

Ю.В. Степкина, В.В. Вахнина

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ ПРЕДПРИЯТИЙ

Учебное пособие

Тольятти
ТГУ
2009

Федеральное агентство по образованию
Тольяттинский государственный университет
Электротехнический факультет
Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

Ю.В. Степкина, В.В. Вахнина

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ ПРЕДПРИЯТИЙ

Учебное пособие

Допущено УМО по образованию в области энергетики и электротехники
в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений,
обучающихся по специальности 140610 «Электрооборудование
и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений»
направления подготовки 140600 «Электротехника, электромеханика
и электротехнологии»

Тольятти
ТГУ
2009

УДК 621.311.2:621.313/316

ББК 31.277.1

С79

Рецензент:

к.т.н., доцент Тольяттинского государственного университета

В.А. Шаповалов.

С79 Степкина, Ю.В. Электрооборудование станций и подстанций предприятий : учеб. пособие / Ю.В. Степкина, В.В. Вахнина. – Тольятти : ТГУ, 2009. – 68 с.

В учебном пособии приведены основные типы высоковольтного оборудования, используемого на станциях и подстанциях предприятий.

Содержание пособия составлено в соответствии с основной образовательной программой ГОС ВПО направления 140600 «Электротехника, электромеханика и электротехнологии» и 140200 «Электроэнергетика» по курсам «Электрооборудование станций и подстанций предприятий» и «Электропитающие системы и электрические сети» очной и заочной форм обучения.

Учебное пособие может быть использовано студентами для курсового и дипломного проектирования, а также для подготовки к лабораторным работам.

Рекомендовано к изданию научно-методическим советом Тольяттинского государственного университета.

ВВЕДЕНИЕ

Электрическая энергия находит широкое применение во всех областях народного хозяйства и в быту. Этому способствуют такие ее свойства, как универсальность и простота использования, возможность производства в больших количествах промышленным способом и передачи на большие расстояния.

Для обеспечения надежной работы электрических станций и подстанций отечественной электротехнической промышленностью осваивается производство новых видов электрических аппаратов, в том числе различные виды высоковольтных выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов тока и напряжения, другое оборудование.

В учебном пособии рассмотрено основное оборудование электростанций и подстанций: силовые трансформаторы, трансформаторы тока и напряжения, выключатели, реакторы, разъединители, отделители и короткозамыкатели. Показаны электрические аппараты старого и нового типов, их отличительные особенности.

1. КЛАССИФИКАЦИЯ РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ И ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К НИМ ТРЕБОВАНИЯ

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1000 В, основное назначение которого – изолировать предварительно отключенные (выключателями) части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта. Помимо этого основного назначения разъединители используют также для других целей, поскольку их конструкция это позволяет, а именно: 1) для отключения и включения ненагруженных силовых трансформаторов и линий ограниченной мощности и длины при строго установленных условиях; 2) переключений (в нормальных условиях) присоединений распределительных устройств (РУ) с одной системы сборных шин на другую без прерывания тока; 3) заземления отключенных и изолированных участков системы с помощью вспомогательных ножей, предусматриваемых для этой цели.

Разъединители имеют относительно простую конструкцию. Обязательным является наличие в положении «отключено» видимого разрыва в воздухе, создающего уверенность в том, что рассматриваемый участок действительно отключен, изолирован от смежных частей.

Отечественные и зарубежные аппаратостроительные заводы изготавливают разъединители самых разнообразных конструкций, однако все они могут быть классифицированы по тому или иному признаку.

Конструктивное различие между отдельными типами разъединителей состоит, прежде всего, в характере движения подвижного контакта (ножа). По этому признаку различают разъединители [7, 8, 14, 15]:

- вертикально-рубящего типа с вращением ножа в плоскости, параллельной осям поддерживающих изоляторов данного полюса;
- горизонтально-поворотного (поворотного) типа, с вращением ножа в плоскости, перпендикулярной осям поддерживающих изоляторов данного полюса (рис. 1.1);
- качающегося типа с вращением ножа совместно с поддерживающим его изолятором в плоскости, параллельной осям поддерживающих изоляторов данного полюса;
- катящегося типа с прямолинейным движением (качением на роликах) опорного изолятора совместно с закрепленным на нем подвижным контактом в направлении неподвижного контакта;
- пантографного типа со складывающимися ножами (рис. 1.2);
- подвесного типа с перемещением ножа вместе с поддерживающими изоляторами в плоскости, параллельной осям неподвижных подвесных изоляторов.

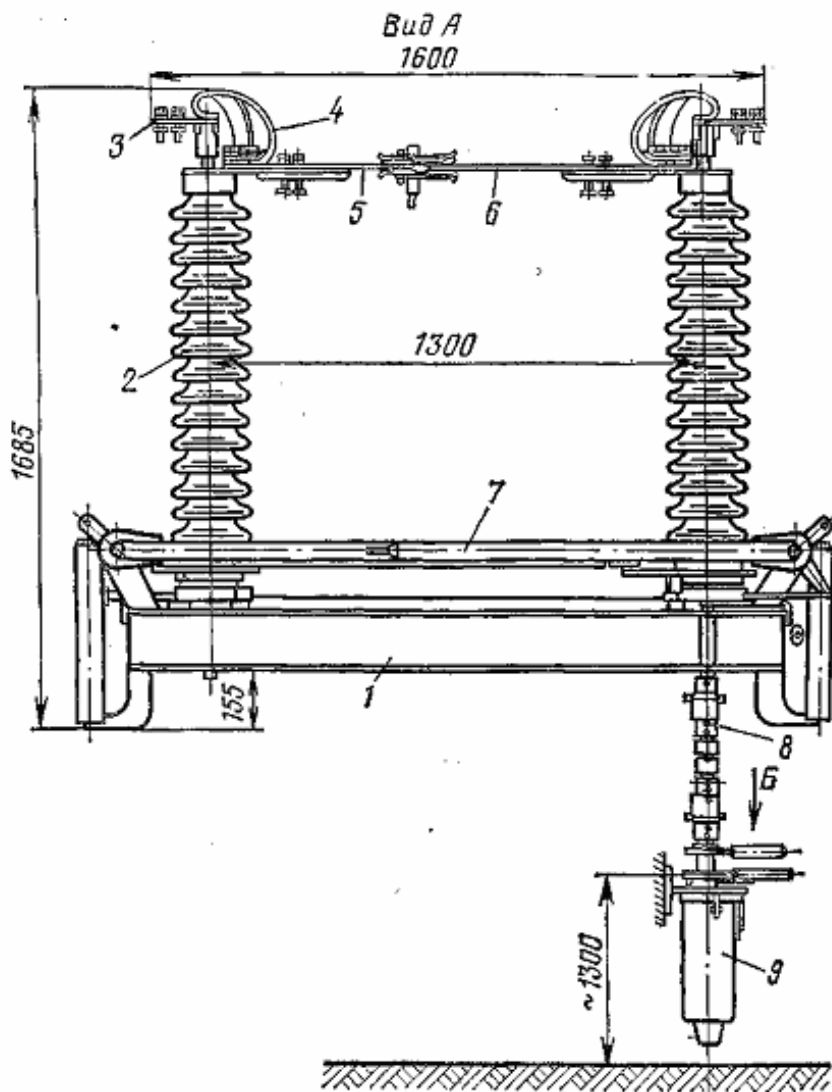


Рис. 1.1. Разъединитель горизонтально-поворотного типа РНДЗ-2-110/2000:
 1 – рама; 2 – опорный изолятор; 3 – наконечник для присоединения шин;
 4 – гибкая связь; 5 – главный нож с ламелями; 6 – главный нож без ламелей;
 7 – заземляющие ножи; 8 – тяга к приводу; 9 – привод

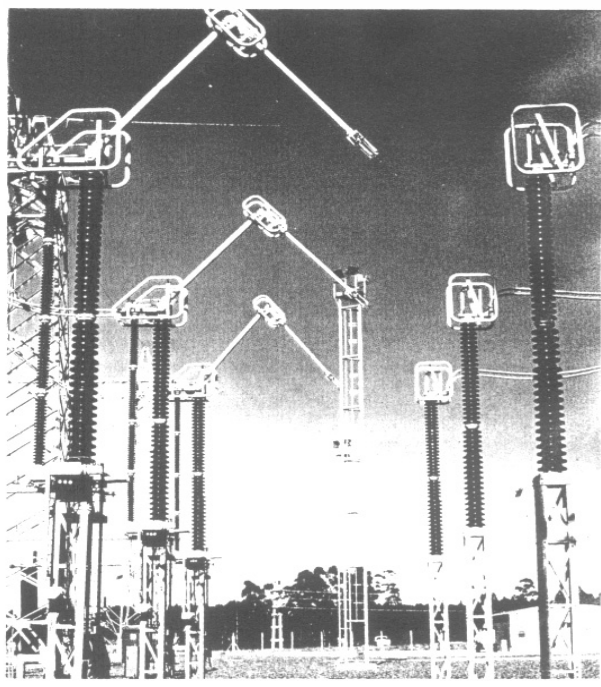
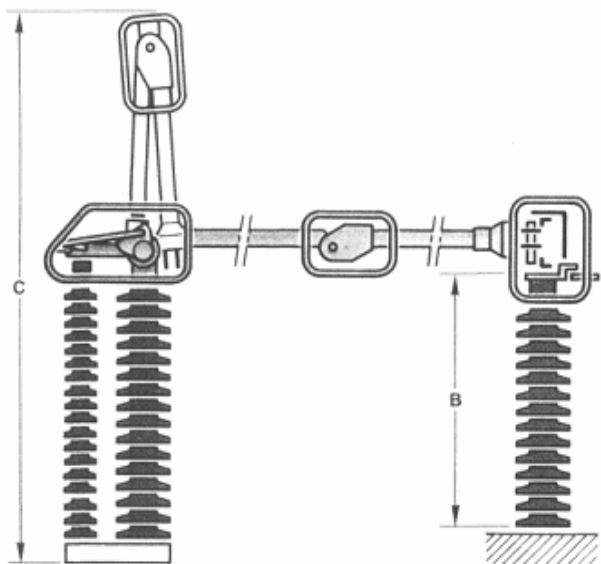


Рис. 1.2. Горизонтально-размыкающийся разъединитель

Кроме того, разъединители классифицируются по следующим признакам:

- по роду установки (разъединители внутренней или наружной установки; каждое из этих исполнений классифицируется еще несколькими категориями размещения, обусловленными климатическими факторами);
- числу полюсов (разъединители однополюсные и трехполюсные; полюсы трехполюсных разъединителей могут размещаться на одной общей раме или каждый полюс на отдельной раме);
- способу управления (разъединители с ручным приводом и электродвигательным приводом);
- наличие или отсутствие заземляющих ножей.

Преимущественное применение получили трехполюсные разъединители с общим управлением полюсами.

У разъединителей с номинальным продолжительным током до 1000 А включительно (рис. 1.3) ножи состоят из двух медных полос 1 прямоугольного сечения, охватывающих контактную стойку 2. Боковые поверхности стойки имеют цилиндрическую форму и образуют с пластинами ножа линейные контакты [19, 20, 23].

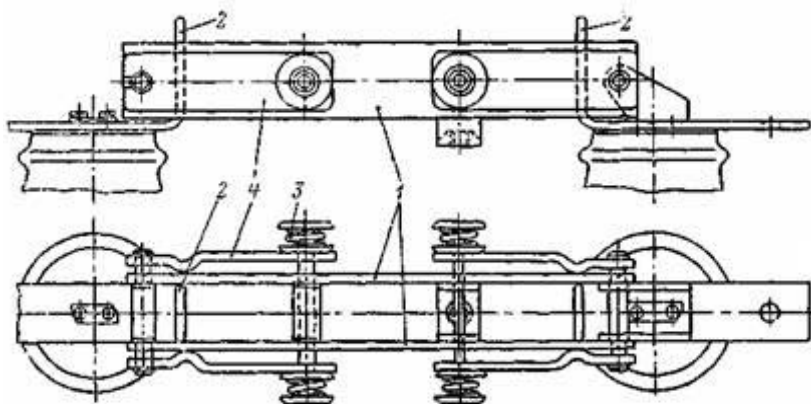


Рис. 1.3. Контактная система разъединителя типа РВП – 10 кВ

Давление в контакте создается пружинами 3, насаженными на стержень. Давление на ножи передается через стальные пластины 4 с выступами. При коротком замыкании и резком увеличении тока пластины ножа притягиваются друг к другу, увеличивая давление в контакте. Стальные пластины увеличивают магнитную индукцию и создают дополнительное давление в контактах. Такого рода магнитными замками снабжают большую часть разъединителей.

Разъединители снабжают дополнительными ножами для заземления – одним или двумя на полюс. Для управления главными ножами

служат вал и система рычагов для каждого полюса. Для заземляющих ножей имеются отдельные приводы, обычно рычажные. Последние блокируют с приводами главных ножей, чтобы исключить возможность включения заземляющих ножей при включенных главных ножах, а также возможность включения главных ножей при включенных ножах для заземления.

В России наибольшее распространение для наружной установки получили разъединители горизонтально-поворотного типа с ножами, вращающимися в горизонтальной плоскости, параллельной основанию. Их изготавливают для напряжений от 35 до 500 кВ включительно. В настоящее время широкое применение находят разъединители полупантографного типа.

Правила технической эксплуатации электроустановок (ПТЭ) разрешают операции включения и отключения электрических цепей разъединителями при строго определенных условиях. Так, например, разрешается включение и отключение разъединителями измерительных трансформаторов напряжения. При напряжениях до 10 кВ разрешается включать и отключать разъединителями наружной установки нагрузочный ток до 15 А. При более высоких напряжениях значения допускаемых отключаемых токов ставятся в зависимость от расстояний между полюсами [10, 11, 12, 13].

В классификации типов разъединителя используются следующие условные обозначения: Р – или разъединитель, или рубящего типа (если Р стоит не в начале), В – или внутренней установки, или вертикально-поворотный (разъединители серии РНВ), Н – наружной установки, Л – линейный, О – однополюсный, Д – двухколонковый или двухлучевая изоляционная гирлянда (разъединители серии РПД), К – коробчатого профиля, Ф – фигурное исполнение, З – с заземляющими ножами, У – или усиленный, или для работы в районах с умеренным климатом (если У стоит перед последней цифрой), П – с поступательным движением главных ножей (разъединители серии РВП) или подвесной (разъединители серий РП и РПД), Т – телескопический (серия РТЗ) или для районов с тропическим климатом, ХЛ – для районов с холодным климатом; цифры 1 и 2, стоящие после точки или после первого дефиса, обозначают число заземляющих ножей; числа перед дробной чертой (а у разъединителей серий РП и РПД – после первого дефиса) и за дробной чертой – соответственно номинальное напряжение, кВ, и номинальный ток, А; цифры 1 и 2 перед дробной чертой у разъединителей серий РП и РПД – соответственно с прямой тросовой системой управления и с Г-образной тросовой системой управления; цифры 1 и 3 на конце – категория размещения (1 – на открытом воздухе, 3 – в закрытых помещениях с естественной вентиляцией).

2. ОТДЕЛИТЕЛИ И КОРОТКОЗАМЫКАТЕЛИ

Отделитель представляет собой обычный трехполюсный разъединитель, снабженный пружинным приводом для автоматического управления и способный по команде соответствующего автоматического устройства совершать операции отключения и включения участков цепи, предварительно отключенных выключателями, т. е. основное назначение их – быстрое отключение поврежденного участка электрической сети от смежного в бестоковую паузу. Отделители серии ОД (отделитель двухколонковый) отличаются от разъединителей серии РНД только устройством привода. Они снабжены пружинными приводами, действующими при подаче соответствующей команды на отключение. Включение производится вручную. Время отключения составляет 0,5–1 с.

Короткозамыкатель представляет собой однополюсный или двухполюсный (в зависимости от системы рабочего заземления сети) (рис. 2.1) разъединитель, снабженный пружинным приводом для автоматического включения и предназначенный для соединений провода (проводов) трехфазной системы с землей по ручной команде или от релейной защиты, т. е. предназначен для создания искусственного короткого замыкания в электрической цепи [3, 7, 8, 18].

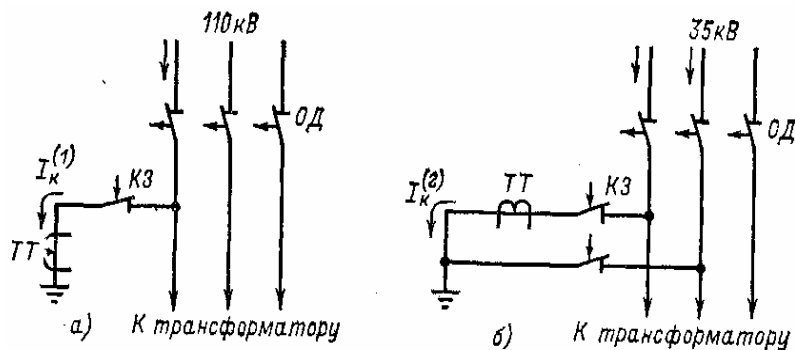


Рис. 2.1. Схемы включения отделителей и короткозамыкателей:
а) в установках 110 кВ и выше; б) в установках 35 кВ

Поясним назначение отделителей и короткозамыкателей на следующем примере. К одиночной линии 35–220 кВ (рис. 2.2) присоединены два понижающих трансформатора через разъединители P или выключатели нагрузки, но без силовых выключателей в целях экономии средств. В случае повреждения одного из трансформаторов он должен быть отключен вместе с линией линейным выключателем B , расположенным на значительном расстоянии. Релейная защита, установленная в начале

линии, может не сработать при внутреннем повреждении трансформатора, если ток мал. Срабатывает более чувствительная защита трансформатора (дифференциальная, газовая). Она подает команду на включение короткозамыкателя *КЗ*. В эффективно-заземленных сетях достаточно иметь однополюсный короткозамыкатель (рис. 2.1а); в незаземленных и компенсированных сетях необходимо иметь двухполюсный короткозамыкатель (рис. 2.1б). При срабатывании короткозамыкателя ток резко увеличивается, и линейная защита отключает линию вместе с трансформаторами. После отключения линии срабатывает отделитель *О* и изолирует поврежденный трансформатор от сети. Линия включается повторно (автоматически), и электроснабжение потребителей, присоединенных к другим трансформаторам, восстанавливается. Поврежденный трансформатор выводится в ремонт.

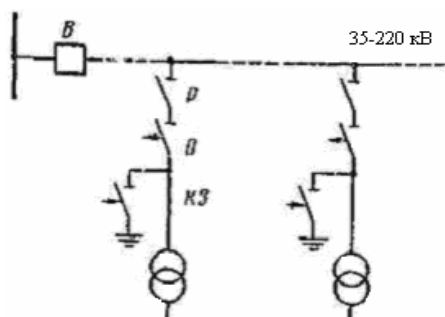


Рис. 2.2. Схема, поясняющая назначение отделителей и короткозамыкателей

Короткозамыкатель (рис. 2.3) имеет один опорный изолятор 3, на головке которого установлены неподвижный контакт 2 и зажим для присоединения провода. Заземляющий нож 1 укреплен на валу 5 и при включении поворачивается на угол 60° . Короткозамыкатель снабжен пружинным приводом, действующим на включение. Отключение производится вручную.

Короткозамыкатели на 35 кВ выпускаются двухполюсными, в сетях 110–220 кВ короткозамыкатели выполняются однополюсными.

Взамен отделителей и короткозамыкателей 110 и 220 кВ открытого типа в настоящее время разработаны соответствующие аппараты, в которых контактная система расположена в камере, заполненной элегазом.

В классификации типов отделителя применяют следующие обозначения: *О* – отделитель, *Д* – двухколонковый, *З* – наличие заземляющих ножей; цифры 1 и 2 после дефиса – число заземляющих ножей; в дроби: в числителе – номинальное напряжение, кВ, *Б* – категория изоляции; в знаменателе – номинальный ток, А; *У* – для работы

в районах с умеренным климатом, ХЛ – с холодным климатом, Т – с тропическим климатом; цифра 1 (в конце) – для работы на открытом воздухе. Обозначение типа заземлителя и короткозамыкателя: 3 – заземлитель, КЗ или К – короткозамыкатель, О – однополюсный, Р – рубящего типа, Н – наружной установки, М – модернизированный, У или Б – усиленное исполнение изоляции; число после дефиса – номинальное напряжение, кВ; 1 и 2 – варианты исполнения, У – для работы в районах с умеренным климатом, ХЛ – с холодным климатом, Т – с тропическим климатом; 1 и 3 (на конце) – категория размещения (1 – для работы на открытом воздухе, 3 – для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией).

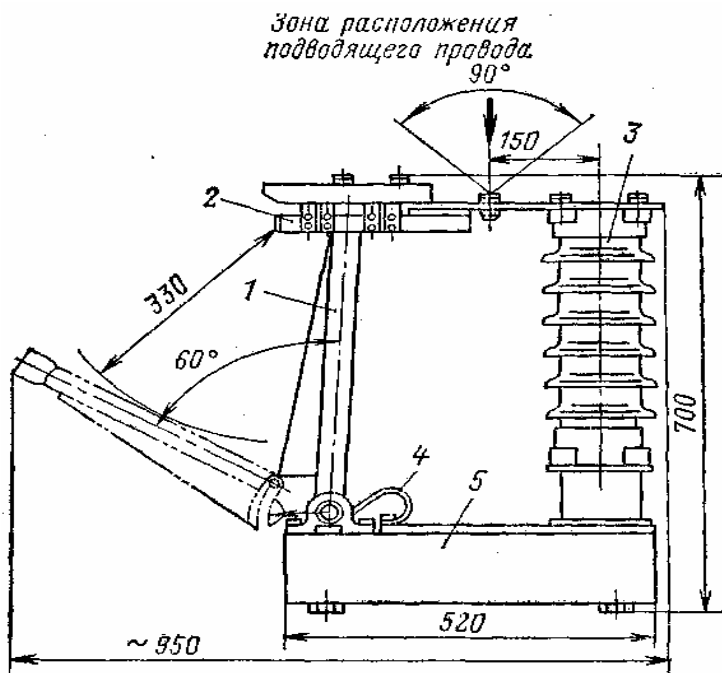


Рис. 2.3. Короткозамыкатель КЗ-35:

- 1 – нож; 2 – неподвижный контакт; 3 – изолятор;
4 – шинка заземления; 5 – рама

Заземлители серии ЗР на номинальное напряжение 10–35 кВ предназначены для заземления отключенных от источников энергии токопроводов, на номинальное напряжение 330–750 кВ – для заземления подвесных разъединителей, заземлители серии ЗОН – для заземления нейтралей силовых трансформаторов.

3. ВЫКЛЮЧАТЕЛИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Выключатели предназначены для включения и отключения электрических цепей в самых различных условиях, а именно: в нормальных режимах, когда ток относительно невелик и отстает или опережает по фазе напряжение сети; при коротком замыкании, когда токи исчисляются десятками и даже сотнями тысяч ампер, а сдвиг по фазе между напряжением и током близок к $\frac{\pi}{2}$. Выключатель должен не только отключить поврежденную цепь, но также включить ее повторно и, если замыкание не устранено, вновь отключить [1, 2, 7, 15, 23].

Применение получили выключатели следующих видов: масляные; воздушные; элегазовые; электромагнитные; вакуумные.

Выключатели, удовлетворяющие перечисленным выше требованиям, принято называть силовыми выключателями в отличие от выключателей нагрузки, предназначенных для отключения цепей только в нормальных режимах, но не при коротком замыкании.

3.1. Масляные выключатели

Применение получили масляные выключатели в основном двух типов: многообъемные и малообъемные.

Многообъемные (или баковые) масляные выключатели

Такое название получили выключатели, в которых масло служит не только газогенерирующим веществом, но также изоляцией. Выключатели этого типа не так давно имели широкое применение на всех ступенях номинального напряжения. В настоящее время область их применения резко уменьшилась. В отечественных энергосистемах их применяют при определенных условиях, только в наружных РУ 35–220 кВ. Характерным для выключателей рассматриваемого типа является наличие общего для трех полюсов стального заземленного бака или отдельных баков для каждого полюса.

Баковые масляные выключатели просты в изготовлении. Стоимость их относительно невысока. Наличие встроенных трансформаторов тока также является их достоинством. В связи с усовершенствованием конструкций дугогасительных устройств опасность взрыва и пожара практически исключена. Однако большой объем масла затрудняет доступ к контактной системе и ремонт выключателя. Фундаменты под баковые выключатели должны быть рассчитаны на значительные импульсные нагрузки. Указанные недостатки бакových выключателей привели к тому, что на вновь сооружаемых объектах они не применяются, а на действующих заменяются маломасляными и элегазовыми.

Малообъемные (маломасляные) выключатели

Такое название получили выключатели, в которых масло служит только газогенерирующим веществом. Для изоляции токоведущих частей используют фарфор, стеклопластик, текстолит и другие твердые изоляционные материалы. Малообъемные масляные выключатели имеют меньшие размеры и массу по сравнению с баковыми выключателями. Относительно небольшое содержание масла облегчает уход и ремонт и исключает опасность взрыва.

Самое широкое применение имеют выключатели 6–10 кВ подвесного типа серии ВМП (выключатель маломасляный подвесной). В этих выключателях корпус крепится на изоляторах к общей раме для всех трех полюсов. В каждом полюсе предусмотрен один разрыв контактов и дугогасительная камера.

Выключатели с встроенным пружинным или электромагнитным приводом типов ВМПП и ВМПЭ до недавнего времени широко применялись в комплектных и закрытых распределительных устройствах 6–10 кВ. Серия этих выключателей рассчитана на номинальные токи до 3200 А, а токи отключения – до 31,5 кА.

Внутреннее устройство полюса для всей серии выключателей одинаково (рис. 3.1). Полюс выключателя состоит из прочного влагостойкого изоляционного цилиндра 5, торцы которого армируются металлическими фланцами. На верхнем фланце изоляционного цилиндра прикреплен корпус из алюминиевого сплава, внутри которого расположены: приводной выпрямляющий механизм, подвижный контактный стержень, роликовое токосъемное устройство и маслоотделитель. Нижний фланец из силумина закрывается крышкой, внутри которой вмонтирован розеточный контакт, а снаружи – пробка для спуска масла. Внутри цилиндра над розеточным контактом имеется гасительная камера, собранная из изоляционных пластин с фигурными отверстиями. Набором пластин создаются три поперечных канала и масляные карманы. Во включенном положении контактный стержень находится в розеточном контакте (рис. 3.1б). При отключении привод освобождает отключающую пружину, находящуюся в раме выключателя, и под действием ее силы вал выключателя 6 поворачивается, движение передается изоляционной тяге, а от нее приводному механизму 10 (рис. 3.1) и контактному стержню, который движется вверх. При размыкании контактов возникает дуга, испаряющая и разлагающая масло. В первые моменты контактный стержень закрывает поперечные каналы дугогасительной камеры, поэтому давление резко возрастает, часть масла заполняет буферный объем, сжимая в нем воздух. Как только стержень открывает первый поперечный канал, создается поперечное дутье газами и парами масла. При переходе тока

через нуль давление в газопаровом пузыре снижается и сжатый воздух буферного объема, действуя подобно поршню, нагнетает масло в область дуги (рис. 3.1в) [7, 14, 15, 19].

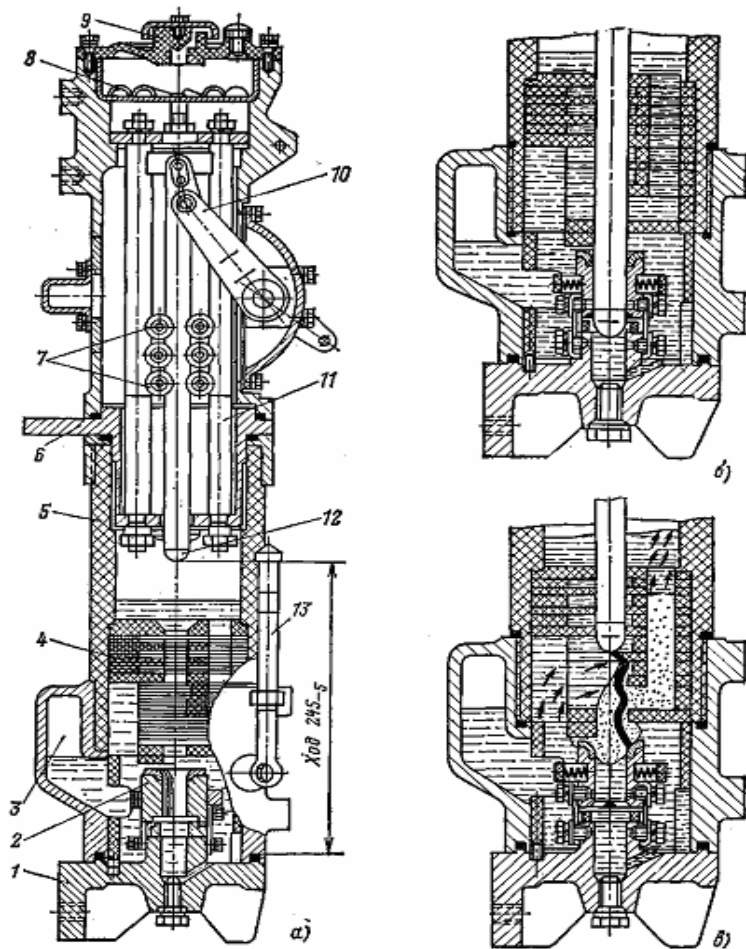


Рис. 3.1. Разрез полюса выключателя ВМП-10:

- а) положение «отключено»; 1 – нижний вывод и крышка выключателя; 2 – неподвижный контакт; 3 – воздушная подушка; 4 – гасительная камера; 5 – изоляционный цилиндр; 6 – верхний вывод; 7 – роликовый токосъемный контакт; 8 – маслоотделяющее устройство; 9 – крышка; 10 – приводной выпрямляющий механизм; 11 – направляющий стержень; 12 – подвижный контакт; 13 – маслоуказатель; б) гасительная камера в положении «включено»; в) гасительная камера в процессе отключения

При отключении больших токов образуется энергичное поперечное дутье и дуга гаснет в нижней части камеры. При отключении малых токов дуга тянется за стержнем и в верхней части камеры испаряется масло в карманах, создавая встречно-радиальное дутье, а затем при выходе стержня из камеры – продольное дутье. Время гашения дуги при отключении больших и малых токов не превосходит 0,015–0,025 с.

Для повышения стойкости контактов к действию электрической дуги и увеличения срока их службы съемный наконечник подвижного контакта и верхние торцы ламелей неподвижного контакта облицованы дугостойкой металлокерамикой. После гашения дуги пары и газы попадают в верхнюю часть корпуса, где пары масла конденсируются, а газ выходит наружу через отверстие в крышке. Когда камера заполнится маслом, выключатель готов для выполнения следующего цикла операций. Бестоковая пауза при АПВ для этих выключателей довольно большая – 0,5 с.

В выключателе ВМП-10 всего 4,5 кг масла. Контроль за уровнем масла в цилиндре производится по маслоуказателю. Качество масла должно отвечать обычным требованиям к изоляционному маслу. Если масло будет сильно загрязнено, а каналы камеры обуглены, то станет возможным перекрытие между контактами в отключенном положении выключателя.

Достоинствами маломасляных выключателей являются: небольшое количество масла; относительно малая масса; более удобный, чем у баковых выключателей, доступ к дугогасительным контактам; возможность создания серии выключателей на разное напряжение с применением унифицированных узлов [4, 8, 20, 21, 23].

Недостатки маломасляных выключателей: взрыво- и пожароопасность, хотя и значительно меньшая, чем у баковых выключателей; невозможность осуществления быстродействующего автоматического повторного включения (АПВ); необходимость периодического контроля, доливки, относительно частой замены масла в дугогасительных бачках; трудность установки встроенных трансформаторов тока; относительно малая отключающая способность.

3.2. Воздушные выключатели

В воздушных выключателях деионизация дугового промежутка происходит в потоке сжатого воздуха, вытекающего из гасительной камеры в атмосферу через металлическое сопло, по оси которого расположен дуговой промежуток.

Давление воздуха в камерах мощных воздушных выключателей составляет 2–4 МПа. Скорость истечения воздуха зависит от поперечного сечения канала. Наименьшая скорость имеет место в камере.

Наибольший ток, который может быть отключен гасительным устройством воздушного выключателя, зависит от давления воздуха, площади сечения отверстия сопла и скорости восстанавливающегося напряжения. С увеличением давления и сечения выходного отверстия сопла отключающая способность выключателя увеличивается. Вместе с этим увеличиваются расход воздуха, объем ресивера (стальной цилиндр у основания выключателя с запасом сжатого воздуха) и размеры клапанов. До последнего времени давление воздуха в воздушных выключателях не превышало 2 МПа. Новейшие выключатели с большой отключающей способностью работают при давлении воздуха 4 МПа. Опыт показывает, что оптимальные условия работы гасительного устройства воздушного выключателя с одним разрывом при давлении воздуха 2 МПа соответствуют напряжению 55–60 кВ и при давлении 4 МПа – напряжению 110–125 кВ. Выключатели для более высоких номинальных напряжений строят только с многократным разрывом цепи, с несколькими гасительными устройствами, включенными последовательно.

Конструкции воздушных выключателей весьма разнообразны. Они могут быть разделены на следующие основные группы: 1) выключатели с опорожняющимися гасительными камерами и отделителями; 2) выключатели воздушнонаполненные без отделителей [5, 13, 20, 22].

Выключатели с опорожняющимися камерами и отделителями относятся к ранним конструкциям. Отделитель представляет собой дополнительное коммутационное устройство (типа разъединителя), включенное последовательно с гасительным устройством выключателя. Необходимость в отделителе возникает в выключателях с опорожняющимися гасительными камерами, т. е. камерами, в которые сжатый воздух поступает кратковременно, только в процессе отключения. Давлением воздуха размыкаются контакты. При этом образующийся промежуток соответствует оптимальным условиям гашения дуги, но не обеспечивает достаточной электрической прочности разрыва после погасания дуги и прекращения дутья.

Воздушнонаполненные выключатели (рис. 3.2) не имеют отделителей. Однако основное отличие этих выключателей заключается в том, что гасительное устройство с контактной системой (обычно с двумя разрывами) помещено в металлический бачок, изолированный от земли и соединенный через воздухопровод с ресивером. Бачок находится под полным давлением как в положении «отключено», так и в положении «включено». Дутьевой клапан на выходном патрубке ресивера, характерный для выключателей с опорожняющимися камерами, здесь отсутствует. Вместо него предусмотрен выхлоп воздуха из бачка в атмосферу через выхлопной клапан. В процессе отключения

размыкаются дугогасительные контакты и одновременно открывается выхлопной клапан. Дуги, образующиеся на разрывах, сдуваются потоком воздуха на вспомогательные электроды. Последние расположены в соплах, через которые воздух вытекает из бачка. Гашение дуг в воздухонаполненных камерах (бачках) происходит эффективнее, чем в конструкциях с опорожняющимися камерами [7, 15, 19, 23].

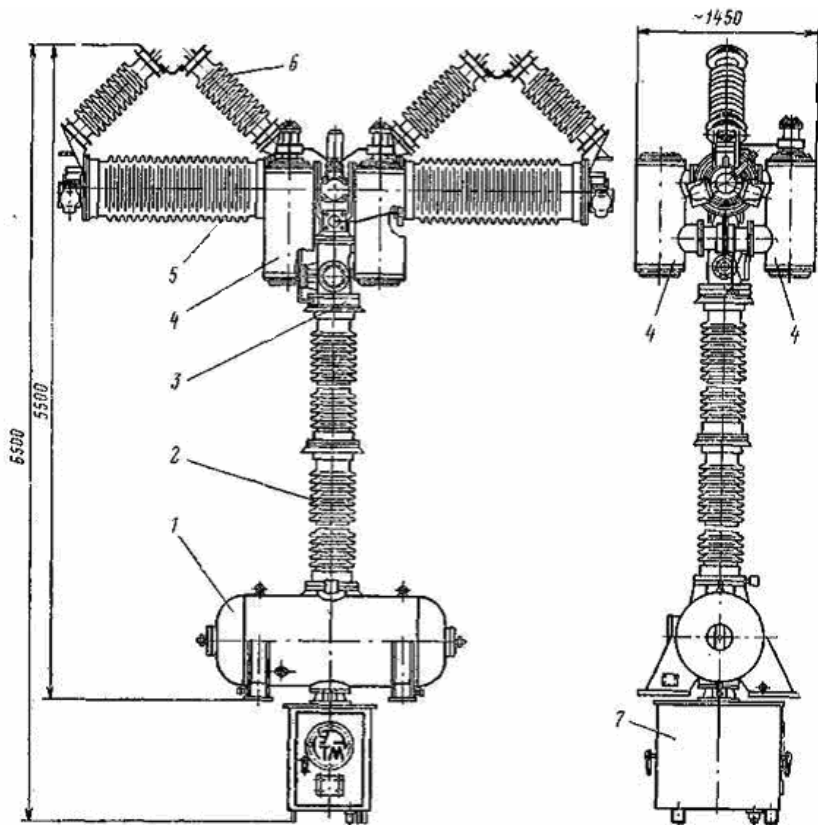


Рис. 3.2. Внешний вид воздушного выключателя типа ВНВ-220:

- 1 – ресивер; 2 – опорные колонки; 3 – приводное устройство; 4 – резисторы;
5 – гасительная камера с двумя разрывами; 6 – конденсаторы делителя
напряжения; 7 – шкаф управления

Воздушные выключатели имеют следующие достоинства: взрыво- и пожаробезопасность, быстрдействие и возможность осуществления быстрдействующего АПВ, высокая отключающая способность, надежное отключение емкостных токов линий, малый износ

дугогасительных контактов, легкий доступ к дугогасительным камерам; возможность создания серий из крупных узлов; пригодность для наружной и внутренней установки.

Недостатками воздушных выключателей являются: необходимость компрессорной установки, сложная конструкция ряда деталей и узлов, относительно высокая стоимость, трудность установки встроенных трансформаторов тока.

3.3. Элегазовые выключатели

Элегаз (SF_6 — шестифтористая сера) представляет собой инертный газ, плотность которого превышает плотность воздуха в пять раз. Электрическая прочность элегаза в 2–3 раза выше прочности воздуха. При давлении 0,2 МПа электрическая прочность элегаза сравнима с прочностью масла.

В элегазе при атмосферном давлении может быть погашена дуга с током, в 100 раз превышающим ток, отключаемый в воздухе при тех же условиях. Исключительная способность элегаза гасить дугу объясняется сильным сродством его с электронами. Молекулы газа улавливают электроны дугового столба и образуют относительно неподвижные отрицательные ионы. Потеря электронов делает дугу неустойчивой, и она легко гаснет. В струе элегаза, т. е. при газовом дутье, поглощение электронов из дугового столба происходит еще более интенсивно [2, 6, 7, 16, 23].

Наиболее широкое применение получили конструкции выключателей с автопневматическим или магнитным дутьем. В автопневматических дугогасительных устройствах газ в процессе отключения сжимается поршневым устройством и направляется в зону дуги. Таким образом, элегазовый выключатель представляет собой замкнутую систему (без выброса газа наружу). Элегазовые выключатели бывают колонковые и баковые. В схемах дугогасительного устройства с магнитным дутьем на дугу, возникающую между расходящимися контактами, действует радиальное магнитное поле, создаваемое постоянными магнитами. Дуга быстро перемещается по окружности, усиленно охлаждается и гаснет. Такие устройства применяются в выключателях нагрузки.

В отличие от воздушных выключателей отключение происходит бесшумно. Достоинствами элегазовых выключателей является быстрота действия, высокая отключающая способность, малый износ дугогасительных контактов.

На сегодняшний день элегазовые выключатели находят широкое применение в РУ напряжением 35 кВ и выше, их применяют вместо многообъемных масляных и воздушных выключателей. Применение

получили элегазовые выключатели двух типов: колонковые и баковые. Баковый элегазовый выключатель типа ВЭБ-110П-40/2500-У1 производства ОАО «Уралэлектротяжмаш» г. Екатеринбурга представлен на рис. 3.3. Колонковый элегазовый выключатель типа ВГТ-110П-40/2500-У1 производства ОАО «Уралэлектротяжмаш» г. Екатеринбурга представлен на рис. 3.4.

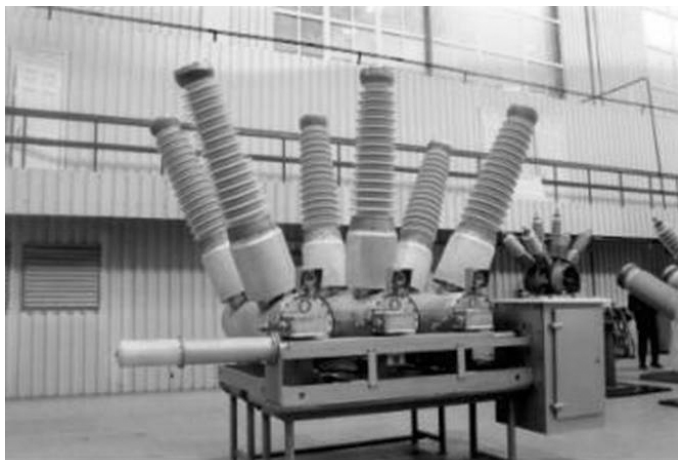


Рис. 3.3. Внешний вид выключателя ВЭБ-110П-40/2500-У1



Рис. 3.4. Внешний вид выключателя ВГТ-110П-40/2500-У1

3.4. Электромагнитные выключатели

Электромагнитные выключатели занимают особое место среди других выключателей переменного тока. Область их применения ограничена напряжением 10–15 кВ. Дуга, образующаяся на контактах, втягивается магнитным полем в гасительную камеру. Последняя состоит из ряда керамических дугостойких инертных (в отношении выделения газа) пластин с V-образными вырезами, разделенных небольшими воздушными промежутками. Длина дуги значительно увеличивается (до 1–2 м), а сечение ее в узких вырезах пластин вынужденно уменьшается. Дуга приходит в тесное соприкосновение с холодными поверхностями пластин, обладающих высокой теплопроводностью. Это ведет к увеличению потерь энергии и градиента напряжения. Сопrotивление дуги быстро увеличивается, а ток уменьшается до тех пор, пока дуга не погаснет. Движение дуги в электромагнитном выключателе и ее удлинение происходят под действием магнитного поля, направленного перпендикулярно к направлению тока [15, 19, 20].

Электромагнитные выключатели получили применение в системах собственных нужд мощных электростанций, а также в промышленных установках, где требуются частые операции включения и отключения.

Достоинство электромагнитных выключателей заключается во взрыво- и пожаробезопасности, а также полной автономности, поскольку они не требуют компрессорной установки для воздушного дутья. Недостатками выключателей является их высокая стоимость, сложность конструкции дугогасительной камеры с системой магнитного дутья, ограниченный верхний предел номинального напряжения (15–20 кВ).

3.5. Вакуумные выключатели

Вакуумные выключатели широко стали применяться в распределительных устройствах 6–10 кВ вместо маломасляных и электромагнитных выключателей в комплектных распределительных устройствах. Вакуумный выключатель серии ВВ/TEL производственного объединения «Таврида-электрик» представлен на рис. 3.5.

Контактная система вакуумного выключателя помещена в запаянный баллон, давление в котором составляет 10^{-3} – 10^{-4} Па. При размыкании контактов число проводящих контактных точек уменьшается. Последняя контактная точка вытягивается в расплавленный металлический мостик, который под действием тока быстро нагревается до температуры кипения и испаряется. В образовавшемся облаке металлического пара возникает дуговой разряд.

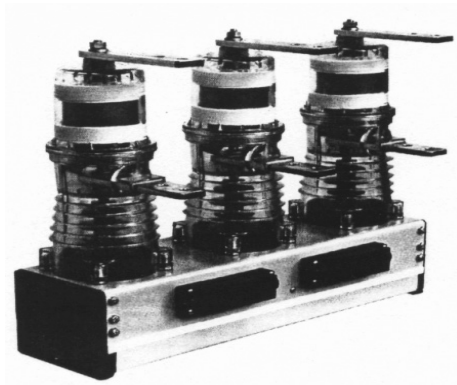


Рис. 3.5. Выключатель вакуумный серии BB/TEL

Электрическая прочность контактного промежутка в вакуумном выключателе восстанавливается значительно быстрее, чем в масляных и воздушных выключателях, что объясняется интенсивной диффузией заряженных частиц в окружающее пространство. Однако при отключении относительно большого тока случается, что погасание дуги происходит не при первом, а при втором или третьем подходе тока к нулю.

Достоинства вакуумных выключателей заключаются в следующем: исключительно быстрое восстановление электрической прочности промежутка после погасания дуги; малые габариты и масса; небольшой ход контактов; длительный срок службы без ремонта при частых операциях. Недостатками являются сравнительно небольшие номинальные токи и токи отключения, возможность коммутационных перенапряжений. Область применения вакуумных выключателей расширяется по мере совершенствования конструкций вакуумных камер и увеличения их надежности и отключающей способности [1, 2, 9, 17, 23].

В комплектных распределительных устройствах (КРУ), изготавливаемых в зарубежных странах, в настоящее время применяются маломасляные, электромагнитные, вакуумные и элегазовые выключатели. В мировом производстве маломасляных выключателей для КРУ напряжением 6–35 кВ наблюдается тенденция к сокращению объема их выпуска. Так, по данным фирмы «Siemens» (Германия) объем выпуска выключателей на эти напряжения в последние годы составил всего 10% общего объема производства, по данным фирмы «Toshiba» (Япония) – 30%. Для повышения конкурентоспособности маломасляных выключателей для КРУ, по сравнению с элегазовыми и вакуумными, фирмы занимаются их совершенствованием. Фирма «Siemens»

довела механический ресурс маломасляных выключателей до 10 тыс. операций. Главным достоинством маломасляных выключателей является их низкая стоимость.

Основная часть выпускаемых в настоящее время выключателей – вакуумные и элегазовые. Фирма «Марлен Жерен» (Франция) изготавливает элегазовые выключатели с середины 60-х годов и в настоящее время наладила массовое производство выключателей типа «Флюарк» срок службы которых (без ревизий) фирма гарантирует 20 лет [7, 8, 9, 15].

Вакуумные выключатели для КРУ изготавливают в Японии, Германии, Великобритании, Италии, России.

Фирма «Siemens» (Германия) и фирма «Елин» (Австрия) выпускают вакуумные выключатели серии ЗАФ на номинальные напряжения от 7,2 до 36 кВ, номинальные токи от 800 до 3150 А, токи отключения от 8 до 40 кА. Эта же фирма выпускает для малогабаритных КРУ облегченную конструкцию вакуумных выключателей серии ЗАГ, которые имеют меньшие габариты на те же номинальные напряжения, номинальный ток 800–1200 А, ток отключения до 20 кА. Количество деталей в выключателе ЗАГ сокращено в два раза по сравнению с выключателем ЗАФ.

Фирма «Саче», выпускающая серию вакуумных выключателей «Виарк», освоила выключатели на номинальные напряжения 7,2–38 кВ, номинальные токи 630–4000 А и токи отключения 12,5–50 кА. Ток 4000 А – наибольший номинальный ток в мире вакуумного выключателя для КРУ. Надежность этих выключателей высока.

Для всех выключателей установлена нормированная асимметрия номинального тока отключения (рис. 3.6).

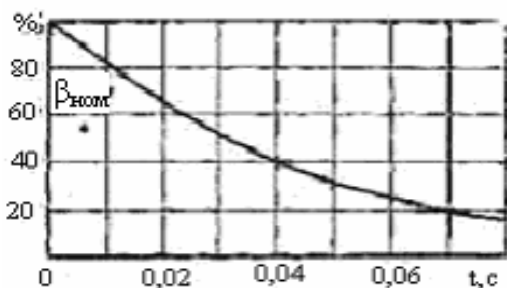


Рис. 3.6. Нормированная асимметрия тока отключения

Нормированное процентное содержание аperiodической составляющей $\beta_{ном}$ представляет собой отношение аperiodической составляющей тока в момент размыкания дугогасительных контактов к амплитуде номинального тока отключения, выраженное в процентах.

Нормированная асимметрия установлена как функция наименьшего времени τ от момента возникновения короткого замыкания до момента размыкания дугогасительных контактов. Последнее принимают равным сумме собственного времени отключения выключателя, указываемого заводом-изготовителем, и минимального времени срабатывания релейной защиты, принимаемого равным 0,01 с.

В России вакуумные выключатели выпускают следующие предприятия:

- 1) ФГУП НПП «Контакт» (г. Саратов);
- 2) ассоциация «Элвест» (г. Екатеринбург, сборочное производство в г. Нижняя Тура);
- 3) АО «Электрокомплекс» (г. Минусинск);
- 4) предприятие «Таврида-Электрик» (г. Севастополь).

Технические характеристики и номенклатура выключателей, выпускаемых данными предприятиями, представлены в табл. 3.1, 3.2, 3.3 (данные на 2005 г.) [7, 8, 15].

Таблица 3.1

*Технические характеристики
вакуумных коммутационных аппаратов 6–10 кВ*

Производитель	Тип выключателей	Основные характеристики			Тип привода	Типы ячеек, для которых выпускаются выкатные элементы
		$U_{ном},$ кВ	$I_{ном},$ А	$I_{отк},$ кА		
ФГУП НПП «Контакт» (Саратов)	ВБТ-10-20/630-1250 УХЛ 3	10	630-1250	20	Эл. магн. Пружинный	КВС-13/630, КВС, К-12, К-13, К-37, КРУ-3, КВП-6-13, КВЭ-10/13, СТ-7, КЗ-02
	ВБЭ-10-20/1600 УХЛ 2	10	1600	20	Эл. магн. Пружинный	
	ВБЭК-10-40/3150 УХЛ 2	10	3150	40	Эл. магн.	
ЭЛВЕСТ (Нижняя Тура)	ВБЭК-10	10	630-1600	20-31,5	Эл. магн. Пружинный с заводкой эл.магн.	ВЭМ-6, К-ХП, К-XXVI, КРУ2-10-20, К-104, К-59
	ВБМЭ-10	10	2000-3150	40	Эл. магн. Пружинный с заводкой эл.магн.	

Продолжение табл. 3.1

Производитель	Тип выключателей	Основные характеристики			Тип привода	Типы ячеек, для которых выпускаются выкатные элементы
		$U_{ном},$ кВ	$I_{ном},$ А	$I_{отк},$ кА		
АО «Электрокомплекс» (Минусинск)	ВВТЭ-М-10-12,5/630	10	630	12,5	Эл. магн.	К-104, К-59
	ВВТЭ-М-10-20/630, 1000, 1600	10	630-1600	20	Эл. магн.	
«Таврида-Электрик» (Севастополь)	ВВ-TEL-10-16/630 УХЛ2	10	630	16	Эл. магн. защелка	К-37, КР2-10, КРН3, К-104, КМ-1, К-47, К-59, К-ХП, К-XXVI
	ВВ-TEL-10-16/800 УХЛ2	10	800	16	Эл. магн. защелка	

Таблица 3.2

Оценка потребительских качеств вакуумных выключателей

Характеристика	ФГУП НПП «Контакт» (Саратов)	ЭЛВЕСТ (Нижняя Тура)	АО «Электрокомплекс» (Минусинск)	«Таврида-Электрик» (Севастополь)
Номинальный ток выключателей, А до 1600 1600–3150	+	+	+	+
	+	+	-	-
Номинальный ток отключения выключателей, кА до 20,0 до 31,5 до 40,0	+	+	+	+
	-	+	-	-
	+	-	-	-
Привод выключателей	Эл. магн. / Пружин.-мотор.	Эл. магн. / Пружин.-эл. магн.	Эл. магн. / Пружин.-мотор.	Эл. магн. защелка

Продолжение табл. 3.2

Характеристика	ФГУП НПП «Контакт» (Саратов)	ЭЛВЕСТ (Нижняя Тура)	АО «Электро-комплекс» (Минусинск)	«Таврида-Электрик» (Севастополь)
Габаритные размеры базового выключателя (высота – ширина – длина), мм	530×704×510	Габариты выключателя зависят от типа применяемой вакуумной дугогасительной камеры	640×547×436	728×244×467
Масса, кг	108...420	Масса выключателя зависит от типа применяемой вакуумной дугогасительной камеры	74...108	28...35
Реконструкция	+	+	+	+
Возможная область применения	Питающие центры, распределительные сети	Питающие центры, распределительные сети	Питающие центры, распределительные сети	Распределительные сети, кабельные сети

Таблица 3.3

Достоинства и недостатки выключателей различных производителей

Наименование производителя	Достоинства	Недостатки
ФГУП НПП «Контакт» (Саратов)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Высокий уровень производства. 2. Возможность выпуска выключателей на весь спектр номинальных токов и токов отключения. 3. Возможность комплектования выключателей как электромагнитными, так и пружинно-моторными приводами. 4. Продукция сертифицирована. 5. Возможность приобретения выключателей по взаимозачету 	Выкатные элементы не являются полностью совместимыми с существующими ячейками КРУ в части механических блокировок: при встраивании необходима доработка ячеек с использованием комплектов, предлагаемых заводом

Наименование производителя	Достоинства	Недостатки
«ЭЛВЕСТ» (Нижняя Тура)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Выкатные элементы полностью совместимы с существующими ячейками комплектных распределительных устройств (КРУ) и КРУ наружной установки. 2. Применение вакуумных дугогасительных камер как отечественного («Контакт»), так и импортного («Siemens») производства 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Существует возможность самопроизвольного включения выключателя с пружинным приводом при неуспешном взводе пружины. 2. Отсутствует индикатор выработки контактов. 3. На 2005 г. продукция не имеет сертификатов
АО «Электро-комплекс» (Минусинск)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Большой ресурс выключателей при коммутации номинальных токов. 2. Возможность комплектования выключателей, как электромагнитными, так и пружинно-моторными приводами. 3. Малые габаритные размеры и вес выкатного элемента 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Низкое качество изготовления. 2. Корпуса электромагнитов управления изготовлены из нетермостойкого материала. 3. Слабые втычные контакты
«Таврида-Электрик», (Севастополь)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Малые габариты и вес. 2. Использование при производстве современных технологий и материалов. 3. Большой ресурс выключателей при коммутации номинальных токов. 4. Возможность приобретения выключателей по взаимозачету. 5. Продукция сертифицирована в России и ЕЭС 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Отсутствуют выключатели на номинальные токи более 1600 А и токи отключения более 20 кА. 2. Не надежный блок управления

В названии типа выключателя различают обозначения: В – выключатель, В (вторая) – воздушный или вакуумный, М – масляный или маломасляный, М (вторая) – маломасляный (ВММ), Г – генераторный или с горшковым исполнением полюсов (МГГ), П – подвесное исполнение полюсов, с пружинным приводом (ВПМП, ВМПП) или вариант исполнения (ВВТП), Э – электромагнитный или вариант исполнения (ВВТЭ), Э – с электромагнитным приводом

(ВМПЭ), С – сейсмостойкий, К – колонковый (ВК, ВКЭ) или для КРУ, Т – трехполюсный (ВВТЭ, ВВТП); первое число – номинальное напряжение, кВ, второе и третье числа – соответственно номинальный ток, А, и номинальный ток отключения, кА (у воздушных выключателей – наоборот); буквы после этих чисел: У – для работы в районах с умеренным климатом, Т – с тропическим климатом, ХЛ – с холодным климатом; последняя цифра: 1 – для работы на открытом воздухе, 2 – для работы в помещениях со свободным доступом наружного воздуха, 3 – для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

3.6. Приводы выключателей

Привод выключателя предназначен для операции включения, удержания во включенном положении и отключения выключателя.

Привод – это специальное устройство, создающее необходимое усилие для производства перечисленных операций. В некоторых выключателях привод конструктивно связан в одно целое с его контактной системой (воздушные выключатели).

Основными частями привода являются: включающий механизм, запирающий механизм (защелка, собачка), который удерживает выключатель во включенном положении, и расцепляющий механизм, освобождающий защелку при отключении.

Наибольшая работа в существующих конструкциях выключателей совершается приводом при включении, так как при этой операции преодолевается собственная масса подвижных контактов, сопротивление отключающих пружин, трение и силы инерции в движущихся частях. При включении на существующее короткое замыкание механизм привода, кроме того, должен преодолеть электродинамические усилия, отталкивающие контакты друг от друга.

Операция включения во избежание приваривания контактов выключателя должна производиться быстро. Чем меньше время включения, тем меньше пауза при автоматическом повторном включении (АПВ).

При отключении работа привода сводится к освобождению защелки, удерживающей механизм во включенном положении. Само отключение происходит за счет силы сжатых или растянутых отключающих пружин.

В зависимости от источника энергии, затрачиваемой на включение и отключение, имеются ручные, пружинные, электромагнитные, пневматические, гидропневматические приводы [8, 14, 15, 19].

Ручные приводы применяются для маломощных выключателей, когда мускульной силы оператора достаточно для совершения работы

включения. Отключение может быть автоматическим с помощью реле, встроенных в привод.

Пружинный привод является приводом косвенного действия. Энергия, необходимая для его включения, запасается в мощной пружине, которая заводится от руки или двигателем небольшой мощности. После каждого включения необходимо вновь завести пружину.

Обычно привод дополняется специальным двигателем, осуществляющим завод пружины. Такой привод позволяет осуществлять АПВ.

Пружинные приводы не требуют для своего управления источника постоянного тока, что является существенным преимуществом перед другими приводами.

Электромагнитные приводы относятся к приводам прямого действия: энергия, необходимая для включения, сообщается приводу в процессе самого включения от источника большой мощности.

Усилие, необходимое для включения выключателя, создается стальным сердечником 2, который втягивается в катушку электромагнита 3 при прохождении по ней тока (рис. 3.7). Тяговая сила электромагнита зависит от тока и положения сердечника. Шток сердечника 1 упирается в ролик 5 рычажного механизма, поднимает его вверх вместе с двумя шарнирно-связанными рычагами. Последние через приводной рычаг передают движение валу выключателя 7. При подъеме ролика защелка 4 отодвигается влево, в конце хода сердечника, когда выключатель включился, срез защелки заскакивает под ролик и удерживает механизм во включенном положении.

В конце включения сигнальные вспомогательные контакты 6 разрываю цепь электромагнита включения и сердечник падает вниз [14, 15, 19, 20]. На рис. 3.7 привод показан при включенном положении выключателя.

При отключении ток подается в электромагнит отключения 11, его боек ударяет в рычаг механизма свободного расцепления 9, благодаря чему «ломаются» рычаги механизма свободного расцепления, и ролик 5 соскакивает с защелки. Вал выключателя под действием отключающей пружины поворачивается против часовой стрелки – происходит отключение. В приводе предусмотрены вспомогательные контакты управления 8.

Электромагниты включения и отключения получают питание от аккумуляторной батареи через сборку зажимов 12. Ток, потребляемый электромагнитом включения привода ПЭ-11, – 58 А, электромагнитом отключения – 1,25 А при напряжении 220 В. В приводе имеется рычаг ручного отключения 10. Привод ПЭ-11 применяется для выключателей ВМП-10. Достоинствами электромагнитных приводов являются простота конструкции и надежность работы в условиях

сурового климата. Недостатки — большой потребляемый ток и вследствие этого необходимость мощной аккумуляторной батареи.

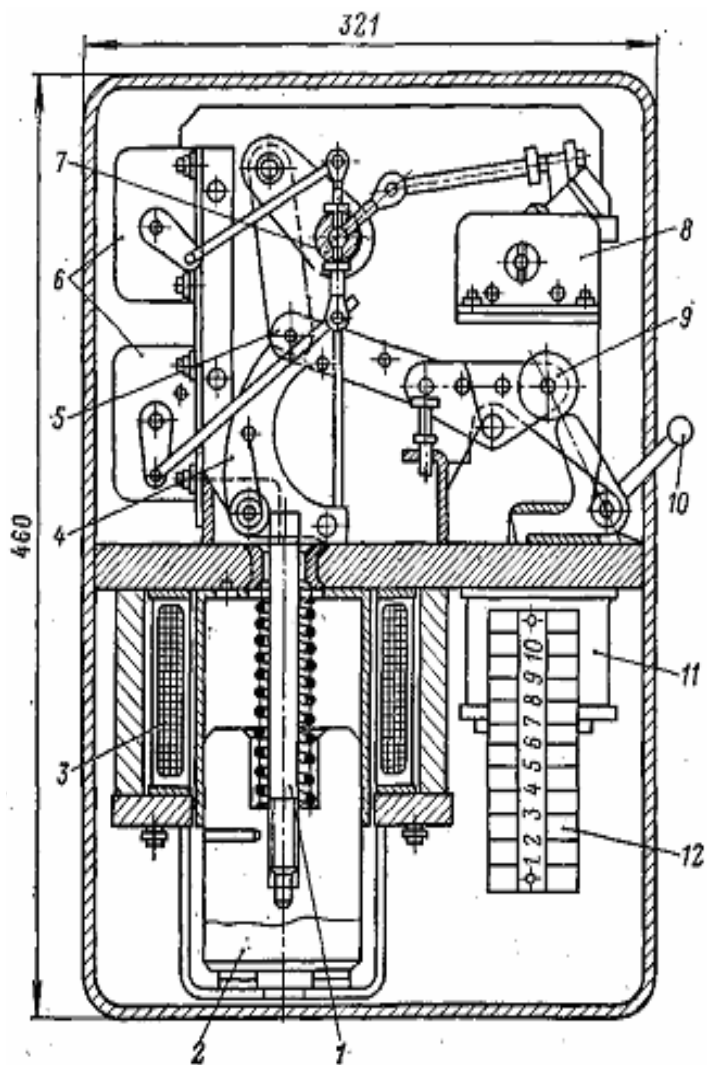


Рис. 3.7. Привод электромагнитный ПЭ-11:

- 1 — шток сердечника; 2 — сердечник; 3 — катушка электромагнита;
- 4 — защелка; 5 — ролик рычажного механизма; 6 — сигнальные вспомогательные контакты;
- 7 — вал выключателя; 8 — вспомогательные контакты управления;
- 9 — механизм свободного расцепления; 10 — рычаг ручного отключения;
- 11 — электромагнит отключения, 12 — сборка зажимов

Как уже говорилось, для питания электромагнитных приводов необходима аккумуляторная батарея достаточной емкости. Однако на большей части понижающих подстанций установка аккумуляторных батарей экономически не оправдывается. В этих условиях применение электромагнитных приводов возможно только при питании от сети переменного тока через индивидуальные полупроводниковые выпрямители.

Пневматический привод обеспечивает быстрое включение выключателя за счет энергии сжатого воздуха. Кинетическая схема его подобна электромагнитному приводу, но вместо электромагнита применяется пневматический цилиндр с поршнем (рис. 3.8) [14, 15, 19, 20].

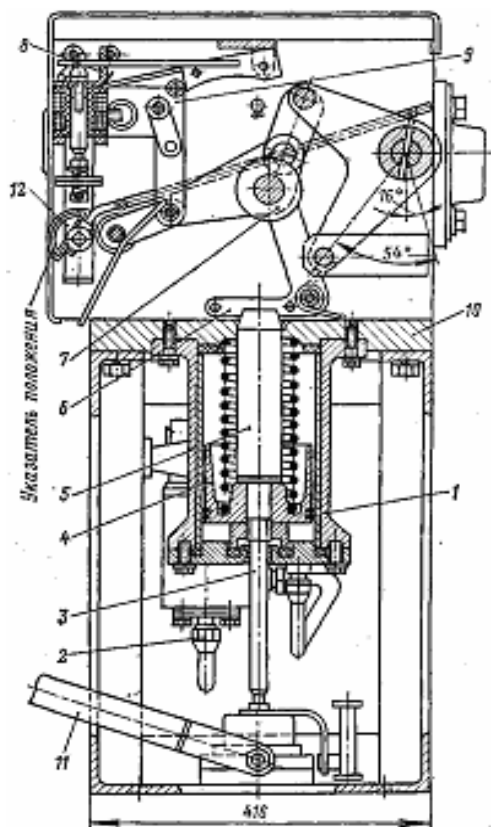


Рис. 3.8. Привод пневматической ПВ-30:

- 1 – пневматический цилиндр; 2 – фланец воздухопровода; 3 – шток демфера; 4 – поршень; 5 – шток; 6 – удерживающая защелка; 7 – подъемный ролик; 8 – электромагнит отключения; 9 – система рычагов свободного расцепления; 10 – корпус привода; 11 – дократ для ручного включения; 12 – указатель положения

При включении выключателя открывается клапан, подающий сжатый воздух из резервуара в рабочий цилиндр 1. Поршень 4 со штоком 5 поднимается вверх и, воздействуя на подвижный ролик и систему рычагов, производит включение выключателя. Пружина над поршнем при этом сжимается, сглаживая удар при включении. При отключении подается импульс на электромагнит отключения, который воздействует на механизм свободного расцепления. Сжатый воздух (2 МПа) подается от общей компрессорной установки, обслуживающей воздушные выключатели, или на каждом приводе устанавливаются баллоны со сжатым воздухом, обеспечивающие пять-шесть операций без подкачки воздуха. Для подкачки воздуха используются небольшие компрессоры с электродвигателем мощностью до 1 кВт.

Пневматические приводы не требуют установки мощной аккумуляторной батареи, так как ток, потребляемый электромагнитным клапаном включения, не превышает нескольких ампер. Сечение проводов от схемы дистанционного управления к приводу значительно меньше, чем при электромагнитном приводе.

Дальнейшим усовершенствованием пневматических приводов являются гидропневматические приводы, в которых движение подвижной системы выключателя осуществляется за счет сжатия газа, находящегося под большим давлением. Обычно в гидропневматических приводах используется азот.

3.7. Состояние и перспективы развития высоковольтной коммутационной аппаратуры

С начала 80-х годов прошедшего века произошел качественный скачок в технологии высоковольтных коммутационных аппаратов: на смену масляным и воздушным пришли выключатели с использованием в качестве изоляционной и дугогасительной среды вакуума или газообразной шестифтористой серы – элегаза. Спрос на различные типы выключателей среднего напряжения (6–35 кВ) на мировом рынке в 1975–1999 гг. представлен в табл. 3.4.

Таблица 3.4

Типы выключателей	Спрос на мировом рынке по годам, %			
	1975	1980	1985	1999
Масляные	85	75	40	6
Воздушные	13	6	6	6
Элегазовые	–	6	24	33
Вакуумные	2	13	30	55

Что касается выключателей высокого, сверхвысокого и ультравысокого напряжения (110–1150 кВ), то элегазовые выключатели в технически развитых странах практически вытеснили все другие типы аппаратов [1, 2, 7, 15].

Следует отметить, что существуют две крупные проблемы развития коммутационной аппаратуры высокого напряжения – создание новых более совершенных конструкций и определение судьбы находящихся длительное время в эксплуатации (и часто устаревших) аппаратов. Решением этих проблем и определяется современное состояние мирового и отечественного коммутационного оборудования.

Интенсивное внедрение вакуумной и элегазовой аппаратуры обусловлено тем, что пока не найдено способов эффективного дугогашения, способных конкурировать с дугогашением в элегазе или вакууме. Не получено и новых видов диэлектриков, по электроизоляционным, дугогасительным и эксплуатационным свойствам превосходящих элегаз или вакуум.

Основные достоинства элегазового оборудования определяются уникальными физико-химическими свойствами элегаза: при атмосферном давлении электрическая прочность элегаза в 2–3 раза выше, чем у воздуха, а при давлении элегаза 0,3–0,4 МПа его электрическая прочность выше, чем у трансформаторного масла; отключающая способность элегазовых коммутационных аппаратов при одинаковых условиях на два порядка выше, чем у воздушных выключателей.

Элегазовому оборудованию также присущи: компактность, большие межревизионные сроки, вплоть до отсутствия эксплуатационного обслуживания в течение всего срока службы, широкий диапазон номинальных напряжений (6–1150 кВ), пожаробезопасность и повышенная безопасность обслуживания.

Вакуумные аппараты характеризуются максимальными значениями электрической прочности промежутков (до 15 мм), максимальной скоростью восстановления электрической прочности при отключении токов, минимальными массой подвижных частей и энергией привода, минимальными габаритами и массой аппарата в целом, максимальным ресурсом.

Ведущие зарубежные фирмы практически полностью перешли на выпуск комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией (КРУЭ) и элегазовых выключателей для открытых распределительных устройств (ОРУ) на классы напряжения 110 кВ и выше, а также вакуумных выключателей на напряжение 6–35 кВ (с некоторой долей элегазовых выключателей и КРУЭ) [1, 2, 9, 15, 20, 23].

Применение элегазовой или вакуумной аппаратуры на средние классы напряжения определяется как историческими условиями

создания технологических баз, так и технико-экономическими показателями при производстве и эксплуатации. Каждое из указанных видов оборудования обладает своими преимуществами. Если вакуумные аппараты требуют менее мощных приводов и имеют, как правило, более высокий коммутационный ресурс, то элегазовые выключатели при коммутациях создают меньшие перенапряжения и, соответственно, облегчают работу изоляции другого энергетического оборудования. Для снижения перенапряжения из-за среза тока при его отключении в вакуумных выключателях иногда применяют специальные ограничители перенапряжений. Элегазовому оборудованию среднего класса напряжения традиционно отдают предпочтение во Франции, Италии, странах Скандинавии и Испании, вакуумному – в Германии, Великобритании, Японии.

При выборе элегазовой или вакуумной аппаратуры решающее значение могут иметь условия, в которых работают аппараты. Например, элегазовые аппараты предпочтительны для применения в цепях электродвигателей ограниченной мощности при сравнительно небольших длинах соединительных кабелей, а также в качестве выключателей нагрузки (в том числе в составе КРУЭ). Вакуумные выключатели особенно эффективны там, где необходимы частые коммутации и большой ресурс.

В целом можно считать, что доля элегазового оборудования на средние классы напряжения на мировом рынке устойчиво составляет 20–30% всех коммутационных аппаратов. Кроме ограниченной области применения вакуумных выключателей по номинальному напряжению, не существует других серьезных причин, ограничивающих применение элегазовых и вакуумных выключателей.

Фирмы, работающие в области коммутационной аппаратуры, периодически обновляют номенклатуру своих изделий, разрабатывают аппараты новых поколений с целью повышения их надежности и ресурса, уменьшения габаритов и материалоемкости.

Ресурс лучших вакуумных выключателей достигает в настоящее время 40–50 тыс. при коммутации номинального тока и 100 операций при коммутации номинального тока отключения. При этом габариты и материалоемкость аппаратов уменьшаются при сохранении основных параметров и повышении надежности. Проиллюстрируем это графиком изменения диаметра и массы самой распространенной вакуумной дугогасительной камеры (ВДК) на напряжение 10 кВ с током отключения 20 кА, разработанной ВЭИ (рис. 3.9). В результате совершенствования конструкции контактной системы удалось уменьшить диаметр камеры в 2,5 раза, а массу в 3 раза [1, 7, 15].

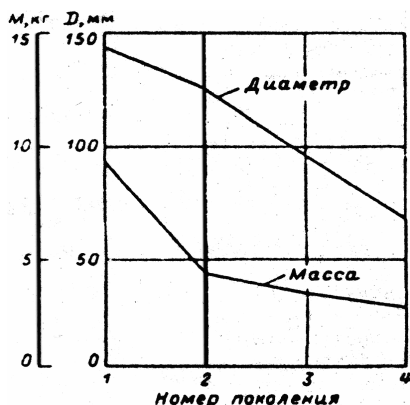


Рис. 3.9. Диаметр и масса ВДК различных поколений (напряжение 10 кВ, ток отключения 20 кА)

Уровень разработок элегазового оборудования в России приближается к лучшим мировым образцам, особенно тех, которые выполнены в рамках международных проектов. Высокий научный потенциал, длительный опыт успешной работы в области элегазовой аппаратуры позволяют создавать современное высокоэффективное коммутационное оборудование.

В то же время следует обратить внимание и на отставание Российской Федерации от ведущих в техническом отношении стран в освоении производства элегазовой аппаратуры. Отставание вызвано, прежде всего, общим спадом производства и замедленным темпом развития энергосистем за прошедшие несколько лет. Поэтому важнейшими задачами развития элегазовой аппаратуры в России с учетом основных мировых тенденций являются: ликвидация отставания в обеспечении энергетических систем современным коммутационным оборудованием при одновременном улучшении массогабаритных характеристик аппаратов, снижении их стоимости, повышении надежности; разработка цифровых систем управления, диагностики и мониторинга аппаратов; разработка систем и методов прогнозирования срока службы коммутационного оборудования, выключателей с синхронным включением.

В последние годы опасение вызывала возможная экологическая опасность элегаза. В этой связи следует отметить, что, несмотря на принадлежность к ряду фторидов, элегаз не включен в перечень веществ, подлежащих запрету или ограничению в применении. Кроме того, общий вклад элегаза в парниковый эффект атмосферы

составляет не более 0,2% (доля элегаза электротехнического оборудования значительно меньше).

Несмотря на очевидные преимущества элегазовых и вакуумных аппаратов, полный переход на их использование занимает не один год и не одно десятилетие. При постоянно растущем внедрении современной аппаратуры в эксплуатации остается еще немало устаревших аппаратов. Состав парка эксплуатируемых выключателей на напряжение 63 кВ и выше, а также динамика его изменения в мире показаны на рис. 3.10 [1, 8, 15]. Вакуумные выключатели в основном используются в средних классах напряжения, поэтому их число невелико.

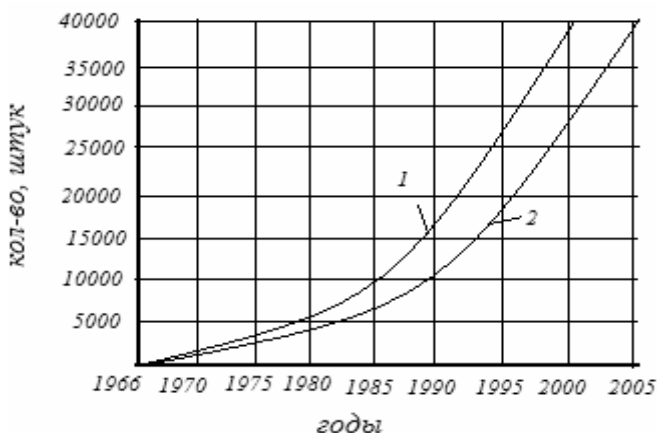


Рис. 3.10. Число отдельно стоящих выключателей (1) и распределительных устройств (2) с элегазовой изоляцией, установленных в различных странах мира

В последние 10 лет в мире не вводилось в эксплуатацию практически никаких других выключателей на напряжение 63 кВ и выше, кроме элегазовых. Если анализировать состав выключателей с возрастом от 10 до 20 лет, то среди них явно преобладают элегазовые выключатели (кроме элегазовых, в последнее десятилетие было введено еще примерно 30% маломасляных выключателей). И только среди выключателей с возрастом от 20 до 30 лет элегазовых меньше, чем маломасляных и воздушных, но больше, чем баковых масляных.

Распределение по типам выключателей в России не соответствует наблюдаемым в мире тенденциям. Так, среди выключателей на напряжение 63 кВ и выше преобладают баковые масляные выключатели, а число элегазовых составляет — менее 1% (рис. 3.11). Распределение выключателей в энергосистемах России по типам очень похоже на вид распределения в мире выключателей с возрастом более 30 лет [1].

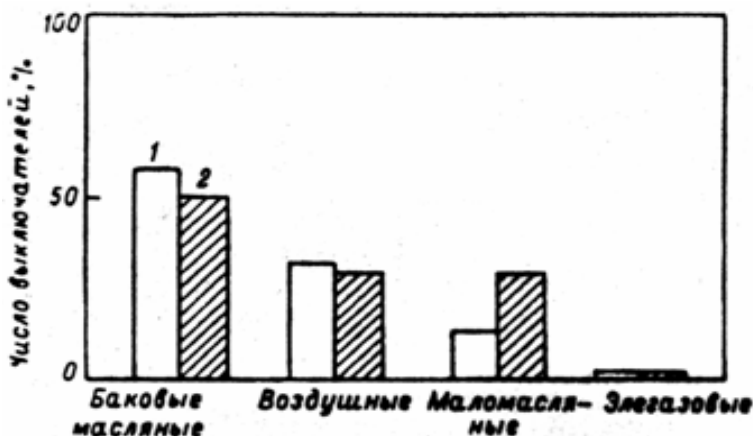


Рис. 3.11. Распределение выключателей на напряжение 63 кВ и более по способу дугогашения: 1 – выключатель в энергосистемах РАО ЕЭС; 2 – выключатели с возрастом более 30 лет

Таким образом, из сопоставления диаграмм можно сделать вывод, что по степени оснащённости современными выключателями, российские энергосистемы отстают от зарубежных примерно на 30 лет. При этом продолжают находиться в эксплуатации выключатели, конструкция которых устарела очень давно (воздушных выключателей серий ВВН, ВВШ, ВВ, масляных баковых выключателей типа МКП и др.)

Несмотря на то что серийное производство КРУЭ (комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией) в России освоено с 70-х годов, масштабы применения КРУЭ у нас в стране также пока не соответствуют мировым тенденциям – установлено всего около 350 ячеек КРУЭ на напряжение от 110 до 220 кВ. С другой стороны, в России КРУЭ разработано на весь спектр номинальных напряжений (110–1150 кВ) и фактически созданы комплектные распределительные устройства третьего поколения. К сожалению, большая часть этих разработок реализована только в рамках международных контрактов. Смена поколений КРУЭ, как правило, происходит не реже, чем в 6–8 лет [1, 9, 15, 20].

В отношении коммутационных аппаратов – выключателей и разъединителей, быстродействующих заземлителей – наблюдается повышение требований по надёжности при работе в некоторых режимах, например при отключении емкостных токов; также повышенные требования предъявляются по коммутационной способности после проведения рабочих операций, отмечается доминирующее использование в элегазовых выключателях автономных приводов – пружинных и гидравлических.

Такие элегазовые коммутационные аппараты нового поколения созданы всеми ведущими фирмами, в том числе Всероссийским электротехническим институтом им. В.И. Ленина (КРУЭ – 170 кВ нового поколения совместно с фирмой «Самсунг») и Научно-исследовательским институтом высоковольтного аппаратостроения (С.-Петербург). На «Уралэлектротяжмаше» освоено производство современных элегазовых выключателей колонкового типа с пружинным приводом на напряжение 110–220 кВ.

Ситуация с развитием и внедрением вакуумной коммутационной аппаратуры в России более благоприятна. Вакуумная аппаратура имеет развитую производственную базу и стабильный серийный выпуск уже много лет. Большой вклад в ее освоение внес родоначальник этого направления – ВЭИ. Разработана и выпускается вся гамма аппаратов средних напряжений (до 110 кВ), пользующаяся повышенным спросом у потребителя. Серийный выпуск вакуумной аппаратуры начался еще в 70-е годы, когда был построен и запущен Минусинский завод вакуумных выключателей (МЗВВ). В настоящее время несколько заводов серийно выпускают ВДК и более десятка заводов – вакуумные выключатели.

Около 15% всех выключателей высокого напряжения, находящихся в эксплуатации в РАО ЕЭС, по своим техническим параметрам не соответствуют условиям эксплуатации. По данным РАО ЕЭС, износ подстанционного оборудования высокого и сверхвысокого напряжения превышает 50%, и более трети воздушных выключателей 330–750 кВ, составляющих основу коммутационного оборудования межсистемных электросетей, имеет срок службы более 20 лет. Аналогичная ситуация и с коммутационным оборудованием на напряжение 110–220 кВ [1, 2, 7, 15].

Таким образом, для поддержания надежности энергоснабжения на должном уровне необходимо в ближайшие годы обновить, по крайней мере, 35% высоковольтных коммутационных аппаратов.

Устаревшие выключатели и системы их обеспечения требуют больших эксплуатационных ходов. Эта проблема особенно актуальна для энергосистем, использующих масляные и воздушные выключатели.

Эксплуатация устаревших выключателей связана с повышенным риском, высокой аварийностью, возникновением экологических и других проблем. При наличии остаточного срока службы аппарат следует оставлять в работе только в том случае, если выгода от этого решения заметно превосходит все возможные неприятные последствия. Таким образом, несмотря на постепенную замену устаревших типов аппаратов, в эксплуатации остается большое число выключателей, срок службы которых превысил 20 и даже 30 лет. Поэтому

разработка методов определения остаточного срока службы, обобщение опыта эксплуатации, определение целесообразности дальнейшей эксплуатации аппаратов также являются в настоящее время актуальной задачей [1, 15].

Тот факт, что на мировом рынке примерно до 2010 года не просматривается серьезной альтернативы элегазовым и вакуумным выключателям, не означает прекращения работ по совершенствованию коммутационной аппаратуры. Улучшаются дугогасительные устройства, применяются новые решения по повышению эффективности дугогашения. Используется комбинация способов гашения дуги в элегазовых выключателях. Получивший в последние годы широкое распространение способ автогенерации давления имеет большие преимущества из-за уменьшения тяговых усилий привода и его энергии. Однако при простом переходе от автопневматического способа к автогенерации возможно снижение надежности отключения в некоторых режимах, в первую очередь, при отключении емкостных токов. Поэтому применяют комбинацию обоих способов – используется уменьшенный ход поршня, в результате чего интенсивная автокомпрессия происходит только в первой половине его движения. В это время и обеспечивается высокая электрическая прочность в промежутке между контактами при отключении емкостных токов. В дальнейшем поршень и компрессионный цилиндр двигаются вместе, и при необходимости отключать большие токи давление и обдув дуги создаются за счет нагрева газа самой дугой (автогенерации давления).

Используется также элегазовое дугогасительное устройство с двумя подвижными контактами. В результате скорость контактов может быть в два раза меньше, а, следовательно, меньше и требуемая мощность привода при необходимом давлении газа. Уменьшение энергоемкости привода делает возможным применение экономичного и надежного пружинного привода для элегазовых выключателей напряжением 245 кВ и выше.

Повышение эффективности дугогашения дает возможность увеличить напряжение на один разрыв выключателя. В настоящее время уже созданы выключатели на напряжение 362–550 кВ с одним разрывом.

Проводятся работы по дальнейшему совершенствованию контактных систем ВДК, поиску оптимального распределения магнитного поля для эффективного гашения вакуумной дуги и уменьшения диаметра камер. Продолжаются работы по созданию ВДК на напряжение более 35 кВ (110 кВ и выше) для вакуумных выключателей высокого напряжения.

Вакуумная аппаратура начинает использоваться на низком напряжении (1140 В и ниже), причем не только в виде контакторов, но и выключателей, аппаратов управления. Все чаще разрабатываются

вакуумные аппараты специального назначения переменного и постоянного тока — выключатели для подвижного состава городского транспорта, судов и кораблей, генераторных цепей, коммутации накопителей энергии и защиты оборудования от перегрузок и перенапряжений (управляемые вакуумные разрядники).

Проводятся работы по замене элегаза на смеси его с другими газами, а также использованию в коммутационных аппаратах других газов.

Если говорить об уровне развития коммутационной аппаратуры в мире, то уровень разработок элегазового и вакуумного коммутационного оборудования достиг определенного совершенства и в основном удовлетворяет требованиям потребителя. Однако постоянное стремление обеспечить еще более высокие технико-экономические показатели, до минимума уменьшить воздействие коммутационных аппаратов на окружающую среду приводит к поиску новых решений, среди которых по-прежнему рассматривается возможность использования других изоляционных дугогасительных сред. Перспективна полупроводниковая технология. Она еще не может в достаточной степени удовлетворить требованиям, предъявляемым к коммутационным аппаратам, однако тенденция дальнейших поисков в этом направлении существует.

В заключение можно сделать вывод, что направления развития коммутационной аппаратуры в России во многом совпадают с мировыми тенденциями, но вместе с тем темпы роста внедрения новых аппаратов в эксплуатации иногда отстают от аналогичных показателей развитых стран (особенно в области элегазовых аппаратов). Это объясняется несколькими причинами. Среди них и недостаток финансовых средств, вынуждающий потребителей эксплуатировать давно устаревшие аппараты, и сокращение строительства новых подстанций, и отсутствие промышленного выпуска всей гаммы элегазовой аппаратуры, применяемой за рубежом, и консерватизм потребителей коммутационной аппаратуры высокого напряжения [1, 7, 8, 15].

4. ТРАНСФОРМАТОРЫ НАПРЯЖЕНИЯ

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартной величины 100 или $\frac{100}{\sqrt{3}}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Схема включения однофазного трансформатора напряжения показана на рис. 4.1; первичная обмотка включена на напряжение сети U_1 , а ко вторичной обмотке (напряжение U_2) присоединены параллельно катушки измерительных приборов и реле. Для безопасности обслуживания один из выходов вторичной обмотки заземлен. Трансформатор напряжения в отличие от трансформатора тока работает в режиме, близком к холостому ходу [7, 14, 15, 19, 23].

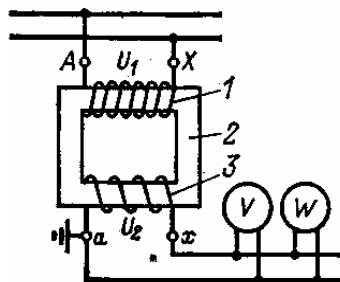


Рис. 4.1. Схема включения трансформатора напряжения:
1 – первичная обмотка; 2 – магнитопровод; 3 – вторичная обмотка

В зависимости от номинальной погрешности различают классы точности 0,2; 0,5; 1; 3.

В зависимости от назначения могут применяться трансформаторы напряжения с различными схемами соединения обмоток. Для измерения трех междуфазных напряжений можно использовать два однофазных двухобмоточных трансформатора НОМ, НОС, НОЛ, соединенных по схеме неполного (открытого) треугольника (рис. 4.2а), а также трехфазный двухобмоточный трансформатор НТМК, обмотки которого соединены в «звезду» (рис. 4.2б). Для измерения напряжения относительно земли могут применяться три однофазных трансформатора, соединенных по схеме Y_0 / Y_0 , или трехфазный трехобмоточный трансформатор НТМИ (рис. 4.2в). В последнем случае обмотка, соединенная в «звезду», используется для присоединения измерительных приборов, а к обмотке, соединенной в разомкнутый треугольник, присоединяется реле защиты от замыканий на землю. Таким же образом в трехфазную

группу соединяются однофазные трехобмоточные трансформаторы типа ЗНОМ и каскадные трансформаторы НКФ.

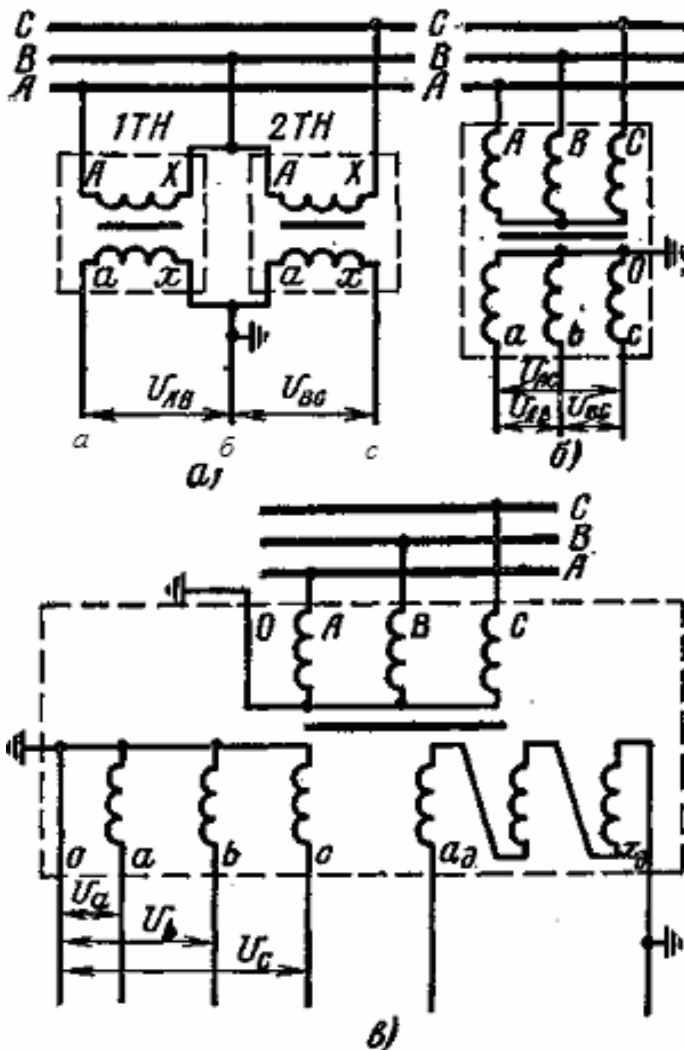


Рис. 4.2. Схемы соединения обмоток трансформаторов напряжения

В трехфазной системе измерению подлежат: 1) линейные напряжения; 2) напряжения относительно земли; 3) напряжения нулевой последовательности, появляющиеся при однофазном замыкании на землю.

Наиболее широкое распространение получила схема «три однофазных трансформатора напряжения, включенные по схеме «звезда» с заземленной нейтралью высшего напряжения» вследствие ее универсальности [7, 14, 15, 19, 20]. Схема позволяет измерить напряжения трех проводов относительно земли, также и три линейных напряжения. Напряжение нулевой последовательности может быть измерено с помощью дополнительных вторичных обмоток, подлежащих включению в «разомкнутый треугольник». При нормальном состоянии сети напряжение у зажимов $a_d x_d$ «разомкнутого треугольника» равно нулю, так как сумма трех фазных ЭДС, индуцируемая в дополнительных обмотках, равна нулю. При однофазном замыкании в сети у зажимов «разомкнутого треугольника» появляется напряжение, соответствующее тройному напряжению нулевой последовательности, значение которого зависит от системы рабочего заземления сети. Число витков на фазу дополнительной обмотки выбирают с таким расчетом, чтобы при замыкании в сети напряжение у зажимов «разомкнутого треугольника» составляло около 100 В. Трансформаторы напряжения, предназначенные для незаземленных или компенсированных сетей, где напряжение нулевой последовательности достигает фазного напряжения сети, имеют дополнительные обмотки с номинальным напряжением 100/3 В (на фазу). Трансформаторы, предназначенные для эффективно заземленных сетей, имеют дополнительные обмотки с номинальным напряжением 100 В на фазу, поскольку ожидаемое напряжение нулевой последовательности здесь меньше. Трехфазные трансформаторы напряжения напряжением 6, 10 кВ могут заменить описанные выше группы из трех однофазных трансформаторов, соединенных в «звезду», — при меньшей стоимости. Погрешность трехфазных трансформаторов напряжения больше погрешности однофазных трансформаторов, поэтому присоединение счетчиков к трехфазному трансформатору не может быть рекомендовано. Для этой цели желательно иметь особую группу из двух однофазных трансформаторов, соединенных в «неполный треугольник».

Схема «два однофазных трансформатора напряжения, включенных в неполный треугольник» позволяет измерить два линейных напряжения U_{AB} и U_{BC} . Она целесообразна во всех случаях, когда основную нагрузку трансформаторов составляют счетчики и ваттметры. Присоединение приборов к зажимам ac следует избегать, так как это приводит к увеличению погрешности измерения [7, 10, 15, 19, 20].

Для измерения вышеперечисленных напряжений применяют однофазные и трехфазные трансформаторы напряжения, включаемые соответствующим образом. Таким образом, по конструкции различают трехфазные и однофазные трансформаторы. Трехфазные

трансформаторы напряжения применяются при напряжении до 18 кВ, однофазные – на любые напряжения. По типу изоляции трансформаторы могут быть сухими, масляными и с литой изоляцией.

Обмотки сухих трансформаторов выполняются проводом ПЭЛ, а изоляцией между обмотками служит электрокартон. Такие трансформаторы применяются в установках до 1000 В (НОС-0,5 – трансформатор напряжения однофазный, сухой на 0,5 кВ).

Следует отличать однофазные двухобмоточные трансформаторы НОМ-6, НОМ-10, НОМ-15, НОМ-35 от однофазных трехобмоточных ЗНОМ-15, ЗНОМ-20, ЗНОМ-35.

Схема обмоток первых показана на рис. 4.3а, внешний вид на рис. 4.4 [7, 8, 15, 19, 20]. Такие трансформаторы имеют два ввода высокого напряжения (ВН) и два ввода низкого напряжения (НН), их можно соединить по схемам открытого треугольника. У трансформаторов второго типа (рис. 4.3б, рис. 4.5, рис. 4.6) один конец обмотки ВН заземлен, единственный ввод ВН расположен на крышке, а вводы НН – на боковой стенке бака. Обмотка ВН рассчитана на фазное напряжение, основная обмотка НН – на $\frac{100}{\sqrt{3}}$ В, дополнительная обмотка – на $\frac{100}{3}$ В. Такие трансформаторы называются заземляемыми и соединяются по схеме, показанной на рис. 4.2в.

Трансформаторы типов ЗНОМ-15, ЗНОМ-20, ЗНОМ-24 устанавливаются в комплектных шинопроводах мощных генераторов. Для уменьшения потерь от намагничивания их баки выполняются из немагнитной стали.

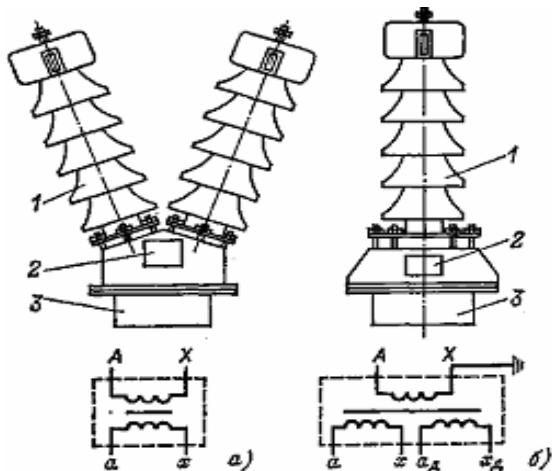


Рис. 4.3. Трансформаторы напряжения однофазные масляные:
а) типа НОМ-35; б) типа ЗНОМ-35; 1 – ввод высокого напряжения;
2 – коробка вводов НН; 3 – бак



Рис. 4.4. Незаземляемые трансформаторы напряжения НОЛ

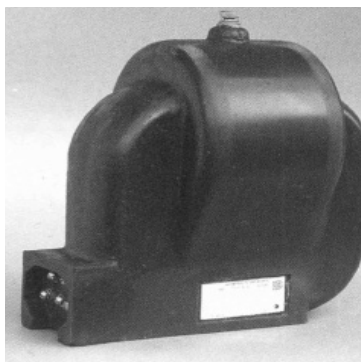


Рис. 4.5. Заземляемые трансформаторы напряжения ЗНОЛ

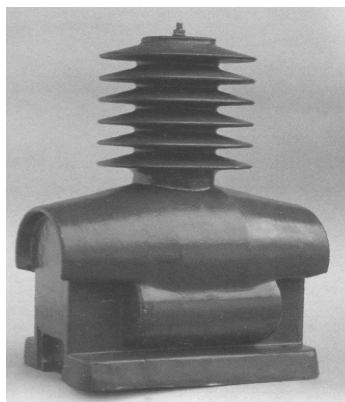


Рис. 4.6. Заземляемые трансформаторы напряжения ЗНОЛ-35 Б

Трехфазные масляные трансформаторы типа НТМИ имеют пятистержневой магнитопровод и три обмотки, соединенные по схеме, показанной на рис. 4.2в. Он состоит из стального цилиндрического бака, в котором размещен магнитопровод с первичной, основной и дополнительной вторичной обмотками. К основной вторичной обмотке присоединяют цепи питания измерительных приборов, а к дополнительной – цепи контроля изоляции сети, реле замыкания на землю и приборы сигнализации. Дополнительная обмотка соединена в разомкнутый «треугольник».

Высокая повреждаемость трансформаторов НТМИ-10 явилась одной из причин их замены на антирезонансные трансформаторы напряжения типа НАМИТ-10. Трансформаторы НАМИТ обладают высокой эксплуатационной надежностью, обеспечивая бесперебойную работу в условиях феррорезонанса и дуговых замыканий на землю. НАМИТ представляет собой антирезонансный масляный трансформатор, помещенный в металлический бак, изготавливаемый в климатическом исполнении У, ХЛ и Т, категория размещения 2 (устанавливаются в шкафах КРУ(Н) и в закрытых РУ) [7, 15, 19]. Технические характеристики трансформатора представлены в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Технические характеристики трансформатора типа НАМИТ-6, 10

Номинальное напряжение, кВ первичной обмотки основной вторичной обмотки	6 или 10 0,1
Температура окружающей среды	От +55 до -60 °С
Класс точности в номинальном режиме	0,2
Мощность основных вторичных обмоток, ВА	75
Номинальная мощность дополнительных вторичных обмоток, ВА	30
Габариты, мм: длина ширина высота	482 353 (444 для Т2) 635
Полная масса, кг: для исполнения У2 и ХЛ2 с воздухоосушителем для исполнения Т2	110 112

В установках 110 кВ и выше применяются трансформаторы напряжения каскадного типа НКФ. Трансформатор состоит из фарфорового изолятора, смонтированного на тележке и закрытого металлическим

колпаком-расширителем с маслоуказателем. В этих трансформаторах обмотка ВН равномерно распределяется по нескольким магнитопроводам, благодаря чему облегчается ее изоляция. Трансформатор НКФ-110 (рис. 4.7) имеет двухстержневой магнитопровод, на каждом стержне которого расположена обмотка ВН, рассчитанная на $U_{\phi}/2$. Так как общая точка обмотки ВН соединена с магнитопроводом, то он по отношению к земле находится под потенциалом $U_{\phi}/2$. Обмотки ВН изолируются от магнитопровода также на $U_{\phi}/2$. Обмотки НН (основная и дополнительная) намотаны на нижнем стержне магнитопровода. Для равномерного распределения нагрузки по обмоткам ВН служит обмотка связи П. Такой блок, состоящий из магнитопровода и обмоток, помещается в фарфоровую рубашку и заливается маслом [7, 8, 14, 15, 19].

Трансформаторы напряжения (ТН) на 220 кВ состоят из двух блоков, установленных один над другим, т. е. имеют два магнитопровода и четыре ступени каскадной обмотки ВН с изоляцией на $U_{\phi}/4$. Трансформаторы напряжения НКФ-330 и НКФ-500 соответственно имеют три и четыре блока, т. е. шесть и восемь ступеней обмотки ВН.

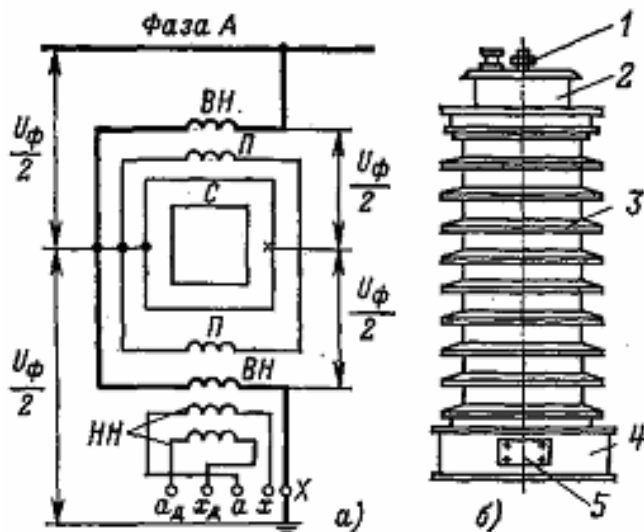


Рис. 4.7. Трансформатор напряжения НКФ-110:

- а) схема; б) конструкция; 1 – ввод ВН; 2 – маслорасширитель; 3 – фарфоровая рубашка; 4 – основание; 5 – коробка вводов НН

Чем больше каскадов обмотки, тем больше их активное и реактивное сопротивление, возрастают погрешности, и поэтому трансформаторы НКФ-330, НКФ-500 выпускаются только в классах точности 1 и 3.

Кроме того, чем выше напряжение, тем сложнее конструкция трансформаторов напряжения, поэтому в установках 500 кВ и выше применяются трансформаторные устройства с емкостным отбором мощности, присоединенные к конденсаторам высокочастотной связи C_1 с помощью конденсатора отбора мощности C_2 . Такое устройство получило название емкостного трансформатора напряжения (НДЕ). При надлежащем выборе всех элементов и настройке схемы устройство НДЕ может быть выполнено на класс точности 0,5 и выше. Для установок 500 и 750 кВ применяется устройство НДЕ-500, НДЕ-750.

В обозначении типа трансформатора: Н – трансформатор напряжения, О – однофазный, Т – трехфазный, А – антирезонансный, М – с естественным масляным охлаждением, Л – с литой изоляцией, Г – с газовой изоляцией, С – сухой, З – заземляемый с одним заземляющим вводом обмотки высшего напряжения, И – для контроля изоляции, К – каскадный или с компенсирующей обмоткой для уменьшения угловой погрешности (трансформаторы серий НТМК и НОСК), Ф – в фарфоровой крышке, Д – делитель, Е – емкостной; число после первого дефиса – класс напряжения, кВ, после второго – год разработки конструкции; буквы после чисел: У – для работы в районах с умеренным климатом, ХЛ – с холодным климатом, Т – с тропическим климатом; последняя цифра: 1 – для работы на открытом воздухе, 2 – для работы в помещениях со свободным доступом наружного воздуха, 3 – для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

5. ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформатор тока имеет замкнутый магнитопровод 2 (рис. 5.1) и две обмотки – первичную 1 и вторичную 3. Первичная обмотка включается последовательно в цепь измеряемого тока I_1 , ко вторичной обмотке присоединяются измерительные приборы, обтекаемые током I_2 [7, 8, 14, 15, 19].

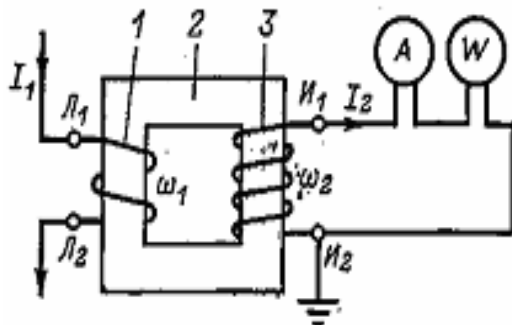


Рис. 5.1. Схема включения трансформатора тока

Значения номинального вторичного тока приняты равными 5 или 1 А. В зависимости от предъявляемых требований выпускаются трансформаторы тока с классами точности 0,2; 0,5; 1; 3; 10.

Трансформаторы тока класса 0,2 применяются для присоединения точных лабораторных приборов, класса 0,5 – для присоединения счетчиков денежного расчета, класса 1 – для всех технических измерительных приборов, классов 3 и 10 – для релейной защиты.

Кроме рассмотренных классов выпускаются также трансформаторы тока со вторичными обмотками типов Д (для дифференциальной защиты), З (земляной защиты), Р (прочих релейных защит).

Трансформатор тока нормально работает в режиме, близком к режиму короткого замыкания. Если разомкнуть вторичную обмотку, магнитный поток в магнитопроводе резко возрастает, так как он будет теперь определяться только магнитодвижущей силой (МДС) первичной обмотки. В этом режиме магнитопровод может нагреться до недопустимой температуры, а на вторичной разомкнутой обмотке появится высокое напряжение, достигающее в некоторых случаях десятков киловольт. Ввиду указанных явлений не разрешается размыкать вторичную

обмотку трансформатора тока при протекании тока в первичной обмотке. При необходимости замены измерительного прибора или реле предварительно замыкается накоротко вторичная обмотка трансформатора тока (или шунтируется обмотка реле, прибора).

По типу первичной обмотки различают одновитковые (рис. 5.2) и многовитковые трансформаторы [7, 14, 15, 19, 20].

На рис. 5.2а схематично показано выполнение сердечников и обмоток, а на рис. 5.2б – конструкция трансформатора тока ТПОЛ-10 (проходной, одновитковый с литой изоляцией на 10 кВ). В этих трансформаторах токоведущий стержень, проходящий через сердечники, является одним витком первичной обмотки. Одновитковые трансформаторы изготавливаются на первичные токи 600 А и более; при меньших токах МДС первичной обмотки окажется недостаточной для работы с необходимым классом точности.

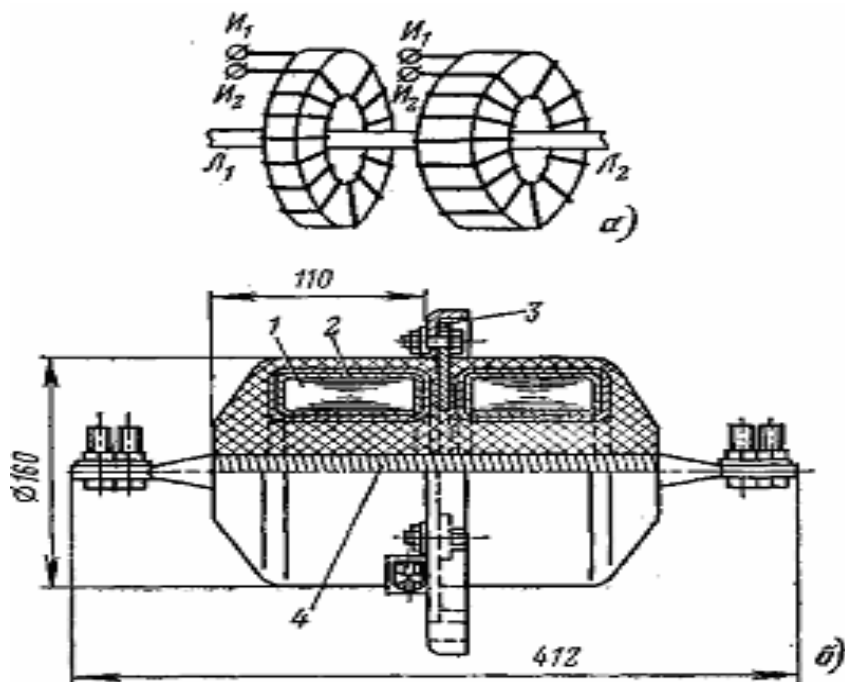


Рис. 5.2. Трансформатор тока ТПОЛ-10:

- а) принципиальное расположение магнитопроводов с обмотками;
- б) конструкция; 1 – магнитопровод; 2 – вторичная обмотка;
- 3 – крепежное кольцо; 4 – стержень первичной обмотки

Трансформатор ТПОЛ-10 имеет два магнитопровода, на каждый из которых намотана своя вторичная обмотка. Магнитопроводы вместе с обмотками заливаются компаундом на основе эпоксидной смолы, который после затвердения образует монолитную массу. Классы точности этих трансформаторов тока: 0,5; 3 и Р.

На большие номинальные первичные токи применяются трансформаторы тока, у которых роль первичной обмотки выполняет шина, проходящая внутри трансформатора. На рис. 5.3 показан трансформатор тока ТШЛ-20 (шинный с литой изоляцией, на 20 кВ и токи 6000–18000 А). Эти трансформаторы представляют собой кольцеобразный эпоксидный блок с залитыми в нем магнитопроводом и вторичными обмотками. Первичной обмоткой является шина токопровода. В изоляционный блок залито экранирующее силуминовое кольцо, электрически соединенное с шиной с помощью пружины. Электродинамическая стойкость таких трансформаторов тока определяется устойчивостью шинной конструкции.

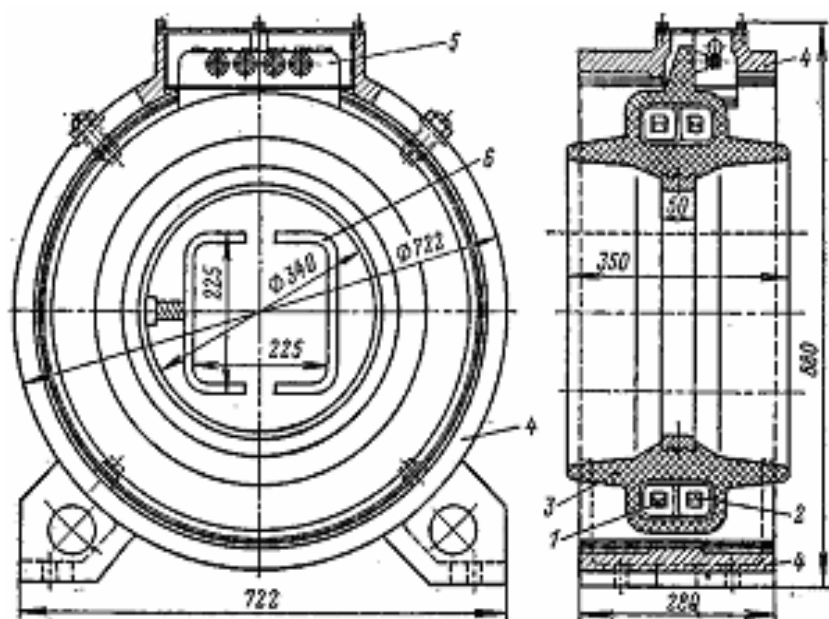


Рис. 5.3. Трансформатор тока ТШЛ-20:

- 1 — магнитопровод класса 0,5; 2 — магнитопровод класса Р; 3 — литой эпоксидный блок; 4 — корпус; 5 — коробка выводов вторичных обмоток; 6 — токоведущая шина

В установках 10 кВ на номинальные токи 2000–5000 А применяются проходные шинные трансформаторы тока ТПШЛ.

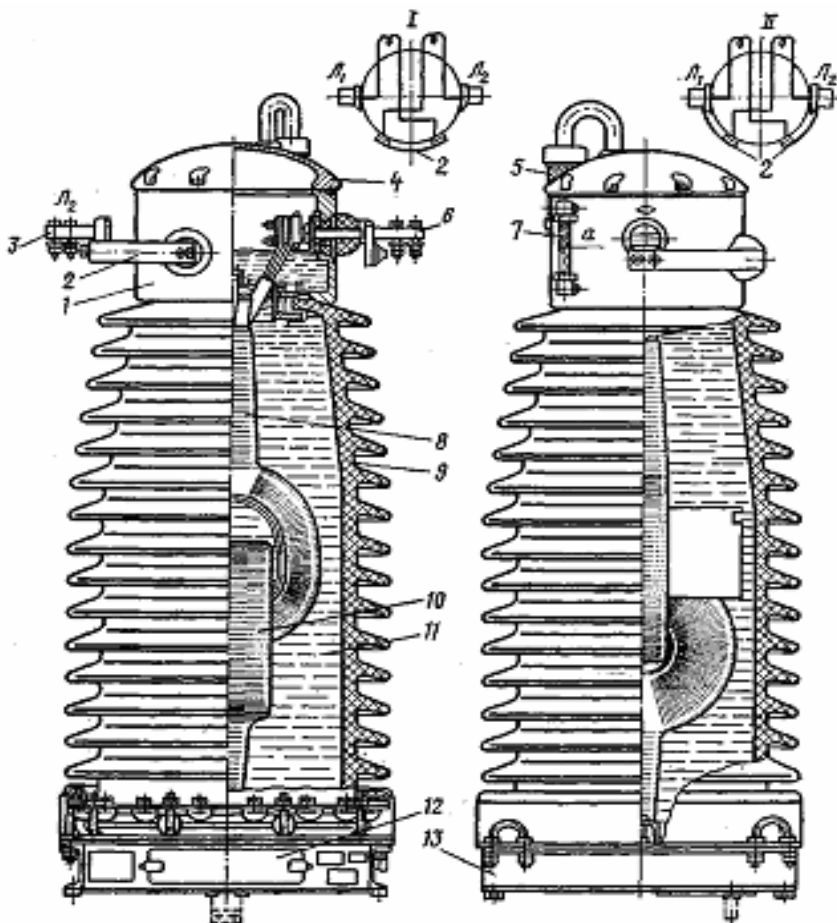


Рис. 5.4. Трансформатор тока ТФН:

- 1 – маслорасширитель; 2 – переключатель первичной обмотки; 3 – ввод Л2;
 4 – крышка; 5 – влагопоглотитель; 6 – ввод Л1, 7 – маслоуказатель;
 8 – первичная обмотка; 9 – фарфоровая покрывка; 10 – магнитопровод
 с вторичной обмоткой; 11 – масло; 12 – коробка выводов вторичных
 обмоток; 13 – цоколь

Для наружной установки выпускаются трансформаторы тока опорного типа в фарфоровом корпусе с бумажно-масляной изоляцией типа ТФН (рис. 5.4). В полый фарфоровый изолятор, заполненный маслом,

расположены обмотки и магнитопровод трансформатора. Конструктивно первичная и вторичная обмотки напоминают два звена цепи. Первичная обмотка состоит из двух секций, которые с помощью переключателя 2 могут быть соединены последовательно (положение 1) или параллельно (положение 2), чем достигается изменение номинального коэффициента трансформации в отношении 1:2. На фарфоровой крышке установлен металлический маслорасширитель 1, воспринимающий колебания уровня масла. Силикагелевый влагопоглотитель 5 предназначен для поглощения влаги наружного воздуха, с которым соприкасается внутренняя полость маслорасширителя. Обмотки и фарфоровая крышка крепятся на стальном цоколе 13. Коробка вторичных выводов 12 герметизирована. Снизу к ней крепится кабельная муфта, в которой разделен кабель вторичных цепей. Трансформаторы ТФН имеют один магнитопровод с обмоткой класса 0,5 и два-три магнитопровода с обмотками для релейной защиты [7, 8, 14, 15, 19].

Чем выше напряжение, тем труднее осуществить изоляцию первичной обмотки, поэтому на напряжение 330 кВ и более изготавливаются трансформаторы тока каскадного типа. Наличие двух каскадов трансформации (двух сердечников с обмотками) позволяет выполнить изоляцию обмоток каждой ступени не на полное напряжение, а на половину его.

В установках 35 кВ и более широко применяются трансформаторы тока, встроенные в проходные втулки силовых трансформаторов или баковых выключателей, изготовленные в виде кольца, с намотанной на него вторичной обмоткой. Первичной обмоткой таких трансформаторов является стержень втулки. При небольших первичных токах класс точности этих трансформаторов тока 3 или 10.

На рис. 5.5–5.11 показаны опорные, проходные и шинные трансформаторы тока производства Свердловского завода.

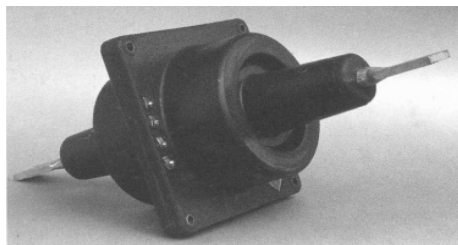


Рис. 5.5. Проходные трансформаторы тока ТПЛ-20 и ТПЛ-35

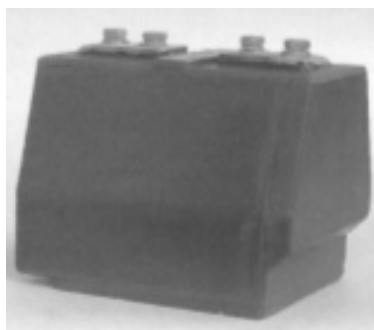


Рис. 5.6. Опорные трансформаторы тока ТОЛ-10



Рис. 5.7. Шинные трансформаторы тока ТШЛ-10

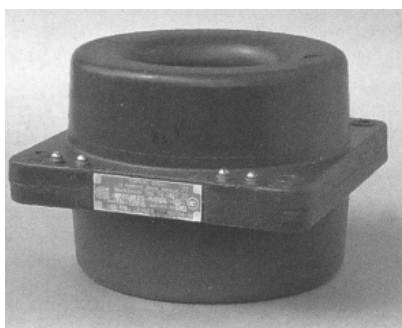


Рис. 5.8. Шинные трансформаторы тока ТЛШ-10

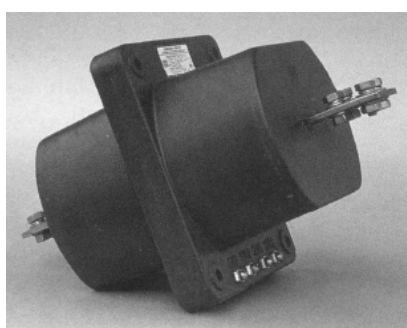


Рис. 5.9. Проходные трансформаторы тока ТПОЛ-10



Рис. 5.10. Трансформаторы тока ТПЛ-10-М



Рис. 5.11. Шинные трансформаторы тока ТШЛ 20-1

Обозначение типа трансформатора тока: Т – трансформатор тока, К – для КРУ (ТПЛК, ТЛК, ТШЛК), П – или проходной, или для крепления на пакете плоских шин (ТШЛП), Ш – шинный, О – одно-витковый (стержневой) или опорный (ТОЛ), Ф – с фарфоровой изоляцией, Л – с литой изоляцией, В – или встроенный (ТВЛМ, ТВГ), или втулочный, или с воздушной изоляцией (ТШВ), У – усиленный, или для района с умеренным климатом (если У стоит после цифры), Н – для наружной установки, Б – без корпуса или категория внешней изоляции по длине пути утечки, З – с обмотками звеньевое типа, Р – с рымовидными обмотками, М – модернизированный или маслонаполненный (ТФЗМ, ТФУМ, ТФРМ), Г – генераторный, С – специальный, ХЛ – для районов с холодным климатом, Т – с тропическим климатом. Первое число – номинальное напряжение, кВ; А – категория внешней изоляции по длине пути утечки; I, II, III, IV – обозначение габарита или конструктивного варианта.

6. РЕАКТОРЫ

Реакторы служат для ограничения токов короткого замыкания в мощных электроустановках, а также позволяют поддерживать на шинах определенный уровень напряжения при повреждениях за реакторами.

Реактор представляет собой индуктивную катушку, не имеющую сердечника из магнитного материала. Благодаря этому он обладает постоянным индуктивным сопротивлением, не зависящим от протекающего тока.

Основным параметром реактора является его индуктивное сопротивление $X_p = \omega \cdot L$, Ом. В некоторых каталогах приводится

$$X_p \% = \frac{X_p \cdot \sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100,$$

где $I_{\text{НОМ}}$ — номинальный ток реактора, А;

$U_{\text{НОМ}}$ — номинальное напряжение реактора, В.

Поддержание более высокого уровня остаточного напряжения благоприятно сказывается на потребителях электроэнергии, питающихся от того же источника, что и поврежденная цепь. С учетом этого в режиме короткого замыкания целесообразно иметь возможно большее значение индуктивного сопротивления X_p .

Однако по условиям работы электроустановки в нормальном режиме чрезмерно увеличивать сопротивление реактора нельзя из-за одновременного увеличения потери напряжения в реакторе при протекании рабочего тока. Особенно это заметно при использовании реакторов в качестве групповых и индивидуальных.

В настоящее время наибольшее распространение получили бетонные реакторы с алюминиевой обмоткой марки РБ (рис. 6.1) [10, 11, 15, 19, 21, 23].

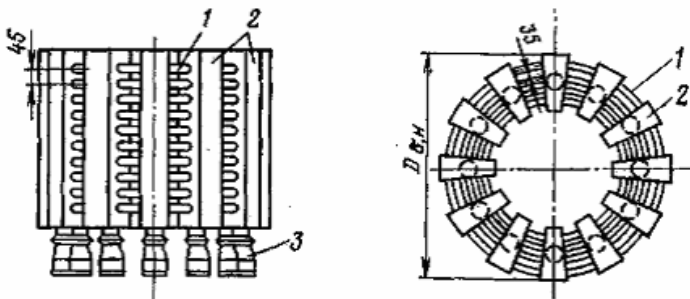


Рис. 6.1. Фаза реактора серии РБ:

1 — обмотка реактора; 2 — бетонные колонны; 3 — опорные изоляторы

Алюминиевые проводники обмотки реактора покрываются несколькими слоями кабельной бумаги и хлопчатобумажной оплеткой. Обмотка наматывается на специальный каркас, а затем в определенных местах заливается бетоном. Бетон образует колонны, которые закрепляют витки обмотки, предотвращая их смещение под действием собственной массы и под действием электродинамических усилий при протекании токов короткого замыкания.

В обозначении типа реактора различают: Р – реактор, Б – бетонный, С – сдвоенный, Д – принудительное охлаждение с дутьем (отсутствие буквы Д означает естественное охлаждение), У – ступенчатая установка фаз, Г – горизонтальная установка фаз (отсутствие буквы У или Г означает вертикальную установку фаз); следующие за буквами числа обозначают соответственно номинальное напряжение, кВ; число ветвей; номинальный ток каждой ветви, А; индуктивное сопротивление одной ветви, Ом, при отсутствии тока в другой; У (после цифр) – для работы в районах с умеренным климатом; 1 – для работы на открытом воздухе; 3 – для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

7. СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

Силовые трансформаторы, установленные на электростанциях и подстанциях, предназначены для преобразования электроэнергии с одного напряжения на другое. Наибольшее применение получили трехфазные трансформаторы, так как потери в них на 12–15% ниже, чем в группе трех однофазных трансформаторов такой же суммарной мощности.

Однофазные трансформаторы применяются, если невозможно изготовление трехфазных трансформаторов необходимой мощности или затруднена их транспортировка.

По количеству обмоток различного напряжения на каждую фазу трансформаторы разделяются на двухобмоточные и трехобмоточные. Кроме того, обмотки одного и того же напряжения, обычно низшего, могут состоять из двух параллельных ветвей, изолированных друг от друга, и от заземленных частей. Такие трансформаторы называются трансформаторами с расщепленными обмотками. Обмотки высшего, среднего и низшего напряжения принято сокращенно обозначать соответственно ВН, СН, НН.

7.1. Системы охлаждения трансформаторов

При работе трансформатора происходит нагрев обмоток и магнитопровода за счет потерь энергии в них. Предельный нагрев частей трансформатора ограничивается изоляцией, срок службы которой зависит от температуры нагрева. Чем больше мощность трансформатора, тем интенсивнее должна быть система охлаждения.

Ниже приводится краткое описание систем охлаждения трансформаторов.

1. Естественное воздушное охлаждение трансформаторов осуществляется путем естественной конвекции воздуха и частично лучеиспускания в воздухе. Такие трансформаторы получили название «сухих». Условно принято обозначать естественное воздушное охлаждение при открытом исполнении – С; при защищенном исполнении – СЗ, при герметизированном исполнении – СГ.

Данная система охлаждения малоэффективна, поэтому применяется для трансформаторов мощностью до 1600 кВА при напряжении до 15 кВ. Также для данной мощности и данном напряжении могут применяться трансформаторы с негорючим жидким диэлектриком типа ТНЗ. Раньше широко применялись совтоловые, однако они оказались токсичными, на сегодняшний день они запрещены, вместо них применяются трансформаторы с диэлектриком типа МИДЕЛ.

2. Естественное масляное охлаждение (М) выполняется для трансформаторов мощностью до 16000 кВА включительно. В таких трансформаторах тепло, выделенное в обмотках и магнитопроводе, передается окружающему маслу, которое, циркулируя по баку и радиаторным трубам, передает его окружающему воздуху. При номинальной нагрузке трансформатора температура масла в верхних, наиболее нагретых слоях не должна превышать $+95^{\circ}\text{C}$.

Для лучшей отдачи тепла в окружающую среду бак трансформатора снабжается ребрами, охлаждающими трубами или радиаторами в зависимости от мощности. Применение также получили гофрированные баки трансформаторов, которые обеспечивают необходимую поверхность охлаждения без применения съемных охладителей, что значительно увеличивает надежность трансформаторов. Перед запуском в серийное производство гофрированные баки подвергаются механическим испытаниям на цикличность (10000 циклов на воздействие максимального и минимального давлений) для подтверждения их ресурса работы на расчетный срок службы трансформатора – 25 лет.

Трансформаторы типа ТМГ изготавливаются в герметичном исполнении (их внутренний объем не имеет сообщения с окружающей средой). Трансформаторы полностью заполнены трансформаторным маслом. Расширитель и воздушная или газовая «подушка» у этих трансформаторов отсутствуют. Это значительно улучшает условия работы масла, исключает его увлажнение, окисление и шламообразование. Трансформаторное масло перед заливкой в трансформатор дегазифицируется. Благодаря этому масло своих свойств практически не меняет в течение всего срока службы трансформаторов, поэтому производить отбор пробы масла не требуется. Трансформаторы ТМГ практически не требуют расходов на предупредительные работы и на обслуживание в эксплуатации, не нуждаются в профилактических ремонтах и ревизиях в течение всего срока эксплуатации. Для контроля полноты заполнения бака маслом трансформаторы ТМГ снабжаются поплавковым маслоуказателем, расположенным на крышке.

Для масляных трансформаторов и трансформаторов с жидким негорючим диэлектриком допускается продолжительная нагрузка любой обмотки током, превышающим на 5% номинальный ток ответвления, если напряжение не превышает номинальное напряжение соответствующего ответвления. Продолжительные допустимые нагрузки сухих трансформаторов устанавливаются в стандартах и технических условиях конкретных групп и типов трансформаторов.

Для масляных и сухих трансформаторов, а также трансформаторов с жидким негорючим диэлектриком допускаются систематические перегрузки, значение и длительность которых регламентируются инструкциями заводов-изготовителей.

В аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов сверх номинального тока при всех системах охлаждения независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды в следующих пределах [7, 11, 15, 19, 23]:

Масляные трансформаторы:

– перегрузка по току, %	30	45	60	75	100
– длительность перегрузки, мин	120	80	45	20	10

Сухие трансформаторы:

– перегрузка по току, %	20	30	40	50	60
– длительность перегрузки, мин	60	45	32	18	5

3. Масляное охлаждение с дутьем и естественной циркулирующей масла (Д) применяется для более мощных трансформаторов. В этом случае в навесных охладителях из радиаторных труб помещаются вентиляторы. Вентилятор засасывает воздух снизу и обдувает нагретую верхнюю часть труб. Пуск и останов вентиляторов могут осуществляться автоматически в зависимости от нагрузки и температуры нагрева масла. Трансформаторы с таким охлаждением могут работать при полностью отключенном дутье, если нагрузка не превышает 100% номинальной, а температура верхних слоев масла не более $+55^{\circ}\text{C}$, а также при минусовых температурах окружающего воздуха и при температуре масла не выше $+45^{\circ}\text{C}$ независимо от нагрузки. Максимально допустимая температура масла в верхних слоях при работе с номинальной нагрузкой $+95^{\circ}\text{C}$.

Форсированный обдув радиаторных труб улучшает условия охлаждения масла, а следовательно, обмоток и магнитопровода трансформатора, что позволяет изготавливать такие трансформаторы мощностью до 100000 кВА.

4. Масляное охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией масла через воздушные охладители (ДЦ) применяется для трансформаторов мощностью 63000 кВА и более.

Охладители состоят из системы тонких ребристых трубок, обдуваемых снаружи вентилятором. Электронасосы, встроенные в маслопроводы, создают непрерывную принудительную циркуляцию масла через охладители (рис. 7.1) [7, 11, 15, 19, 23].

Благодаря большой скорости циркуляции масла, развитой поверхности охлаждения и интенсивному дутью охладители обладают большой теплоотдачей и компактностью. Переход к такой системе охлаждения позволяет значительно уменьшить габариты трансформаторов.

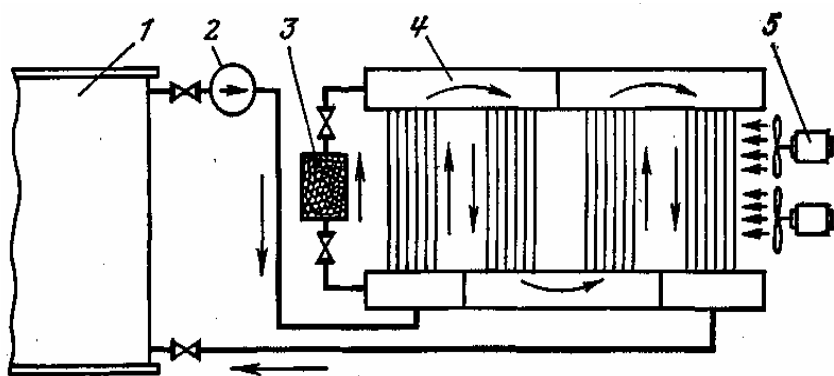


Рис. 7.1. Принципиальная схема охладителя системы ДЦ:
 1 – бак трансформатора; 2 – электронасос; 3 – адсорбный фильтр;
 4 – охладитель; 5 – вентиляторы обдува

Охладители могут устанавливаться вместе с трансформатором на одном фундаменте или на отдельных фундаментах рядом с баком трансформатора.

В трансформаторах с системой охлаждения ДЦ максимально допустимая температура масла $+75^{\circ}\text{C}$.

5. Масляно-водяное охлаждение с принудительной циркуляцией масла (Ц) принципиально устроено так же, как система ДЦ, но в отличие от последней охладители состоят из трубок, по которым циркулирует вода, а между трубками движется масло.

Температура масла на входе в маслоохладитель не должна превышать $+70^{\circ}\text{C}$. Чтобы предотвратить попадание воды в масляную систему трансформатора, давление масла в маслоохладителях должно превышать давление циркулирующей в них воды не менее чем на $0,02\text{ МПа}$. Эта система охлаждения эффективна, но имеет более сложное конструктивное выполнение и применяется на мощных трансформаторах (100 МВА и более), устанавливаемых на гидростанциях и в закрытых помещениях.

На трансформаторах с системами охлаждения ДЦ и Ц устройства принудительной циркуляции масла должны автоматически включаться одновременно с включением трансформатора и работать непрерывно независимо от нагрузки трансформаторов. В то же время число включаемых в работу охладителей определяется нагрузкой трансформатора. Такие трансформаторы должны иметь сигнализацию о прекращении циркуляции масла, охлаждающей воды или об останове вентилятора [7, 10, 11, 19, 20, 23].

Каждый трансформатор имеет условное буквенное обозначение, которое содержит следующие данные в том порядке, как указано выше:

- 1) число фаз (для однофазных – О; для трехфазных – Т);
- 2) вид охлаждения – в соответствии с пояснениями, приведенными выше;
- 3) число обмоток, работающих на различные сети (если оно больше двух); для трехобмоточного трансформатора – Т; для трансформатора с расщепленными обмотками – Р (после числа фаз);
- 4) выполнение одной из обмоток с устройством РПН обозначают дополнительно буквой Н;
- 5) для обозначения автотрансформатора на первом месте добавляют букву А.

За буквенным обозначением указываются номинальная мощность и класс напряжения. Для трансформаторов с одинаковыми параметрами одной и той же конструкции, изготовляемых на нескольких предприятиях, указывается год начала выпуска трансформаторов данной конструкции.

Например: ТМН-10000/10 У3 – трехфазный двухобмоточный трансформатор с естественным масляным охлаждением, с регулированием напряжения под нагрузкой, номинальной мощностью 10000 кВА класса 10 кВ, конструкция для районов с умеренным климатом, установка в закрытом помещении с естественной вентиляцией. ТРДН-40000/110 У1 – трехфазный трансформатор с расщепленной обмоткой низкого напряжения с принудительной циркуляцией воздуха, с регулированием напряжения под нагрузкой, номинальной мощностью 40 МВА класса напряжения 110 кВ, для районов с умеренным климатом, установка на открытом воздухе.

Допускается параллельная работа трансформаторов. Параллельная работа трансформаторов разрешается при следующих условиях [11]:

- группы соединений обмоток одинаковы;
- соотношение мощностей трансформаторов не более 1:3;
- коэффициенты трансформации отличаются не более чем на $\pm 0,5\%$;
- напряжения короткого замыкания отличаются не более чем на $\pm 10\%$;
- произведена фазировка трансформатора.

7.2. Особенности конструкции и режимы работы автотрансформаторов

В последнее десятилетие находят широкое применение автотрансформаторы большой мощности. Объясняется это рядом преимуществ, которые они имеют по сравнению с трансформаторами.

Отличие автотрансформаторов от трансформаторов заключается в том, что две его обмотки электрически соединяются между собой, что обуславливает передачу мощности от одной обмотки к другой не только электромагнитным, но и электрическим путем. У многообмоточного автотрансформатора электрически соединены обмотки ВН и СН, а обмотка НН имеет с ними электромагнитную связь.

Также следует отметить некоторые трудности, возникающие в эксплуатации: автотрансформаторы непригодны для использования в сетях с разземленной нейтралью. Объясняется это недопустимым увеличением напряжения проводов относительно земли в сети СН при замыкании на землю в сети ВН. В свою очередь обязательное заземление нейтралей автотрансформаторов приводит к чрезмерному увеличению токов однофазного короткого замыкания в сетях, что требует в ряде случаев принятия соответствующих мер для ограничения токов короткого замыкания [7, 8, 11, 19, 20, 23].

Наличие электрической связи между обмотками и сетями СН и ВН создает возможность перехода перенапряжений, появляющихся в сети одного напряжения, на выводы обмоток другого напряжения. Опасность перенапряжений для изоляции возрастает при отключении автотрансформатора с одной стороны.

Автотрансформаторы широко применяют в сетях 150 кВ и выше благодаря их меньшей стоимости и меньшим суммарным потерям активной мощности в обмотках по сравнению с трансформаторами той же мощности. Потери мощности в стали автотрансформаторов ниже по сравнению с трансформаторами. Ниже представлены преимущества и недостатки автотрансформаторов [7, 8, 11, 19, 20, 23].

Преимущества автотрансформаторов по сравнению с трансформаторами той же мощности:

- меньший расход материалов (меди, стали, изоляционных материалов);
- меньшая масса, а следовательно, меньшие габариты, что позволяет создавать автотрансформаторы больших номинальных мощностей, чем трансформаторы;
- меньшие потери и больший КПД;
- более легкие условия охлаждения.

Недостатки автотрансформаторов:

- необходимость глухого заземления нейтрали, что приводит к увеличению токов однофазного короткого замыкания;
- сложность регулирования напряжения;
- опасность перехода атмосферных перенапряжений вследствие электрической связи обмоток ВН и СН.

7.3. Регулирование напряжения трансформаторов

Для нормальной работы потребителей необходимо поддерживать определенный уровень напряжения на шинах подстанций. В электрических сетях предусматриваются способы регулирования напряжения, одним из которых является изменение коэффициента трансформации трансформаторов. Известно, что коэффициент трансформации определяется как отношение первичного напряжения к вторичному, или отношение чисел витков:

$$n = \frac{U_1}{U_2} = \frac{w_1}{w_2},$$

где w_1 , w_2 – число витков первичной и вторичной обмоток соответственно.

Отсюда
$$U_2 = U_1 \frac{w_2}{w_1}.$$

Обмотки трансформаторов снабжаются дополнительными ответвлениями, с помощью которых можно получить различный коэффициент трансформации. Переключение ответвлений может происходить без возбуждения (переключение без возбуждения – ПБВ), т. е. после отключения всех обмоток от сети или под нагрузкой (регулирование под нагрузкой – РПН).

Устройство ПБВ обычно используется для сезонного регулирования, оно позволяет регулировать напряжение в пределах $\pm 5\%$, для чего трансформаторы небольшой мощности кроме основного вывода имеют два ответвления от обмотки высшего напряжения $+5\%$ и -5% . Если трансформатор работал на основном выводе 0 и необходимо повысить напряжение на вторичной стороне U_2 , то, отключив трансформатор, производят переключение на ответвление -5% , уменьшая тем самым число витков w_1 .

На трансформаторах средних и больших мощностей предусматриваются четыре ответвления $\pm 2 \times 2,5\%$, переключение которых производится специальными переключателями барабанного типа, установленными отдельно для каждой фазы. Рукоятка привода переключателя выведена на крышку трансформатора [15, 19, 20, 23].

РПН позволяет переключать ответвления обмотки трансформатора без разрыва цепи. Устройство РПН предусматривает регулирование напряжения в различных пределах в зависимости от мощности и напряжения трансформатора (от ± 10 до $\pm 16\%$ ступенями приблизительно по 1,5%). Регулировочные ступени выполняются на стороне ВН, так как меньший по значению ток позволяет облегчить переключающее устройство.

Для регулирования напряжения под нагрузкой на мощных трансформаторах и автотрансформаторах применяются также последовательные регулировочные трансформаторы. Устройство таких трансформаторов значительно сложнее, чем РПН, поэтому их применение ограничено.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Белкин, Г.С. Состояние и перспективы развития коммутационной аппаратуры высокого напряжения / Г.С. Белкин, В.Н. Варидов // Электричество. – 2001. – № 9. – 7 с.
2. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий : учебник для вузов / Б.И. Кудрин. – М. : Интермет Инжиниринг, 2005. – 670 с.
3. Лыкин, А.В. Электрические системы и сети / А.В. Лыкин. – М. : Логос, 2006. – 253 с.
4. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4–35 кВ : в 6 т. / Е.Ф. Макаров ; под ред. И.Т. Горюнова [и др.]. – М. : Папирус Про, 1999. – Т. 1. – 603 с.
5. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4–35 кВ и 110–1150 кВ : в 6 т. / Е.Ф. Макаров ; под ред. И.Т. Горюнова [и др.]. – М. : Папирус Про, 2003. – Т. 2. – 622 с.
6. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4–35 кВ и 110–1150 кВ : в 6 т. / Е.Ф. Макаров ; под ред. И.Т. Горюнова [и др.]. – М. : Папирус Про, 2004. – Т. 3. – 677 с.
7. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4–35 кВ и 110–1150 кВ : в 6 т. / Е.Ф. Макаров ; под ред. И.Т. Горюнова [и др.]. – М. : Папирус Про, 2005. – Т. 5. – 634 с.
8. Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4–35 кВ и 110–1150 кВ : в 6 т. / Е.Ф. Макаров ; под ред. гл. специалистов ОАО «Мосэнерго». – М. : Энергия, 2006. – Т. 6. – 614 с.
9. Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения : учеб. пособие / Г.Н. Ополева. – М. : Форум-Инфра-М, 2006. – 479 с.
10. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). – 6-е изд. с изм. и доп. – М. : Госэнергонадзор, 2001. – 78 с.
11. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 32 с.
12. Правила технической эксплуатации электроустановок. – М. : НЦ ЭНАС, 2004. – 289 с.
13. Рекус, Г.Г. Электрооборудование производств : учеб. пособие / Г.Г. Рекус. – М. : Высш. шк., 2005. – 709 с.
14. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
15. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М. : Академия, 2004. – 447 с.

16. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования : учеб. пособие для вузов / под ред. И.П. Крючкова [и др.]. – М. : Академия, 2005. – 411 с.
17. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98 / под ред. Б.Н. Неклепаева. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 143 с.
18. Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина [и др.]. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
19. Электрическая часть станций и подстанций : учебник для вузов / под ред. А.А. Васильева. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 575 с.
20. Электрическая часть электростанций : учебник для вузов / под ред. С.В. Усова. – Л. : Энергоатомиздат, 1987. – 607 с.
21. Общие вопросы. Электротехнические материалы // Электротехнический справочник : в 4 т. / под общ. ред. В.Г. Герасимова [и др.]. – М. : Изд-во МЭИ, 2003. – Т. 1. – 687 с.
22. Электротехнические изделия и устройства // Электротехнический справочник : в 4 т. / под общ. ред. В.Г. Герасимова [и др.]. – М. : Изд-во МЭИ, 2003. – Т. 2. – 693 с.
23. Производство, передача и распределение электрической энергии // Электротехнический справочник : в 4 т. / под общ. ред. В.Г. Герасимова [и др.]. – М. : Изд-во МЭИ, 2002. – Т. 3. – 727 с.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. КЛАССИФИКАЦИЯ РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ И ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К НИМ ТРЕБОВАНИЯ	4
2. ОТДЕЛИТЕЛИ И КОРОТКОЗАМЫКАТЕЛИ	9
3. ВЫКЛЮЧАТЕЛИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА	12
3.1. Масляные выключатели	12
3.2. Воздушные выключатели	15
3.3. Элегазовые выключатели	18
3.4. Электромагнитные выключатели	20
3.5. Вакуумные выключатели	20
3.6. Приводы выключателей	27
3.7. Состояние и перспективы развития высоковольтной коммутационной аппаратуры	31
4. ТРАНСФОРМАТОРЫ НАПРЯЖЕНИЯ	40
5. ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА	48
6. РЕАКТОРЫ	55
7. СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ	57
7.1. Системы охлаждения трансформаторов	57
7.2. Особенности конструкции и режимы работы автотрансформаторов	62
7.3. Регулирование напряжения трансформаторов	63
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	65

Учебное издание

Юлия Васильевна СТЕПКИНА
Вера Васильевна ВАХНИНА

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ
И ПОДСТАНЦИЙ ПРЕДПРИЯТИЙ

Учебное пособие

Редактор *В.С. Павлова*
Технический редактор *З.М. Малявина*
Компьютерная верстка: *И.И. Шишкина*
Дизайн обложки: *И.И. Шишкина*

Подписано в печать 15.04.2009. Формат 60×84/16.
Печать оперативная. Усл. п. л. 3,95. Уч.-изд. л. 4,4.
Тираж 150 экз. Заказ № 1-04-09.

Тольяттинский государственный университет
445667, г. Тольятти, ул. Белорусская, 14

