выбор основных размеров (модели) магнитопровода	28
§ 2.5. Теория соразмерности и использование заводского опыта расчета для выбора модели	29
Глава III. Электромагнитный расчет трансформатора.	31
§ 3.1. Расчет магнитопровода — определение диаметра, сечения, числа ступеней стержня и ярма, коэффициента заполнения	31
§ 3.2. Расчет обмоток. Расчет токов, числа витков и выбор размера проводов	33
§ 3.3. Выбор типа обмоток ВН и НН, выбор изоляционных промежутков, размещение (раскладка) витков в окне магнитопровода, определение осевого и радиального строений обмоток	36
Глава IV. Расчет режима холостого хода трансформатора	41
§ 4.1. Эксплуатационные параметры (характеристики) холостого хода по ГОСТу: потери и ток холостого хода	41
§ 4.2. Коэффициент трансформации	41
§ 4.3. Определение веса магнитопровода	42
§ 4.4. Расчет потерь холостого хода P_x	43

	<i>Стр.</i>
§ 4.5. Расчет тока холостого хода	45
§ 4.6. Активная и реактивная составляющие тока холостого хода	48
§ 4.7 Зависимость тока и потерь холостого хода от величины первичного напряжения	48
§ 4.8. Уравнение баланса э. д. с. при холостом ходе	49
Глава V. Расчет режима нагрузки трансформатора	51
§ 5.1. Эксплуатационные параметры (характеристики) тран- сформатора по ГОСТу при его нагрузке: потери и напря- жение короткого замыкания, изменение напряжения и к. п. д.	51
§ 5.2. Расчет потерь короткого замыкания	53
§ 5.3. Расчет добавочных потерь и потерь в отводах	54
§ 5.4. Потери рассеяния при нагрузке трансформатора . . .	56
§ 5.5. Вывод расчетной формулы напряжения рассеяния . . .	57
§ 5.6. Расчет напряжения короткого замыкания	61
Глава VI. Изменение напряжения и коэффициент полезно- го действия	64
§ 6.1. Изменение напряжения трансформатора. Вывод рас- четной формулы	64
§ 6.2. Внешняя характеристика трансформатора	68
§ 6.3. Расчет коэффициента полезного действия трансформа- тора	69
§ 6.4. Условия для получения наибольшего значения к. п. д. .	71
Глава VII. Дополнительное магнитное рассеяние и механи- ческие усилия	73
§ 7.1. Неравномерное распределение намагничивающих сил по высоте обмоток	73
§ 7.2. Расчет дополнительного реактивного падения напряже- ния от возникновения поперечного потока рассеяния	74
§ 7.3. Механические силы взаимодействия обмоток трансфор- матора	76
§ 7.4. Расчет радиальных и осевых механических усилий . . .	77
Глава VIII. Расчет специальных трансформаторов	80
§ 8.1. Расчет автотрансформаторов. Распределение токов по ветвям обмотки. Типовая мощность	80
§ 8.2. Расположение обмоток автотрансформатора на стерж- нях магнитопровода	84
§ 8.3. Трехфазные автотрансформаторы	84
§ 8.4. Расчет трехобмоточных трансформаторов. Основные сведения Режим холостого хода	85
§ 8.5. Режим нагрузки трехобмоточных трансформаторов Расчет потерь и напряжения короткого замыкания	88
§ 8.6. Расчет индивидуальных падений напряжения трех- обмоточного трансформатора	89
§ 8.7. Расчет изменения напряжения и к. п. д. при различных распределениях нагрузки по вторичным обмоткам трех- обмоточного трансформатора	91
§ 8.8. Расчет трансформаторов для питания ртутных выпря- мителей	93
§ 8.9. Одно- и многофазные схемы выпрямления переменного тока при помощи ртутного выпрямителя и питающего его трансформатора	94
§ 8.10 Определение среднего значения выпрямленного на- пряжения	98

§ 8.11. Типовая мощность трансформатора для питания ртутных выпрямителей	99
§ 8.12. Сглаживающие фильтры	101
Глава IX. Регулирование напряжения трансформатора	103
§ 9.1. Требования ГОСТа к регулированию напряжения	103
§ 9.2. Регулирование напряжения переключением без возбуждения. Прямая и обратная схемы обмоток	104
§ 9.3. Регулирование напряжения под нагрузкой. Применяемые схемы	106
§ 9.4. Устройство и схема работы переключающего устройства	107
§ 9.5. Определение значений сопротивлений токоограничивающих реакторов и резисторов	114
§ 9.6. Схемы РПН с плавным регулированием напряжения	115
Глава X. Тепловой расчет трансформатора	118
§ 10.1. Нагревание частей трансформатора от его потерь	118
§ 10.2. Нормы нагрева и методы измерения температуры	119
§ 10.3. Способы теплопередачи от обмотки и масла через стенки бака и охлаждающие устройства в окружающую среду	121
§ 10.4. Расчет установившегося превышения температуры обмотки относительно температуры масла	124
§ 10.5. Расчет установившегося превышения температуры масла относительно температуры окружающего воздуха	127
§ 10.6. Охлаждающие устройства масляных трансформаторов. Расчет охлаждаемой (теплоотдающей) поверхности	128
§ 10.7. Неустановившееся тепловое состояние трансформатора	134
Глава XI. Типы и устройство магнитопроводов	136
§ 11.1. Электротехническая сталь	136
§ 11.2. Типы одно- и трехфазных магнитопроводов	138
§ 11.3. Стыковые и шихтованные магнитопроводы	140
§ 11.4. Схемы шихтовки одно- и трехфазных магнитопроводов	141
§ 11.5. Влияние схем шихтовки и величины воздушных (немagnetных) зазоров на характеристики холостого хода	143
Глава XII. Типы и устройство обмоток	145
§ 12.1. Общие требования	145
§ 12.2. Обмоточные провода и типы обмоток	145
§ 12.3. Направление намотки катушек	147
§ 12.4. Цилиндрическая слоевая обмотка	148
§ 12.5. Катушечная слоевая (секционная) обмотка	152
§ 12.6. Дисковая и непрерывная обмотки	153
§ 12.7. Винтовая одно- и двухходовая обмотки	155
§ 12.8. Выполнение и расчет транспозиций в винтовой обмотке	156
§ 12.9. Примеры расчета равномерно-распределенной транспозиции	158
Глава XIII. Изоляция трансформаторов	160
§ 13.1. Уровень рабочих напряжений и перенапряжений в условиях эксплуатации трансформаторов	160
§ 13.2. Требования, предъявляемые к электрической прочности изоляции трансформатора	161
§ 13.3. Методы испытания изоляции и нормы испытательных напряжений	162

	<i>Стр.</i>
§ 13.4. Воздействие перенапряжений на изоляцию	164
§ 13.5. Выполнение защиты для силовых трансформаторов напряжением до 35 кВ	169
§ 13.6. Емкостная компенсация трансформаторов напряжением 110 кВ и выше	169
§ 13.7. Продольная емкостная компенсация внутренних обмоток	171
§ 13.8. Слоевые обмотки	172
§ 13.9. Методика выбора размеров главной и продольной изоляции при расчете силового трансформатора	173
Глава XIV. Конструирование трансформаторов	179
§ 14.1. Общие вопросы конструирования трансформатора. Узвязка конструктивной разработки с расчетом и технологией изготовления	179
§ 14.2. Конструкция магнитопровода. Разработка поперечного сечения стержней и ярм. Раскрой стали. Стяжка пластин магнитопровода. Магнитопроводы из холоднокатаной стали. Бесшпильчатая прессовка	180
§ 14.3. Конструкция обмоток. Главная и опорная изоляции. Радиальное и осевое строение обмоток. Уравнительная изоляция	185
§ 14.4. Конструкция баков силовых трансформаторов. Форма и внутренние размеры баков. Трубчатый бак. Бак с пристроенными охладителями (радиаторами). Расчет баков на механическую прочность. Расчет и конструкция расширителей	186
§ 14.5. Вспомогательные устройства: газовое реле, выхлопная труба, пробивной предохранитель. Установка термометров. Устройства для защиты масла от окисления и загрязнения	190
§ 14.6. Вводы масляных трансформаторов. Конструкция вводов классов напряжения 0,5÷110 кВ. Требования, предъявляемые к внешней изоляции. Шинные вводы	193
§ 14.7. Переключатели и отводы обмоток. Типы и конструкция переключателей для схем ПБВ. Требования, предъявляемые к конструкции переключателей. Конструкция и расчет сечения отводов	197
Глава XV. Испытания, монтаж и эксплуатация трансформаторов	203
§ 15.1. Контрольные и типовые испытания трансформаторов. Испытания баков	203
§ 15.2. Способы транспортирования, порядок хранения и монтаж трансформаторов	211
§ 15.3. Основные правила технической эксплуатации трансформаторов. Релейная защита от коротких замыканий	213
§ 15.4. Нагрузочная способность трансформаторов	214
§ 15.5. Возможные неисправности и методы их устранения	215
Глава XVI. Расчет стоимости и экономической эффективности трансформатора	217
§ 16.1. Расчет стоимости трансформатора	217
§ 16.2. Расчет экономической эффективности	220
Глава XVII. Перспективы развития трансформаторостроения в СССР	222

	Стр.
Глава XVIII. Курсовое проектирование	225
§ 18.1. Задание на проектирование силового трансформатора с масляным охлаждением на напряжение от 3 до 35 кв	225
§ 18.2. Примеры расчета трансформаторов	226
§ 18.3. Электромагнитный расчет трансформатора мощностью 1000 кВа, 10 кв	226
Расчет магнитопровода	226
Расчет обмоток	228
Определение весов активных материалов	234
Расчет характеристик	235
§ 18.4. Тепловой расчет трансформатора мощностью 1000 кВа	236
§ 18.5. Расчет механических усилий в обмотках трансформатора мощностью 1000 кВа	239
§ 18.6. Электромагнитный расчет трансформатора мощностью 2500 кВа, 35 кв.	241
Расчет магнитопровода	241
Расчет обмоток	242
Определение весов активных материалов	246
Расчет характеристик	248
§ 18.7. Тепловой расчет трансформатора мощностью 2500 кВа	250
§ 18.8. Расчет механических усилий в обмотках трансформатора мощностью 2500 кВа	253
§ 18.9. Графическая часть курсового проекта	254
Литература	259

Александр Михайлович ДЫМКОВ

РАСЧЕТ И КОНСТРУИРОВАНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Редактор *О. М. Смирницкая*
Худож. редактор *Н. К. Гуторов*
Художник *В. Кулешов*
Техн. редактор *Л. А. Муравьева*
Корректор *Г. Н. Буханова*

Т-18233. Сдано в набор 21/VII—70 г. Подп. к печати 11/XII—70 г. Формат 60×90¹/₁₆. Объем 16, печ. л. Уч.-изд. л. 15,28. Изд. № СТД-109. Тираж 50 000 экз. Цена 60 коп.

План выпуска литературы издательства «Высшая школа» (вузы и техникумы) на 1971 г. Позция № 188.

Москва, К-51, Неглинная ул., д. 29/14.
Издательство «Высшая школа»

Ярославский полиграфкомбинат Главполиграфпрома Комитета по печати при Совете Министров СССР, Ярославль, ул. Свободы, 97. Заказ № 1228.