

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по выполнению лабораторных работ
по дисциплине «Электрические станции и подстанции» для студентов
направления подготовки специальности
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Указания по технике безопасности

В лаборатории “ Электрические станции и подстанции ” напряжение переменного тока и постоянного 220 В. При несоблюдении правил по технике безопасности эти величины напряжений представляют собой серьёзную опасность.

1. Перед началом работы все студенты должны пройти инструктаж по технике безопасности и расписаться в книге инструктажа, которая находится в лаборатории.

2. Ознакомьтесь с теоретической частью методических описаний лабораторных работ, с инструкцией стендов и электрической схемой.

3. Подготовьте стенд к работе и измерениям, соберите схему. Пригласите преподавателя для получения допуска к работе.

4. Первые измерения проводите в присутствии преподавателя.

5. Не производите бесцельных переключений, не трогайте переключателей и рукояток приборов, назначение которых вам не понятно. Прежде чем произвести какое-либо переключение, подумайте, какой вы получите от этого результат.

6. Соблюдайте тишину и порядок в лаборатории.

После окончания работы

1. Отключите стенд от напряжения и, если потребуется, разберите схему.

2. Наведите чистоту и порядок на рабочем месте.

3. Доложите преподавателю о завершении.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 1

Изучение устройства маломасляного подвесного выключателя типа ВМП -10 и привода типа ПЭ - 11

Цель и содержание работы

2.1 Цель работы:

Целью данной работы является изучить конструкции маломасляного подвесного выключателя типа ВМП-10 электромагнитного привода ПЭ-11.

2.2 Программа и порядок выполнения работы

1. Просмотреть презентации по принципу действия, области применения и конструкциям масляных выключателей;
2. Ознакомиться с техническими данными и изучить конструкцию малообъемного масляного выключателя ВМП-10. (назначение и конструкцию основных узлов -контактную систему, дугогасительное устройство, изоляцию между фазами, между токоведущими частями и заземленными частями, между размыкаемыми контактами в отключенном положении выключателей);
3. Изучить процесс гашения дуги в дугогасительном устройстве
4. Ознакомиться с принципом работы и изучить конструкцию электромагнитного привода типа ПЭ-11.
4. Изучить схему управления выключателем. Взаимодействие элементов во время работы выключателя Принципы работы блокировки от прыгания.
- 5 подготовить отчет по лабораторной работе.

4

2.3 Основные положения

Выключатель — это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения электрических цепей высокого напряжения в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход. Наиболее тяжелой операцией является отключение токов короткого замыкания и включение на существующее короткое замыкание. Выключатели должны обладать надежной отключающей способностью, быстродействием для автоматического повторного включения, т.е. быстрого включения выключателя сразу же после отключения, должны быть легко резервируемыми, взрыво- и пожаробезопасными, простыми по конструкции, удобными в эксплуатации.

Масляные выключатели — это разновидность высоковольтных выключателей. Этот тип выключателя появился первым и до их пор находится в эксплуатации. Гашение дуги в таком выключателе происходит в масле.

Они подразделяется на две группы: одни - с большим объемом масла (многообъемные, баковые); другие - с малым объемом масла (маломасляные, горшковые).

Выключатели серии ВМП-10 относятся к маломасляным выключателям горшкового типа.

Достоинства маломасляных выключателей:

1. Небольшое количество масла;
2. Относительная малая масса;
3. Более удобный чем у баковых выключателей, доступ к дугогасительным контактам;
4. Возможность создания выключателей на разное напряжение с применением унифицированных узлов.

Недостатки маломасляных выключателей:

1. Взрыво- и пожароопасность (меньше чем у баковых);
2. Необходимость периодического контроля, доливки, относительно частой замены масла в дугогасительных бачках;
3. Трудность установки трансформаторов тока;
4. Малая отключающая способность.

Выключатели типа ВМП-10 получили широкое распространение в ЗРУ и ОРУ. Трансформаторное масло в них применяется в основном для дугогасящей среды и только частично для изоляции между разомкнутыми контактами, а также между токоведущими контактами.

Выключатели ВМП строятся в основном в однополюсном исполнении и предназначены для работы в закрытых установках переменного тока, напряжением до 10 кВ, частотой 50 Гц.

Каждый из выключателей типа ВМП имеет варианты исполнения по номинальному току, отличающиеся между собой сечением токопровода и размерами выводов. Выключатели имеют большую механическую прочность: не усиленные - не менее 2000 включений и отключений (без нагрузки). Управление, выключателями осуществляется, электромагнитными и пружинно-грузовыми приводами.

2.4 Конструкция и работа выключателя типа ВМП-10

2.4.1 конструктивное исполнение выключателя

Выключатель в собранном виде в трехфазном исполнении с электромагнитным приводом показан на рисунке 1.

Каждая фаза имеет отдельный выключатель (полюс), который смонтирован на двух опорных изоляторах 2 с внутренним механическим креплением арматуры, установленных на общей стальной раме 1. Рама является основанием выключателя.

Выключатель управляется приводом 8, связанным тягами 7 и 6 с главным валом 4 выключателя. На валу 4 против каждого полюса установлен двухплечный рычаг, который одним концом соединен с изоляционной тягой 3 полюса, а другим - с отключающей пружиной.

Для амортизации при включении и отключении выключатель снабжен масляным и пружинным демпферами 9. Масляный демпфер смягчает удары при отключении, а пружинный - при включении.

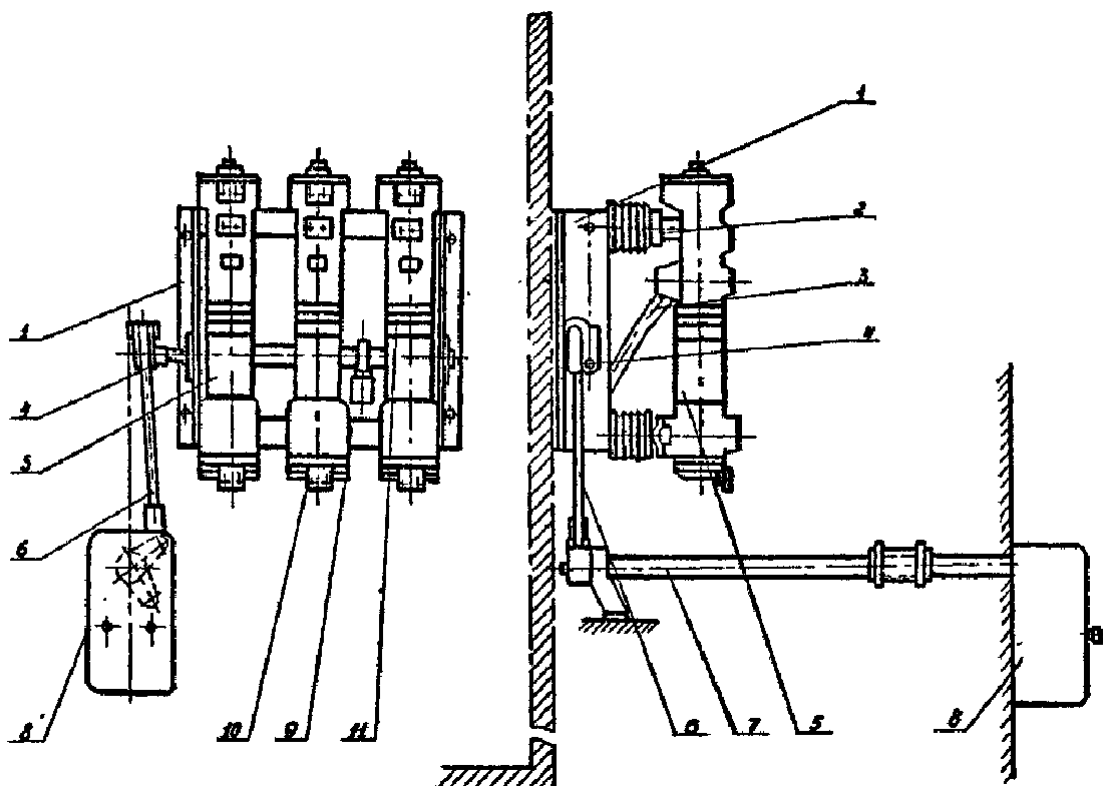


Рисунок 1 Выключатель ВМП-10 с приводом ПЭ-11

Токопроводы 10 и 11 подсоединяются к верхнему и нижнему фланцам выключателя. Следовательно, выключатель ВМП в эксплуатации находится под напряжением.

Конструктивное устройство одного полюса выключателя ВМП-10 показано на рисунке 2.

Каждый полюс выключателя состоит из прочного влагостойкого изоляционного цилиндра 1, на концах которого установлены армированные металлические фланцы 2 и 9. Внутри корпуса 4 из алюминиевого сплава, укрепленного на верхнем фланце, размещен выпрямляющий механизм 6, подвижный контактный стержень 16, роlikовое токосъемное устройство 3 и маслоотделитель 17.

Корпус механизма сверху закрыт крышкой 5 из изоляционного материала, имеющей канал 19 для соединения внутренней полости цилиндра с атмосферой и маслосливное отверстие, закрытое пробкой 18.

Нижний фланец 9 снизу закрыт крышкой 12 из меди, внутри которой расположен неподвижный розеточный контакт 10, а снаружи - маслоспускная пробка 13. К крышке 12 с помощью болтов крепится токоведущая шина.

Конструкция нижнего фланца 9 позволяет создать воздушную подушку при залитом трансформаторным маслом цилиндре выключателя. Подушка

выполняет роль амортизатора при, повышении давления в нижней части цилиндра в момент горения электрической дуги.

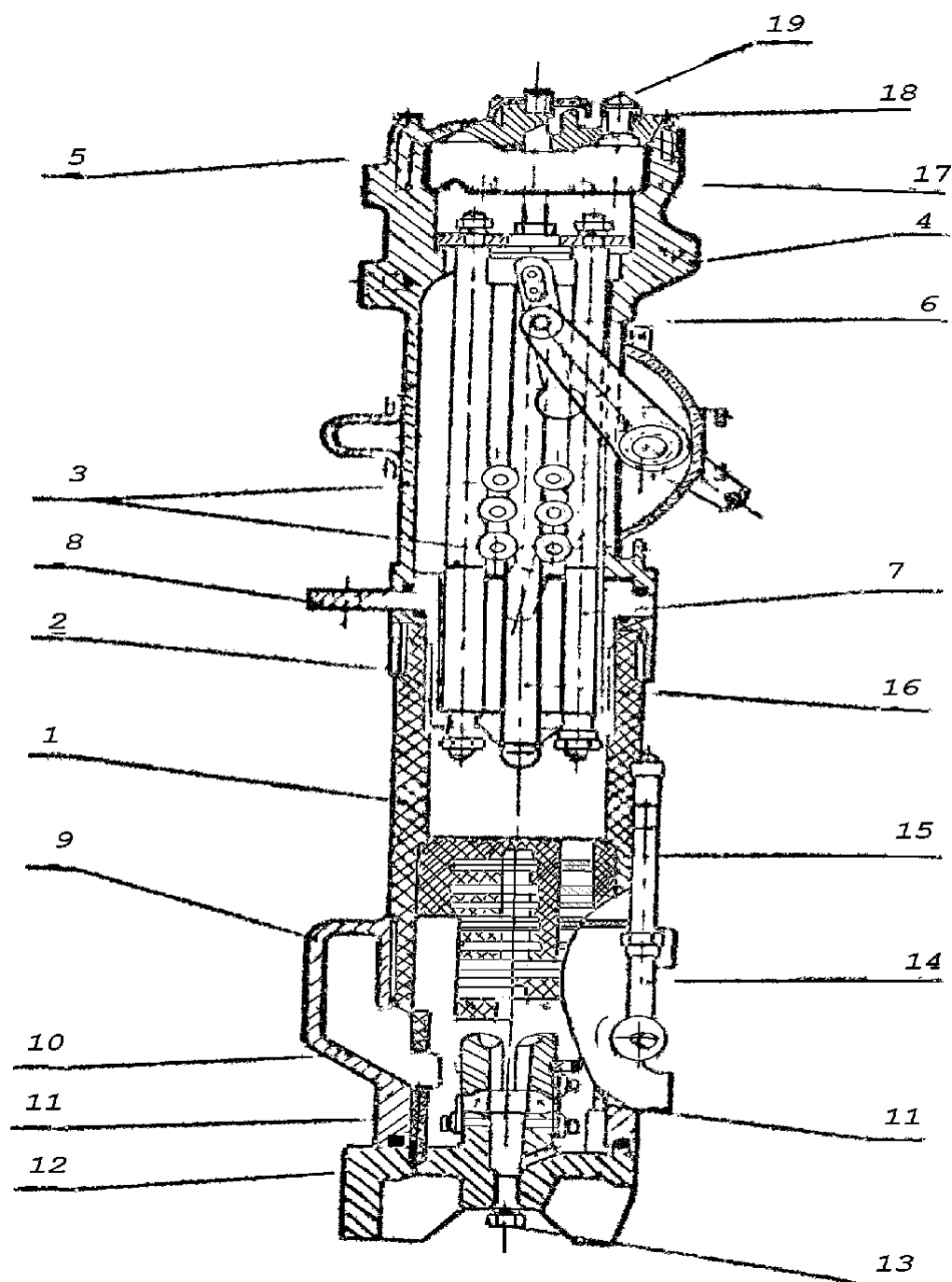


Рисунок 2 Разрез полюса выключателя ВМП-10

Устройство неподвижного розеточного контакта 10 показано на рисунке 3.

Контакт состоит из медных сегментов I 5-6 шт., пружин 2, создающих нажатие в контакте, упорного кольца 3, неподвижного контактодержателя 5, роль которого выполняет нижний фланец, и гибких связей из тонких медных

полосок 4, которые соединяют контактодержатель с сегментами. С целью уменьшения износа от воздействия электрической дуги верхний конец сегментов армирован металлокерамикой 6.

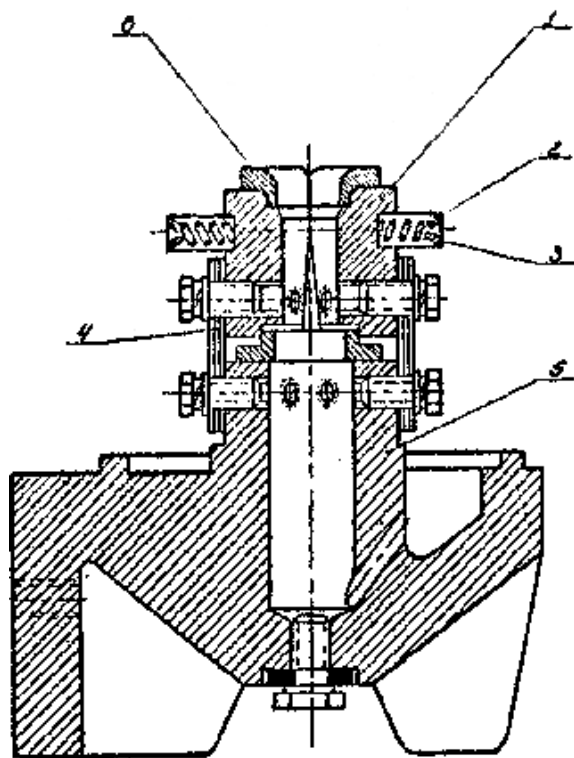


Рисунок 3 Розеточный контакт выключателя ВМП-10.

При входе контактного стержня 16 (см. рисунок 2) в розетку сегменты расходятся, сжимая при этом контактные пружины.

Тем самым обеспечивается так называемый ход в контактах. Внутри изоляционного цилиндра над розеточным контактом расположена дугогасительная камера 15.

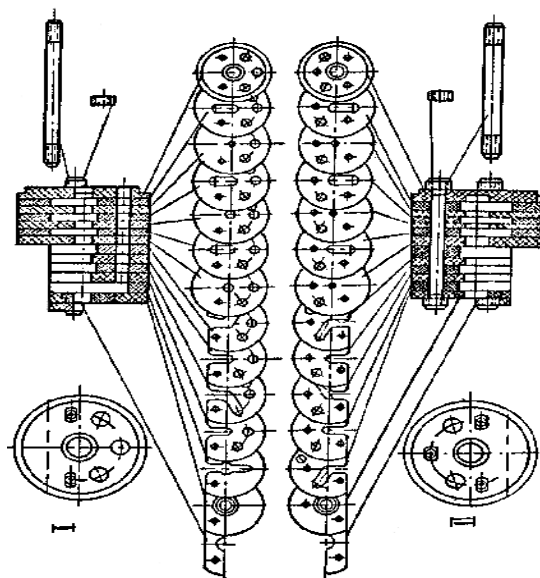


Рисунок 4 Дугогасительная камера выключателя ВМП – 10

Дугогасительная камера выключателя приведена на рисунке 4. Набирается она из чередующихся гетинаксов и фибровых пластин. Пластины верхней части камеры круглые и имеют центральное отверстие для прохода контактного стержня. Причем, диаметр отверстия у гетинаксовых пластин (не считая верхней) больше, чем у фибровых. Кроме того, отверстия имеют удлиненную форму. Это позволяет при сборке камеры создать так называемые карманы. Помимо центрального отверстия, верхние пластины имеют также еще три или два отверстия, благодаря которым в собранном виде создаются вертикальные каналы, переходящие в нижней части камеры в горизонтальные (поперечные), расположенные один над другим.

Чтобы предотвратить возможность загорания дуги между подвижным стержнем 16 и стенками нижнего фланца 9, внутри последнего находится изоляционный распорный цилиндр II (см. рисунок 2). Этот цилиндр одновременно удерживает дугогасительную камеру 15 от смещения.

2.4.2 Гашение дуги в выключателе ВМП-10

Процесс гашения электрической дуги в выключателе показан на рисунке 5.

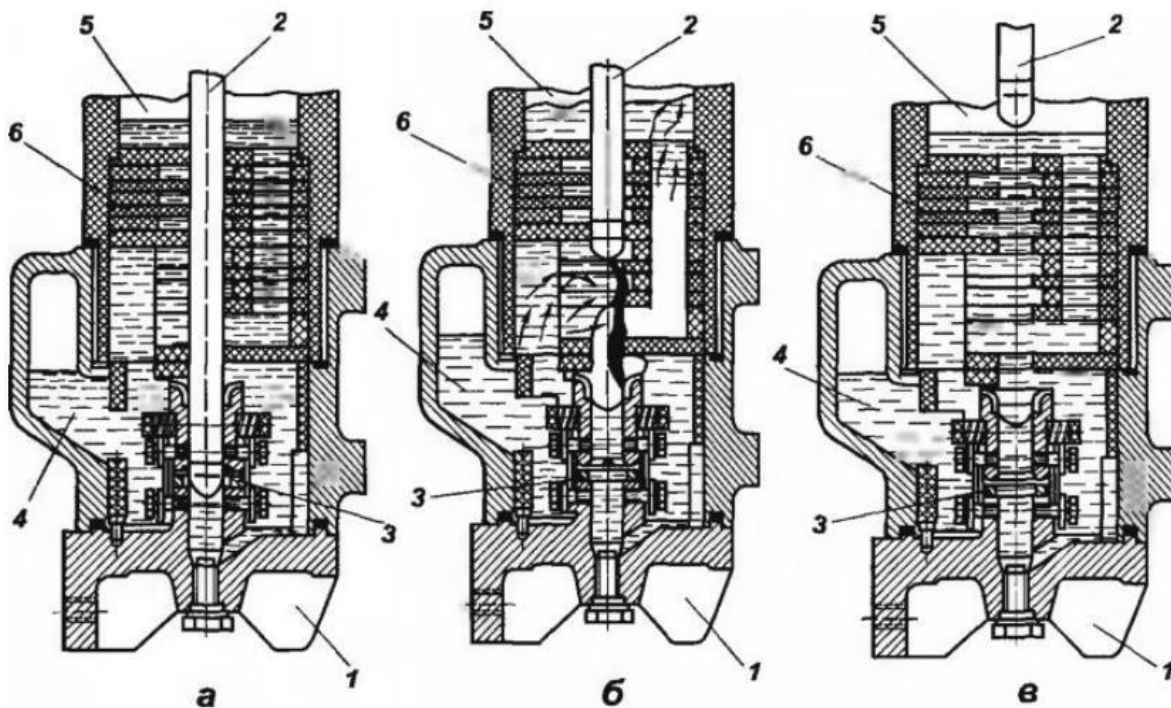


Рисунок 5 Процесс гашения дуги в дугогасительной камере.

Во включённом положении (рисунок 5а) подвижный стержень выходит из розеточного контакта, и в этот момент загорается электрическая дуга. Под действием высокой температуры дуги трансформаторное масло 4 разлагается с выделением большого количества газа. В связи с тем, что в начале размыкания контактов поперечные каналы камеры еще перекрыты стержнем, давление в камере повышается и воздушная подушка в амортизационной камере сжимается. При дальнейшем движении контактного стержня освобождаются поперечные каналы и находящиеся под давлением масло и газы устремляются поперек дуги, производя интенсивную ее деионизацию (рисунок 5б). Отработанные газы по вертикальным отверстиям камеры попадают в верхнюю часть цилиндра и через отверстия - в маслоотделитель, в котором газы очистятся от капелек масла. После очистки газы через отверстия уходят в окружающую воздушную среду.

Если отключаются небольшие токи, то давление в камере может быть недостаточным для быстрого гашения дуги, дуга в этом случае растягиваясь, входит в центральное отверстие камеры, где соприкасается с фибровыми пластинами. Под действием температуры они начинают газогенерировать. Образующиеся при этом дополнительные газы поступают в карманы верхней части камеры. В момент прохождения тока через нуль, когда происходит естественное погашение дуги, газы из карманов устремляются в область, где горела дуга, и производят интенсивную ее деионизацию.

После нескольких отключений масло в выключателе загрязняется примесью обгоревшей фибры и его изоляционные свойства ухудшаются. Поэтому, в отключенном состоянии между контактным стержнем и

поверхностью масла должна быть воздушная прослойка толщиной около 15 мм (см. рисунок 5в).

Для наблюдения за уровнем масла в выключателе служит маслоуказатель 14 (см. рисунок 3.5). В выключателе должен строго поддерживаться определенный уровень масла, отмеченный на маслоуказателе.

2.4.3 Электромагнитный привод типа ПЭ-11

Электромагнитные приводы широко применяют на электрических станциях и подстанциях для дистанционного электрического управления малообъемными выключателями, в том числе и выключателем ВМП-10. Электромагнитные приводы относятся к приводам прямого действия; энергия, необходимая для включения, сообщается приводу в процессе самого включения от источника большой мощности. Достоинствами электромагнитных приводов являются простота их конструкции, небольшая стоимость, высокая надежность работы, быстрота срабатывания (время включения в зависимости от типа выключателя колеблется от 0,18 до 0,6 сек.). Они позволяют осуществить автоматическое повторное включение выключателей.

К недостаткам электромагнитных приводов следует отнести большой потребляемый ток и вследствие этого необходимость на электроустановках мощных выпрямительных агрегатов или аккумуляторных батарей.

На рисунке 6 показано устройство электромагнитного привода типа ПЭ-11. Основными его узлами являются включающий электромагнит, электромагнит отключения, механизм привода и блок – контакты.

Включающий электромагнит соленоидного типа состоит из стального сердечника 1 со штоком 8, катушек 7, магнитопровода 6. Магнитопровод образован нижней плитой 10 корпуса механизма привода, штампованной П-образной скобой и плитой нижнего основания 5. Между сердечником и нижней плитой корпуса установлена пружина 4, возвращающая сердечник в исходное положение после отключения катушки включающего электромагнита.

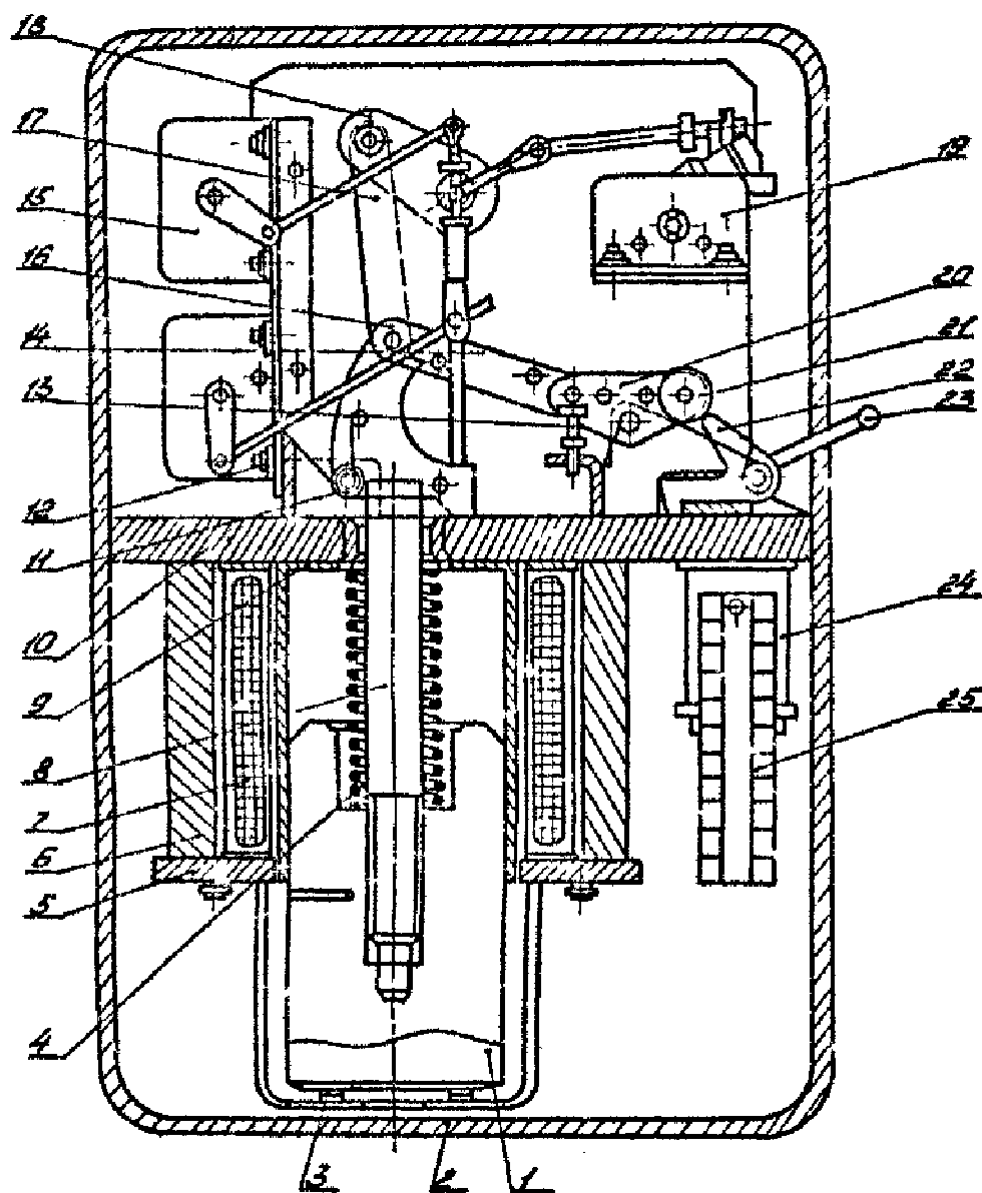


Рисунок 6. Привод электромагнитный ПЭ-11.

Резиновые прокладки 3, установленные в нижнем основании, служат буфером сердечнику, падающему после завершения процесса включения.

Ручное включение допустимо лишь при опробовании и регулировании привода и выключателя при монтаже или ремонте. Оперативное включение выключателя приводом ПЭ-11 вручную не допускается.

Чтобы устранить возможность залипания сердечника к нижней поверхности корпуса механизма прикреплена немагнитная прокладка 9.

Включающий электромагнит привода питается от цепи постоянного тока напряжением 110 или 220 В и допускает колебания напряжения цепи питания в пределах 85 - 110% от номинального.

Установившийся ток в катушке включающего электромагнита равен 11 А при 110 В и 58 А при 220 В.

Отключающий электромагнит 24 крепится к нижней плите 10 корпуса механизма. Его сердечник при срабатывании упирается в отключающую

собачку 22. На собачку можно воздействовать и рукояткой ручного отключения 23.

Механизм привода расположен в верхней части в сварном корпусе и состоит из закрепленного на валу привода рычага 18, серег 17 и 14, ролика 16, рычага 20 с роликом 21 и защелки 12, снабженной пружиной II.

С левой стороны привода установлен клеммник 25, к которому подведены концы катушек включающего и отключающего электромагнитов, а также контактные системы коробок типа КСА. Привод закрыт кожухом 2.

На рисунке 7 показано взаимное расположение деталей механизма привода при разных состояниях выключателя.

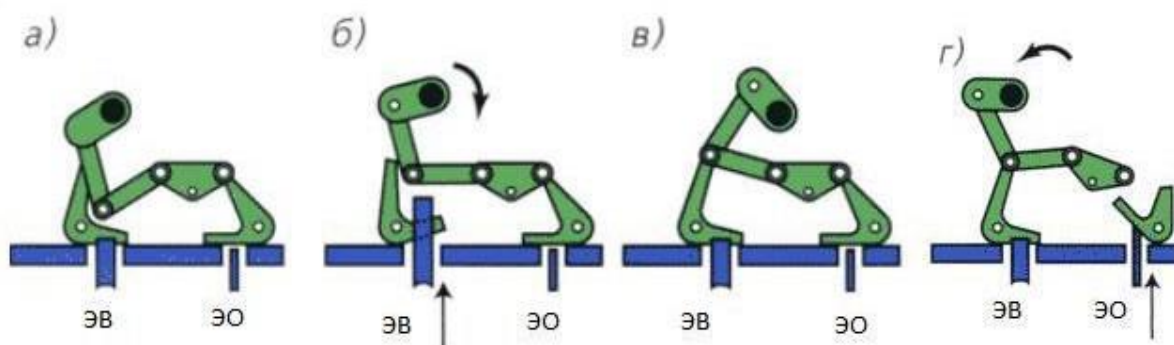


Рисунок 7. Кинематическая схема механизма привода.

а) – при отключенном выключателе; б) – в процессе включения;
в) – при включенном выключателе; г) – в процессе отключения

Во включенном состоянии выключателя (рисунок 7в) ролик включения находится на торцевой поверхности защелки, а ролик отключения упирается в торец собачки. При этом создается жесткая конструкция, которая удерживает выключатель во включенном состоянии.

При срабатывании электромагнита отключения (ЭО) (рисунок, 7г) преодолевается сопротивление пружины, и собачка освобождается. Под действием отключающих пружин выключателя ролик включения соскальзывает с торца защелки и выключатель отключается.

В конце процесса отключения, когда ролик достигнет своего нижнего положения, пружина рычага вновь поставит ролик на торцевую поверхность собачки, которая пружиной возвратится в исходное положение, как только прекратится отключающее воздействие (рисунок 7а).

Привод будет готов к включению. При включении (рисунок 7б) сердечник ЭВ своим штоком нажмет на ролик, толкая его вверх. Ролик, скользя по внутренней поверхности защелки, отклоняет ее против часовой стрелки. Серьга сообщает поступательно-вращательное движение, которое поворачивает рычаг, жестко связанный с валом выключателя. В конце процесса включения ролик включения окажется несколько выше защелки, которая под действием пружины возвращается в первоначальное положение.

При этом торцевая поверхность защелки окажется под роликом. После отключения включающего электромагнита и возвращения сердечника со штоком в исходное положение ролик ложится на торцевую поверхность защелки и включение выключателя заканчивается.

Механизм электромагнитного привода ПЭ-11 обеспечивает отключения выключателя из любого промежуточного положения в процессе включения. Так, даже при включенном электромагните ЭВ, когда шток находится вверху, достаточно повернуть собачку, как ролик соскользнет с торца штока и упадет вниз. Выключатель отключается. Механизмы, позволяющие обеспечить независимое управление валом выключателя от нескольких воздействий (например, от руки, системы релейных защит), называются механизмами свободного расцепления.

2.4.4 Схема управления выключателем

Существует два вида управления выключателями: дистанционное и местное. Под местным понимается управление выключателем с помощью командных аппаратов, расположенных на его приводе, или в непосредственной близости от него.

Местным управлением снабжаются линии 6-10 кВ, питающие внешние потребители.

Дистанционное управление коммутационными аппаратами при ведении оперативных переключений в нормальном режиме или при ликвидации аварийных состояний осуществляется вручную оператором или автоматически от устройств релейной защиты. Действие систем управления сопровождается работой устройств сигнализации, которые дают оперативному персоналу необходимую информацию о состоянии оборудования и срабатывании защиты (автоматики). Для предупреждения неправильных действий или работы предусматриваются специальные блокировки.

К системам дистанционного управления выключателями предъявляется ряд требований:

- цепи управления должны допускать отключение выключателя, как со щита управления, так и по месту его установки;
- на щите управления и в распределительном устройстве должна быть предусмотрена сигнализация положения выключателя;
- цепи управления должны иметь контрольные устройства, сигнализирующие об обрыве этих цепей;
- управляющий импульс должен сниматься с исполнительного элемента после выполнения команды, так как обмотки электромагнитов приводов не предназначены для длительного обтекания током;

- схема управления должна предусматривать блокировку от «прыгания», исключающую возможность при КЗ многократных включений выключателя при одном командном импульсе;
- схема должна предусматривать возможность не только ручного управления, но и подачи соответствующего импульса от устройств релейной защиты и автоматики.

Команды дистанционного управления подаются вручную, как правило, при помощи ключей управления. Промышленностью выпускаются разные типы ключей управления.

Как правило, ключи управления (КУ) набираются из стандартных деталей: контактных пакетов, механизма возврата и фиксации, лицевого фланца с рукояткой. Собранные пакеты стягиваются специальными шпильками. Ключ управления серии ПМОВФ имеет фиксированные положения рукоятки: «Включено», «Отключено» и несколько промежуточных положений с возвратом положения рукоятки.

Для понимания работы схемы введем понятие точечной диаграммы.

Обозначим положения ключа управления:

- 1 Отключено – о
- 2 Предварительно включено - $В_{п}$
- 3 Операция включения – $В_1$
- 4 Включено – в
- 5 Предварительно отключено - $о_{п}$
- 6 Операция отключения – $о_1$

Проводим по обе стороны контактов ключа управления по три вертикали, обозначенные о, $В_{п}$, $В_1$, $о_{п}$, $о_1$, в, и на этих вертикалях отмечаем жирными точками контакты, замкнутые в данном положении ключа. Пользуясь точечной диаграммой, разберем работу схемы управления выключателем.

Электромагнит отключения ЭО предназначен для освобождения защелки привода, после чего выключатель отключается под действием отключающих пружин. Больших усилий при этом от электромагнита не требуется, он выполняется компактным и потребляет небольшой ток, поэтому ЭО питается от шин управления непосредственно через контакты ключа или реле управления.

Подача ключом ПМОВФ команды на включение выключателя осуществляется в два приема: из положения рукоятки «Отключено» в положение «Предварительно отключено» (предварительная команда) и из положения «Предварительно включено» в положения «Включить» (основная команда). Выполнение команды в два приема снижает вероятность ошибочных действий персонала. После подачи команды и освобождения рукоятки ключа, последняя, под воздействием механизма возврата, переходит в положение «Включить».

При подаче команды «Включить» образуется цепь: $+ШУ$, контакты ключа управления, замкнутые вспомогательные контакты выключателя БКВ, обмотка промежуточного пускателя КМ, шинка управления $-ШУ$. По обмотке промежуточного пускателя КМ протекает ток, в результате чего контакты

замыкаются и собирают цепь питания электромагнита включения ЭВ, и выключатель включается. Аналогично происходит включение выключателя от действия устройств автоматики, выходные контакты которых включаются параллельно контактам ключа управления.

Электромагнит ЭВ имеет большую мощность. Он должен кроме перемещения контактной системы выключателя взводить отключающие пружины для последующего отключения. Поэтому такие электромагниты потребляют большой ток и, их питание осуществляется от источника питания через специальные шинки питания привода. Контакты ключа управления не рассчитаны на включение и отключение цепи ЭВ. Эту операцию выполняет промежуточный пускатель (контактор) КМ, катушка которого питается от шин управления, через замыкающиеся при подаче команды на включение контакты ключа.

В схеме на рисунке 8 введена блокировка от «прыганья», т.е. от многократных включений выключателя на короткое замыкание. Явление «прыганья» заключается в следующем. Если выключатель включают на существующее в цепи к.з., то после его включения срабатывает РЗ. и выключатель отключается. Если к этому времени оператор не успеет снять команду на включение, то выключатель повторно включается, опять отключается и т.д., т.е. происходит многократное включение и отключение выключателя, что может привести к его повреждению. Чтобы предотвратить повторное включение, введены контакты промежуточного двухобмоточного реле РП, связанные с ЭО.

В момент притягивания сердечника ЭО контакты РП меняют свое положение и будут находиться в этом положении, пока ЭО обтекается током. Импульс тока, который оператор захочет послать на включение выключателя, попадает не в катушку КМ, т.к. верхние контакты РП(1) разомкнуты, а в ЭО, повторного включения не произойдет. Следует остерегаться долго держать катушку ЭО под током, т.к. она может сгореть.

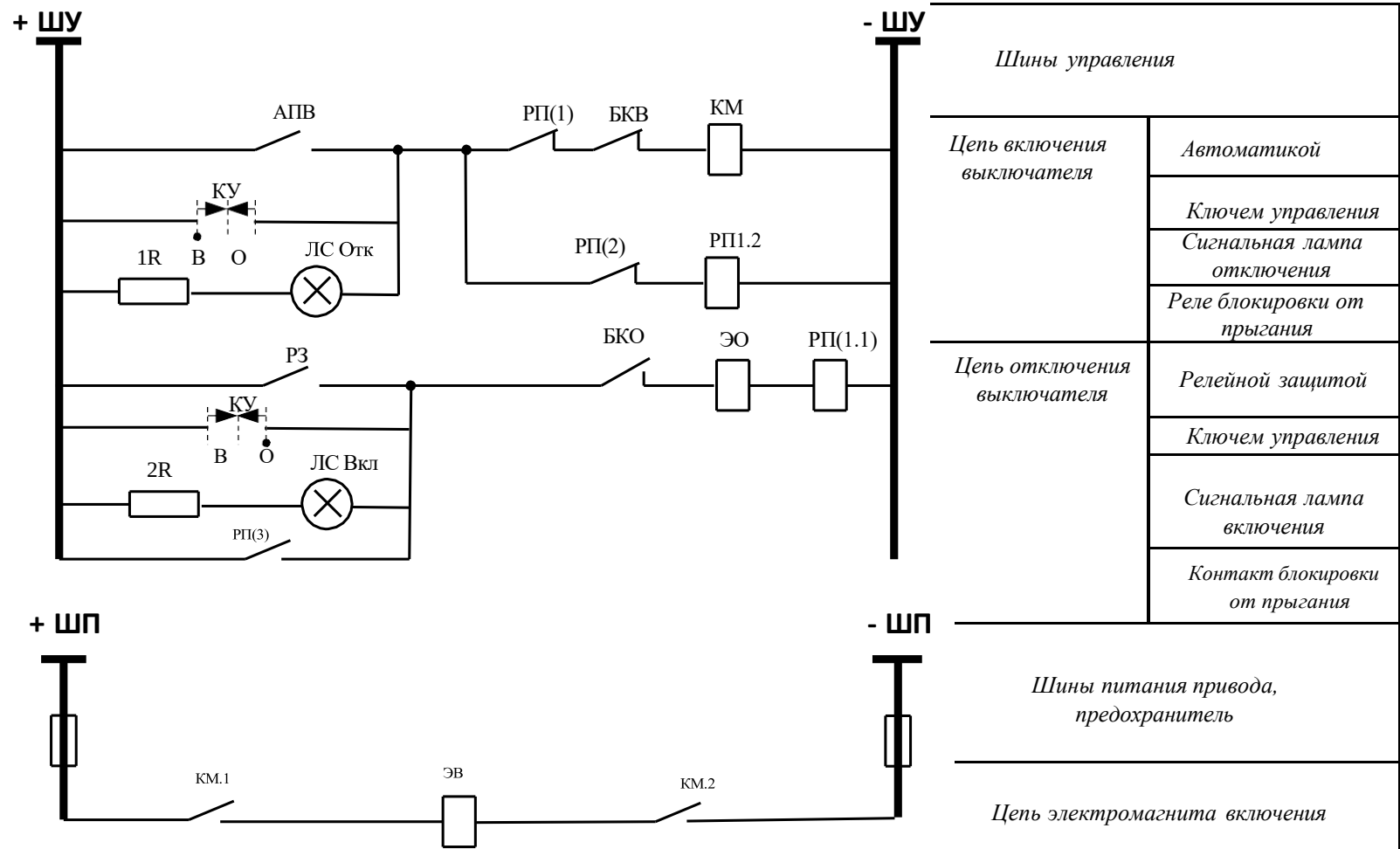


Рисунок 8. Развернутая схема управления выключателем

АПВ, РЗ - контакты автоматики повторного включения или релейной защиты; БКВ и БКО – блок контакты выключателя; ЭВ,, ЭО, КМ – катушки электромагнита включения, отключения и контактора; ЛС и R – цепи ламп сигнализации положения выключателя и добавочные сопротивления.

Содержание отчета и его форма

Отчет выполняется в письменном виде:

1. Титульный лист.
2. Технические данные малообъемного масляного выключателя типа ВМП-10.
3. Эскиз выключателя с указанием основных деталей.
4. Кинематическую и электрическую схему привода ПЭ-11.
5. Краткое пояснение:
 - а) устройства ВМП-10;
 - б) принципа работы привода ПЭ-11.
6. Привести электрическую схему управления выключателем.

Контрольные вопросы и защита работы

Защита лабораторной работы проводится при наличии письменного отчета в форме опроса.

1. Какие достоинства и недостатки малообъемных масляных выключателей по сравнению с многообъемными?

2. Каково назначение трансформаторного масла в малообъемном выключателе?

3. Каково назначение дополнительных карманов в дугогасительной камере?

4. Какую цель выполняет воздушный буфер?

5. Каковы достоинства и недостатки электромагнитных приводов?

6. Каково назначение и как выполнен механизм свободного расцепления у привода ПЭ-11?

7. С какой целью в цепь включающего электромагнита включен контактор?

8. Каково назначение блокировки от "прыгания", и как она выполнена в приводе ПЭ-11?

9. Принцип действия соленоидов включения и отключения, особенности конструкции.

10. Принцип работы электромагнитного привода.

11. Показать по схеме, как происходит включение привода, какие реле при этом срабатывают.

12. Показать по схеме, как происходит отключение привода, какие реле при этом срабатывают.

13. Какие требования предъявляются к схемам дистанционного управления выключателем.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2

Изучение вакуумного выключателя серии VF12

2 Цель и содержание работы

2.1 Цель работы

Целью данной работы является изучение конструкций вакуумных выключателей. Ознакомление с их принципом действия, техническими характеристиками, областью применения, особенностями эксплуатации, достоинствами и недостатками. Изучение всех этих вопросов проводится на примере выключателя VF12. д.

2.2 Порядок выполнения работы

- 1) просмотреть презентации по принципу действия, области применения и конструкциям вакуумных выключателей;
- 2) изучить конструкцию, вакуумного выключателя VF12, представленного в лаборатории;
- 3) расшифровать условное обозначение и определить параметры выключателя;
- 4) провести операции включения и отключения выключателя (под контролем преподавателя);
- 5) изучить назначение и виды применяемых блокировок в вакуумном выключателе VF12;
- 6) подготовить отчет

2.3 Основные положения

Большинство современных распределительных устройств напряжением 6-35 кВ комплектуются коммутационными аппаратами с вакуумной дугогасительной средой. Благодаря качественному отличию от устаревших автоматических выключателей, вакуумная аппаратура используется не только на новых подстанциях, но и для замены коммутационных аппаратов на уже существующих.

Конструктивно вакуумные выключатели состоят из трех отдельных полюсов или колонок (по одному на каждую фазу). Все колонки устанавливаются на одном приводе. Вакуумные выключатели подразделяются в зависимости от класса напряжения на:

- Устройства 6-10 кВ;
- Устройства на 35 кВ;
- Устройства на 110-220 кВ.

Принцип гашения дуги в вакуумных выключателях

Контакты выключателя работают в среде вакуума, образованного за счет откачки газов из сосуда дугогасительной камеры до $10^{-6} \div 10^{-8}$ Н/см². При

этом создается высокая электрическая прочность, характеризующаяся усиленными диэлектрическими свойствами.

С началом движения контактов на разъединение между ними появляется промежуток, сразу содержащий вакуум. Внутри него начинается процесс испарения нагретого металла контактных площадок. Через эти пары продолжает протекать ток нагрузки. Он инициирует образование дополнительных электрических разрядов, создающих дугу в среде вакуума за счет испарения и отрыва паров металла.

Под действием приложенной разности потенциалов образованные ионы движутся в определенном направлении, создавая плазму. При переходе синусоиды через ноль ток отсутствует. За счет этого дуга резко гаснет и обрывается, а ионы металла прекращают выделяться и за $7\div 10$ микросекунд полностью оседают на ближайших поверхностях контактов или остальных частях дугогасящей камеры.

В этот момент электрическая прочность промежутка между силовыми контактами, заполненная вакуумом, практически мгновенно восстанавливается, чем обеспечивается окончательное отключение тока нагрузки. В следующем полупериоде синусоиды электрическая дуга возникнуть, как правило, уже не может. Такой принцип действия сокращает время гашения дуги, но приводит к возникновению больших перенапряжений при резком изменении тока в цепях с индуктивностью.

К преимуществам вакуумных аппаратов можно отнести:

- малые габариты, в отличие от масляных и воздушных;
- высокое быстродействие
- не производят шума при переключениях;
- выполняют функции независимо от положения в пространстве;
- полностью экологичны и безопасны в отличие от элегазовых
- не требуют дозаправки и содержания отдельного хозяйства для этих целей;
- полная взрыво- и пожаробезопасность, возможность работы в агрессивных средах, а также в широком диапазоне изменения температур окружающей среды;
- отличаются высокой надежностью.

К недостаткам вакуумных выключателей можно отнести:

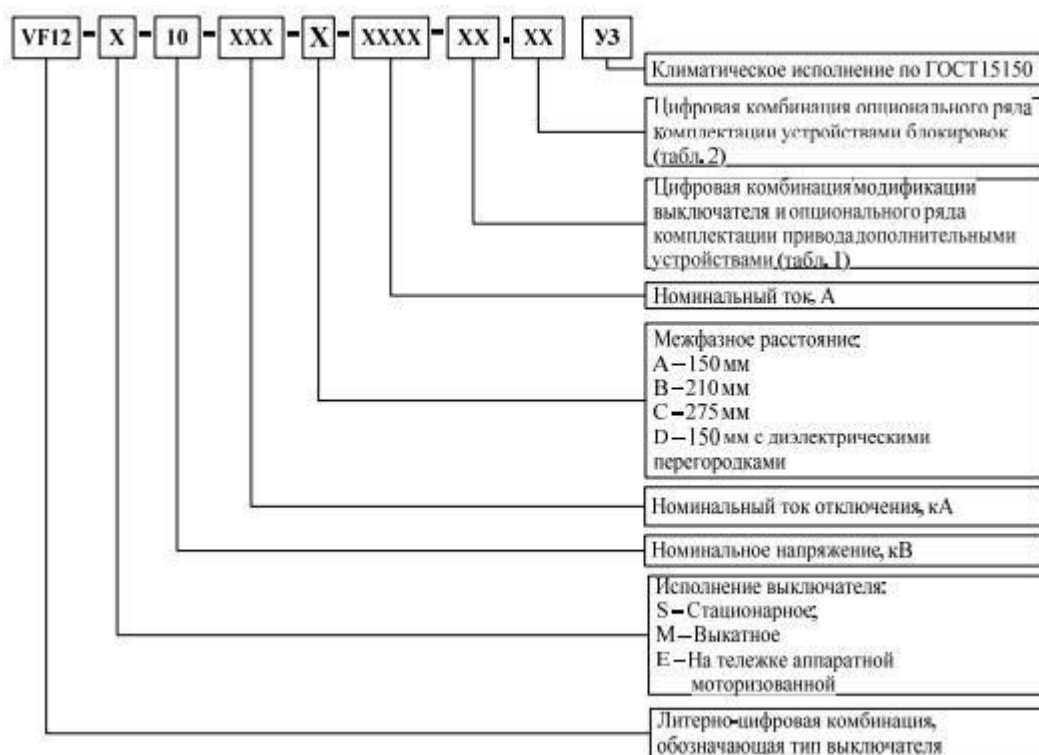
- сравнительно небольшие номинальные токи и токи отключения,
- малый ресурс дугогасительной камеры при коммутации больших токов к.з.
- сравнительно невысокая отключающая способность (по сравнению с элегазовыми и масляными аппаратами).
- возможность коммутационных перенапряжений при отключении малых индуктивных токов.

2.4 Описание устройства выключателя серии VF12

2.4.1 Структура условного обозначения, технические параметры

Выключатели предназначены для работы в составе распределительных устройств в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц, номинальным напряжением 6 или 10 кВ с изолированной или заземленной через дугогасительный реактор или резистор нейтралью.

Габаритные и присоединительные размеры выключателей позволяют не только устанавливать их во все типы камер сборных одностороннего обслуживания (КСО) и комплектных распределительных устройств (КРУ), выпускаемых на сегодняшний день, но и устанавливать их при замене отслуживших свой срок силовых выключателей (ретрофит).



Пример записи условного обозначения выключателя: VF12-M-10-20-A-1250-02.04 УЗ – выключатель вакуумный в выкатном исполнении на номинальное напряжение 10 кВ, номинальный ток отключения 20 кА, с межфазным расстоянием 150 мм, номинальный ток 1250 А, напряжение цепей управления 220 В с максимальными расцепителями тока 5А, электромагнитной блокировкой включения при отсутствии оперативного питания, климатическое исполнение УЗ.

Основные технические характеристики выключателей на номинальные токи 630–1250 А представлены в табл. 4.

Таблица 4

Характеристика выключателя	VF12-S(M, E)-10-20-A (B, D)-630			VF12-S(M, E)-10-25-A (B, D)-630			VF12-S(M, E)-10-31,5-A (B, D)-630			VF12-S(M, E)-10-20-A (B, D)-800			VF12-S(M, E)-10-25-A (B, D)-800			VF12-S(M, E)-10-31,5-A (B, D)-800			VF12-S(M, E)-10-20-A (B, D)-1000			VF12-S(M, E)-10-25-A (B, D)-1000			VF12-S(M, E)-10-31,5-A (B, D)-1000			VF12-S(M, E)-10-20-A (B, D)-1250			VF12-S(M, E)-10-25-A (B, D)-1250			VF12-S(M, E)-10-31,5-A (B, D)-1250			VF12-S(M, E)-10-40-B-1250		
Номинальное напряжение, кВ	10									10									10									10											
Номинальное одноминутное испытательное напряжение 50 Гц, кВ	42									42									42									42											
Номинальное испытательное напряжение грозового импульса, кВ	75									75									75									75											
Номинальный ток, А	630									800									1000									1250											
Номинальный ток отключения, кА	20	25	31,5	20	25	31,5	20	25	31,5	20	25	31,5	20	25	31,5	20	25	31,5	20	25	31,5	20	25	31,5	20	25	31,5	20	25	31,5	20	25	31,5	20	25	31,5	40		
Номинальный ток термической стойкости (3 с), кА	20	25	31,5	20	25	31,5	20	25	31,5	20	25	31,5	20	25	31,5	20	25	31,5	20	25	31,5	20	25	31,5	20	25	31,5	20	25	31,5	20	25	31,5	20	25	31,5	40		
Сквозной ток КЗ, кА - наибольший пик - периодическая составляющая	51 20	63 25	81 31,5	51 20	63 25	81 31,5	51 20	63 25	81 31,5	51 20	63 25	81 31,5	51 20	63 25	81 31,5	51 20	63 25	81 31,5	51 20	63 25	81 31,5	51 20	63 25	81 31,5	51 20	63 25	81 31,5	51 20	63 25	81 31,5	51 20	63 25	81 31,5	102 40					
Электрическое сопротивление полюса главной цепи постоянному току, мкОм	45									45									45									45											
Поддержка цикла О-0,3с-ВО-15с-ВО	Есть									Есть									Есть									Есть											
Собственное время включения, мс	35-55									35-55									35-55									35-55											
Собственное время отключения, мс	20-35									20-35									20-35									20-35											
Разновременность замыкания (размыкания) контактов, мс, не более	2									2									2									2											
Механический ресурс, циклов В-О	30000									30000									30000									30000											
Коммутационный ресурс, циклов: - при номинальном токе отключ., О - при номинальном токе отключ., ВО - при номинальном токе, ВО	50 25 30000									50 25 30000									50 25 30000									50 25 30000											
Срок службы до списания, лет	30									30									30									30											
Масса для исполнения S, кг, не более Масса для исполнения M, кг, не более	95(110) 120(145)									95(110) 120(145)									95(110) 120(145)									95(110) 120(145)											

Условия эксплуатации выключателей VF12

Вакуумные выключатели VF предназначены для работы при следующих условиях окружающей среды:

- высота установки над уровнем моря – не более 1000 м;
- рабочий диапазон температур окружающего воздуха – от –40 (при наличии опции обогрева) до +40°C;
- относительная влажность воздуха – не более 80% при температуре +25°C;
- тип атмосферы – II по ГОСТ 15150;
- окружающая среда – невзрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли, агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих материалы и изоляцию;
- температура окружающего воздуха при хранении упакованных и законсервированных изделий – от –50 до +40°C.

2.4.2 Конструктивное исполнение выключателей VF12

Внешний вид и основные конструктивные элементы вакуумных выключателей VF12 в выкатном (далее – М, Е) и стационарном (далее – S) исполнениях показаны на рис. 1.

Выключатели состоят из корпуса (1), на котором вертикально установлены три полюса главной цепи (2) с вакуумными дугогасительными камерами (далее – ВДК). Подвижные контакты ВДК приводятся в действие пружинно-моторным приводом, расположенным внутри корпуса (1). На фронтальной части выключателей расположена лицевая панель, на которую выведены все органы управления и индикаторы. В нижнем левом углу лицевой панели расположена маркировочная табличка, содержащая идентификационные данные выключателя.

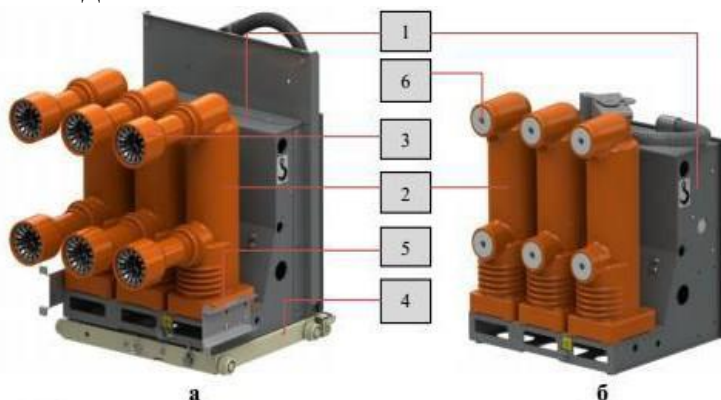


Рис. 1 Общий вид выключателей (а – исполнение М и Е, б – исполнение S):

1 – корпус с приводом; 2 – полюс главной цепи; 3 – токоведущие стержни с ламельными контактами; 4 – тележка аппаратная (тележка аппаратная моторизованная); 5 – планка управления шторочным механизмом; 6 – выводы полюсов главной цепи

Полюс выключателя и вакуумная дугогасительная камера (ВДК):

Полюс главной цепи (рис. 2) представляет собой монолитный несущий корпус (3) из эпоксидного компаунда, внутри которого находится ВДК (2).

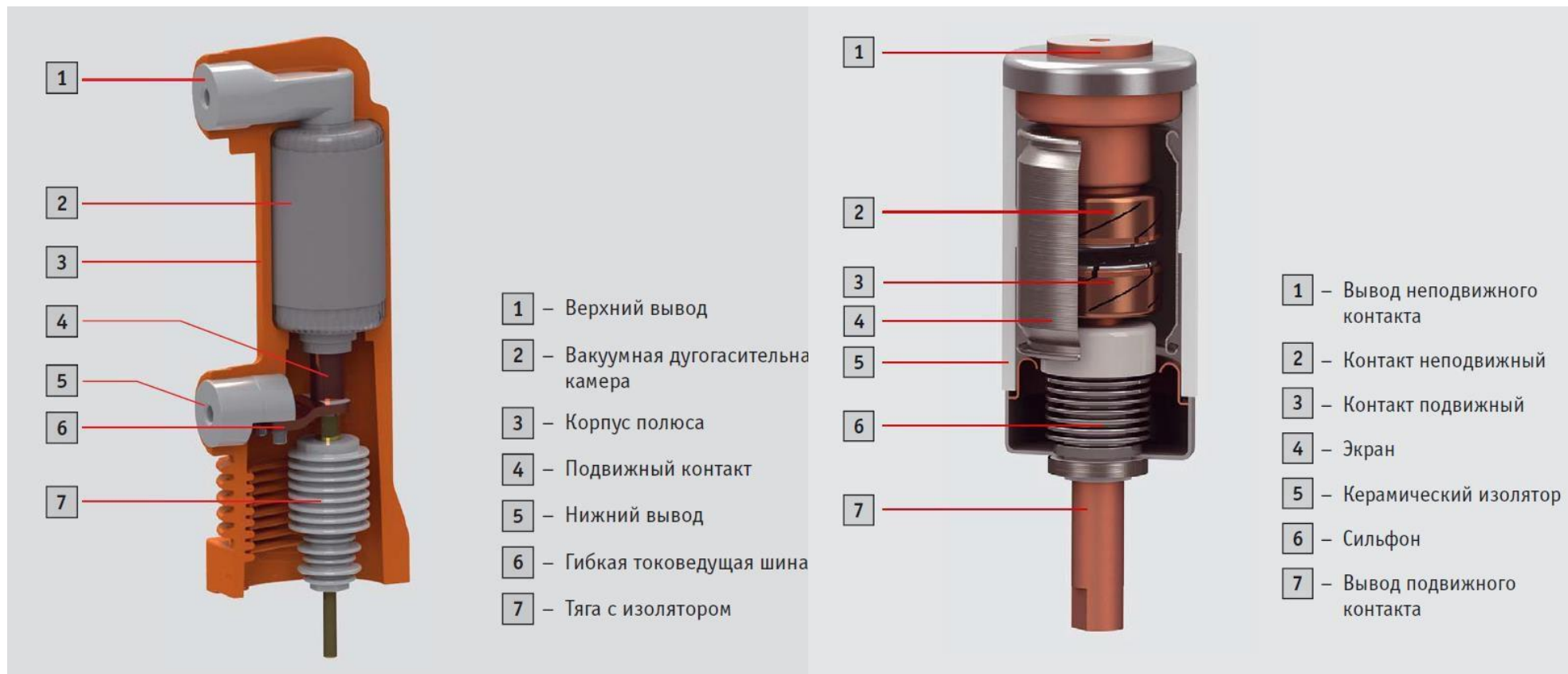
Основа выключателя вакуумного VF12 – вакуумная дугогасительная камера (ВДК).

Особая геометрия контактов ВДК создает аксиальное магнитное поле во всей области нахождения ствола дуги. Благодаря этому эффекту дуга сжатого типа принимает вид диффузной дуги, равномерно распределенной по поверхности контакта при любой величине отключаемого тока.

Таким образом снижается тепловая нагрузка на контакты, что уменьшает их точечный перегрев и последующую эрозию. В итоге обеспечивается равномерный износ контактов, увеличение срока службы ВДК.

Многослойная конструкция корпуса полюса главной цепи, выполненная из силиконового и эпоксидного компаундов, обеспечивает высокие диэлектрические характеристики и прочность.

Первый слой из силиконового компаунда нанесен непосредственно на ВДК, обеспечивает высокую прочность изоляции поверхности ВДК. Второй слой из эпоксидного компаунда помимо диэлектрической обеспечивает еще и высокую механическую прочность.



А) Полус выключателя

Б) Конструкция ВДК

Рисунок 2 Полус вакуумного выключателя и вакуумная дугогасительная камера -ВДК

Неподвижный контакт ВДК (2) через вывод соединен с верхним выводом корпуса полюса.

Подвижный контакт ВДК (3) – соединен с нижним выводом полюса выключателя через вывод подвижного контакта (7) при помощи гибкой токоведущей шины и с приводом через изолятор. ВДК, корпус и верхний и нижний выводы составляют неразъемную конструкцию.

Корпус выключателя с приводом:

Корпус выключателя (рис. 3) выполнен при помощи сварки из листового металла с лакокрасочным покрытием, который служит основанием для установки полюсов главной цепи и привода выключателя. Корпус выполняет несущую и защитную функции для элементов привода.

Привод выключателя пружинный, независимого действия, использующий механическую энергию предварительно взведенной пружины. Пружинный механизм обеспечивает перемещение тяг подвижных контактов ВДК с требуемыми характеристиками скорости и хода.

Взвод пружины может осуществляться двумя способами:

- автоматически, с помощью мотор-редуктора (рабочий режим);
- вручную, с помощью рукоятки.

Оперирование выполняется посредством кнопок, расположенных на лицевой панели, либо электромагнитами управления.

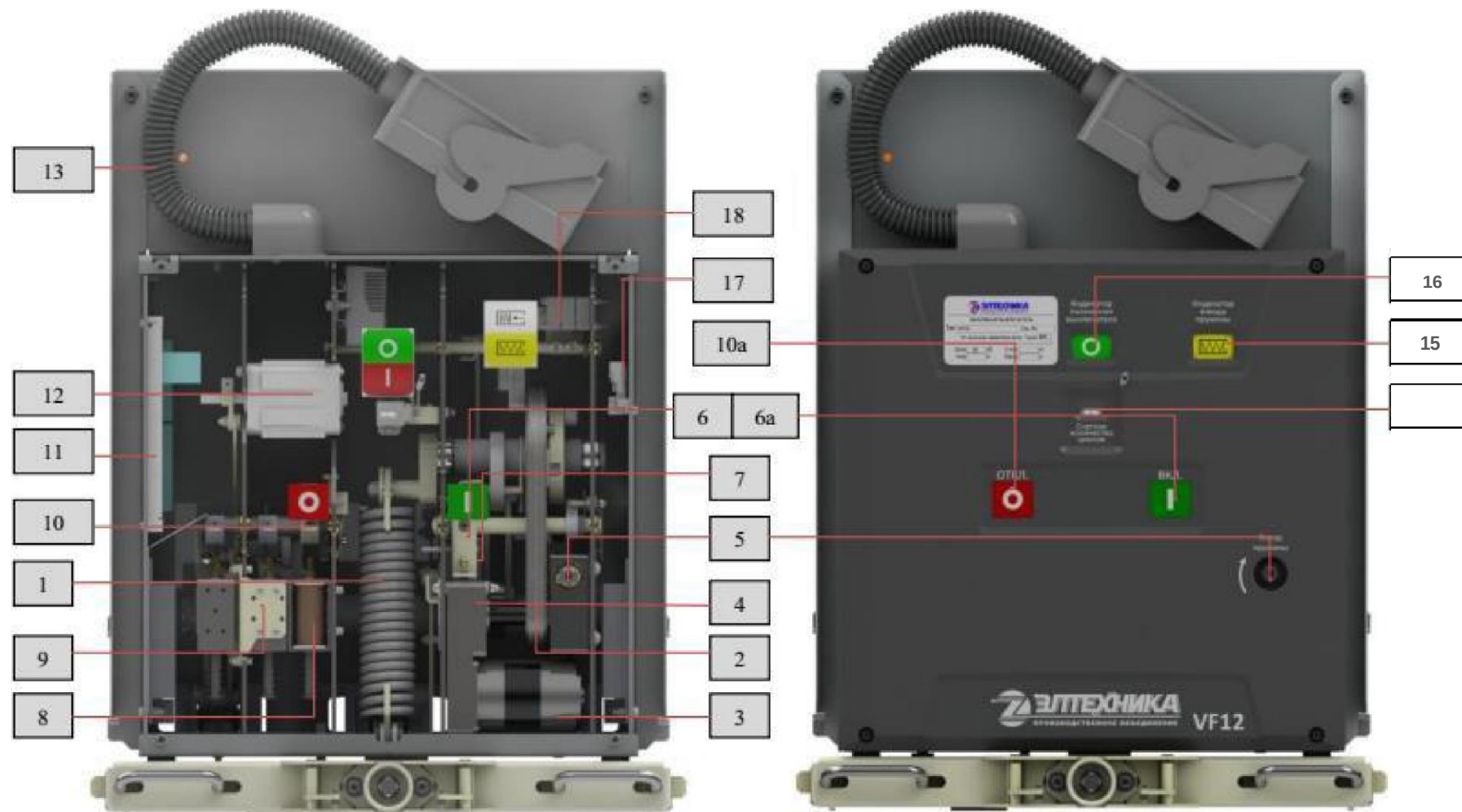
Органы управления приводом и информационные указатели выведены на лицевую панель.

Индикатор взвода пружины отображает ее текущее состояние: взведена/не взведена.

Подвижные контакты ВДК всех трех полюсов главной цепи механически соединены с валом привода, который приводится в действие предварительно взведенной (выведенной в растянутое состояние) силовой пружиной (1). В выключателях на номинальный ток до 1250 А включительно устанавливается одна силовая пружина, на ток более 1250 А – две. Взвод силовой пружины осуществляется через цепную передачу (2): в нормальном режиме – при помощи электродвигателя (3) через редуктор (4); в случае отсутствия оперативного питания (например, при первом включении) – поворотом вала (5) при помощи рукоятки ручного взвода пружины (рис. 13).

Силовая пружина (1) удерживается во взведенном состоянии спусковым механизмом включения, который управляется электромагнитом включения (7) или кнопкой «Включение» (6а).

При подаче команды на включение спусковой механизм включения (6) освобождает силовую пружину (1), которая переводит подвижные контакты ВДК во включенное положение, одновременно растягивая отключающие пружины привода (расположены снизу полюсов главной цепи) для подготовки привода к операции отключения, и доводится (при наличии питания электродвигателя взвода пружины (3)) для обеспечения возможности цикла О–ВО.



111 с. 3 Пр11вод. выключателя.

1 - силовая пружина; 2 - цепная передача; 3 - элемент двигателя взвода; 4 - редуктор; 5 - шестерня взвода; 6 - спусковой механизм; 6а - кнопка «Включение»; 7 - шестерня магнитного взвода; 8 - электромагнит отключения; 9 - максимальный расцепитель тока; 10 - спусковой механизм отключения; 10а - кнопка «Отключение»; 11 - шестерня управления; 12 - блок контактов выключателя; 13 - жгут вторичных цепей с разъемами; 14 - счетчик количества щипов; 15 - индикатор взвода пружины; 16 - индикатор положения выключателя; 17 - разъем тележки аппарата; 18 - блок контактов силовой пружины.

Цикл операций - выполняемая выключателем последовательность коммутационных операций с заданными интервалами между ними. В цикле приняты следующие условные обозначения (О – операция отключения; В – операция включения; ВО – операция включения и немедленного отключения).

Отключение выключателя производится по команде, поданной на электромагнит отключения (8), на максимальные расцепители тока (9) либо непосредственно на спусковой механизм отключения (10) кнопкой «Отключение» (10а). Спусковой механизм отключения (10) освобождает отключающие пружины, которые переводят подвижные контакты ВДК в отключенное положение.

Для обеспечения правильной работы выключателя в состав привода входят плата управления (11) и блок-контакты выключателя (12).

Соединение вторичных цепей выключателя с внешними цепями производится при помощи жгута вторичных цепей с разъемом (13), соединение вторичных цепей выключателя и тележки аппаратной – при помощи разъема (17) (для исполнения М и Е).

Счетчик количества циклов (14) показывает общее количество циклов операций В–О, выполненных с момента сборки выключателя.

Для визуального наблюдения в состав привода входят следующие элементы:

- индикатор взвода пружины (15), который отображает текущее состояние силовой пружины привода и может находиться в одном из двух возможных положений;
- индикатор положения выключателя (16), который отражает текущее положение контактов главной цепи выключателя.

Возможные положения индикаторов представлены на рис. 4.

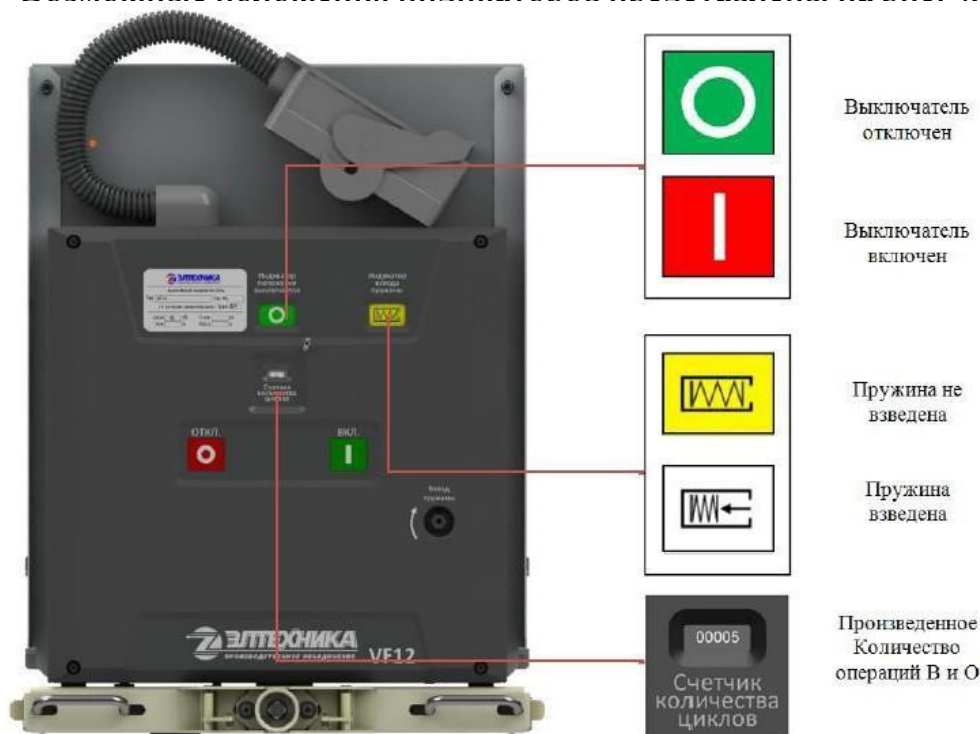


Рисунок 4 Индикаторы на лицевой панели выключателя

Устройство тележки аппаратной (применяется в выключателях исполнения М)

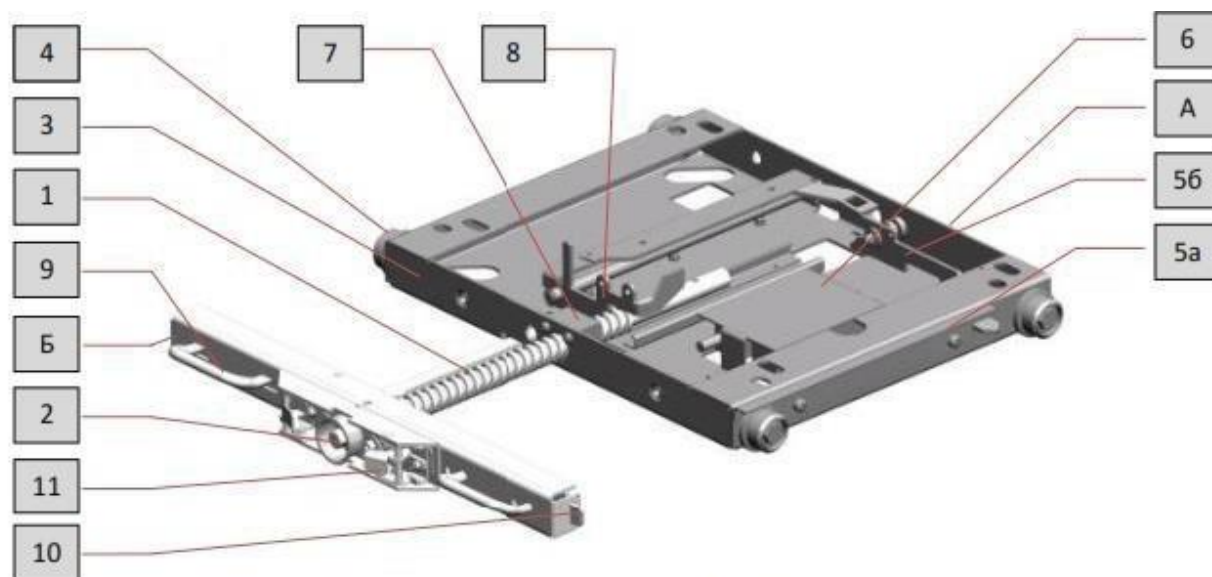


Рис. 5 Тележка аппаратная:

А – подвижная часть; Б – подвижная часть; 1 – винт; 2 – гнездо для рукоятки оперирования выкатным элементом; 3 – основание; 4 – колеса; 5а – нажимная планка блокировки заземлителя; 5б – планка блокировки винта привода тележки аппаратной; 6 – блок-контакты; 7 – упорная гайка винта; 8 – механизм блокировки включения выключателя; 9 – ручка, 10 – фиксатор; 11 – механическая блокировка перемещения выкатного элемента

Тележка аппаратная (рис. 5) состоит из подвижной части (А), к которой крепится выключатель при помощи 4 болтовых соединений М12, и неподвижной (Б), являющейся опорой привода подвижной части. Перемещение подвижной части относительно неподвижной осуществляется посредством винта (1) при помощи рукоятки оперирования выкатным элементом (рис. 13), которая устанавливается в гнездо (2).

Подвижная часть представляет собой основание (3) из оцинкованной стали с четырьмя металлическими колесами (4). На основании (3) установлены внешняя механическая блокировка, состоящая из нажимной планки блокировки заземлителя (5а) и планки блокировки винта привода тележки (5б), блок-контакты тележки аппаратной (6), упорная гайка винта (7) и механизм блокировки включения выключателя (8).

Для фиксации положения неподвижной части (Б) относительно корпуса ячейки в конструкции тележки аппаратной предусмотрены два торцевых фиксатора (10), соединенных с ручками (9).

Фиксация происходит при выдвижении ручек в стороны друг от друга, при этом пластины торцевых фиксаторов (10) вводятся в специальные вырезы на корпусе ячейки. Механизм привода тележки аппаратной устроен так, что перемещение ее подвижной части (А) возможно только при нахождении неподвижной части (Б) в зафиксированном положении. С другой стороны, конструкцией предусмотрена возможность освобождения от фиксации неподвижной части (Б) при нахождении тележки аппаратной только в контрольном положении.

Механическая блокировка перемещения выкатного элемента (11) не дает возможность установить рукоятку оперирования выкатным элементом в гнездо (2).

2.4.3 Блокировки, обеспечивающие безопасность эксплуатации выключателя

Для безопасной эксплуатации выключателя в конструкции предусмотрены ряд электромагнитных и механических блокировок, состав которых зависит от конструктивного исполнения выключателя VF12.

Для выключателей выкатного исполнения серия предусмотрены следующие виды механических блокировок:

- Механическая блокировка перемещения выкатного элемента с выключателем при открытой двери ячейки КРУ препятствует установке рукоятки оперирования выкатным элементом в гнездо для выкатывания.
- Механическая блокировка для согласования работы выключателя и заземлителя. Внешняя блокировка расположена на правой боковой стенке основания тележки аппаратной (рис. 5). Нажимная планка блокировки заземлителя (5а) управляет шторкой гнезда оперирования заземлителем, разрешая действия с ним только в контрольном (выкаченном) положении выключателя. С другой

стороны, механизм заземлителя воздействует на планку блокировки винта привода тележки (5б), утапливая ее внутрь основания (3), при включенном заземлителе. С другой стороны, планка блокировки винта привода, через систему рычагов блокирует винт привода тележки аппаратной.

- Механическая блокировка включения выключателя запрещает перемещение подвижной части тележки аппаратной из фиксированного положения (рабочего или контрольного) при включенном выключателе, а также блокирует включение выключателя в промежуточном положении подвижной части тележки аппаратной.

Для выключателей стационарного исполнения S устанавливается следующий тип блокировки:

- Механическая блокировка внешних устройств (рис. 8) для согласования работы выключателя и других коммутационных аппаратов, установленных в ячейках КСО.



Рисунок 6. Механическая блокировка внешних устройств для выключателя исполнения S

На всех модификациях выключателя (S, M, E) устанавливается блокировка от повторного включения.

- Блокировка от повторного включения препятствует подаче команды на повторное включение выключателя во включенном положении. В выключателе реализованы две блокировки от повторного включения: электрическая и механическая. Электрическая блокировка реализована на плате управления (рис. 7) в схеме цепей управления выключателем. Она препятствует подаче команды на электромагнит включения в дистанционном режиме.

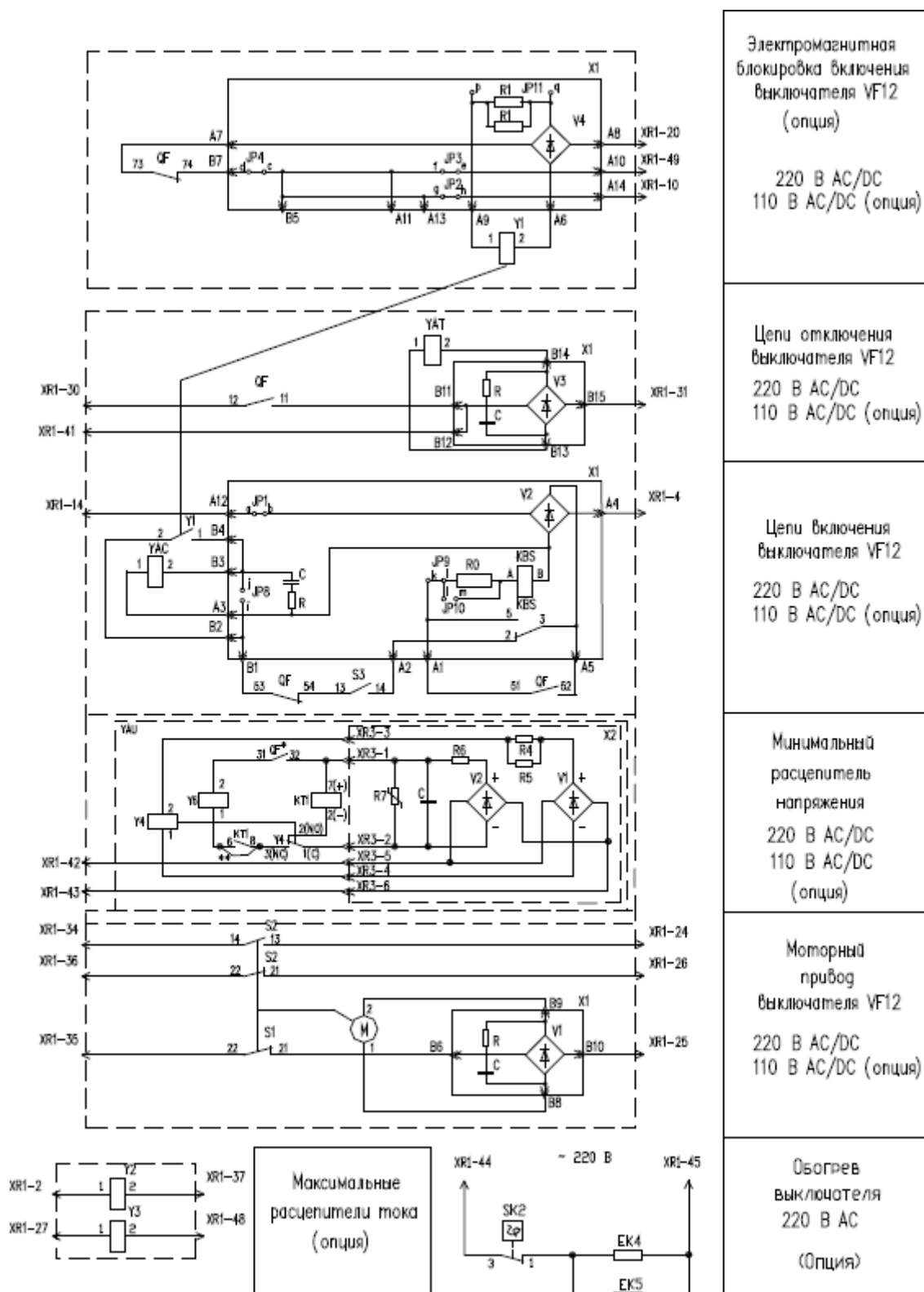


Рисунок 7 Принципиальная схема вторичных цепей выключателя (исполнение S)

- Механическая блокировка препятствует непосредственному воздействию на спусковой механизм включения выключателя как с помощью электромагнита включения, так и с помощью кнопки «Включение» на лицевой панели.
- Электромагнитная блокировка включения выключателя при отсутствии оперативного питания (рис. 8) позволяет блокировать спусковой механизм включения выключателя, при этом осуществляется блокировка ручного включения от кнопки «Включение» и дистанционного от электромагнита включения.

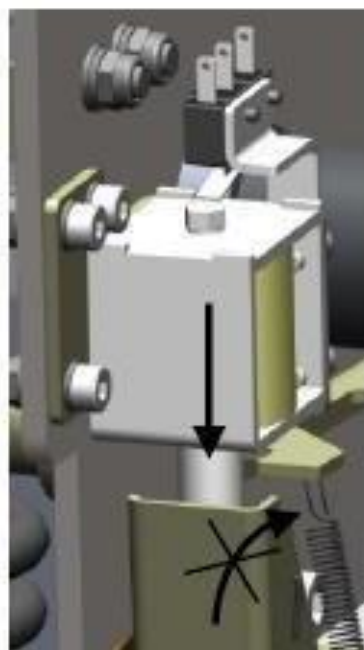


Рисунок 8 Электромагнитная блокировка включения выключателя при отсутствии оперативного тока.

2.4.4. Дополнительные опции

По заказу кроме основных стандартных элементов выключателя описанных выше возможна установка дополнительных опций, учитывающих специфику условий в которых будет эксплуатироваться выключатель.

Минимальный расцепитель напряжения

Опция предназначена для автоматического отключения выключателя вакуумного VF при снижении номинального напряжения ниже критического значения.

Минимальный расцепитель напряжения состоит из платы управления, соленоида отключения и управляющего соленоида с микропереключателем.

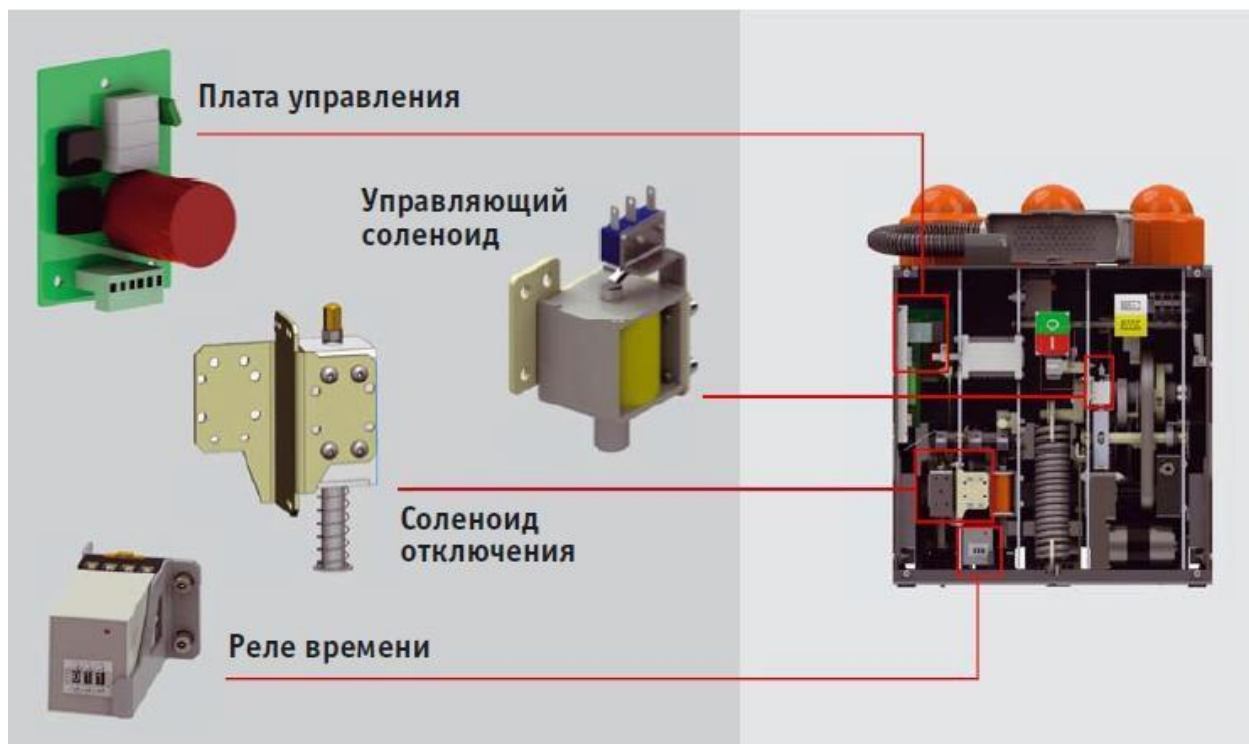


Рисунок 9 Минимальный расцепитель напряжения

Минимальный расцепитель напряжения работает по следующему алгоритму:

- срабатывает если напряжение на его зажимах $< 35\%$ от U_n ;
- не срабатывает, если напряжение на его зажимах $> 70\%$ от U_n ;
- позволяет включать выключатель при напряжении на его зажимах $> 85\%$ от U_n ;
- не позволяет включать выключатель при напряжении на его зажимах $< 35\%$ от U_n .

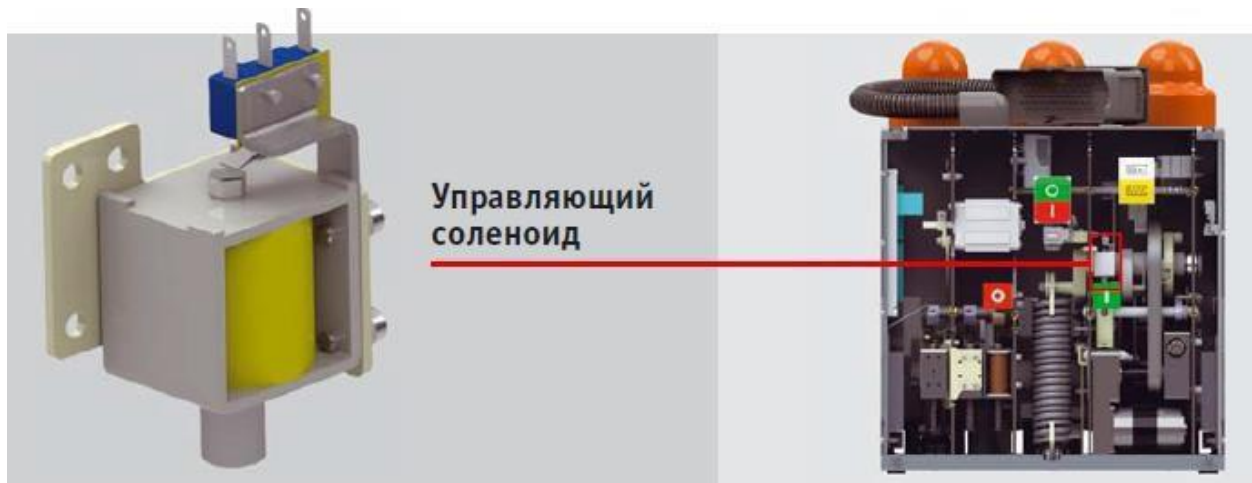
При реализации опции минимальный расцепитель напряжения с выдержкой времени в выключатель дополнительно устанавливается реле времени.

Заводская уставка выдержки времени составляет 0,5 сек. Дискретность изменения выдержки времени 0,1 сек.

Электромагнитная блокировка включения

Опция предназначена для блокировки кнопки «Включение» и катушки отключения (YAC).

В приводе выключателя дополнительно устанавливается соленоид, который при отсутствии напряжения на нем механически блокирует кнопку «Включение» и катушку включения выключателя вакуумного VF.



Управляющий
соленоид

Рисунок 10 Электромагнитная блокировка включения

Обогрев

Опция предназначена для обеспечения работы выключателя VF при температуре до -40°C .

В приводе выключателя дополнительно устанавливается термостат и два нагревательных элемента мощностью по 200 Вт.



Рисунок 11 Выключатель с опцией обогрева

Обрамление

С целью повышения безопасности при местном оперировании выключателем в КРУ, на выключатель может быть установлено обрамление (рис.12), защищающее оперативный персонал при возникновении аварийных ситуаций.



Диэлектрические перегородки

Опция предназначена для усиления электрической прочности изоляции между фазами выключателя в стационарном исполнении. Применяется для VF12 с межфазным расстоянием 150 мм.



35

Переходные контакты

Опция предназначена для подключения внешних силовых цепей к стационарным выключателям на токи 2000 А, 2500 А и 3150 А.



2.4.5 Работа выключателя

Существует два вида управления выключателями: местное и дистанционное. Под местным управлением понимается управление выключателем с помощью командных аппаратов, расположенных на его приводе или в непосредственной близости от него.

Дистанционное управление высоковольтными выключателями осуществляется со щита управления путем подачи на схему управления команд «Включить» или «Отключить» при помощи ключа (кнопки) управления. Щит управления может быть удален от управляемых выключателей на значительное расстояние.

Схемы управления высоковольтными выключателями должны отвечать следующим общим требованиям:

- После завершения операции включения или отключения выполняется автоматический сьем управляющего импульса, поскольку электромагниты и контакторы не рассчитаны на длительное прохождение токов.
- Обеспечивается блокировка от многократных включений и отключений выключателя (блокировка от «прыгания») при включении на КЗ.
- Для предотвращения неполного завершения или срыва операции предусматривается подхват командных импульсов.
- Цепи управления и сигнализации имеют защиту от КЗ предохранителями или автоматическими выключателями. Предусматривается контроль исправности цепей управления и сигнализации.
- Предусматривается непрерывный автоматический контроль исправности цепей включения и отключения выключателя, поскольку обрыв цепи может привести к отказу в срабатывании устройств релейной защиты и автоматики.
- Обеспечивается возможность не только дистанционного управления или по каналам телемеханики (ключами или кнопками), но и автоматического управления (релейной защитой, АПВ, АВР и др.).
- Выполняется сигнализация положения выключателя, поскольку с места управления не видно положения выключателя.

Управление выключателем должно выполняться только персоналом, изучившим руководство по эксплуатации и имеющим группу допуска по электробезопасности не ниже 3 для электроустановок свыше 1000 В.

Перед выполнением любого действия с выключателем необходимо убедиться, что индикаторы и блокировки выключателя не запрещают выполнение данного действия.

В лаборатории предусмотрено только ручное управление выключателем.

Действия по оперированию выключателем указаны в табл. 5.

Таблица 5

№ п/п	Операция	Исполнение	Режим	Порядок выполнения
1	2	3	4	5
1	Взвод силовой пружины	S,M,E	ручной	Взвод силовой пружины производится при помощи рукоятки ручного взвода пружины в любом положении выключателя. Для этого необходимо установить рукоятку в гнездо на лицевой панели и вращать (~ 20 полных оборотов) по направлению стрелки на лицевой панели выключателя до момента перехода индикатора взвода пружины в положение «Пружина взведена»
2		S,M,E	автоматический	Автоматический взвод силовой пружины при помощи электродвигателя осуществляется автоматически после выполнения каждой операции включения, при наличии оперативного питания в цепи управления
3	В	S,M,E	ручной	находится в положении «Отключено» индикатор взвода пружины – в положении «Пружина взведена»; - убедиться, что электромагнитная блокировка включения выключателя при отсутствии оперативного питания (опция) не препятствует выполнению операции; - нажать кнопку «Включение» на лицевой панели и удерживать в течение 0,5–1,0 с; - по характерному звуку и положению индикатора положения выключателя на лицевой панели убедиться в успешном выполнении операции: индикатор положения выключателя должен перейти в положение «Включено»
54	О	S,M,E	ручной	Операция отключения возможна при любом положении индикатора взвода силовой пружины! - убедиться, что индикатор положения выключателя находится в положении «Включено»; - нажать кнопку «Отключение» на лицевой панели и удерживать в течение 0,5–1,0 с; - по характерному звуку и положению индикатора положения выключателя убедиться в успешном выполнении операции: индикатор положения выключателя должен перейти в положение «Отключено»

2.6 Содержание отчета и его форма

Отчет выполняется в письменном виде:

6. Титульный лист.

7. Расшифровка условного обозначения и технические данные вакуумного выключателя VF12 представленного в лаборатории.
8. Эскиз выключателя с указанием основных деталей.
9. Краткое пояснение:

2.7 Контрольные вопросы

Защита лабораторной работы проводится при наличии письменного отчета в форме опроса.

1. Назначение вакуумных выключателей серии VF12?
2. Какие конструктивные исполнения вакуумных выключателей серии VF12 вы знаете?
3. Из каких конструктивных элементов состоит вакуумный выключатель VF12 в выкатном исполнении?
4. На какие номинальные токи отключения выпускаются вакуумные выключатели серии VF12?
5. Из каких материалов выполнен корпус полюса выключателя VF12?
6. Как выполнен механизм привода выключателя VF12?
7. Какие индикаторы для визуального наблюдения входят в состав привода?
8. Какими механическими блокировками оснащена аппаратная тележка выключателя VF12 в выкатном исполнении М?
9. Назначение электромагнитной блокировки включения выключателя?
10. Как производится включение и отключение выключателя?
11. Какие опции присутствуют в выключателе установленном в лаборатории
12. Алгоритм работы минимального расцепителя напряжения?
13. что такое блок-контакты выключателя. Их назначение.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 3

Коммутационные устройства с использованием элегаза.

2 Цель и содержание работы

2.1 Цель работы

Изучить конструкции и область применения силовых элегазовых выключателей, а также выключателей нагрузки и разъединителей с элегазовой изоляцией серии SL.

2.2 Порядок выполнения работы

- 1) просмотреть презентации по принципу действия, конструкциям и области применения силовых элегазовых выключателей;
- 2) ознакомиться с параметрами силовых элегазовых выключателей;
- 3) изучить конструкцию трехпозиционных коммутационных аппаратов с элегазовой изоляцией серии SL;
- 4) изучить назначение и виды применяемых блокировок;
- 5) провести операции коммутирования аппаратов с элегазовой изоляцией (по заданию и под руководством преподавателя);
- 6) подготовить отчет по лабораторной работе.

2.3 Основные положения

39 В настоящее время в электрических сетях работают выключатели самых разных типов и конструкций. Одним из наиболее распространенных на напряжениях 35 кВ и выше являются выключатели, гашение дуги в которых происходит в среде шести фтористой серы. (SF₆ - элегаза).

Достоинства элегаза:

1. Элегаз является "электроотрицательным" газом. Его молекулы обладают способностью захватывать электроны дугового столба. При этом образуются малоподвижные, тяжелые отрицательные ионы, которые медленно разгоняются электрическим полем. Потеря электронов делает дугу неустойчивой, и она быстро гаснет. Благодаря этому элегаз обладает высокой электрической прочностью.
2. У элегаза высокая удельная объемная теплоемкость, почти в 4 раза больше, чем у воздуха. Это позволяет увеличить токовую нагрузку на 15-25% и при этом уменьшить сечение токоведущей цепи аппарата.
3. Номинальный ток отключения дугогасительной с элегазом в 5 раз выше, чем с воздухом.
4. Малая напряженность электрического поля в столбе дуги, а значит резкое сокращение износа контактов.
5. Элегаз является инертным газом (до 800°C). Он не вступает в реакцию с кислородом и водородом, слабо разлагается дугой. Элегаз нетоксичен.
6. Элегаз негорюч, пожаробезопасен.

Недостатком элегаза является переход из газообразного состояния в жидкое уже при температуре 0°C и давлении 1,25 МПа. Это создает

предпосылку использовать его в электрических аппаратах либо с подогревом, либо при низком давлении.

К особой группе относятся выключатели нагрузки, рассчитанные на отключение только токов нормального режима и не предназначенных для отключения токов кз. В настоящее время используя преимущества элегаза кроме силовых выключателей в электрических сетях начато применение коммутационных аппаратов (выключателей нагрузки и разъединителей) с использованием элегазовой изоляции.

Выключатели нагрузки с элегазовой изоляцией - предназначены для коммутации цепей трехфазного переменного тока частотой 50 Гц, номинальным напряжением 10, 20 кВ и номинальным током до 630 А.

Разъединители с элегазовой изоляцией - предназначены для коммутации без нагрузки цепей трехфазного переменного тока частотой 50 Гц, номинальным напряжением 10, 20 кВ, номинальным током до 1000 А, а также для обеспечения безопасности работ при эксплуатации электроустановок.

2.4 Конструкция и работа элегазовых аппаратов серии SL

Трехпозиционные коммутационные аппараты серии SL предназначены для работы в составе распределительных устройств в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц, номинальным напряжением 6, 10, 20 кВ.

Серия SL включает в себя три типовых ряда аппаратов:

1. SL-B – выключатели нагрузки с элегазовой изоляцией;
2. SL-D, R – разъединители с элегазовой изоляцией;
3. SL-E – заземлители с воздушной изоляцией

В отличие от морально устаревших выключателей нагрузки ВНА, ВНП, ВНР и разъединителей РВЗ, РЛН, выключатели нагрузки и разъединители серии SL располагаются перпендикулярно относительно сборных шин, не имеют регулируемых тяг привода, не требуют обслуживания после коммутаций. Аппараты серии SL получили название трехпозиционных. Они могут принимать три положения «Включено», «Отключено» и «Заземлено».

Трехпозиционная конструкция аппаратов серии SL позволяет:

1. существенно снизить стоимость коммутационного аппарата за счет реализации в одном аппарате двух функций – выключателя нагрузки (разъединителя) и заземлителя;
2. реализовать систему блокировок, исключающую возможность неправильной эксплуатации.

Герметичный корпус, заполненный элегазом, позволяет:

1. реализовать простую и высоконадежную систему дугогашения;
2. обеспечить защиту контактной системы от воздействия окружающей среды: пыли и влаги;
3. создать коммутационный аппарат, не требующий обслуживания в течение всего срока эксплуатации;
4. свести к минимуму вероятность появления открытой электрической дуги.

Поперечное относительно сборных шин расположение коммутационного аппарата позволяет:

1. реализовать простой и надежный привод, который устанавливается непосредственно на вал и не имеет дополнительных тяг;
2. существенно уменьшить габаритные размеры ячеек КСО;
3. упростить шинную систему распределительного устройства.

2.4.1 Структура условного обозначения аппаратов



Пример записи условного обозначения: SL12-BTB.07.36 УЗ – выключатель нагрузки (далее – ВН) трехпозиционный с элегазовой изоляцией, приводом с предварительным взводом силовой пружины, дополнительным заземляющим разъединителем (далее по тексту – заземлитель) и механизмом отключения от предохранителей, наличием индикации напряжения,

электромагнитами включения и отключения, с вариантом комплектации привода дополнительными замковыми устройствами «С» и «D» и электромагнитной блокировкой «AB», климатическое исполнение УЗ.

Таблица 1 Основные модификации аппаратов серии SL

Позиции 1 – 6 условного обозначения	Состав аппарата					Использование в схемах
	дополнительный заземлитель	тип привода			функция	
		Н	Т	М		
SL12-BH					Выключатель нагрузки	Ввод, отходящая линия, трансформатор напряжения, секционный выключатель
SL12-BM						
SL12-BT						Трансформатор собственных нужд, отходящая линия на трансформатор
SL12-BT						
SL12-DH					Разъединитель	Ввод, отходящая линия, секционный выключатель, секционный разъединитель
SL12-DM						
SL12-DH						
SL12-DM						
SL12-EH					Заземляющий разъединитель	Отходящая линия, секционный разъединитель
SL12-EH						

Таблица 2 Варианты исполнения дополнительного заземлителя

Позиция 7 условного обозначения	Без заземлителя и панели с опорными изоляторами	Предохра- нители	Расположение заземлителя относительно привода				Исполнение панели с опорными изоляторами	
			снизу		сверху		без емкостного делителя	с емкостным делителем
			без емкостного делителя	с емкостным делителем	без емкостного делителя	с емкостным делителем		
N								
Варианты заземлителя с опорными изоляторами высотой 130 мм								
A								
B								
C								
D								
E								
F								
Варианты панели с опорными изоляторами высотой 160 мм								
I								
J								

Таблица 3 Комплектация приводов «Н» и «Т» блокировочными устройствами

Комбинация символов (позиции 10 – 11 условного обозначения КА)	Описание опции (перечень устанавливаемых блокировок)								Применяемость по типу привода	
	замковая				механическая	электромагнитная		ручного оперирования		
	«А»	«В»	«С»	«D»	«АБ»	«АБ»	«CD»		«Н»	«Т»
00										
01										
02										
03										
04										
05										
06										
07										
08										
09										
10										
11										
12										
13										
14										
15										
21										
31										
32										
33										
41										

43

Основные технические характеристики аппаратов серии SL представлены в табл. 4

Таблица 4 Основные технические характеристики аппаратов SL

Параметр	Выключатели нагрузки	Разъединители
Номинальное напряжение, кВ	10, 20	
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12, 24	
Номинальный ток, А	630	1000
Номинальный ток отключения, А	630	-
Номинальный ток отключения ненагруженного трансформатора, А	16	-
Номинальный ток отключения ненагруженного кабеля, А	25	-

Ток электродинамической стойкости, кА	51	
Ток термической стойкости (3 с), кА	20	
Нормированный ток включения на короткое замыкание, кА	20	-
Ресурс по механической стойкости (количество циклов В–тр–О):		
– линейных контактов	2000	
– заземляющих контактов	1000	
Коммутационный ресурс (количество циклов В–тр–О, выполняемых при коммутации номинального тока), не менее	100	-
Номинальное избыточное давление элегаза в корпусе аппарата, кгс/см ²	0.5	
Утечка элегаза из корпуса аппарата, % в год, не более	0.2	
Срок службы до списания, лет, не менее	30	

2.4.2 Конструкция аппаратов серии SL

Выключатели нагрузки и разъединители имеют общее конструктивное исполнение. Конструктивное устройство аппаратов определяется комплектацией. Основными элементами конструкции аппарата являются: корпус из эпоксидного компаунда и привод и дополнительный заземлитель. Корпус коммутационного аппарата серии SL – это герметичная оболочка из эпоксидного компаунда, заполненная элегазом (SF₆) под избыточным давлением 0,5 атм. Масса элегаза внутри корпуса составляет 230 г. Внутри корпуса размещены разъемные элементы главной цепи. Подвижные контакты аппарата приводятся в действие пружинно-механическим или приводом, расположенным вне корпуса и жестко соединенным с ним болтовыми соединениями. Механическая связь подвижных контактов с приводом осуществляется при помощи вала вращения, пропущенного через герметизирующий узел, расположенный на корпусе аппарата.

Общий вид выключателя нагрузки или разъединителя серии SL:

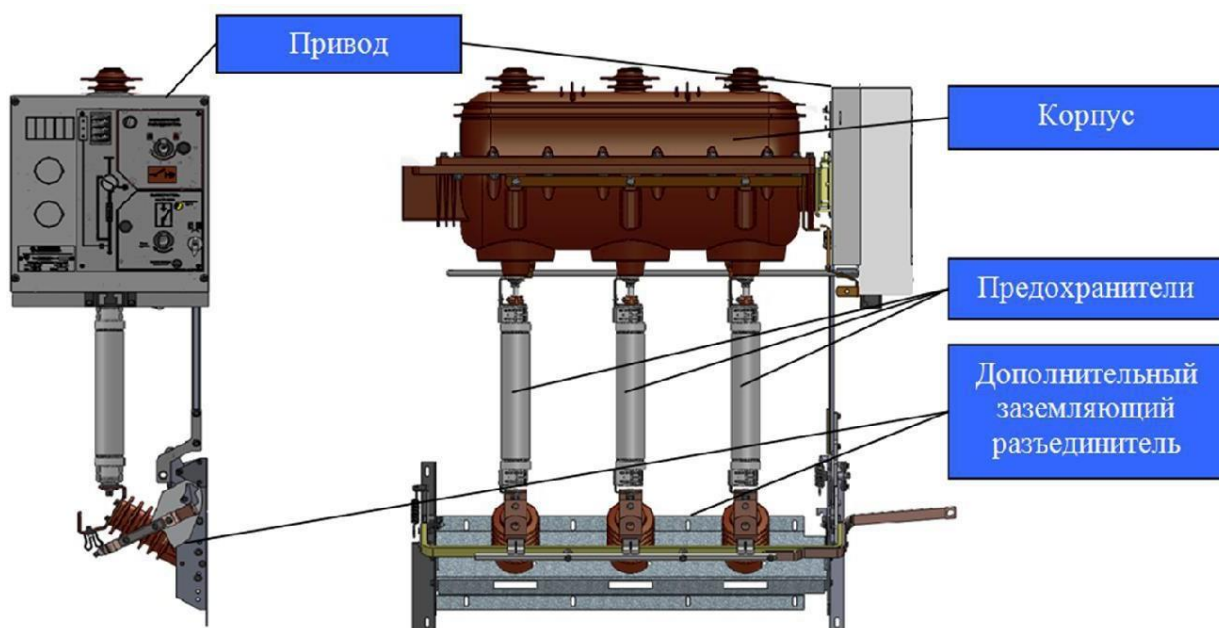


Рисунок 1 Общий вид аппаратов серии SL

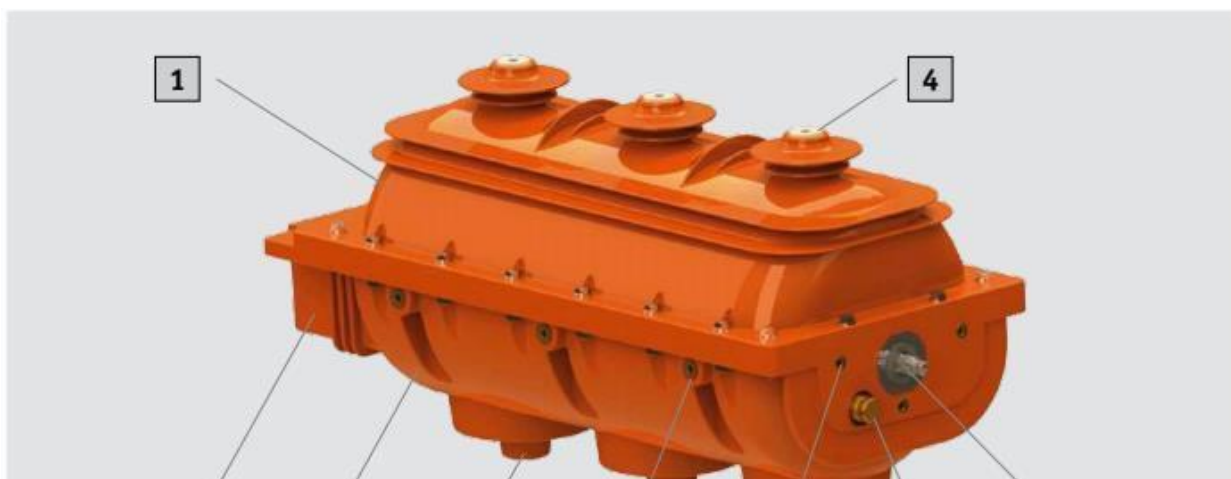


Рисунок 2 Корпус аппарата серии SL

Корпус состоит из двух частей – верхней и нижней. Фланцы частей оболочки корпуса соединены болтовыми соединениями М8. Для обеспечения герметичности между фланцами верхней и нижней части оболочки проложено резиновое уплотнение.

В нижней части корпуса расположены места установки механизма

срабатывания предохранителей в виде отформованных площадок с резьбовыми втулками. С задней стороны нижняя часть корпуса выполнена в виде канала с мембраной для аварийного сброса продуктов горения электрической дуги в случае возникновения короткого замыкания внутри корпуса аппарата. Внутри канала расположена мембрана, ее толщина выбрана таким образом, чтобы при достижении внутри корпуса избыточного давления элегаза более 6 атм. происходило ее разрушение.

2.4.3 Контактная система и система дугогашения

Внутри корпуса расположены главные цепи, которые состоят из (рис.3) неподвижных линейных контактов верхней части корпуса и нижней части корпуса, неподвижных контактов заземления и подвижных контактов, расположенных на валу подвижных контактов.

Контакты верхней и нижней частей корпуса неподвижны и имеют выводы, покрытые защитным слоем серебра толщиной 6 мкм. Выводы заземления имеют отверстия с внутренней резьбой М8 для присоединения шины заземления.

Подвижные контакты расположены на вращающемся валу подвижных контактов.



Рисунок 3 Контактная система

Прижатие подвижных контактов к контактам нижней частью корпуса и верхней частью корпуса обеспечивается за счет пружин. Подвижные контакты покрыты защитным слоем серебра толщиной не менее 9 мкм. Подвижные контакты могут замыкать неподвижные контакты в следующих комбинациях (рис. 4):

1. замкнуты контакты нижней части корпуса и контакты заземления –

- аппарат заземлен;
2. разомкнуты все неподвижные контакты – аппарат отключен;
 3. замкнуты контакты верхней и нижней части корпуса – аппарат включен.

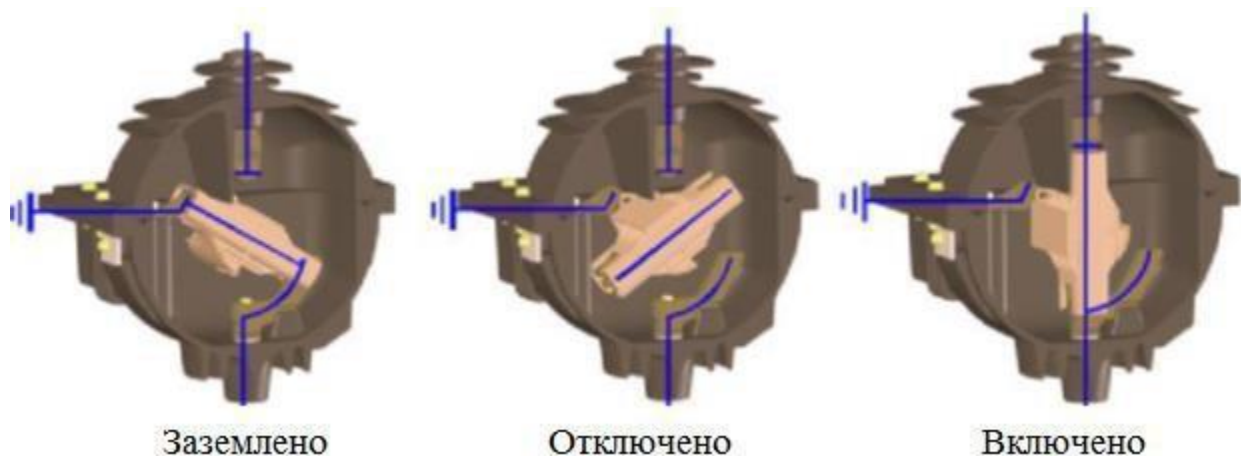


Рисунок 4 Положения контактной системы аппарата

Устройство дугогашения устанавливается только в выключателях нагрузки. Электрическая дуга, возникающая при размыкании контактов, гасится благодаря элегазу и постоянному магниту. Гашение дуги с помощью элегазовой среды осуществляется за счет того, что молекулы элегаза улавливают электроны дугового столба и образуют относительно неподвижные отрицательные ионы. Потеря электронов делает дугу неустойчивой, и она легко гаснет. Принцип действия постоянного магнита заключается в удлинении дуги под действием магнитного поля и удалении ее от контактов, при этом происходит увеличение падения напряжения в столбе дуги и напряжение, приложенное к контактам, становится недостаточным для поддержания дуги.

Удлинению и гашению дуги способствует электродинамическое усилие, создаваемое в результате взаимодействия тока дуги с возникающим вокруг нее магнитным полем, создаваемым постоянными магнитами.

2.4.4 Привод с ручным оперированием (типа «Н»)

Привод аппарата выполнен в виде отдельного узла и представляет собой пружинный механизм, обеспечивающий вращение вала с требуемыми параметрами угла поворота подвижных контактов аппарата, скорости и направления вращения. Оперирование приводом производится вручную либо дистанционно в зависимости от модификации.

Коммутационные аппараты серии SL выпускаются с тремя типами приводов

- «Н» - с ручным оперированием
- «М» - с моторным оперированием

«Т» - с предварительным взводом пружины

В лаборатории представлены аппараты с приводом типа «Н».

Внешний вид лицевой панели привода аппарата типа «Н» приведен на рисунке 5.

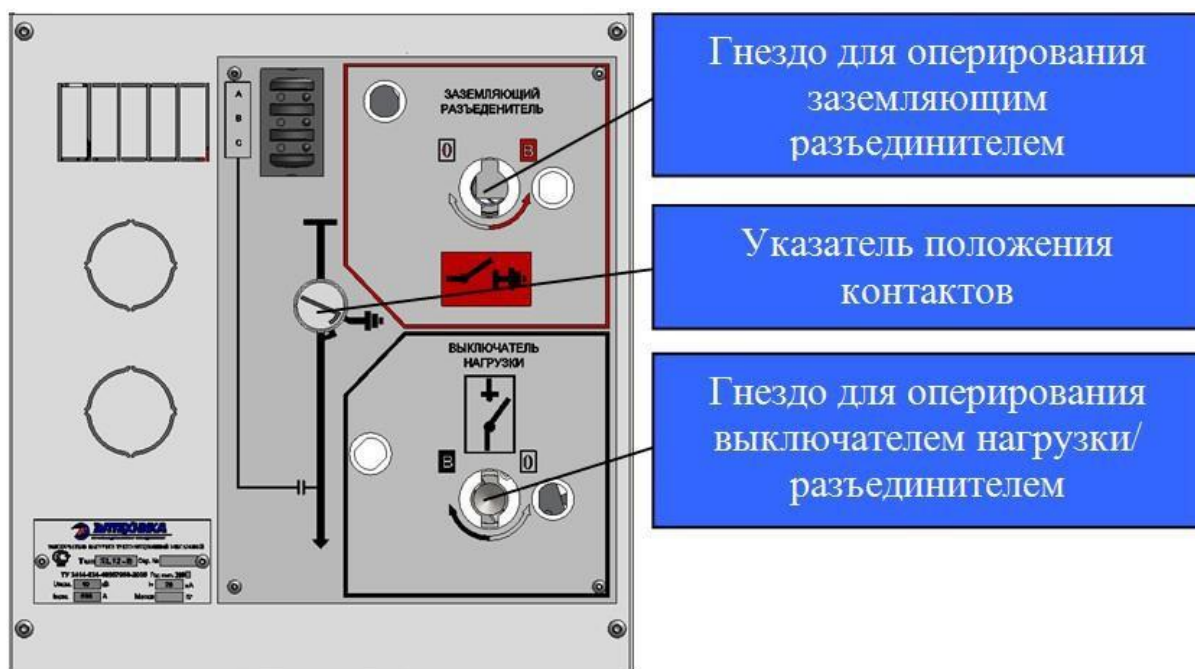


Рисунок 5 Общий вид лицевой панели привода типа «Н»

Привод типа Н поддерживает следующие режимы оперирования:

1. ручное включение/отключение ВН/разъединителя;
2. ручное включение/отключение заземлителя.

Ручное включение/отключение аппарата выполняется посредством съемной рукоятки оперирования, которая поставляется совместно с аппаратом SL12. Для выполнения операций включения/отключения и отключения/заземления рукоятка оперирования устанавливается в разные отверстия, что исключает вероятность ошибочных действий оператора. Гнездо оперирования заземлителем частично перекрывается шторкой блокировки. Для установки рукоятки оперирования в гнездо необходимо сдвинуть край шторки блокировки. Приводы аппаратов могут быть оборудованы электромеханическими блокировками, обеспечивающими функциональную связь с аппаратами, установленными в других ячейках распределительного устройства.

Рукоятка оперирования состоит из подвижного рычага с ручками на концах и штока (рис. 6). Окончание штока имеет фаску для установки рукоятки оперирования в отверстие.

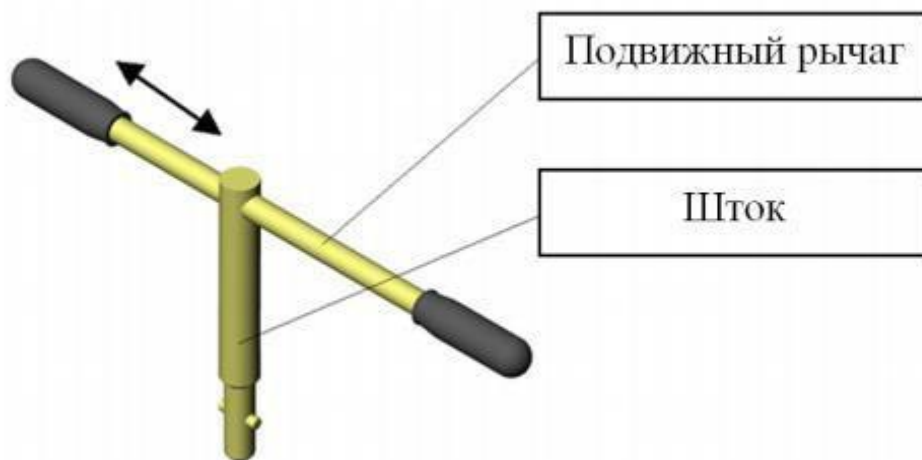


Рисунок 6 Рукоятка оперирования с аппаратом

Для контроля текущего положения аппарата на лицевой панели привода имеется механический указатель положения контактов, жестко соединенный с валом подвижных контактов (рис. 7).

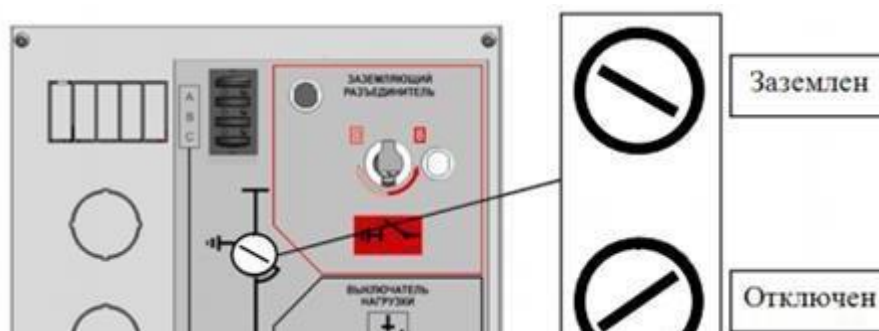


Рисунок 7. Механический указатель положения контактов

Если оперирование заземлителем заблокировано, невозможно сдвинуть шторку и установить рукоятку оперирования в гнездо.

Операции включения и отключения привод выполняет с независимой от действий оператора скоростью. Оператор вращает рукоятку, установленную в соответствующее гнездо в приводе, в направлении, соответствующем выполняемой операции. На протяжении большей части поворота рукоятки происходит взвод силовой пружины привода, и при определенном положении рукоятки пружина освобождается и, разжимаясь, приводит в движение вал подвижных контактов.

2.4.5 Блокировки, реализованные в конструкции аппарата

Приводы аппаратов оборудованы блокировками, предотвращающими ошибочные действия оператора при оперировании аппаратом. В аппаратах могут применяться четыре вида блокировок:

«А» – запрещает выполнение операции отключения разъединителя (для привода «Н»);

«В» – запрещает выполнение операции включения разъединителя (для привода «Н»);

«С» – запрещает выполнение операции отключения заземлителя;

«D» – запрещает выполнение операции включения заземлителя.

Одна и та же блокировка может запрещать оперирование включения и отключения, в этом случае ее обозначают «AB» или «CD»

Блокировка оперирования аппаратом выполняется в виде шторки, которая закрывает возможность использовать рукоятку оперирования для выполнения операции.

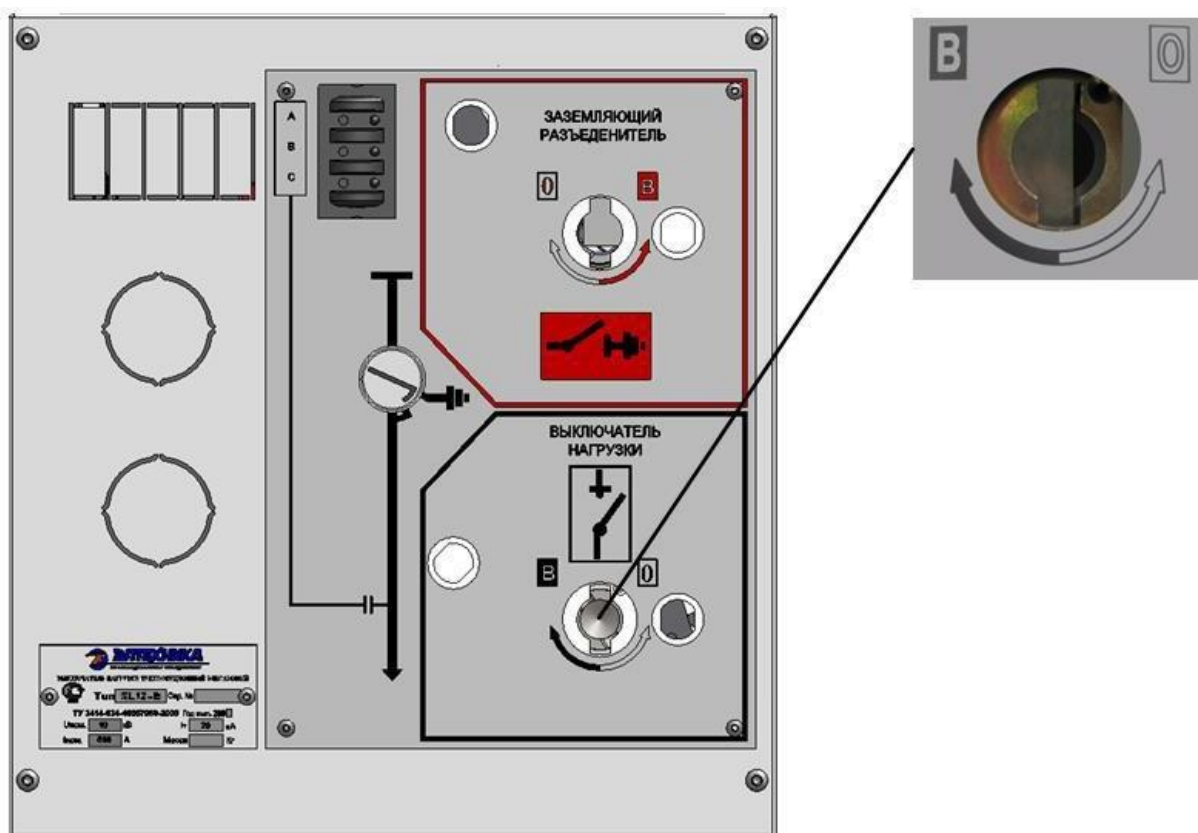
Например: **Блокировка включения заземлителя (D)**

Во включенном состоянии аппарата гнездо для оперирования заземлителем закрыто шторкой, которая не позволяет установить рукоятку оперирования (рис. 8).



Рисунок 8 Блокировка, предотвращающая включение заземляющего разъединителя во включенном состоянии аппарата

Аналогично выполняются блокировки запрещающие операции с контактами разъединителя (рис9.)



51

Рисунок 9. Блокировка, предотвращающая включение линейных контактов аппарата в заземленном состоянии аппарата.

Управление шторками блокировок может осуществляться либо механическими замками, либо с помощью электромагнитов (оперативные блокировки).

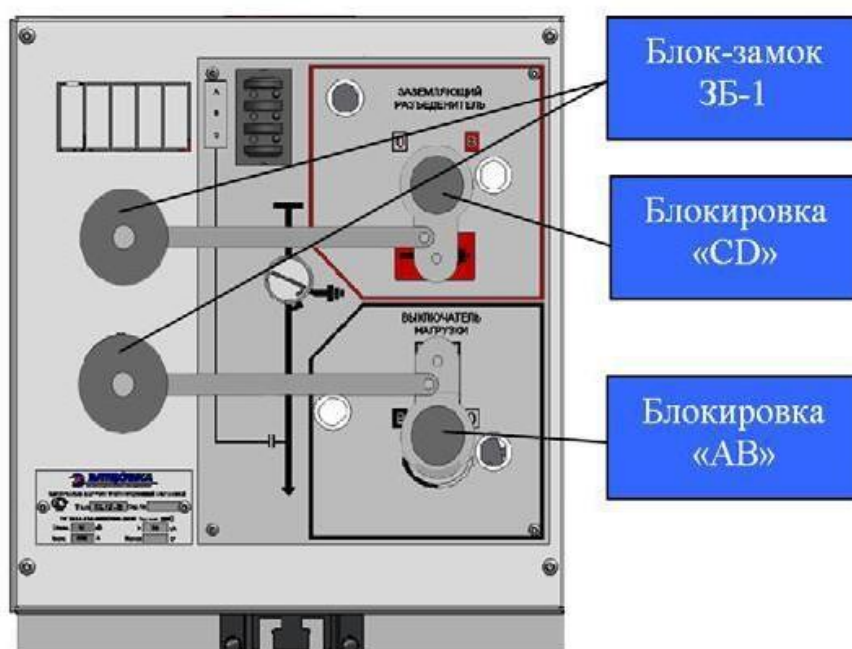


Рисунок 10 блокировка на основе блок-замка ЗБ-1

Электромагнитные блокировки не позволяют оперировать аппаратом без установки электромагнитного ключа. Управление электромагнитным ключом зависит от схемы вторичной цепи, в которую включен блок-замок.

Блокировка на основе блок-замка ЗБ-1 (рис. 10) основана на механической связи блок-замка и шторки, перекрывающей гнездо для установки рукоятки оперирования, или на механической связи блок-замка и ручки оперирования ВН.

Электромагнитные блокировки приводятся в действия двумя способами (см. рис. 11):

электрический (рабочий) – воздействие на шторку электромагнитным ключом КЭЗ-1 через блок-замок;

магнитный (аварийный) – воздействие на шторку магнитным ключом КМ-1 через блок-замок.



Рисунок 11 Слева – электромагнитный ключ КЭЗ-1, справа – магнитный ключ КМ-1.

Механические замковые блокировки выполняются с помощью установки дополнительных замков. Запрет выполнения операции осуществляется путем механической блокировки отверстия для установки рукоятки оперирования. Замки выполнены так, что ключ из замка извлекается только в заблокированном положении.

Внешняя блокировка

Кроме перечисленных выше блокировок, при установке аппарата в ячейки КРУ или КСО могут устанавливаться дополнительная внешняя блокировка

Внешняя блокировка препятствует отключению заземлителя аппарата при отсутствии механического воздействия от внешнего устройства через деблокирующую планку (рис. 12). В то же время, когда аппарат не заземлен, блокировка препятствует удалению деблокирующей планки. Данная блокировка может применяться для блокирования двери КРУ (КСО) при снятом заземлении и для блокирования снятия заземления при открытой двери

КРУ (КСО).

При проведении монтажных и сервисных работ для разблокирования внешней блокировки необходимо использовать имитатор зацепа (рис. 12).

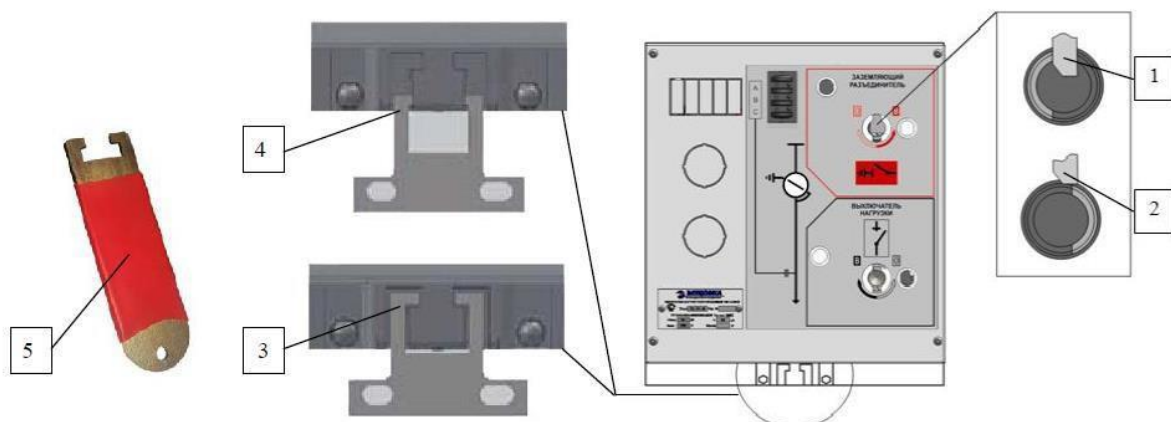


Рисунок 12 Внешняя блокировка:

1 – положение шторки при нижнем положении рычага; 2 – положение шторки при верхнем положении рычага; 3 – положение деблокирующей планки, при котором невозможно оперирование аппаратом; 4 – положение деблокирующей планки, при котором возможно оперирование аппаратом; 5 – имитатор зацепа

2.4.6 Блок индикации напряжения

53

Блок индикации напряжения предназначен для индикации наличия напряжения в каждой фазе со стороны подключаемого кабеля. Напряжение на светодиоды сигнализации наличия напряжения главных токоведущих цепей поступает с датчиков напряжения, представляющих собой изоляторы с емкостными делителями. Светодиоды блока индикации начинают светиться при напряжении 1600 В в главной токоведущей цепи. При номинальном напряжении главной токоведущей цепи, напряжение на гнездах для подключения устройства фазировки не превышает 8 В.

Схема соединения блока индикации напряжения и изоляторов с емкостными делителями представлена на рис. 27. Блок индикации напряжения устанавливается на лицевой панели аппарата и крепится к задней панели привода с помощью кронштейна (рис. 28).

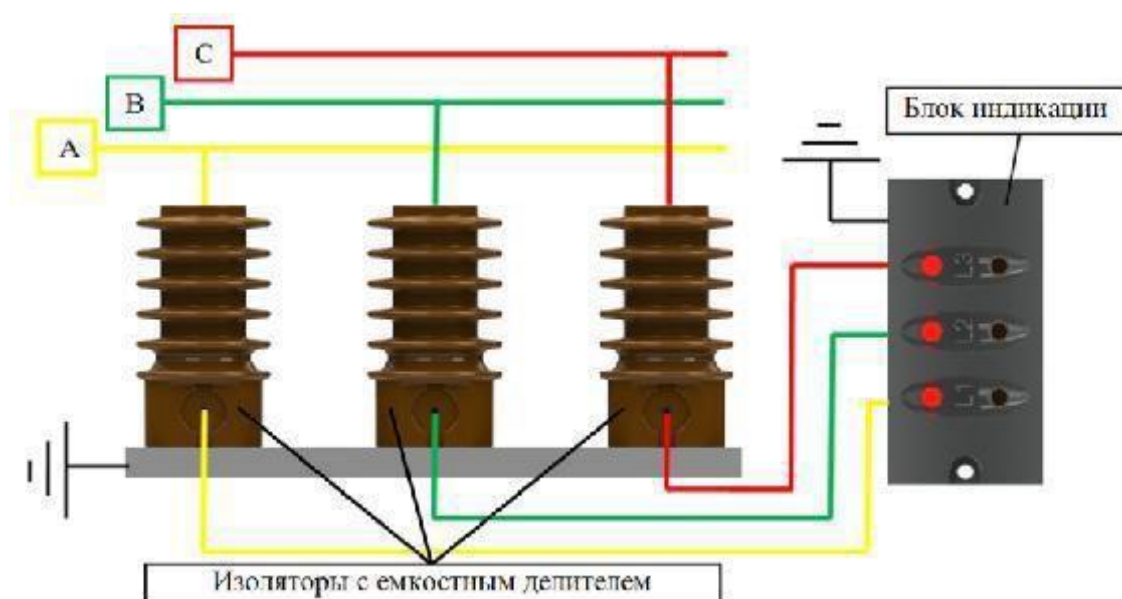


Рисунок 13 Схема блока индикации напряжения:

2.4.7 алгоритм выполнения операций с аппаратом SL12

Управление аппаратом SL12 должно выполняться только персоналом, изучившим руководство по эксплуатации и имеющим группу допуска по электробезопасности не ниже 3 для электроустановок свыше 1000 В.

54 Перед выполнением любого действия необходимо убедиться, что индикаторы и блокировки аппарата не запрещают выполнение данного действия.

В лаборатории предусмотрено только ручное управление аппаратом. Действия по оперированию аппаратами SL12 указаны в табл. 5.

Таблица 5

№ п/п	Операция	Привод	Режим	Порядок выполнения
1	2	3	4	5
1	Включение ВН/разъединителя	Н, М	ручной	проверить возможность операции; устранить при необходимости блокировку; отодвинуть шторку блокировки; установить рукоятку до упора в гнездо привода «выключатель нагрузки»/ «разъединитель»; повернуть рукоятку в направлении «В» до упора; извлечь рукоятку.
		М, Т	Дистанционный	подать внешнюю команду на включение ВН/разъединителя на схему управления

№ п/п	Операция	Привод	Режим	Порядок выполнения
1	2	3	4	5
2	Отключение ВН/разъединителя	Н, М	ручной	проверить возможность операции; устранить при необходимости блокировку; отодвинуть шторку блокировки; установить рукоятку до упора в гнездо привода «выключатель нагрузки» («разъединитель»); повернуть рукоятку в направлении стрелки «О» до упора; извлечь рукоятку.
		М, Т	Дистанционный	подать внешнюю команду на отключение ВН /разъединителя схему управления
3	Включение заземлителя	Н	ручной	проверить возможность операции; устранить при необходимости блокировку; отодвинуть шторку блокировки; установить рукоятку в гнездо привода «заземляющий разъединитель» (заземлитель), повернуть до упора в направлении стрелки «В» извлечь рукоятку
4	Отключение заземлителя	Н	ручной	проверить возможность операции; устранить при необходимости блокировку; отодвинуть шторку блокировки; установить рукоятку в гнездо привода «заземляющий разъединитель» (заземлитель); повернуть до упора в направлении стрелки «О»; извлечь рукоятку.

2.4.7. Маркировочная табличка

На кожухе привода аппарата устанавливается маркировочная табличка. Образец заполнения маркировочной таблички представлен на рис. 14. На каждый аппарат наносится QR-код (англ. quick response — быстрый отклик) — матричный код (двумерный штрих код), который в закодированном виде содержит интернет ссылку для скачивания файла руководства по эксплуатации.

The diagram shows a marking label for a three-pole device. The label contains the following information:

- Logo and Brand:** PC logo and "ЭЛТЕХНИКА" (ELTEKHNIKA) with "ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ" (PROIZVOZHDSTVENNOYE OBYEDINENIYE) below it.
- QR Code:** Located in the top right corner.
- Device Name:** "ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ НАГРУЗКИ ТРЕХПОЗИЦИОННЫЙ ЭЛЕГАЗОВЫЙ" (THREE-POSITION ELEGAS LOAD SWITCH).
- Type:** "SL" and "УЗ" (UZ) in separate boxes.
- Technical Specification:** "ТУ 3414-034-45567980-2012".
- Thermal Current:** "I_T 20 кА" (IT 20 kA).
- Rated Current:** "I_{ном.} 630 А" (I_{nom.} 630 A).
- Serial Number:** "Сер. №" followed by a box.
- Mass:** "Масса" followed by a box and "кг" (kg).
- Nominal Voltage:** "U_{ном.}" followed by a box and "кВ" (kV).
- Year of Release:** "Год вып." followed by a box.
- Contact Info:** "www.elteh.ru" and "тел. +7(812)329-97-97".

Callouts from surrounding boxes point to the following fields on the label:

- Наименование изделия** (Product Name) points to the device name.
- Тип аппарата** (Device Type) points to the "УЗ" box.
- Ток термической стойкости** (Thermal current) points to "I_T 20 кА".
- Номинальный ток** (Rated current) points to "I_{ном.} 630 А".
- Номинальное напряжение** (Nominal voltage) points to "U_{ном.}".
- Серийный номер** (Serial number) points to "Сер. №".
- QR - код** (QR code) points to the QR code.
- Технические условия** (Technical conditions) points to "ТУ 3414-034-45567980-2012".
- Масса аппарата** (Device mass) points to "Масса".
- Год выпуска** (Year of release) points to "Год вып."

Рисунок 14 Образец заполнения маркировочной таблички трехполюсного аппарата SL

2.5 Содержание отчета и его форма

Отчет выполняется в письменном виде:

10. Титульный лист.
11. Классификация, типы, область применения аппаратов с использованием элегаза.
12. Расшифровка условного обозначения и технические данные трехполюсного аппарата с элегазовой изоляцией SL12 представленного в лаборатории.
13. Эскиз аппарата SL12 с указанием основных деталей.
14. Краткое пояснение:

Контрольные вопросы и защита работы

Защита лабораторной работы проводится при наличии письменного отчета в форме опроса.

1. Что такое элегаз? Достоинства и недостатки элегаза для использования в коммутационных аппаратах?
2. Типы и конструкции элегазовых выключателей? Область применения элегазовых выключателей?
3. Особенности гашения электрической дуги в элегазе?
4. Отличие силового элегазового выключателя от выключателя нагрузки?
5. Назначение аппаратов с использованием элегаза серии SL?
6. Какие конструктивные исполнения аппаратов серии SL вы знаете?
7. Из каких конструктивных элементов состоит аппарат серии SL?
8. Какие индикаторы для визуального наблюдения входят в состав привода?
9. Назначение и типы электромагнитных блокировок в аппаратах серии SL.?
11. Из каких составных элементов состоит элегазовый выключатель?
12. Как производится включение и отключение выключателя?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 4

Изучение измерительных трансформаторов тока

Цель и содержание работы

Ознакомиться с назначением, конструкцией и областью применения измерительных трансформаторов тока.

Порядок выполнения работы

Изучить конструкцию трансформаторов тока, используя имеющиеся в лаборатории образцы и плакаты;

1. Изучить область применения различных серий трансформаторов тока;
2. Изучить схемы соединения трансформаторов тока;
3. Подготовить отчет по работе;
4. Ответить на вопросы преподавателя.

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.

По назначению измерительные трансформаторы тока (ИТТ) изготавливаются для организации измерений (коммерческого, технического, а также автоматизированных систем учета электроэнергии) и трансформаторы тока для обеспечения работы релейной защиты. В данной работе рассматриваются первые.

Трансформатор тока имеет замкнутый магнитопровод 2 рисунок 2.1 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 , также последовательно. Выводы первичной обмотки обозначаются буквами Л₁ и Л₂, а вторичной И₁ и И₂. Различают две основные группы измерительных трансформаторов тока (ИТТ): одновитковые и многovitковые. Одновитковые ИТТ наиболее



Рисунок. 2.1 – Схема включения трансформатора тока.

изготов ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 4
Изучение измерительных трансформаторов тока

1. Цель и содержание работы

Изучение основных сведений о трансформаторах тока, назначение и область применения измерительных трансформаторов тока, конструкции трансформаторов тока.

- закрепление теоретических знаний по теме «Система измерений на электрических станциях и в электрических сетях»
- закрепление навыков работы с технической литературой.

2. Порядок выполнения работы

5. Изучить теоретический материал и видеоматериал по устройству, конструкциям и особенностям режимов работы измерительных трансформаторов тока.
6. Изучить область применения различных серий трансформаторов тока. Произвести осмотр трансформаторов тока, представленных в лаборатории;
7. Изучить схемы соединения трансформаторов тока;
8. Подготовить отчет по работе;
9. Ответить на вопросы преподавателя.

3. Теоретический материал

3.1 Общие сведения

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока любого значения до значений, наиболее удобных для стандартных измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты обслуживающего персонала от цепей высокого напряжения.

По назначению измерительные трансформаторы тока (ИТТ) изготавливаются для организации измерений и учета (коммерческого, технического, а также автоматизированных систем учета электроэнергии), а также для обеспечения работы релейной защиты.

Измерительные трансформаторы устанавливаются в распределительных устройствах. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов в помещениях центрального и местных пультов управления.

Трансформатор тока (рисунок 1) имеет замкнутый магнитопровод 2 на котором расположены две обмотки — первичная 1 (с числом витков w_1) и вторичная (с числом витков w_2) 3. Первичная обмотка включается последовательно в цепь измеряемого тока I_1 , ко вторичной обмотке присоединяются измерительные

приборы, обтекаемые током I_2 , также последовательно. Выводы первичной обмотки обозначаются буквами Л₁ и Л₂, а вторичной И₁ и И₂.

Первичная обмотка трансформатора тока всегда изолируется от вторичной на полное рабочее напряжение. Кроме того, требуется заземление вторичной обмотки трансформатора тока, чтобы обеспечить безопасность обслуживающего персонала и подключенных приборов.

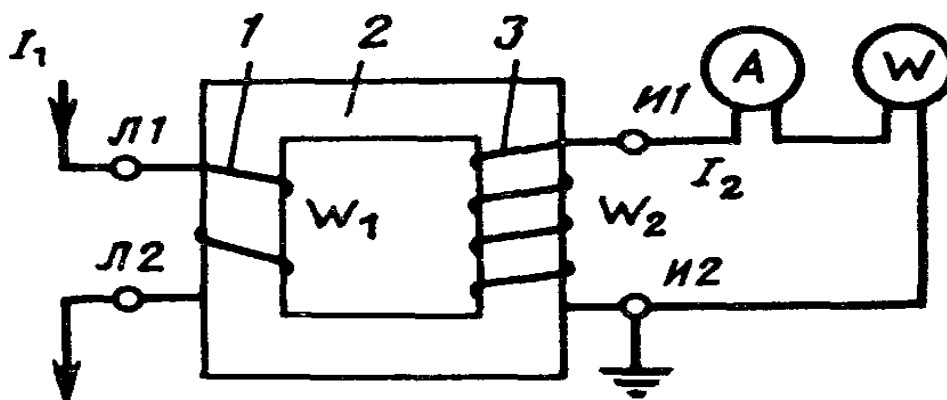


Рисунок. 1 – Схема включения трансформатора тока.

Такая конструкция и схема включения обеспечивает пропорциональность первичного и вторичного тока протекающего в обмотках трансформатора тока. Чем меньше полное сопротивление приборов подключенных к вторичной обмотке трансформатора тока и, соответственно, полное вторичное сопротивление обмотки $Z_{2т}$, тем точнее обеспечивается пропорциональность между первичным и вторичным токами, то есть тем меньше погрешность ТТ. Идеальным режимом работы трансформатора тока является режим короткого замыкания вторичной обмотки.

Также погрешность трансформатора тока зависит от его конструктивных особенностей: сечения магнитопровода, магнитной проницаемости материала магнитопровода, средней длины магнитного пути, значения $I_1 w_1$.

На погрешности влияет в основном, ток намагничивания стали сердечника. Чем выше качество стали, т. е. больше начальная магнитная проницаемость, тем меньше и стабильнее ток намагничивания.

Для снижения погрешностей и повышения точности измерений применяются: холоднокатаная сталь, пермаллой (сплав стали с никелем), специальные схемы соединений обмоток, искусственное подмагничивание сердечника и другие средства.

Для идеального трансформатора с током намагничивания $I_\mu=0$ отношение токов в обмотках обратно пропорционально отношению числа витков обмоток.

$$\frac{I_1}{I_2} \approx \frac{w_2}{w_1} \quad \text{при этом} \quad I_1 = I_2 k_H. \quad (1)$$

У реального трансформатора тока из-за несовершенства конструкции и потерь в магнитопроводе и обмотках возникают погрешности, которые снижают точность измерений.

Различают погрешность тока, которая определяется по выражению:

$$\Delta I \% = \frac{K_1 I_2 - I_1}{I_1} 100. \quad (2)$$

и угловую погрешность, определяемую углом δ между векторами первичного I_1 и вторичного I_2 токов.

В зависимости от предъявляемых требований, выпускаются трансформаторы тока с классами точности 0,2; 0,5; 1; 3; 10. Указанные цифры представляют собой токовую погрешность в процентах номинального тока при нагрузке первичной обмотки током (5-20-100-120)% от номинального тока для первых трех классов и 50-120% для двух последних. Для трансформаторов тока классов точности 0,2; 0,5 и 1 нормируется также угловая погрешность. Для коммерческого учета, как правило, применяют обмотки с классами точности 0,5S и 0,2S. Буква “S” обозначает, что трансформатор тока проверяется по пяти точкам от 1% до 120% (1-5-20-100-120) от номинального тока. Применение трансформаторов тока классов точности «S» позволяет сократить недоучет электроэнергии в несколько раз при малой нагрузке силовых трансформаторов. Каждый из указанных классов точности имеет свою область применения.

Класс точности	Область применения
0,2; 0,2s	Точные лабораторные измерения, АСКУЭ
0,5 0,5s	Приборы учета электроэнергии
1,0	Щитовые приборы
3,0 и 10,0	Токовые защиты
Д	Специальные для дифференциальных защит
З	Для земляной защиты
Р	Для прочих релейных защит

3.2 Классификация ТТ

По ГОСТ 7746-89 ТТ классифицируются по следующим признакам:

По роду установки: для работы на открытом воздухе, в закрытых помещениях, в подземных установках, внутри оболочек электрооборудования.

По конструкции: опорные (О), проходные (П), шинные (Ш), встроенные (В), разъемные (Р).

По виду изоляции: с литой изоляцией (Л), с фарфоровой изоляцией (Ф), с твердой изоляцией (кроме литой) (Т), маслонаполненные (М), газонаполненные (Г).

По числу витков первичной обмотки: одновитковые и многовитковые.

По числу магнитопроводов со вторичными обмотками (называемых кернами): с одним керном с несколькими кернами.

По назначению кернов: для измерения, для защиты, для измерения и защиты, для работы в переходных режимах.

По числу коэффициентов трансформации: с одним коэффициентом трансформации, с несколькими коэффициентами трансформации.

3.3 Конструктивное исполнение ТТ

Одновитковые ИТТ наиболее просты в изготовлении. Однако при одном витке первичной обмотки и применении стали среднего качества МДС обмотки недостаточна для трансформаторов класса 0,5, если первичный ток менее 400-600 А. Одновитковые ИТТ с мешью номинальным током, например встроенного типа, относятся к классам точности 1 и 3. Одновитковые ИТТ выпускаются с собственной первичной обмоткой и без собственной обмотки - это, шинные, встроенные и разъемные.

ИТТ для внутренней установки напряжением до 35 кВ имеют литую эпоксидную изоляцию с первичными номинальными токами от 400 до 1500 А. В качестве примера на рисунке 2 показан трансформатор типа ТПОЛ-20 (П- проходной, О- одновитковый, Л- литая изоляция) на номинальное напряжение 20 кВ.

Первичной обмоткой служит прямолинейный стержень 1 с зажимами на концах. На стержень поверх изоляции надеты два кольца магнитопровода со встроенными обмотками. Таким образом, два трансформатора объединены в общую конструкцию. Магнитопроводы вместе с первичной и вторичными обмотками залиты эпоксидным компаундом и образуют монолитный блок 2 в виде проходного изолятора. Зажимы вторичных обмоток 3 расположены на боковом

приливе изоляционного блока. Классы точности этих ИТТ – 0,5; 3; Р. Такие трансформаторы тока имеют значительно меньшие размеры, чем ИТТ с фарфоровой изоляцией и обладают высокой электродинамической стойкостью. Эти ИТТ в распределительных устройствах выполняют одновременно роль проходных изоляторов

Встроенные ИТТ устанавливают на вводах 35 кВ и выше масляных баковых выключателей и силовых трансформаторов.

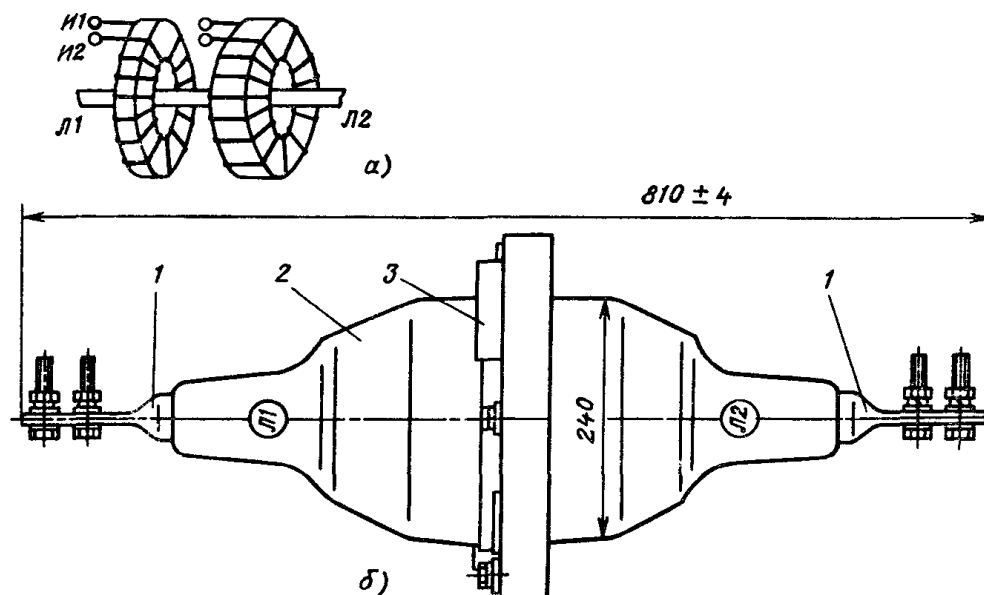


Рисунок. 2 - Трансформатор тока ТПОЛ-20: а – принципиальное расположение магнитопроводов с обмотками; б – конструкция: 1 – вывод первичной обмотки; 2 – эпоксидная изоляция; 3 – выводы вторичной обмотки.

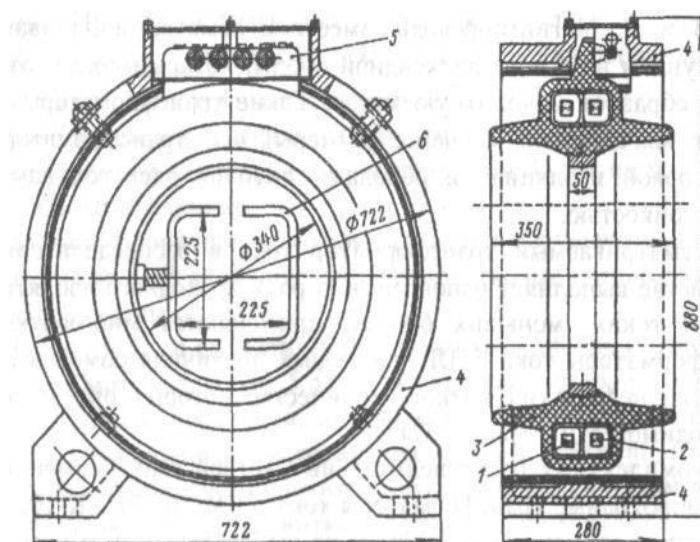


Рисунок. 3 - Трансформатор тока ТШЛ-20:

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

Шинные трансформаторы тока изготавливают для номинальных напряжений до 20 кВ и номинальных первичных токов до 24000 А. При таких больших токах целесообразно упростить конструкцию ИТТ, используя в качестве первичной обмотки шину или пакет шин соответствующего присоединения, что позволяет отказаться от зажимов первичной обмотки с контактными соединениями. Шинные ТТ, вследствие большого номинального первичного тока можно выполнять с классом точности 0,5, не прибегая к компенсации погрешностей. Металлическая арматура этих ТТ выполняется из немагнитного материала во избежание чрезмерного нагрева вихревыми токами. На рисунке 3 показан шинный трансформатор тока ТШЛ -20 (Ш- шинный, Л- литая изоляция для напряжения 20 кВ и токи 6000 – 18000 А). Эти трансформаторы представляют собой кольцеобразный эпоксидный блок с залитым в нем магнитопроводом и вторичными обмотками. Первичной обмоткой является шина токопровода.

Электродинамическая стойкость таких трансформаторов тока определяется устойчивостью шинной конструкции.

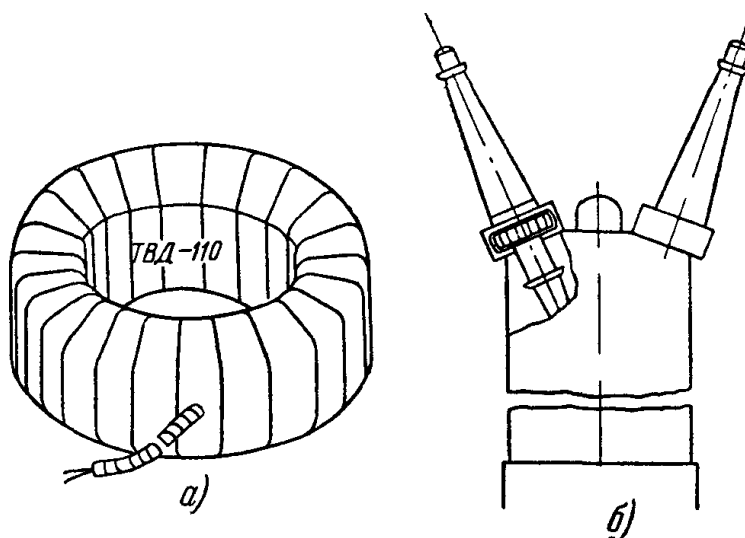


Рисунок. 4 – Одновитковые трансформаторы тока, встроенные в масляный выключатель: а – кольцевой магнитопровод с вторичной обмоткой; б – установка трансформатора на проходном изоляторе выключателя.

В комплектных токопроводах применяются ИТТ серий ТШВ15, ТШВ24.

На рис. 4 показан магнитопровод с вторичной обмоткой встроенного ИТТ во ввод масляного выключателя. Токоведущие стержни вводов с их изоляцией служат первичными обмотками для встроенных трансформаторов. Поэтому они дешевы и не требуют особого места для установки. Вторичные обмотки этих трансформаторов выполняют с ответвлениями, позволяющими подобрать число

витков и, следовательно коэффициент трансформации в соответствии с рабочим током цепи. Обычно делают четыре ответвления, причем основные выводы (полное число витков) соответствуют номинальному току выключателя. При работе ИТТ с неполным числом витков, т.е. с первичным током меньше номинального погрешность его увеличивается вследствие уменьшения МДС первичной обмотки. Разъемные ТТ тоже не имеет собственной первичной обмотки. Его магнитопровод состоит из двух частей стягиваемых болтами. Он может смыкаться и размыкаться вокруг проводника с током, который является первичной обмоткой этого ТТ.

Погрешности встроенных ИТТ при прочих равных условиях больше погрешностей проходных и шинных трансформаторов, т.к. из-за значительного диаметра кольцевого магнитопровода, определяемого диаметром ввода, длина его и, следовательно, сопротивление магнитной цепи оказываются весьма большими. Для встраивания в масляные выключатели применяются ИТТ серий ТВ, ТВС, ТВУ. Для встраивания в силовые трансформаторы или автотрансформаторы применяются трансформаторы тока серии ТВТ.

При токах меньших 600 А, применяются многовитковые ИТТ, у которых первичная обмотка состоит из нескольких витков, количество которых определяется необходимой величиной МДС.

Многовитковые ИТТ изготавливают для всей шкалы номинальных напряжений и для токов до 1000 – 1500 А, т.е. для условий, когда необходимая точность не может быть обеспечена при одном витке первичной обмотки. Изготовление многовитковой обмотки усложняет конструкцию ТТ, т.к. необходимо учитывать внутренние электродинамические силы при КЗ и значительные витковые напряжения при волновых процессах с крутым фронтом волны. Вид изоляции и конструкцию обмоток выбирают в соответствии с номинальным напряжением.

Для напряжений 6-10 кВ изготавливают катушечные и петлевые ТТ с эпоксидной изоляцией. На рисунке 2.5 показан трансформатор тока ТПЛ-10 (П-петлевой, Л- литая изоляция) на напряжение 10 кВ.

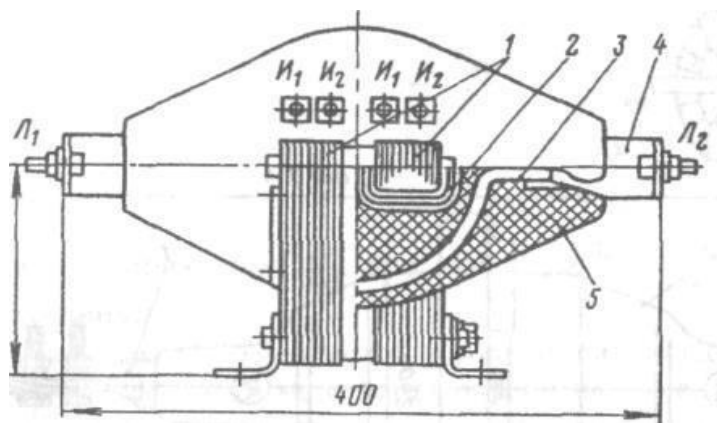


Рисунок. 5 - Петлевой трансформатор тока ТПЛ-10:

1- магнитопровод; литой блок, 2- вторичная обмотка; 3 - первичная обмотка; 4 - вывод первичной обмотки; 5- литой эпоксидный корпус.

Для напряжений 35 — 750 кВ изготавливались трансформаторы тока наружной установки с масляным заполнением типа ТФН (рис.6) (Ф — фарфоровая изоляция, Н — наружная установка). На рисунке 2.6 показаны магнитопроводы и обмотки трансформатора тока типа ТФН. Кольцевые магнитопроводы 1 — 3 выполнены из ленточной стали. На них навиты вторичные обмотки. Первичная обмотка 4 из многожильного провода проходит через отверстие магнитопроводов. Концы ее выведены наверх. Такую своеобразную конструкцию называют *з в е н ь е в о й* или *в о с ь м е р о ч н о й*. Первичная обмотка состоит из двух секций, которые с помощью переключателя могут быть соединены последовательно или параллельно, благодаря чему первичный номинальный ток и, следовательно, коэффициент трансформации можно изменять в отношении 1:2. Изоляция 5 первичной обмотки, а также магнитопроводов с вторичными обмотками выполнена из кабельной бумаги. Магнитопроводы и обмотки трансформаторов тока типа ТФН заключены в фарфоровый полый изолятор, заполненный маслом

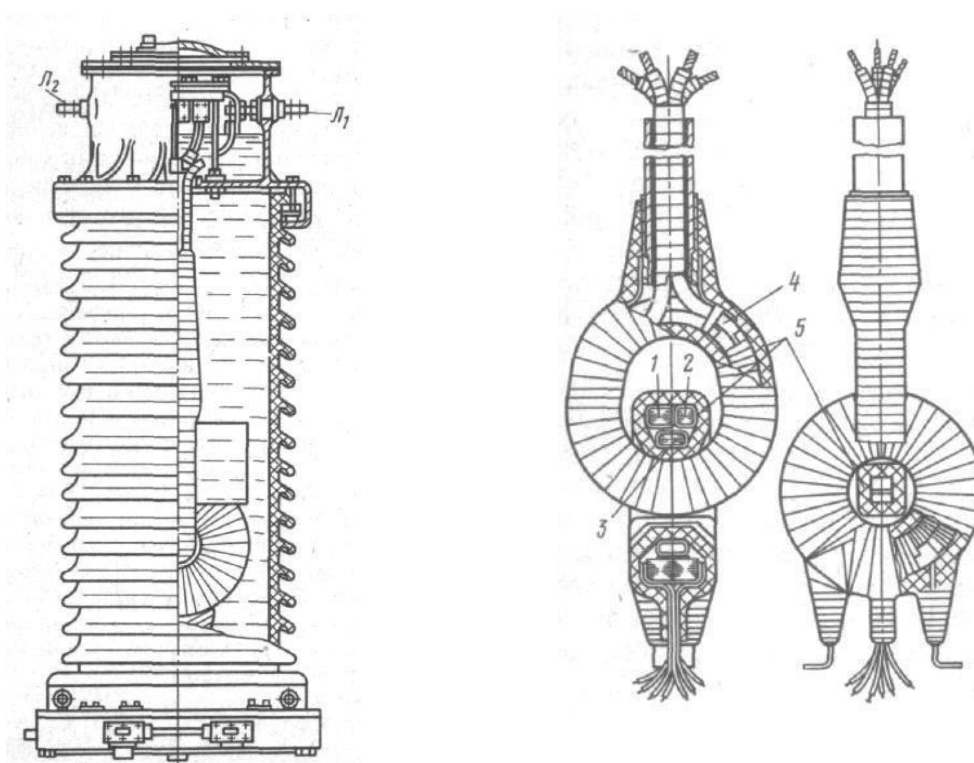


Рисунок. 6 - Магнитопроводы и обмотки трансформатора тока типа ТФН

В настоящее время ИТТ серии ТФН заменяются более совершенными ИТТ серии ТФЗМ - опорного типа в фарфоровом корпусе с бумажно-масляной изоляцией, которые изготавливаются также для наружной установки на напряжение 35 -750 кВ. Внешний их вид показан на рисунке 6. В полном фарфоровом изоляторе, заполненном маслом, расположены обмотки и магнитопровод трансформатора.

Конструктивно первичная и вторичная обмотки напоминают два звена цепи (буква **З** в обозначении типа). Первичная обмотка состоит из 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 сообщается 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 разделан кабель вторичных цепей.

Трансформаторы ТФЗМ имеют один магнитопровод с обмоткой класса 0,5 и два-три магнитопровода с обмотками для релейной защиты. На рисунке 7 показан ИТТ серии ТФЗМ на 500 кВ и приведены его технические характеристики.

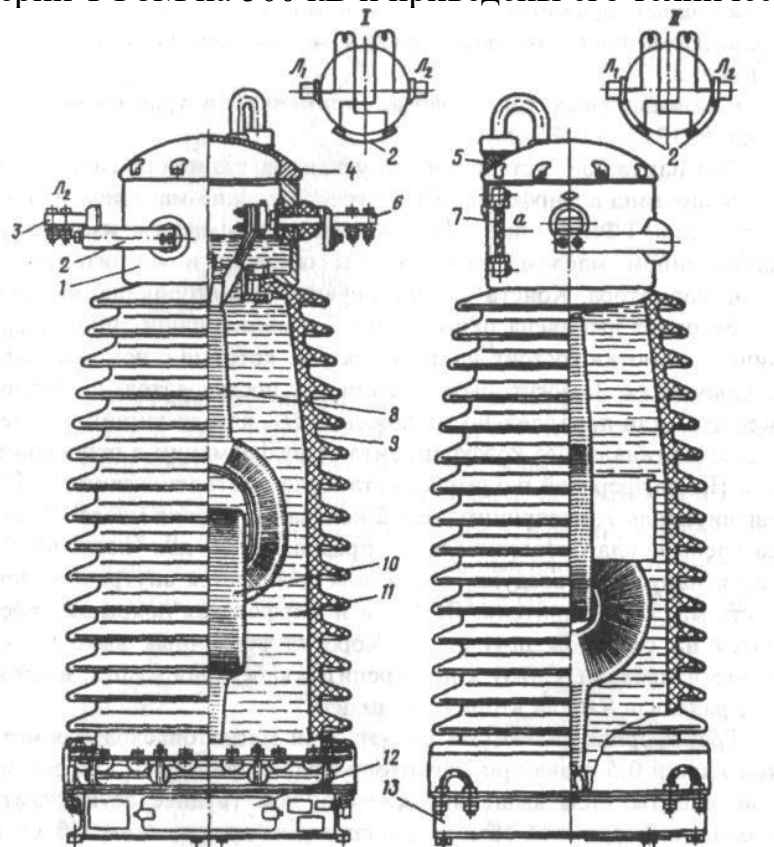


Рисунок. 7- Трансформатор тока ТФЗМ:

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

Ниже показана конструкция и приведены технические данные ИТТ ТФЗМ 500А -II Т1. Технические данные ТФЗМ 500А -II Т1

Номинальное напряжение, кВ	500
Наибольшее рабочее напряжение, кВ.....	525
Номинальный вторичный ток ($I_{2н}$) А	1
Номинальный класс точности вторичной обмотки для измерения.....	0,5
Номинальный класс точности вторичных обмоток для защиты.....	10P
Номинальная предельная кратность вторичных обмоток для защиты ($2I_1-2I_2$; $3I_1-3I_2$; $4I_1-4I_2$).....	12/12/12
Номинальная вторичная нагрузка с коэффициентом мощности $\cos \varphi_2=0,8$ вторичной обмотки для измерения, В×А... 30	
Номинальная вторичная нагрузка с коэффициентом мощности $\cos \varphi_2=0,8$ вторичных обмоток для защиты ($2I_1-2I_2$; $3I_1-3I_2$; $4I_1-4I_2$), В×А..75;75;75	
Время протекания тока термической стойкости, с.	1
Отношение длины пути утечки внешней изоляции к наибольшему рабочему напряжению, см/кВ.	2,25
Номинальный первичный ток, А.....	1000-2000
Ток электродинамической стойкости, кА.....	22-44
Ток термической стойкости, кА	8-16
Масса, кг:	
- трансформатора с маслом.	1420

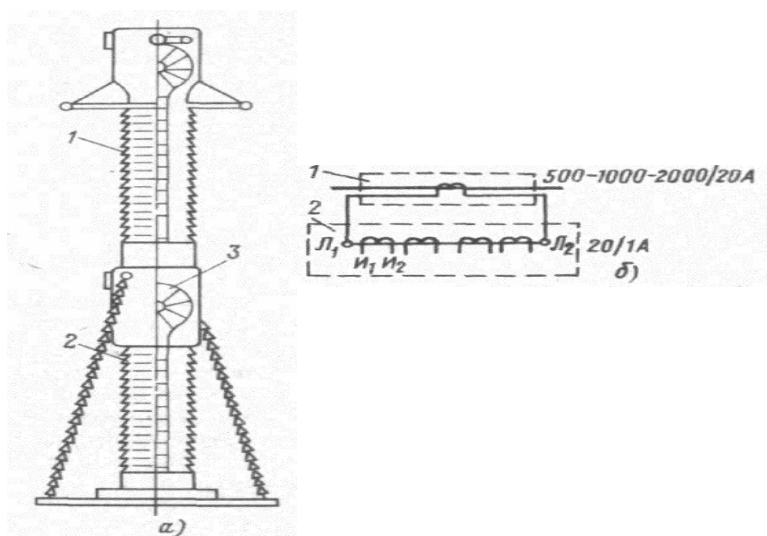


Рисунок. 8 - Каскадный трансформатор тока 750 кВ:

а – внешний вид; *б* – схема соединения обмоток

Однако, чем выше напряжение, тем труднее осуществить изоляцию первичной обмотки, поэтому на напряжение 330 кВ и выше изготавливаются ИТТ каскадного типа. Наличие двух каскадов трансформации (двух магнитопроводов с обмотками) позволяет выполнять изоляцию обмоток каждой ступени не на полное

напряжение, а на половину его. Каскадные ИТТ типа ТФРМ с рымовидной обмоткой, расположенной внутри фарфорового изолятора, заполнены трансформаторным маслом. В этих трансформаторах имеется четыре – пять вторичных обмоток на классы точности 0,2; 0,5; и Р. Они состоят из двух ступеней — верхней 1 и нижней 2, каждая из которых является конструктивно самостоятельным элементом, аналогичным трансформатору тока типа ТФН, и рассчитана на половину номинального напряжения. Ко вторичной обмотке верхней ступени присоединяется первичная обмотка 3 трансформатора нижней ступени, имеющей четыре – пять вторичных обмоток. Таким образом, в каскадном трансформаторе тока применены две последовательные трансформации. Это приводит к увеличению погрешностей этих трансформаторов.

Измерительные трансформаторы тока с масляной изоляцией серии ИМВ на классы напряжения 110-500 кВ являются, по сути, маломасляными. Весь их внутренний объем заполнен кварцевым песком, который пропитывается минеральным маслом. Такая конструкция позволяет добиться высоких механических характеристик у трансформатора и повысить его стойкость к сквозным токам короткого замыкания. Еще одной особенностью данных трансформаторов является широкий диапазон первичных токов (от 50 до 4000 А) в сочетании с высоким (до 0,2S) классом точности. Малый объем масла и низкая напряженность электрического поля внутри первичной обмотки (не более 2 кВ/см) повышают общую надежность трансформатора и обеспечивают длительный срок службы без существенных эксплуатационных затрат



Рисунок. 9 - Измерительные трансформаторы тока с элегазовой изоляцией серии TG

Измерительные трансформаторы тока с элегазовой изоляцией серии TG на классы напряжения 110-220 кВ, предназначенные для работы в условиях умеренного и холодного климата. Они обладают высокой стойкостью к воздействию окружающей среды благодаря применению крепежа из нержавеющей стали и

защите стальных частей методом горячего цинкования. Высокий класс точности измерений (0,2 и 0,2S) позволяет применять их в цепях коммерческого учета электроэнергии. Уровень плотности элегаза контролируется при помощи манометра с термокомпенсацией. Прибор снабжен сигнальными и блокировочными контактами, которые срабатывают в случае снижения давления. Трансформаторы просты, надежны, характеризуются отсутствием частичных разрядов и не являются источником радиопомех.

Преимущества:

- Высокий класс точности измерений (0,2 и 0,2S), что
- позволяет применять их для коммерческого учета.
- Большой диапазон первичных токов — от 300 до 3000 А.
- Низкие эксплуатационные затраты, связанные только с периодической чисткой внешней изоляции.
- Устойчивость конструкции к воздействию окружающей среды.
- Невысокие эксплуатационные затраты



Рисунок. 10- измерительные трансформаторы тока серии ТОГ

ОАО "Запорожский завод высоковольтной аппаратуры" запустил в серийное производство измерительные трансформаторы тока серии ТОГ (рис.13) на классы напряжения от 110 до 500 кВ. Они сделаны на базе полимерных изоляторов и заполнены элегазом. В зависимости от номинального первичного напряжения первичный номинальный ток может составлять от 50 до 4000 А, вторичный - 1 или 5 А, класс точности измерительной обмотки - 0,2 или 0,5.

Схемы включения измерительных трансформаторов тока в зависимости от числа трансформаторов тока, установленных в фазах электрической сети показаны на рисунке 11.

В связи процессом замены устаревших трансформаторов тока на более современные, в таблице 3.2 приведены рекомендации замены ИТТ по техническим

характеристикам более совершенными, например ИТТ выпускаемых ОАО «Свердловским заводом трансформаторов тока» (СЗТТ).

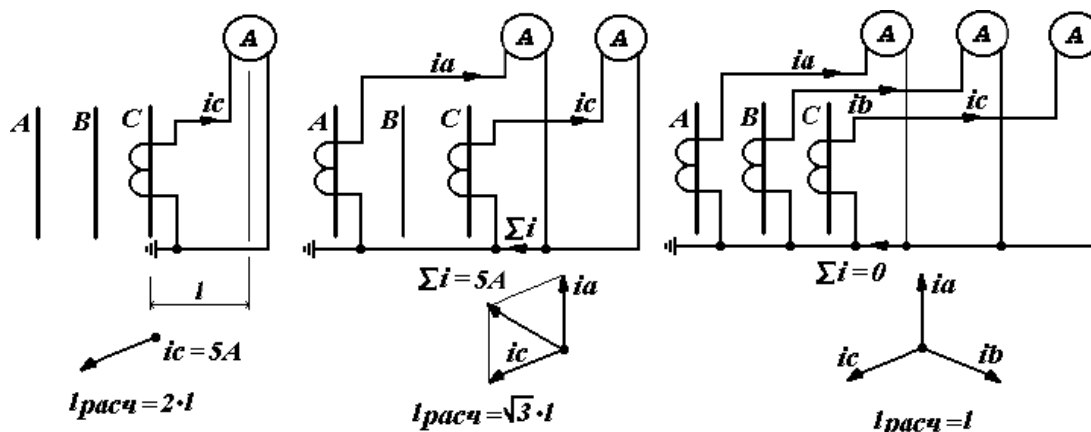


Рисунок. 11 – Схемы присоединения измерительных приборов к трансформаторам тока: а – включение прибора в одну фазу через один трансформатор тока; б – включение приборов в две фазы в неполную звезду; в – включение приборов в три фазы в звезду.

Таблица. 3.2 - Приведены рекомендации замены ИТТ по техническим характеристикам более совершенными.

Типы заменяемых трансформаторов.	Замена ОАО "СЗТТ"
Трансформаторы тока	
ТК-20, ТК-40, Т-0.66, ТШ-0.66	<u>ТОП-0.66, ТШП-0.66</u>
ТДЗЛК	<u>ТЗЛ-1, ТЗЛМ-1, ТЗРЛ</u>
ТЛК-10	<u>ТОЛ 10-І</u>
ТПЛ-10, ТПЛМ-10	<u>ТПЛ-10-М</u>
ТПФ-10, ТПФМ-10, ТПОФ-10, ТПОФД-10	<u>ТПОЛ 10</u>
ТПШЛ-10	<u>ТЛШ 10</u>
ТПОЛ-20	ТПЛ-20
ТПОЛ-35	ТПЛ-35
ТФЗМ-35, ТФМ-35, ТФМД-35	<u>ТОЛ 35</u>
ТНП-2(-4)	ТЗЗ-2(-4)

4 Контрольные вопросы:

4.1 Назначение измерительных трансформаторов тока ИТТ

4.2 Графическое изображение и буквенное обозначение трансформаторов тока на схемах.

4.3 Перечислить классификацию трансформаторов тока по:

- месту установки;
- способу установки;
- выполнению первичной обмотки;
- назначению вторичных обмоток.

4.4 В каком режиме работает ИТТ?

4.5 Что понимается под классом точности ИТТ?

4.6 Перечислите достоинства и недостатки одновитковых и многовитковых ИТТ?

4.7 Перечислить все классы точности трансформаторов тока и указать их область применения.

4.8 Перечислить все факторы, влияющие на погрешность трансформаторов тока.

4.9 Какие схемы соединения ИТТ существуют и как присоединяются измерительные приборы к ИТТ?

4.10 Выбираются ИТТ?

4.11. Почему нельзя размыкать вторичную обмотку трансформаторов тока?

4.12 Для чего заземляется вторичная обмотка трансформаторов тока?

4.13 Расшифровать марку ИТТ ТПЛ-10-УХЛ-100/5.

4.14 Где применяются каскадные трансформаторы тока? В чем их преимущество и недостаток?

Лабораторная работа № 5

Изучение измерительных трансформаторов напряжения

1. Цель и содержание работы

Изучить назначение, области применения и конструкции трансформаторов напряжения (ТН);

- изучение, параметров измерительных трансформаторов напряжения;
- закрепление навыков работы с технической литературой;
- ознакомление с новыми понятиями и терминами.

2. Порядок выполнения работы

1. Изучить теоретический и видеоматериал по данной теме.
2. Ознакомиться с техническими характеристиками и изучить конструкции трансформаторов напряжения НОМ, ЗНОМ, НТМИ, НАМИ, НКФ, НДЕ.
3. Произвести осмотр трансформаторов напряжения, представленных в лаборатории.
4. Изучить возможные схемы соединения трансформаторов напряжения.
5. Составить отчет о лабораторной работе.
6. Ответить на вопросы преподавателя.

3. Теоретический материал

3.4 Общие сведения

Трансформатор напряжения предназначен для преобразования измеряемого напряжения до стандартной величины удобной для измерения 100 или $100/\sqrt{3}$, а также для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформатор напряжения выполнен в виде двухобмоточного понижающего трансформатора (см. рисунок 5.1). Условное обозначение трансформатора напряжения такое же, как двухобмоточного трансформатора. Для обеспечения безопасности работы обслуживающего персонала вторичную обмотку тщательно изолируют от первичной и заземляют в одной точке. Так как сопротивления обмоток вольтметров и других измерительных приборов (V, W, KV), подключаемых к трансформатору напряжения, велики, то он практически работает в режиме холостого хода. В этом режиме можно с достаточной степенью точности, что в отличие от трансформатора тока трансформатор напряжения работает в режиме, близком к холостому ходу.

Номинальный коэффициент трансформации определяется следующим выражением:

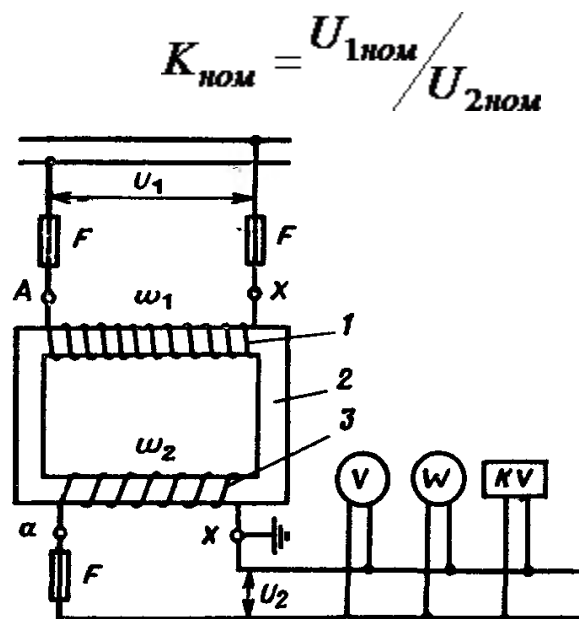


Рис. 3.1 – схема включения трансформатора напряжения.
1 – первичная обмотка; 2 – магнитопровод; 3 – вторичная обмотка.

Трансформатор напряжения по схеме включения напоминает силовой трансформатор, его первичная обмотка включена на напряжение сети U_1 , а ко вторичной обмотке с напряжением U_2 присоединяются параллельно катушки измерительных приборов и реле.

Рассеяние магнитного потока и потери в сердечнике приводят к погрешности измерения напряжения. Так же как в трансформаторах тока, в трансформаторах напряжения имеется угловая погрешность. Погрешность трансформатора зависит от конструкции магнитопровода, магнитной проницаемости стали, от величины и $\cos\varphi$ вторичной нагрузки.

Классы точности и которые изготавливаются трансформаторы напряжения (далее ТН):

0,2; 0,5; 1; 3; (класса 10 как у ТТ нет.)

Вторичная нагрузка измерительных приборов и реле не должна превышать номинальную мощность для заданного класса точности ТН, так как это приведет к увеличению погрешностей.

ТН в сетях 3–35 кВ выполняют следующие основные задачи:

- используются в системах технического и коммерческого учета электроэнергии;
- передают сигнал устройствам релейной защиты о возникновении аварийных режимов, в частности для контроля изоляции сети в сетях 3–35 кВ.
- ТН могут быть предназначены как для решения одной из этих задач, так и для решения обеих задач.

Трансформатор напряжения может иметь одну или две вторичные обмотки – для измерения напряжения и для контроля изоляции.

Конструктивно трансформаторы напряжения различаются:

- по роду установки (внутренние, наружные);
- по количеству фаз в одном корпусе (однофазные или трехфазные);
- по количеству ступеней изоляции (одна или больше, т. е. каскадные);
- по типу изоляции (сухие или масляные);
- по количеству вторичных обмоток (одна или две).

В основном в электроустановках применяются ТН трех типов:

- однофазные незаземляемые трансформаторы;
- однофазные заземляемые трансформаторы;
- трехфазные трансформаторы.

По виду изоляционных материалов изготавливают ТН: с воздушной изоляцией (сухие), с литой изоляцией, маслonaполненные, масляные герметичные и с элегазовой изоляцией.

Трансформаторы напряжения сухие, однофазные или трехфазные с воздушным охлаждением изготавливаются только для внутренней установки напряжением до 6 кВ включительно (НОС, НОСК, НТС).

Остальные ТН имеют масляное охлаждение, помещаются либо в стальной бак (НОМ, НТМК, НТМИ – однофазные или трехфазные), либо в фарфоровый корпус (НКФ – только однофазные).

В настоящее время в установках от 3 до 35 кВ включительно применяются однофазные трансформаторы напряжения с литой изоляцией – НОЛ, ЗНОЛ.

В установках 330–500 кВ изготавливают каскадные трансформаторы напряжения. Они имеют класс точности 1 и 3, так как чем больше каскадов, тем больше индуктивные и активные сопротивления обмоток. Поэтому в установках 330 кВ и выше применяют трансформаторные устройства с емкостным отбором мощности (НДЕ).

У каждого ТН есть свое обозначение состоящее из букв и цифр.

Например, НТМИ-10, НОМ-10, ЗНОМ-35, НКФ-110, НАМИ-10. Цифры означают уровень номинального напряжения.

Расшифровка буквенных позиций:

Первая буква, которая находится в самом начале практически всех аббревиатур, это буква **Н**. Она означает трансформатор напряжения.

Следующие по списку и по важности буква это, **Т** и **О**, которые означают количество фаз. Трехфазный и однофазный соответственно.

У буквы **Т** есть ещё одно значение, она означает что, трансформатор трёхобмоточный.

Следующие буквы, относятся к изоляции и способам охлаждения. Она может быть, литой **Л**, **С** сухой, масляное охлаждение, маркируется буквой **М**.

Следующие значения, можно отнести к дополнительным функциям.

«**К**», - в трансформаторе напряжения есть дополнительная обмотка, которая уменьшает угловую погрешность.

«**З**» – наличие заземляющего вывода.

«**А**» - антирезонансный.

«**И**» - для контроля изоляции сети.

Если активную часть ТН помещают в фарфоровую крышку, присутствует символ «**Ф**».

ДЕ – делитель, имеет определённую ёмкость.

3.2 Схемы включения трансформаторов напряжения

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 открытого треугольника (рисунок 5.2), а также трехфазный двухобмоточный трансформатор, обмотки которого соединены в «звезду».

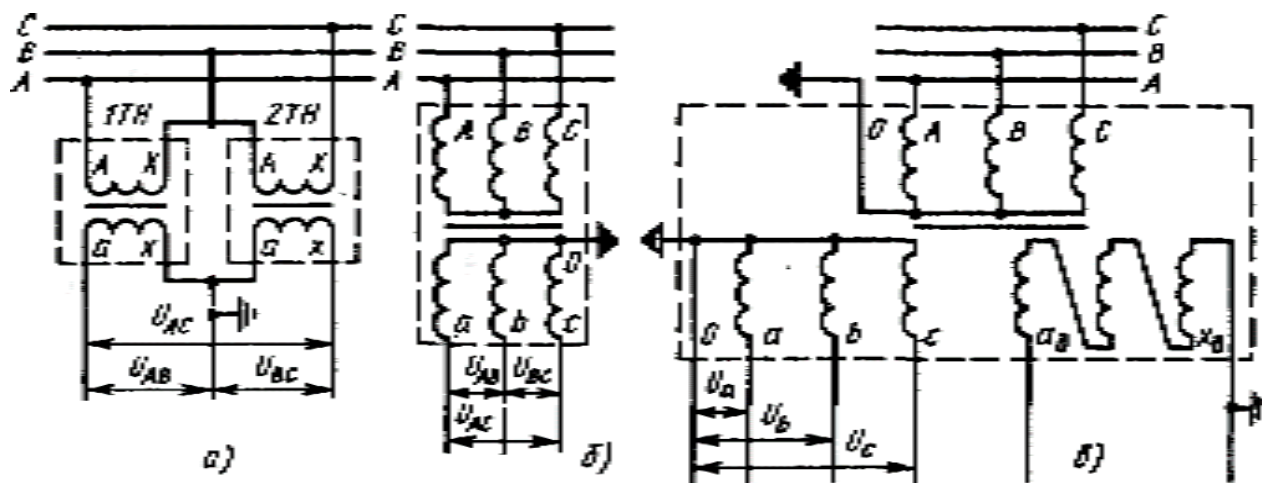
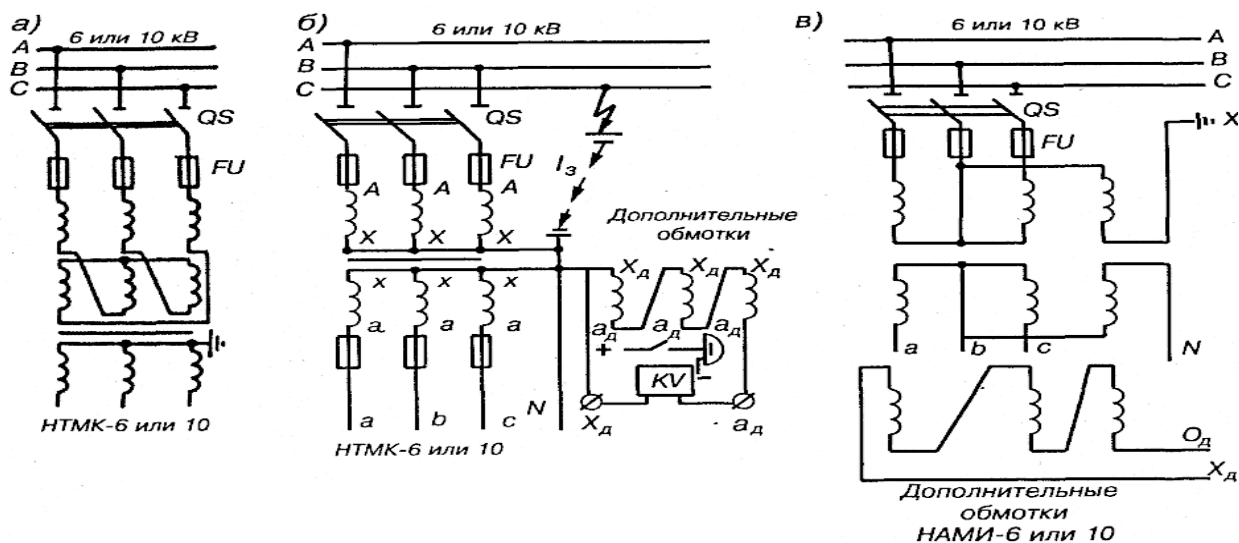


Рис. 3.2– Схемы соединения обмоток трансформаторов напряжения.

Для измерения напряжения относительно земли могут применяться три однофазных трансформатора, соединенных по схеме «звезда»/ «звезда», или трехфазный трехобмоточный трансформатор **НТМИ, НАМИ**.



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.

3.3 Конструктивное выполнение трансформаторов напряжения

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.

Трансформаторы с масляной изоляцией.

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

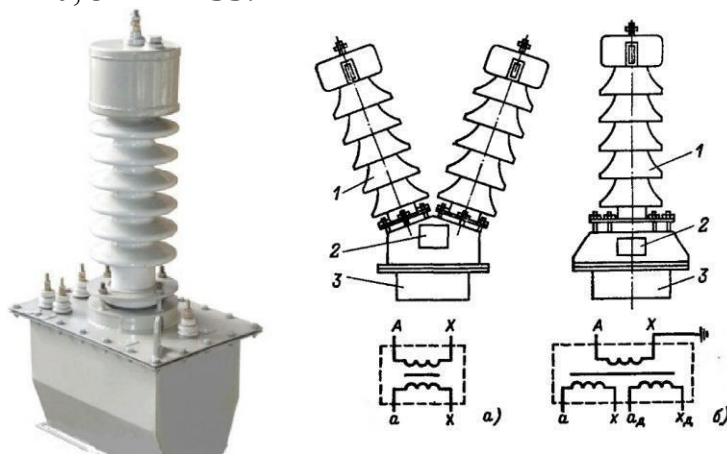


Рис. 3.3 – Трансформаторы напряжения однофазные

масляные.

1 – ввод высокого напряжения, 2 – коробка вводов низкого напряжения, 3 – бак.

Трансформаторы типов ЗНОМ-15, ЗНОМ-20, ЗНОМ-24 устанавливаются в комплектных шинопроводах мощных генераторов (рисунок 5.4).

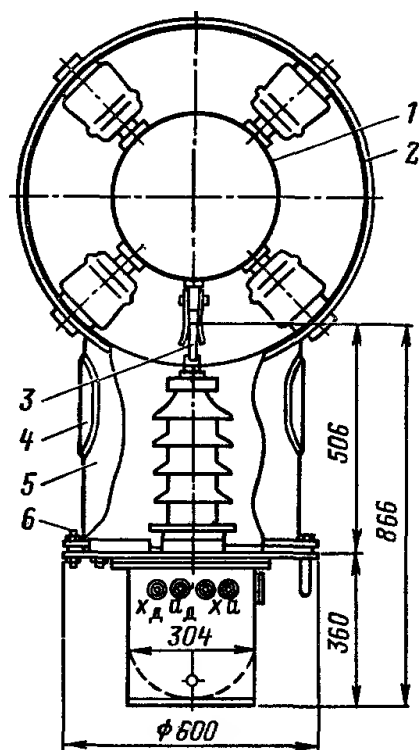


Рис. 3.4 – Установка трансформатора ЗНОМ-20 в комплектном токопроводе. Трансформатор напряжения с помощью ножевого контакта 3, расположенного на вводе ВН, присоединяется к пружинящим контактам, закрепленным на токопроводе 1, закрытом экраном 2. К патрубку 5 со смотровыми люками 4 болтами 6 прикреплена крышка трансформатора.

Трансформаторы напряжения с литой изоляцией

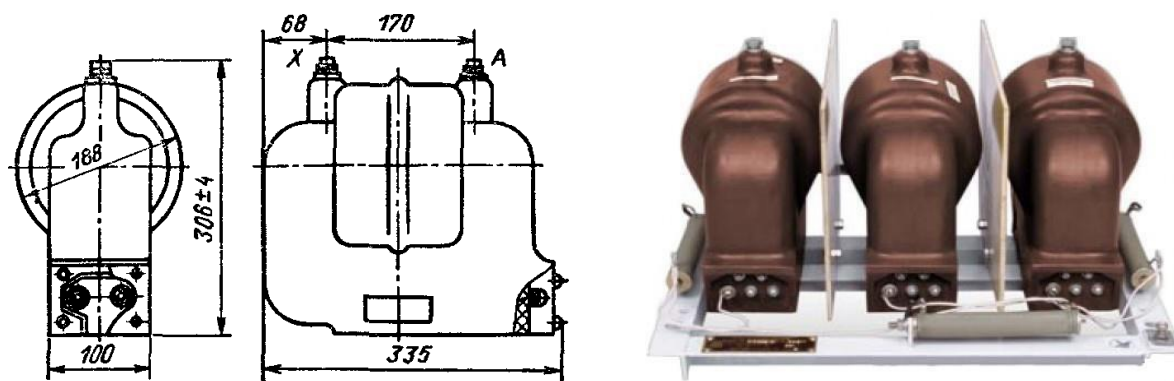


Рис. 3.5 – Трехфазная группа трансформаторов напряжения НОЛ.06-10.

Трансформаторы ЗНОЛ.06 (рисунок 5.5) представляет собой литой блок, в котором залиты обмотки и магнитопровод. Выводы первичной обмотки, выводы вторичной обмотки расположены на переднем торце трансформатора и закрыты крышкой.

Такие трансформаторы имеют небольшую массу, могут устанавливаться в любом положении, пожаробезопасны.

В установках 110 кВ и выше применяются **трансформаторы напряжения каскадного типа** НКФ. В этих трансформаторах обмотка ВН равномерно распределяется по нескольким магнитопроводам, благодаря чему облегчается ее изоляция. Трансформатор НКФ-110 (рисунок 5.6) имеет двухстержневой магнитопровод, на каждом стержне которого расположена обмотка ВН, рассчитанная на $U_{\phi}/2$.

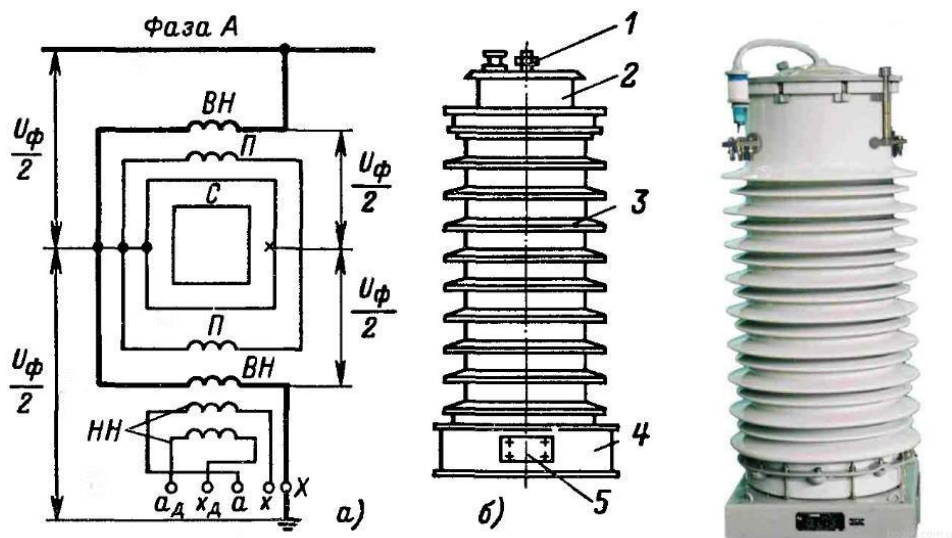


Рис. 3.6 – Трансформатор напряжения НКФ-110.

а – схема; *б* – конструкция; 1 – ввод; 2 – маслорасширитель; 3 – фарфоровая рубашка; 4 – основание; 5 – коробка вводов НН.

Так как общая точка обмотки ВН соединена с магнитопроводом, то он по отношению к земле находится под потенциалом $U_{\phi}/2$. Обмотка ВН изолируется от магнитопровода также на $U_{\phi}/2$. Обмотка 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.

Емкостные трансформаторы напряжения НДЕ.

В установках напряжением 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 (рисунок 6.7). напряжение, снимаемое с C_2 (10 – 15 кВ), подается на трансформатор напряжения TV, имеющий две вторичные обмотки, которые соединяются по такой же схеме, как у трансформаторов НКФ или ЗНОМ. Заградитель З не пропускает токи высокой частоты в реактор и трансформатор напряжения.

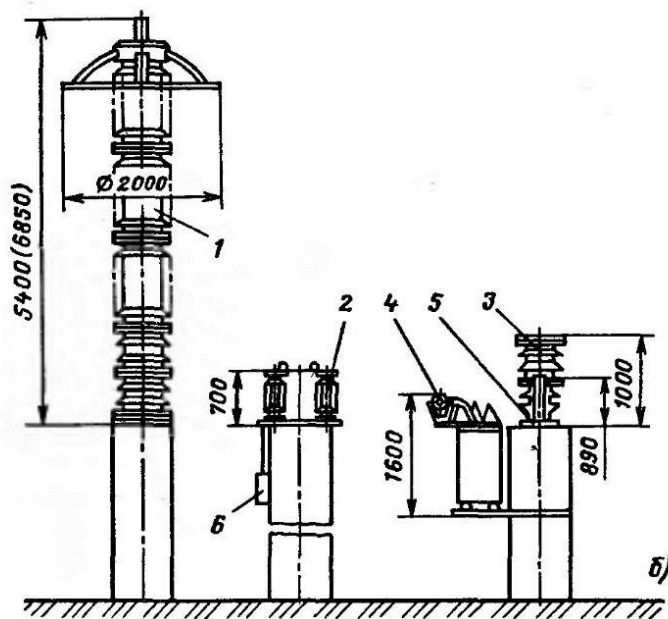
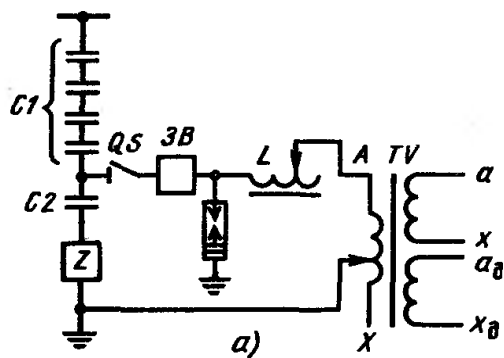


Рис. 3.7 – Емкостный делитель напряжения НДЕ-500, *а* – схема; *б* – установка НДЕ-500; 1 – делитель напряжения; 2 – разъединитель; 3 – трансформатор напряжения и дроссель; 4 – заградитель высокочастотный; 5 – разрядник; 6 – привод.

Антирезонансные трансформаторы напряжения

Значительное число повреждений оборудования в сетях с изолированной нейтралью вызвано феррорезонансом, так как это явление вызывает перенапряжения или сверхтоки, на воздействие которых оборудование не рассчитано и от которых оно не защищено. При этом одновременно резонирует вся сеть. Кроме того, феррорезонанс особенно опасен тем, что длительность его существования не ограничена. Наиболее часто в результате феррорезонанса получают повреждение трансформаторы напряжения

Повреждениям от феррорезонанса подвержены только заземляемые ТН, контролирующие изоляцию относительно земли. Высокая повреждаемость таких ТН заставила перейти от обычных ТН к антирезонансным с сохранением за ними всех прежних функций. Промышленный выпуск электромагнитных антирезонансных ТН начался в России с появлением трехфазного масляного

трансформатора НАМИ-10-У2. С тех пор ассортимент антирезонансных ТН 3–35 кВ значительно расширился.

В настоящее время выпускаются две разновидности масляных антирезонансных ТН. Первая – это НАМИ-10-95 и НАМИ-35, вторая – НАМИТ-10. Обе предусматривают наличие в одном баке двух трансформаторов – трехфазного и однофазного. Первичная обмотка однофазного трансформатора включена между нейтралью обмоток трехфазного трансформатора и землей. Отличаются они тем, что у НАМИ вторичная обмотка однофазного ТН всегда разомкнута, а у НАМИТ в нормальном режиме она короткозамкнута. Размыкается она только при феррорезонансе в сети. Механизм размыкания вторичной обмотки у НАМИТ довольно сложен – он состоит из реле обнаружения феррорезонанса и реле дешунтирования обмотки.

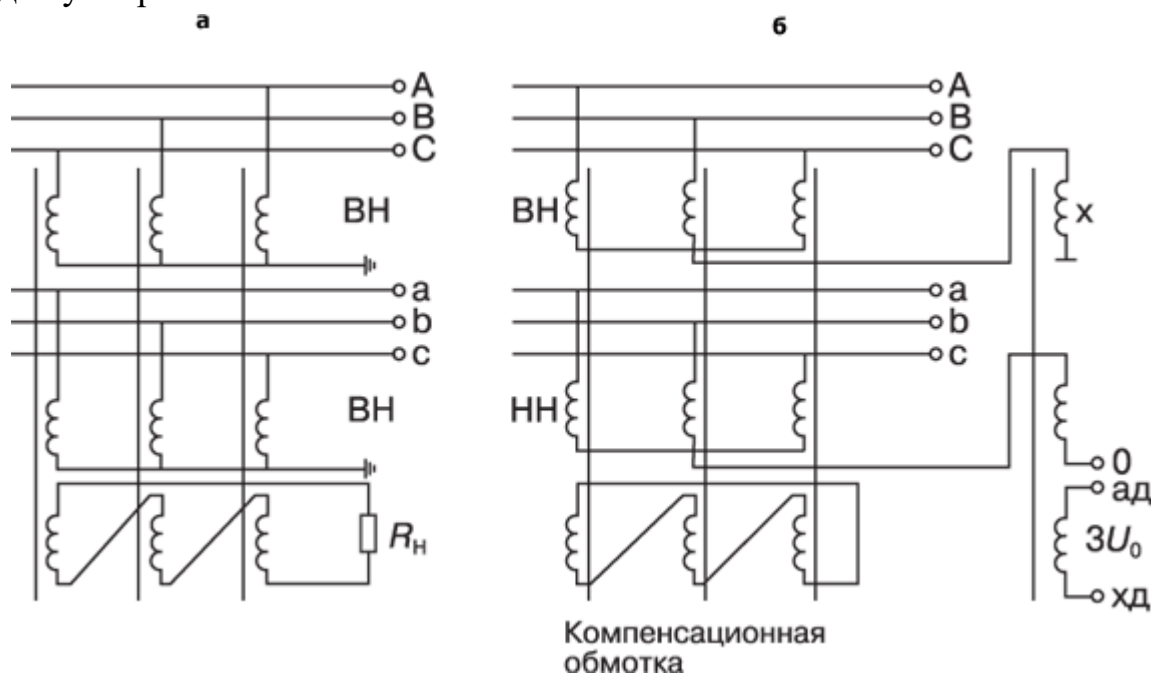


Рис. 3.8 – Принципиальные схемы ТН-6(10) кВ типа НАМИТ (а) и НАМИ

3.4 Оформление отчета

Отчет должен содержать:

1. Цель работы.
2. Паспортные данные трансформаторов напряжения, установленных в лаборатории.
3. Схемы включения трансформаторов напряжения.

4. Контрольные вопросы

1. Назначение трансформаторов напряжения.
2. Условное графическое и буквенное обозначение трансформатора напряжения на электрических схемах.

3. Особенности режимов работы трансформаторов напряжения.
4. Маркировка зажимов трансформаторов напряжения.
5. Классификация трансформаторов напряжения.
6. От чего зависят погрешности в работе измерительных трансформаторов напряжения?
7. Какую схему соединения обмоток имеют трансформаторы напряжения типа НТМИ и НКФ?
8. Какие аппараты и приборы устанавливаются в цепях трансформатора напряжения?
9. Изложить принцип устройства каскадных трансформаторов напряжения. Их достоинства и недостатки.
10. Расшифровать марку НТМИ 6, НАМИ 10, ЗНОМ 20.
11. Изложить принцип устройства трансформаторов типа НДЕ.
12. В каких случаях нулевой вывод первичной обмотки трансформатора напряжения заземляется?
13. Что называется классом точности трансформатора напряжения?
14. Почему нельзя применять для контроля изоляции трехфазный трехстержневой трансформатор напряжения?
15. В чем состоит конструктивная разница трансформаторов напряжения типов НАМИ и НТМИ?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 6

Изучение конструкций открытых распределительных устройств

Цель и содержание работы

Цель данной работы является изучить устройство трансформаторной подстанции напряжением 35/10 кВ с двумя трансформаторами типа ТМН 1600/35.

Теоретическое обоснование

Двухтрансформаторная открытая подстанция напряжением 35/6 - 10кВ. для приема электроэнергии трехфазного переменного тока частотой 50Гц на напряжение 35кВ, преобразования ее в электроэнергию напряжением 6-10 кВ и снабжение ею потребителей.

Трансформаторные подстанции предназначены для электрификации и сельскохозяйственных потребителей. Область применения подстанции - все районы с расчетной температурой наружного воздуха $40^{\circ} + 40^{\circ}\text{C}$ для ветровых (I-IV) и гололедных (I-IV) районов за исключением районов вечной мерзлоты, сейсмических районов с просадочными грунтами.

Распределение электроэнергии предусматривается по радиальным линиям напряжением 35 и 6-10 кВ. На подстанции устанавливается два трехфазных двухобмоточных трансформатора мощностью по 1600, 2500 4000 и 6300 кВА, напряжением 35/6-10 кВ.

Эксплуатация подстанции предусматривается без постоянного дежурства обслуживающего персонала на подстанции. Контроль за состоянием оборудования и нарушениями в его работе ведется с диспетчерского пункта, куда с помощью средств телемеханики подается два сигнала «Неисправность» или «Авария».

Предусмотрена также возможность эксплуатации подстанции обслуживающим персоналом на дому. Защита и управление подстанций осуществляется на переменном оперативном токе.

Устройство подстанции

Подстанция состоит из следующих основных элементов:

1. Открытого распределительного устройства напряжением 35 кВ (ОРУ -35 кВ).
2. Силовых трансформаторов типа ТМ или ТМН.
3. Распределительного устройства напряжением 6 или 10 кВ, состоящего из шкафов наружной установки типа КРН-11-10;
4. Комплекта устройства высокочастотной связи и телемеханики.

Главная схема электрических соединений

Главная схема электрических соединений предусматривает подключение двух силовых трансформаторов к сети 35 кВ с двухсторонним питанием.

К шинам 35 кВ предусматривается подключение трансформаторов напряжения, в цепях линий устанавливаются масляные выключатели типа ВМ -35 600 или (ВБ -35-600).

Для контроля напряжения на линии 35 кВ резервного питания и возможности осуществления АВР предусматривается установка двух трансформаторов напряжения НОМ -35

Трансформаторы напряжения включены между линейным разъединителем и масляным выключателем 35 кВ. Каждый силовой трансформатор присоединяется к шинам 35 кВ через разъединитель типа РЛНД - 35/600 и масляный выключатель ВМ-35 - 600 или (ВБ 35 - 500).

К выводам 35 и 6 - 10 трансформаторов присоединяются разрядники типа РВС-35 и РВП - 10 (РВП-6) соответственно.

Главная схема электрических соединений подстанции предусматривает раздельную работу силовых трансформаторов на стороне 6-10 кВ принято с одной системой сборных шин, секционированной масляным выключателем.

Для питания потребителей собственных нужд предусматривается установка двух трансформаторов типа ТМ-25/10 (ТМ-25/6). Каждый трансформатор собственных нужд подключается к вводу 6-10 кВ силового трансформатора до масляного выключателя ввода.

К шинам 6-10 кВ каждой секции распределительного устройства предусматривается подключение разрядников типа РВП-10 (РВП-6), измерительного трансформатора напряжения типа НТМИ-6 и отходящих линий 6-10 кВ.

В цепях вводов от силовых трансформаторов в распредустройство 6-10 кВ и в цепях отходящих линий 6-10 кВ применяются масляные выключатели типа ВМП-10 с приводом типа ПП-61К (ПП-67).

Электрические защиты

Защита силовых трансформаторов

Согласно ПУЭ для трансформаторов предусмотрены следующие защиты:

а) от повреждений внутри кожуха трансформатора, сопровождающихся выделением газа и от понижения уровня масла - газовая защита;

б) от повреждений на выводах трансформаторов, а также от внутренних повреждений - продольная дифференциальная защита, для трансформаторов мощностью 1600 и 2500 кВА, - отсечка, установленная со стороны основного питания;

в) от токов внешних коротких замыканий - максимальная токовая защита;

г) от токов в обмотках, обусловленных перегрузкой - максимальная токовая защита от перегрузки, включена на ток одной фазы.

Продольная дифференциальная защита и отсечка действует на отключение масляных выключателей 35 и 6-10 кВ.

Первая ступень газовой защиты и защиты от перегрузки выполняется с действием па сигнал.

Вторая ступень газовой защиты и максимальная токовая защита, установленная со стороны основного питания, действует на отключение масляного выключателя 35 кВ.

Предусмотрена также возможность действия второй ступени газовой защиты только на сигнал.

Максимальная токовая защита, установленная со стороны низшего напряжения, действует на отключение масляного выключателя ввода 6-10 кВ.

Защита линии 35 кВ

Согласно ПУЭ для защиты линий 35 кВ от многофазных замыканий предусматривается двухступенчатая максимальная токовая защита, содержащая мгновенную токовую отсечку в двух релейном исполнении, отстраненную от работы разрядников, и максимальную токовую защиту в трехфазном трехлинейном исполнении с независимой выдержкой времени и с дешунтированием токовых реле типа РТМ встроенных в привод масляного выключателя.

Для линий с двухсторонним питанием эти защиты предусматриваются направленными. Защита действует на отключение масляного выключателя линии 35 кВ.

Защита отходящих линий 6-10 кВ

Согласно ПУЭ для защиты отходящих линий 6-10 кВ от многофазных замыканий предусматривается максимальная токовая защита с ограниченно-зависимой характеристикой от тока. Защита выполняется на встроенных в привод масляного выключателя реле типа РТВ или реле типа РТ-85 с дешунтированием токовых реле типа РТМ, встроенных в привод масляного выключателя.

Предусмотрен вариант исполнения максимальной токовой защиты в сочетании с отсечкой, выполненной на реле РТВ и РТМ. Защита действует на отключение масляного выключателя линии 6-10 кВ.

Защита трансформатора собственных нужд и трансформатора напряжения

Защита трансформаторов собственных нужд осуществляется предохранителя типа ПК-10 (ПК-6), а трансформаторов напряжения предохранителями типа ПКТ-10.

Контроль изоляции сети 6-10 кВ

Контроль изоляции осуществляется с помощью пятистержневого трансформатора напряжения типа НТМИ-10 (НТЛШ-6), в дополнительную обмотку которого включено реле напряжения.

Управление, автоматика, сигнализация, электрические измерения, учет электроэнергии, и блокировка

Управление выключателями 6-10 и 35кВ осуществляется с помощью пружинных приводов, обеспечивающих ручное включение и отключение в нормальных режимах, и автоматическое отключение в аварийных режимах при срабатывании соответствующих защит.

Управление приводами масляных выключателей 6-10 и 35кВ осуществляется дистанционно с помощью ключей управления, установленных в шкафах КРН-II - 10 и релейных шкафах РШ.

Управление разъединителями 6-10 и 35 кВ (включение и отключение) осуществляется вручную с помощью ручных приводов.

Аварийное отключение масляных выключателей линий 6-10 и 35 кВ, вводов 6-10 кВ и секционного выключателя при действии токовых защит осуществляется с автоматическим повторным включением однократного действия, имеющим регулируемую выдержку времени на включение.

Предусмотрено автоматическое включение резервного питания на стороне 35 кВ (ЛВР), осуществляемое путем включения масляного выключателя линии резервного питания. В зависимости от режима работы подстанции в сети 35 кВ на подстанции может быть осуществлен режим как одностороннего, так и двухстороннего АВР. В случае необходимости может быть также осуществлен режим работы без АВР.

Предусмотрено автоматическое восстановление питания обесточенной секции шин 6-10 кВ. При действии максимальной токовой защиты от коротких внешних замыканий, установленной со стороны 6-10 кВ, восстановление питания обесточенной секции шин 6-10 кВ осуществляется путем АПВ масляного выключателя ввода, во всех других

случаях восстановление питания обесточенной секции шин 6-10 кВ осуществляется путем АВР на секционном масляном выключателе.

Предусмотрено автоматическое регулирование напряжения трансформаторов под нагрузкой.

Кроме того, предусмотрен следующий объем автоматики в цепях потребителей собственных нужд:

а) автоматическое резервирование шинок оперативного тока от трансформатора собственных нужд №2 или от трансформаторов напряжения 35 кВ через разделительный трансформатор;

б) автоматическое включение и отключение обогрева счетчиков;

в) автоматическое включение и отключение обогрева шкафов КРН - П-10 и релейных шкафов.

При всех нарушениях нормативного режима работы оборудования подстанции предусмотрена подача двух сигналов: «Неисправность» или «Авария» на диспетчерский пункт с помощью устройств телесигнализации. Предусмотрена также возможность эксплуатации подстанции оперативным персоналом на дому.

Изменение величины тока нагрузки предусмотрено на вводах, линиях 6-10 кВ и на секционном масляном выключателе. Измерение напряжения - на шинах 6-10 кВ и на шинах 0,23 кВ трансформаторов собственных нужд.

Счетчики учета активной электроэнергии устанавливаются на вводах 6-10 кВ и отходящих линиях 6-10 кВ. Счетчики реактивной энергии устанавливаются на вводах 6-10 кВ.

Для предотвращения ошибочных действий обслуживающего персонала при оперативных переключениях на подстанции предусматривается оперативная блокировка. Блокировка исключает отключение или включение тока нагрузки разъединителями, включение разъединителей на включенные заземляющие ножи, включение заземляющих ножей на шины, не отделенные разъединителем от шин, находящихся под напряжением.

Выполнение блокировки предусмотрено с помощью механических замков Гинодмана. Для проведения профилактических и ремонтных работ на шинах 35 кВ необходимо снять напряжение с шин и заземлить их.

Собственные нужды

Для питания нагрузок собственных нужд (оперативные цепи, электрическое освещение, обогрев счетчика, приводов выключателей) предусматривается установка двух трехфазных трансформаторов типа ТМ-25/10 (ТМ-25/6) мощностью 25 кВ*А, напряжением 6-10/0, 23 кВ.

Для питания цепей оперативного тока предусмотрены разделительные трансформаторы, подключенные к шинам, 0,23 кВ трансформаторов собственных нужд каждой секции.

Щит собственных нужд размещается в шкафу трансформатора собственных нужд I секции.

В нормальном режиме питание нагрузок собственных нужд осуществляется от трансформатора собственных нужд № 1, другой трансформатор собственных нужд находится в резерве.

В случае выхода из строя трансформатора собственных нужд № 1 вся нагрузка переводится на трансформатор собственных нужд № 1. Переключение осуществляется вручную пакетным выключателем.

Электрическое освещение

Наружное освещение подстанции предусмотрено прожекторами типа ПЗС-25 и светильниками типа «ШАР» молочного стекла, установленными на стойках типа УСТ-2 и на шкафах РУ 6-10 кВ соответственно.

Для освещения трансформаторов на шкафах РУ-6-10 кВ устанавливаются два светильника типа СЗЛ с зеркальной лампой. Освещение шкафов РУ-6-10 кВ осуществляется лампами, установленными в отсеках шкафов.

Ремонтное освещение предусмотрено на напряжение 12 В от разделительных трансформаторов, установленных в шкафах собственных нужд.

Заземление и грозозащита

Заземляющее устройство для подстанции, согласно ПУЭ, предусматривается общим для устройств напряжением до 1000 и выше 1000 В.

Сопротивление контура заземления не превышает 4 Ом. Выполнять заземляющее устройство рекомендуется с применением заземлителей, из круглой стали диаметром 12 мм - для вертикальных заземлителей и диаметром 10 мм - для горизонтальных заземлителей.

Защита подстанции от прямых ударов молнии осуществляется молниеотводами, установленными на порталах ОРУ 35 кВ.

Кроме того, тросостойки на концевых опорах ВЛ 35 кВ также являются молниеотводами, защищающими спуски от концевых опор к порталам.

Защита оборудования подстанции от волн перенапряжения выполняется с помощью вентильных разрядников, установленных на вводах 6-10 и 35 кВ силового трансформатора и на шинах распределительного устройства 6-10 кВ.

Защита подходов ВЛ 6-10 и 35 кВ к подстанции должна быть выполнена в соответствии с ПУЭ.

Все металлические части подстанции, которые могут оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции, а также молниеотводы присоединяются к заземляющему устройству подстанции.

Конструктивное выполнение

ОРУ 35 кВ предусматривается portalного типа. Порталы ОРУ 35 кВ приняты железобетонные и металлические.

Все оборудование ОРУ 35 кВ - разъединители, масляные выключены и аппаратура обработки ВЛ 35 кВ для организации высокочастотной связи- устанавливаемся на отдельно стоящих железобетонных стойках. Разрядники устанавливаются на трансформаторных порталах.

Ошиновка ОРУ 35 кВ и трансформаторов со стороны 35 кВ и 6-10 кВ выполняется гибкой - проводом марки АС.

Соединение проводов предусмотрено при помощи сварки, обеспечивающей надежный в эксплуатации и экономичный при монтаже способ контактного соединения.

Для выполнения гибкой ошиновки со стороны 6-10 кВ между трансформаторами и РУ 6-10 кВ предусматривается железобетонная стойка с опорными изоляторами.

Распределительное устройство 6-10 кВ состоит из шкафов типа КРН-11-10. Шкафы устанавливаются на раме и крепятся к ней сваркой. К прокладке па подстанции приняты кабели марки АНРБ и АКНРБ.

Прокладка кабелей по территории подстанции предусматривается в траншеях на глубине 0,7 м, а также на вводе в шкафы КРН-11-10 и к ситовым трансформаторам - в стальных трубах Подстанции имеют сетчатое ограждение высотой 1 . 3 м.

Телесигнализация и связь

Эксплуатация подстанции предусматривается без постоянного дежурного персонала с централизованным оперативным обслуживанием с диспетчерского пункта.

Для телесигнализации и симплексной телефонной связи предусматривается использование аппаратуры типа ТС-2 Выбор аппаратуры высоко-частотной связи и присоединения должны соответствовать схеме канала, рабочему току и току К. З., а также напряжению ВЛ, по которой, будет осуществляется канал связи.

Аппаратура и материалы:

Макет лабораторного стенда с конструкцией ТП-35/10 кВ, трансформаторы ТМН-1600/35 кВА, выключатели, разъединители.

Программа работы

1. Ознакомится с техническими данными, и изучить конструкцию трансформаторной подстанции напряжением 35/10 кВ с двумя трансформаторами типа ТМН-1600/35.

2. Ознакомиться со схемой и принципом работы трансформаторной подстанции 35/10 кВ.

Содержание отчета и его форма

Отчет выполняется в письменном виде:

1. Титульный лист.
2. Технические данные трансформаторной подстанции 35/10 кВ.
3. Эскиз подстанции 35/10 кВ с указанием основных составных частей.
4. Электрическую схему трансформаторной подстанции 35/10 кВ.
5. Устройство трансформаторной подстанции 35/10 кВ;
6. Принцип работы подстанции 35/10 кВ.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №7

Оперативные переключения главной схемы электрических соединений станций

Цель и содержание работы

Целью данной работы является привития студентам навыков оперативных переключений в электрических соединениях.

Теоретическое обоснование

На щитах управления станций при отсутствии мнемонической схемы должна находиться оперативная схема электрических соединений или схема макет, на которой обозначаются действительные положения всех аппаратов и места наложения переносных заземлений с указанием их номеров.

Все изменения соединений в электрической установке отмечаются на оперативной схеме или схема-макет после производства операций.

Переключения в электрических схемах распределённых устройств станций, щитов и сборок должны производиться по распоряжению или с ведома вышестоящего дежурного персонала, в управлении которого находится данное оборудование, с записью в оперативный журнал.

Список лиц, имеющих право производить оперативные переключения, утверждается ответственным за электроустановки.

Все оперативные переключения в схемах электроустановок напряжением выше 1000В производится по бланкам переключения, исключения составляют не сложные переключения в распределительных устройствах, оборудованных полностью блокировочными устройствами.

Бланк заполняется непосредственно до начала работы тем лицом, которое получило распоряжение и контролируется либо вторым дежурным, либо лицом, давшим указание о переключении. Каждая операция, вносимая в бланк, должна иметь порядковый номер.

Бланк переключений подписывается составителем и проверяющим.

Описание схемы макета

На рисунке 8.1 представлены главные схемы электрических соединений двух электрических станций в однолинейном исполнении. Станция А (ТЭЦ) имеет два напряжения: 110 и 10 кВ. Сборные шины этих двух напряжений связаны двумя трансформаторами связи Т-1 и Т-2.

На напряжение 110 кВ выполнена схема с двумя системами сборных шин и одним выключателем на цепь.

Шинные разъединители включены в общую систему шин. В данной схеме любая система сборных шин 110 кВ может быть рабочей или резервной.

Обе системы шин могут быть соединены шиной соединительным выключателем ШСВ.

Назначение шиносоединительного выключателя следующее:

1. ШСВ позволяет более надёжно и более просто переводить присоединения с одной системы шин на другую.
2. ШСВ позволяет выводить выключатель любого присоединения в длинный ремонт, подменяя его после запетления.
3. ШСВ позволяет отключать любое присоединение в случае отказа выключателя или в случае недопустимости производить повторное отключение вследствие недостаточной устойчивости против короткого замыкания выключателя присоединения.
4. При наличии ШСВ для большей надёжности можно работать обеих системах сборных шин одновременно, соединяя их шиносоединительным выключателем. В этом случае питающие и питаемые присоединения присоединяются по системам шин примерно поровну.

На генераторном напряжении 10 кВ тоже выполнена двойная система сборных шин: рабочая и резервная. В нормальном режиме в работе находится только рабочая система шин. Секционирование и реактирование рабочей системы сборных шин выполнено секционным выключателем. Кроме того, каждая секция рабочей системы шин снабжена отдельным шиной соединительным выключателем, что позволяет сохранить параллельную работу генераторов при ремонте любой секции сборных шин.

На отходящих линиях генераторного напряжения установлены линейные реакторы. Собственные нужды ТЭЦ питаются от рабочей секции соответствующего генератора.

Станция Б имеет три напряжения: 110, 35 и 10 кВ.

На напряжении 35 выполнена схема мостика, обычно применяемая при двух линиях и двух трансформаторах как упрощённая, требующая меньшего числа выключателей. На макете выполнен мостик с перемычкой со стороны линий. Эта схема более гибка в случае эксплуатационного отключения одного из трансформаторов, но менее удобна в случае отключения защитой повреждения на одной из линий. На напряжение 110 кВ выполнена схема 4-угольника с диагональным выключением линейных и трансформаторных присоединений

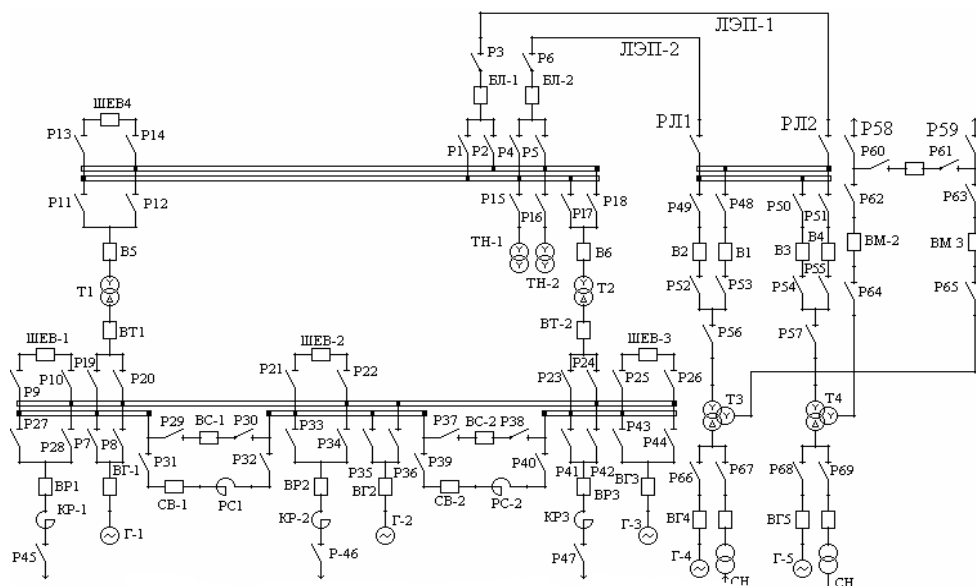


Рисунок 8.1 - Главная схема электрических соединений двух электрических станций

Разъединители в цепях трансформаторов и линий у вершин многоугольника используют при ремонтах разъединителей, установленных в цепях выключателей, а также при ремонтах в частях схемы, примыкающих к вершинам многоугольника. Наличие этих разъединителей позволяет быстро восстановить, например, работу обоих трансформаторов случае аварии на линии-во время ремонта одного из выключателей.

Пример: предположим, что выключатель В2 находится в ремонте и произошло короткое замыкание на ЛЭП. Защита отключит выключатели В1 и В4 и, следовательно, трансформатор блока Т3 со стороны 110 кВ окажется отключенным. Чтобы восстановить его работу, нужно отключить разъединитель у вершины РЛ1, а затем включить выключатели В1 и В4. Таким образом, восстановлена параллельная работа трансформаторов блоков.

Последовательность операций при оперативных переключениях

Ошибочные действия персонала при производстве оперативных переключений вызывают поражение людей, повреждения оборудования и прекращение электроснабжения потребителей.

Основные операций с выключателями и разъединителями должны производиться в следующей последовательности:

Включение линии

- включить шинные разъединители;
- включить линейный разъединитель;
- включить выключатель.

Отключение линии

- отключить выключатель;
- отключить линейный разъединитель;
- отключить шинные разъединители.

Включение генератора

- а) включить шинные разъединители;
- б) включить генераторный разъединитель;
- в) синхронизировать генератор и включить генераторный выключатель.

Отключение генератора

- а) отключить генераторный выключатель;
- б) отключить генераторный разъединитель;
- в) отключить шинные разъединители.

Последствия от ошибочного включения и отключения тока разъединителями зависят от того, какими разъединителями производится операция. Поэтому первыми должны включаться и последними отключаться разъединители, неправильное действие с которыми, может привести к более тяжёлым последствиям, а именно, шинные разъединители.

Пример: линия 110 кВ ЛЭП отключена выключателем ВЛ1. Теперь нужно отключить соответствующие разъединители Р1 и Р2. Предположим, что мы ошиблись и попали в ячейку выключателя ВЛ2, в данный момент включенного, и вместо Р1 и Р3 будем отключать разъединители Р4 и Р6. При ошибочном отключении цепи разъединителем Р6 дуга погасится отключением выключателя ВЛ2, скажем, от защиты. А если линия реактирована, например, 10 кВ, то в этом случае дуга возникает за линейным реактором и размеры её будут значительно меньше.

При ошибочном же отключении цепи шинным разъединителем Р4 дуга будет гореть дольше, т.е. до тех пор пока отключаются все источники питания, подключенные к данной системе сборных шин. Объём повреждения в этом случае будет значительно больше, чем в случае ошибочного отключения линии линейным разъединителем. Такая ошибка может вызвать не только отключение, но и повреждение сборных шин. Следует отметить, что установка по времени на релейной защите линии значительно меньше, чем на питающем присоединении. Поэтому при ошибочном отключении линейного разъединителя под нагрузкой продолжительность горения дуги будет в 1,5-2 раза меньше, чем при ошибочном отключении шинного разъединителя.

Порядок операций при включении понижающего трехобмоточного трансформатора

- 1) включить шинные разъединители высшего, среднего и низшего напряжения;
- 2) включить трансформаторные разъединители высшего, среднего и низшего напряжения;
- 3) включить выключатель со стороны питания;
- 4) включить выключатели среднего и низшего напряжения.

Отключение трансформатора

1) отключить выключатели со стороны низшего, среднего и высшего напряжения;

2) отключить трансформаторные разъединители;

3) отключить шинные разъединители;

Последовательность включения и отключения выключателей силовых трансформаторов объясняется следующим образом: трансформаторов после ремонта ставится под напряжение толчком. При включении трансформатора выключателем со стороны питания в случае неисправности трансформатора при этом не влияет на работу потребителей, питающихся с низкой стороны через другой трансформатор. Если неисправный понижающий трансформатор выключить сначала выключателем со стороны низшего напряжения, то на ток нагрузки работающего трансформатора накладывается ток короткого замыкания повреждённого, что вызывает отключение от релейной защиты работающего трансформатора. В практике были случаи отключения работающего трансформатора от защиты даже тогда, когда на номинальный ток работающего трансформатора накладывается только намагничивающий ток включаемого трансформатора. Поэтому, особенно на понизительных подстанциях, включение следует производить со стороны питания, т.е. обычно со стороны высшего напряжения.

Порядок перевода присоединения с одной системы работающих шин на другую

1) убедиться в том, что защита ШСВ имеет нулевую установку по времени;

2) убедиться в том, что напряжение на обеих систем шин синхронны и равны по величине, в противном случае - подравнять напряжения и произвести их синхронизацию;

3) проверить отключённое положение ШСВ;

4) включить разъединитель ШСВ;

5) включить ШСВ;

6) отключить ШСВ, снять оперативный ток с привода, по механическому указателю или по состоянию рабочих контактов выключателя проверить включённое положение;

7) выполнить “жёсткую вилку” разъединителями одного из присоединений, имеющими наибольший номинальный ток;

8) если приводы шинных разъединителей разных систем шин находящихся в разных коридорах, то включить шинные разъединители всех намеченных к переводу присоединений на ту систему шин, на которую намечается перевести их питание;

9) отключить шинные разъединители переводимых присоединений от системы шин, с которой они ранее питались, последним отключают один из разъединителей “жёсткой вилки”;

Если приводы разъединителей каждого присоединения от той или другой системы шин находятся в одном коридоре, операция по переводу завершена по каждому присоединению отдельно.

- 10) убедиться по амперметру ШСВ, что ток через него близок к нулю;
- 11) включить оперативный ток на ШСВ;
- 12) отключить ШСВ, проверить отключённое положение ШСВ;
- 13) разъединители ШСВ отключаются или остаются включёнными в зависимости от предстоящих операций.

Порядок ввода в работу резервной системы шин и перевода на неё части или всех присоединений

1. Произвести наружный осмотр резервной системы шин, проверить отсутствие на ней заземления, проверить отключённое положение всех шинных разъединителей этой системы.

2. Включить на резервную систему разъединителей измерительных трансформаторов напряжений и контроля изоляции.

3. Убедиться по вольтметрам в отсутствии напряжения на резервной системе шин.

4. Убедиться, что защита на ШСВ находится в рабочем состоянии, имеет нулевую установку по времени.

5. Включить разъединители ШСВ на обе системы шин.

6. Включить ШСВ, проверить включённое положение ШСВ.

7. Отключить защиту ШСВ и снять с выключателя оперативный ток.

8. Убедиться по вольтметрам в наличии напряжения на резервной системе шин.

9. Затем сделать перевод части или всех присоединений в порядке, указанном выше в пунктах 7-13.

Подмена шиносоединительным выключателем выключателя присоединенным для отключения данного присоединения

Пусть все присоединения, кроме ШСВ1, включены на 1 секцию и работают. Включен секционный шунтирующий выключатель СВ1, предположим, что нужно отключить генератор Г1, а выключатель ВГ1 неисправен.

Операции по отключению должны производиться в следующем порядке:

- 1. Включить разъединитель Р9 и Р10.

2. Включить ШСВ1.
3. Включить шинный разъединитель Р8.
4. Отключить шинный разъединитель Р7.
5. Отключаем генератор выключателем ШСВ1.
6. Отключаем разъединитель Р8, Р9 и Р10.

Аппаратура и материалы:

Макет лабораторного стенда с электростанциями А и Б, мнемосхема, бланки переключений.

Содержание отчета и его форма

Отчет выполняется в письменном виде:

1. Титульный лист.
2. Ознакомиться с описанием макета главной схемы электрических соединений станций.
3. Усвоить порядок операций при различных видах оперативных переключений.
4. Составить бланки переключений к задачам, приведённым ниже, по указанию преподавателя.
5. Продемонстрировать решение задач в соответствии с составленными бланками переключений на макете в лаборатории.

Задачи по производству переключений в установках выше 1000 В при нормальных условиях эксплуатации.

Задача № 1. Все присоединения, кроме ШСВ, включены на первую систему шин 110 кВ и работают. ШСВ в холодном резерве. Вывести в ремонт 1 систему шин, а 2 систему ввести в работу после ремонта.

Задача № 2. Вывести в ремонт выключатель ВРЗ с кратковременным отключением кабельной линии 10 кВ-КРЗ.

Задача № 3. Вывести в ремонт трансформатор Т1 при условии, что трансформаторный выключатель ВТ1 отказал из-за повреждения.

Задача № 4. Вывести в ремонт шинный разъединитель Р7 при условии, что кратковременно генератор Г1 может быть отключён.

Задача № 5. Вывести в ремонт 1 секцию 10 кВ, не нарушая работы генераторов и потребителей. Все присоединения включены в свои секции, отключены все ШСВ, 11 система без питания, все секционные выключатели включены.

Задача № 6. Вывести в ремонт генератор Г1 и 1 секцию сборных шин 10 кВ без перерыва питания потребителей при наличии свободной мощности на генераторе Г3.

Задача № 7. Все присоединения на напряжения 10 кВ включены по нормальной схеме. Вывести в ремонт генератор Г1 без перерыва питания потребителей.

Задача № 8. На напряжении 110 кВ собрать схему параллельной работы трансформаторов Т1 и Т2 через ШСВ с фиксированным присоединением линии 110 кВ. Предварительно первая система шин находилась в ремонте, а вторая система шин в работе.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 8

Изучение конструкции и устройства ячейки КСО «Аврора» или «Онега» типа КСО-6(10)-Э1

2.1 Цель работы

Изучить конструкцию и область КСО с элегазовым оборудованием.

2.2 Порядок выполнения работы

- 1) изучить конструкцию, указанной преподавателем серии КСО;
- 2) ознакомиться с сеткой схем главных и вторичных соединений ячеек, входящих в состав серии;
- 3) ознакомиться со способами монтажа оборудования внутри ячеек, его назначением и электрическими соединениями между ними;
- 4) изучить назначение и виды применяемых в КСО блокировок;
- 5) приобрести навыки выбора ячеек по функциональному назначению, климатическому исполнению и категории размещения различных видов КСО;
- 6) составить однолинейную схему электрических соединений указанной ячейки.

2.3 Основные положения

Ячейки КСО «Аврора» или «Онега» типа КСО-6(10)-Э1

«Онега» – серия модульных ячеек в металлических корпусах с воздушной изоляцией. В ячейках КСО «Онега» (рисунок 3) устанавливаются стационарные, но технологически выдвижные или выкатные силовые выключатели, воздушные разъединители и выключатели нагрузки, измерительные трансформаторы тока и напряжения и трансформаторы собственных нужд.

При разработке данной серии учитывались все современные требования надежности и безопасности. Применение оригинальной конструкции, современных коммутационных аппаратов и микропроцессорной релейной защиты позволили достичь следующих преимуществ:

Универсальность применения:

применение в данной серии как выключателей нагрузки с защитой предохранителями, так и вакуумных выключателей позволяет применять ячейки как в простых трансформаторных подстанциях, так и в распределительных подстанциях со сложными схемами питания.

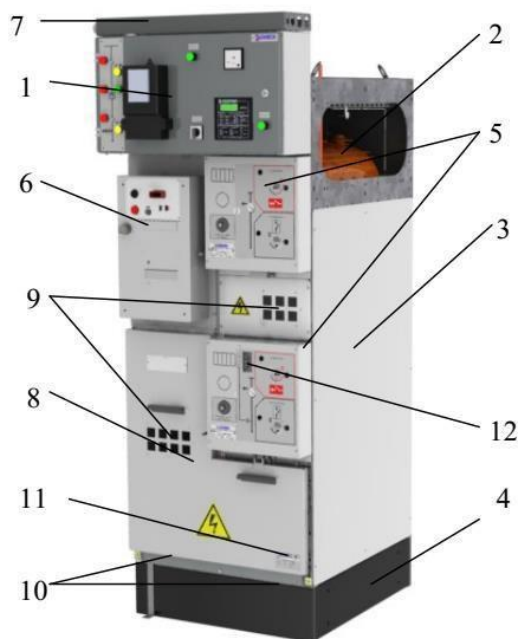


Рис. 1. Ячейка КСО (на примере сх. 11):

1 – отсек релейной защиты; 2 – отсек сборных шин; 3 – отсек главных цепей; 4 – цоколь; 5 – разъединитель SL; 6 – силовой выключатель; 7 – кабельный канал; 8 – дверь отсека главных цепей; 9 – смотровое окно; 10 – болт для заземления; 11 – маркировочная табличка; 12 – блок индикации напряжения

Надежность энергоснабжения:

Высоконадежные вакуумные выключатели, воздушные выключатели нагрузки и разъединители с поперечным расположением полюсов по отношению к сборным шинам, широта функциональных возможностей цифровой релейной защиты сводят к минимуму вероятность отказа.

Эксплуатационная безопасность:

Обеспечивается многоуровневой системой блокировок, трехпозиционной конструкцией коммутационных аппаратов и комплексом конструктивных особенностей, позволяющих управлять и контролировать состояние ячейки, не открывая ее дверей.

Простота обслуживания:

Аппараты в ячейке технологически выдвижные или выкатные, все органы управления расположены на передней панели, состояние аппаратов отображается на механических и световых мнемосхемах, ячейки требуют минимального обслуживания во время эксплуатации, цифровые блоки релейной защиты снабжены системой самодиагностики.

Возможность дистанционного управления и сбора данных:

Микропроцессорные блоки релейной защиты могут подключаться в SCADA систему. Управление и мониторинг осуществляются по локальной сети через последовательный интерфейс RS 485 по протоколу MODBUS RTU.

Ячейки КСО-6(10)-Э1 предназначены для комплектования распределительных устройств напряжением 6 и 10 кВ трехфазного переменного тока частотой 50 Гц в сетях с изолированной или заземленной нейтралью.

Ячейки предназначены для работы внутри помещений при следующих условиях:

- высота над уровнем моря до 1000 м;
- температура окружающего воздуха от минус 25°С до плюс 40°С;
- окружающая среда невзрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли и агрессивных газов или паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию.

Структура условного обозначения ячейки АВРОРА



Таблица 2.1 - Основные технические характеристики ячейки «АВРОРА»

Наименование параметра	Значение
1	2
Номинальное напряжение, кВ	6,0; 10,0
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2; 12,0
Номинальный ток главных цепей, А	400; 630; 1000
Номинальный ток сборных шин, А	630; 1000
Ток электродинамической стойкости, кА	51
Ток термической стойкости, в течение 2 с, кА	20
Номинальный ток отключения вакуумных выключателей, кА	12,5; 20
Номинальный ток плавкой вставки предохранителей, А	4; 6,3; 10; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100; 160; 200
Номинальный ток отключения предохранителей, кА: 4 — 80 А	50 31,5
Номинальный ток трансформаторов тока, А	75; 1500

Продолжение таблицы 1	
Номинальное напряжение вспомогательных цепей, В	110; 220
- постоянного тока	110; 220
- переменного тока	36
- освещения (ток переменный)	
Степень защиты оболочкой по ГОСТ – 14254-96	IP31
Габаритные размеры, мм:	
- ширина	300; 500; 750
- глубина	800
- высота	
без цоколя (Габарит 1)	2160
с цоколем (Габарит 2)	2360
без цоколя с уменьшенным отсеком РЗА (Габарит 3)	1950
Срок службы ячеек «АВРОРА», лет	не менее 30

Механический и коммутационный ресурсы устройств ячейки представлены в таблице 2.2:

Таблица 2.2 - Механический и коммутационный ресурсы устройств ячейки

Устройство	Механический ресурс	Коммутационный ресурс
Вакуумный выключатель ВВ/TEL	50 000 циклов включений – отключений	50 000 циклов включений – отключений номинального тока 100 отключений тока (60-100)% от номинального тока отключения
Выключатель нагрузки IML	2000 циклов включений – отключений	100 циклов включений – отключений номинального тока $\cos \varphi = 0.7$
Разъединитель РТ, SVR/ti	2000 циклов включений – отключений	-
Заземляющий разъединитель ЗР	2000 циклов включений – отключений	-

Выбор плавких вставок предохранителей для защиты трансформаторов производится по следующим параметрам:

- рабочее напряжение
- номинальная мощность трансформатора

В таблице 3 представлены номинальные токи предохранителей в А, при $5^{\circ}\text{C} < t^{\circ} < 40^{\circ}\text{C}$:

Таблица 2.3 - номинальные токи предохранителей

Рабочее напряжение, кВ	Номинальная мощность трансформатора, кВА							
	25	40	63	100	160	250	400	630
6	6,3	6,3	10	25	31,5	50	63	80
10	4	4	6,3	16	25	31,5	50	63

Конструкция и основное оборудование ячейки показано на рисунке 2.4.

Корпус

Ячейка КСО-6(10)-Э1 представляет собой металлоконструкцию, изготовленную из оцинкованной стали толщиной 2 мм. Все несущие соединения выполнены на усиленных стальных вытяжных заклепках. Наружные элементы конструкции (двери, боковые панели и т.д.) окрашены порошковой эмалью RAL

Три отсека ячейки

С целью обеспечения безопасности ячейка разделена на три отсека:

- 1 Отсек сборных шин.
- 2 Отсек аппаратов и присоединений кабелей.
- 3 Отсек релейной защиты и вторичной коммутации.

Ячейка имеет отдельные двери:

- в отсек аппаратов и присоединений кабелей;
- в отсек релейной защиты и вторичной коммутации.

Приводы выключателей нагрузки, разъединителей, заземляющих разъединителей и аппаратов управления расположены с фасадной стороны ячейки.

Отсек сборных шин

Сборные шины изготовлены из электротехнической меди и установлены внутри отсека сборных шин. Шины расположены в одной горизонтальной плоскости и позволяют производить дальнейшее расширение распределительного устройства подстанции. Конструктивно сборные шины опираются на верхние контакты выключателей нагрузки (разъединителей).

При двухрядном расположении ячеек в помещении распределительного устройства между рядами ячеек устанавливается шинный мост. Шинный мост представляет собой металлоконструкцию, собранную из закрытых коробов, с установленными в них изоляторами и шинами, а также коробом для межкамерных соединений.

Отсек аппаратов и присоединений кабелей

В отсеке располагается аппаратура главных цепей: вакуумный выключатель, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, предохранители.

Для защиты потребителя и оборудования от коммутационных и грозовых перенапряжений в цепи силовых выключателей устанавливаются нелинейные ограничители перенапряжений.

Отсек релейной защиты и вторичной коммутации

В отсеке релейной защиты и вторичной коммутации установлены: микропроцессорный блок релейной защиты, приборы контроля и учета электроэнергии, клеммный ряд, вспомогательные цепи, обеспечивающие обогрев, освещение и т.п.

Каналом для цепей релейной защиты, управления, сигнализации и освещения служит короб для межкамерных соединений, расположенный на верхней панели отсека релейной защиты и вторичной коммутации.

Кроме того, в ячейках может устанавливаться следующее оборудование:

- 3-х позиционные выключатели нагрузки ВНТ и заземляющие разъединители РТ или двухпозиционный разъединитель SVR/ti ($I_n=1000\text{ A}$) («Sarel», Италия);
- предохранители («siba», Германия);
- конденсаторы компенсации реактивной мощности СРАКС («ZEZ SILKO», Чехия);
- трансформаторы собственных нужд ТСКС и трансформаторы напряжения НОЛ и НАМИТ;
- трансформаторы тока ТЗЛМ.

Безопасность эксплуатации

Блокировочные устройства соответствуют требованиям ГОСТ 12.2.007.4-75 со всеми последними изменениями.

- Блокировка включения и отключения разъединителей под нагрузкой.
- Блокировка, не допускающая включения выключателя нагрузки (разъединителя) при включенных ножах заземления. Данная блокировка является особенностью трехпозиционной конструкции выключателя нагрузки (разъединителя).
- Блокировка, не допускающая включения заземляющего устройства при включенном выключателе нагрузки (разъединителе).
- Блокировка, не допускающая открывания дверей высоковольтного отсека при включенных выключателях нагрузки (разъединителях).
- Межъячеечные блокировки аппаратов, реализованные с помощью электромагнитных замков.
- В ячейках с заземляющими разъединителями предусмотрена возможность запираания привода заземляющего разъединителя при включенных ножах при помощи замка.

Эксплуатационная безопасность

Эксплуатационную надежность ячеек и безопасность оперативного персонала обеспечивают:

- Изолированные в отдельном отсеке сборные шины.
- Наличие механической и световой мнемосхемы с индикацией положения аппаратов.
- Механический указатель положения контактов, жестко связанный с валом, и видимый разрыв контактов воздушных аппаратов.
- Защитные перегородки из прозрачного пластика между отсеками.
- Система механических блокировок, не допускающая ошибочных переключений при обслуживании и ремонте.

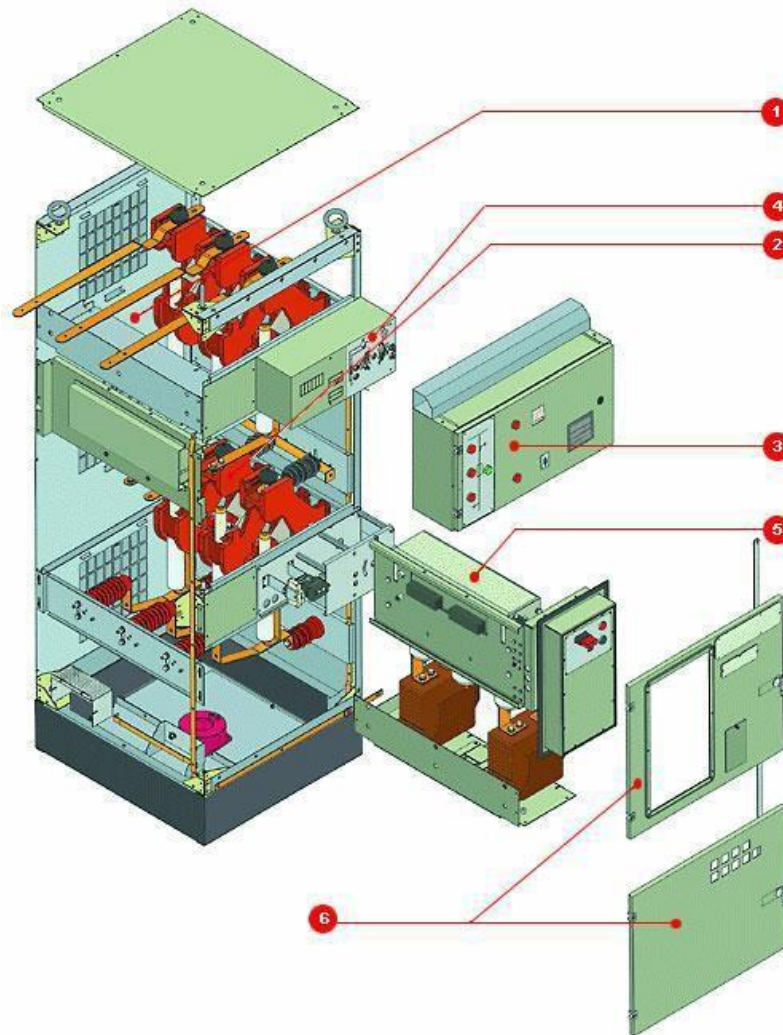


Рисунок 2.4 – Конструкция круны.

Отсек сборных шин	1
Отсек аппаратов и присоединений кабелей	2
Отсек релейной защиты и вторичной коммутации	3
Привод разъединителя	4
Блок вакуумного выключателя	5
двери	6

- Наличие на задней стенке ячейки разгрузочных клапанов, предназначенных для предотвращения сброса давления в рабочий коридор при возникновении дуги.
- Смотровые окна на дверях отсеков и внутреннее освещение с возможностью замены ламп без открывания дверей.
- Возможность индикации наличия напряжения 6(10) кВ и фазировки кабеля на низком напряжении без открывания дверей в ячейках со схемами первичных цепей № 1, 2, 6, 7, 10, 11, 16, 17, 19, 21, 24, 30.

Коммутационные аппараты

В ячейках «АВРОРА» устанавливаются стационарные вакуумные выключатели ВВ/TEL (рисунок 2.5) производства фирмы «Таврида-Электрик». Вакуумные выключатели серии ВВ/TEL – это выключатели, в основе принципа действия которых лежит гашение дуги в глубоком вакууме. Фиксация контактов вакуумных дугогасительных камер в замкнутом положении осуществляется за счет остаточной индукции приводных электромагнитов («магнитная защелка»). В данных выключателях используется принцип соосности электромагнита привода и вакуумной дугогасительной камеры в каждом полюсе выключателя, которые механически соединены между собой общим валом.



Рисунок 2.5 - Вакуумные выключатели ВВ/TEL

Выключатели ВВ/TEL обладают следующими преимуществами:

- малоэнергоемкий привод с магнитной защелкой, высоко надежный в работе;
- высокий механический и коммутационный ресурс (выключатель позволяет производить до 50 000 циклов включения – отключения на номинальном токе и до 100 циклов на номинальном токе отключения);
- малые габариты и вес снижают габариты и вес ячейки;
- возможность управления по цепям постоянного и переменного оперативного тока;
- возможность работы при любой ориентации в пространстве;
- не требует ухода и ремонта в течение срока эксплуатации.

В комплекте с выключателем ВВ/TEL поставляется блок управления ВU/TEL 220-05 и блок питания ВР/TEL-220-02-У2. В комплекте ячейки может также поставляться блок автономного включения ВAV/TEL-220-02.

Выключатель ВНТ (разъединитель РТ) состоит из трех полюсов, установленных на одном валу (рисунок 2.6). На металлическом основании установлены несущие опорные держатели из высокопрочного изоляционного материала, на которых закреплены неподвижные контактные элементы. Дугогасящая система состоит из пары дугогасительных контактов, расположенных коаксиально внутри главных контактов.



Трехпозиционный разъединитель РТ

Трехпозиционный выключатель ВНТ

Двухпозиционный разъединитель SVR/ti ($I_n=1000$ А)

Рисунок 2.6 - Выключатель ВНТ (разъединитель РТ)

Разъединители РТ и выключатели нагрузки ВНТ имеют одинаковую конструкцию и отличаются только наличием дугогасящего устройства. В данных аппаратах реализован пружинный энергонезависимый привод с ручным либо дистанционным управлением. В ячейке могут устанавливаться двухпозиционный разъединитель ротационного типа с отдельно комплектуемым заземляющим устройством типа SVR/ti.

Принцип действия выключателя нагрузки

Выключатели нагрузки серии ВНТ – это коммутационные аппараты, в основе принципа действия которых лежит гашение электрической дуги под действием автокомпрессии в воздухе.

Ячейки могут комплектоваться выключателями нагрузки с

возможностью дистанционного отключения/включения путем подачи сигнала на электромагнит. Выключатели нагрузки с предохранителями автоматически отключаются при перегорании одного из предохранителей.

Выключатель нагрузки ВНТ (разъединитель РТ) включает в себя заземляющее устройство, представляя собой конструкцию трехпозиционного аппарата. Он может находиться в одном из трех положений – «включено», «отключено» или «заземлено» (рисунок 2.7.1-2.7.7). Из положения «включено» выключатель (разъединитель) может быть переведен в положение «заземлено» только через положение «отключено». Таким образом, осуществляется естественная блокировка от неправильных действий оператора.

Разъединитель РТ состоит из трех полюсов, установленных на одном валу. Корпус изготовлен в виде рамы из стального профильного листа, оцинкованного гальваническим способом, с боковыми пазами для легкой установки в ячейку по направляющим. Направляющие крепятся к обеим боковым стенкам ячейки. При отключении разъединитель своим корпусом и изоляцией подвижных контактов отсекает аппаратный отсек от отсека сборных шин. Токоведущая система находится в изоляционной оболочке, выполненной из эпоксидного компаунда. Из этого же материала сделаны опорные изоляторы неподвижных контактов.

Три положения аппарата

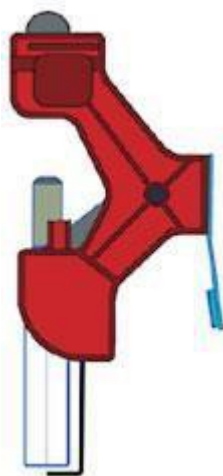


Рисунок 2.7.1

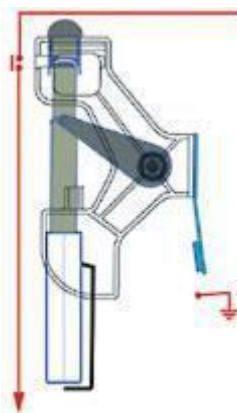


Рисунок 2.7.2

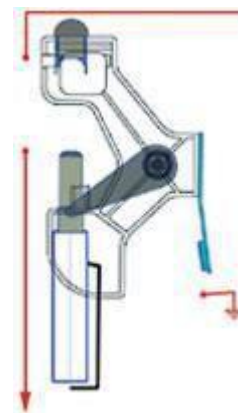


Рисунок 2.7.3



Рисунок 2.7.4 Рисунок 2.7.5 Рисунок 2.7.6 Рисунок 2.7.7

Достоинства коммутационных аппаратов типов ВНТ, РТ и ЗР

Малые габариты и вес аппаратов достигнуты за счет применения современных технологий и полимерных материалов с высокими электроизоляционными и механическими характеристиками.

Высокая коммутационная способность выключателей нагрузки обеспечивается эффективным энергонезависимым приводом с высокой скоростью включения/выключения и системой дугогашения автокомпрессионного типа.

Безопасность эксплуатации и обслуживания обеспечивается:

- конструктивным исполнением выключателей нагрузки и разъединителей в виде трехпозиционных коммутационных аппаратов, что исключает ошибки оперативного персонала;
- наличием видимого разрыва в цепи главных контактов;
- наличием механического указателя положения главных контактов;
- наличием прозрачных разделительных перегородок, позволяющих отделить отсек сборных шин от отсека коммутационных аппаратов;
- конструктивными особенностями аппаратов, позволяющими организовать замковые блокировки аппарата во всех положениях, а также механические и электромеханические блокировки с другими аппаратами.

- Разнообразие технических решений обеспечивается благодаря возможности комплектования аппаратов различными приводами, изоляторами с емкостными делителями, блок-контактами, блоками дистанционного управления и механизмами отключения

выключателя при перегорании предохранителей.

Минимум обслуживания обеспечивается благодаря поперечному расположению

аппарата по отношению к сборным шинам, в нем отсутствуют нуждающиеся в постоянной регулировке рычаги и узлы сочленения.



Расположение аппаратов внутри ячейки показано на рисунке 8, внешний вид которых, с необходимыми пояснениями показаны ниже рисунках 2.8.1-2.8.14.

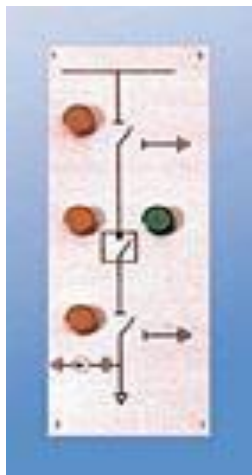


Рисунок 2.8.1 - Мнемосхема. Световая индикация работы ячейки



Рисунок 2.8.2 - Механический указатель положения подвижных контактов. Жестко связан с валом разъединителя



Рисунок 2.8.3 - Вакуумный выключатель ВВ/TEL с приводом. Выдвигается из ячейки на салазках



Рисунок 2.8.4 - Разгрузочные клапаны. На задней стенке ячейки имеются разгрузочные клапаны, предназначенные для предотвращения раздувания ячейки и сброса давления в коридор обслуживания.



Рисунок 2.8.8 - Разъединитель РТ, имеющий трехполюсную конструкцию с общим приводом. Трехпозиционная конструкция позволяет перевести аппарат в положение «заземлено» только из положения «отключено»



Рисунок 2.8.5 - Смотровые окна. Визуальное наблюдение видимого разрыва контактов разъединителя. Рисунок 8.6 - Лампы внутреннего освещения. Заменяются без открывания дверей.



Рисунок 1.8.9 - Сборные шины, формируются последовательно соединенными секторами изолированной полосы из электротехнической меди. Шины устанавливаются на выводы неподвижных контактов разъединителей или выключателей нагрузки в изолированном отсеке сборных шин.



Рисунок 2.8.7 - Блок релейной защиты IPR или SMPR (могут устанавливаться другие виды защит). Функции: защита, запись аварий и событий, самодиагностика, дистанционное управление коммутационным аппаратом.



Рисунок 2.8.10 - Нелинейные ограничители перенапряжений, Для защиты оборудования от коммутационных и грозовых перенапряжений в цепи силовых выключателей устанавливаются



Рисунок 2.8.11 - Трансформаторы тока ТОЛ, предназначены для преобразования тока высокого напряжения в сигнал измерительной информации для использования в измерительных приборах и устройствах защиты и управления.



Блоки индикации напряжения на шинах или на кабеле и гнезда для фазировки на низком напряжении и постоянный визуальный контроль наличия напряжения.

нелинейные ограничители перенапряжений. В зависимости от характера нагрузки может быть осуществлен подбор необходимых ОПН.



Рисунок 2.8.13 - Емкостные делители, встроенные в опорные изоляторы, предназначены для преобразования высокого напряжения в сигнал низкого напряжения для использования в блоках индикации.



Рисунок 2.8.14 - Антиконденсатные нагревательные элементы, Для поддержания нормальных условий работы оборудования по температуре и влажности в ячейках устанавливаются нагревательные элементы, работающие в автоматическом режиме.

Кроме указанных аппаратов в ячейке установлено следующее оборудование (рисунок 2.9.1-2.9.5):



Рисунок 2.9.1- Пульт дистанционного управления выключателем



Рисунок 2.9.2

Трансформаторы напряжения типа НОЛ и НАМИТ 10 (рисунок 2.9.2)

Трансформаторы предназначены для измерения напряжения.

В трансформаторе НАМИТ 10 используется дополнительная обмотка, обеспечивающая защиту от феррорезонанса.



Рисунок 2.9.3

Трансформаторы тока нулевой последовательности типа ТЗЛМ, ТДЗЛК (рисунок 2.9.3) Трансформаторы тока нулевой последовательности предназначены для питания схем релейной защиты от замыкания на землю. Трансформатор устанавливается на кабель.



Гарантированное питание (рисунок 2.9.4)

Для обеспечения надежности управления и защиты в схему оперативного тока включен источник гарантированного питания, обеспечивающий надежную работу блоков релейной защиты и привода выключателя после пропадания напряжения. Источник гарантийного питания Powerware обеспечивает питание цепей оперативного тока не менее 5 минут при полной нагрузке UPS (1500VA) после отключения питания 0,4 кВ от трансформатора собственных нужд.

Рисунок 2.9.4



Рисунок 2.9.5

Указатель напряжения (рисунок 2.9.5)

В комплекте с подстанцией может поставляться высоковольтный указатель напряжения типа Comet BL-A с индикацией на светоизлучающих диодах и функциональной проверкой.

Устройства защиты, контроля и управления

Релейная защита выполнена с применением микропроцессорных блоков (МБРЗ) **СЕРИИ PR** (рисунок 2.10) совместного производства ОАО «ПО Элтехника» и фирмы «ORION» (Италия). В качестве базового реле применяется МБРЗ типа IPR.



Рисунок 2.10- Виды защит реле IPR

Виды защит

реле IPR:

- токовая отсечка от междуфазных замыканий (МФО);
- трехфазная максимальная токовая защита от междуфазных замыканий (МТЗ);
- токовая отсечка от однофазных замыканий на землю (ЗТО);
- максимальная токовая защита от замыканий на землю (ЗМТЗ);
- защита от перегрузки с действием на сигнал.

Виды защит реле SMPR:

- все виды защиты IPR;
- защита от минимального напряжения (ЗМН);
- защита от повышения напряжения (ЗПН);
- защита от понижения/повышения частоты (также может использоваться в качестве автоматической частотной разгрузки);
- защита по снижению/повышению $\cos \varphi$.

Управление и контроль:

Помимо функций защиты, как и любая цифровая защита, блоки IPR и SMPR оснащены следующими функциями:

- Хранение накопительной информации – для диагностики состояния

коммутационного аппарата.

- Запись аварий и событий.
- Самодиагностика, что практически исключает отказ или ложное срабатывание защиты.
- Возможность дистанционного управления коммутационным аппаратом по локальным сетям.

Блок может быть включен в SCADA систему. Управление и мониторинг могут осуществляться по локальной сети через последовательный интерфейс RS 485 по протоколу MODBUS RTU.

Бесперебойное питание

Для обеспечения надежности управления и защиты в схему оперативного тока включен источник гарантированного питания, обеспечивающий надежную работу блоков релейной защиты и привода выключателя после пропадания напряжения.

АВР

По требованию заказчика на подстанции может быть выполнена схема автоматического ввода резерва (АВР) по алгоритмам:

- Для подстанции с простой схемой (ввод-ввод или ввод-секционный выключатель).
- Для подстанции со сложной схемой (три или четыре ввод-секционных выключателей).

Дуговая защита

По заказу потребителя ячейки могут быть оснащены современной оптоволоконной дуговой защитой. Особенности построения дуговой защиты таковы, что обеспечивается селективная сигнализация поврежденной ячейки с точностью до отсека и отключение ввода и секционного выключателя с запретом АПВ и АВР.

Релейная защита

Ячейки «Онега» могут комплектоваться любой цифровой защиты.

2.4 Контрольные вопросы

2.4.1 Назначение комплектных распредустройств.

2.4.2 Перечислите их преимущества.

2.4.3 Для чего ячейки разделены на отсеки.

2.4.4 В чем отличие КРУ от КСО и КРУ от КРУН.

2.4.5 Перечислите требования, предъявляемые к КРУ.

2.4.6 На какие параметры выполняются КРУ.

2.4.7 Каковы пути совершенствования КРУ.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 9

Изучение конструкции и устройства комплектно распределительного устройства КРУ «Волга» типа КРУ-6(10) УЗ.1

2 Цель и содержание работы

2.1 Цель работы:

Изучение конструкции и области применения комплектных распределительных устройств (КРУ) с элегазовым и вакуумным оборудованием.

2.2 Порядок выполнения работы

- 1) изучить конструкцию, указанной преподавателем серии КРУ;
- 2) ознакомиться с сеткой схем главных и вторичных соединений ячеек, входящих в состав серии;
- 3) ознакомиться со способами монтажа оборудования внутри ячеек, его назначением и электрическими соединениями между ними;
- 4) изучить назначение и виды применяемых в КРУ блокировок;
- 5) приобрести навыки выбора ячеек по функциональному назначению, климатическому исполнению и категории размещения различных видов КРУ;
- 6) составить однолинейную схему электрических соединений указанной ячейки.
- 7) провести операции выкатывания и вкатывания выключателя из ячейки КРУ. (под контролем преподавателя).

2.3 Основные положения

Комплектное распределительное устройство – устройство, служащее для приема и распределения электрической энергии и состоящее из шкафов и соединительных элементов (токопроводов).

КРУ поставляются отдельными шкафами в собранном или подготовленном для сборки виде. Комплектные распределительные устройства полностью изготавливаются и укомплектовываются на заводах; на месте установки их укрупненные элементы лишь монтируются.

Комплектные устройства по сравнению с обычными конструкциями электротехнических установок обладают следующими основными преимуществами:

- значительно уменьшаются объемы строительно-монтажных работ и сокращаются сроки их выполнения;
- достигается большая экономия трудозатрат;
- улучшается качество электроустановок, увеличивается надежность и безопасность их обслуживания и сокращаются эксплуатационные расходы;

- обеспечивается удобство и быстрота при расширении и реконструкции;
- упрощается комплектация и снабжение при производстве строительно-монтажных работ;
- сокращаются объемы и сроки проектирования.

КРУ представляют собой отдельные унифицированные шкафы, разделенные на несколько отсеков:

- отсек трансформаторов тока и отходящего кабеля,
- отсек сборных шин,
- отсек выкатного элемента
- отсек вторичных цепей.

Каждый отсек шкафа изолирован друг от друга для обеспечения безопасности при обслуживании и эксплуатации оборудования. Выкатная часть шкафа, в зависимости от назначения присоединения может быть укомплектована выключателем, трансформатором напряжения, разрядниками (ОПН), трансформатором собственных нужд.

Вид шкафа КРУ определяется схемой главной цепи КРУ. Основным электрическим аппаратом, определяющим конструкцию шкафа, является выключатель. Схемы вторичных цепей чрезвычайно разнообразны и полностью пока не унифицированы.

Комплектные устройства могут иметь различную конструкцию, например, с элегазовой изоляцией –КРУЭ либо предусмотренные для наружной установки – КРУН, которые можно монтировать вне помещений. По способу установки аппаратов и приборов разделяют на два типа комплектных устройств: КСО и КРУ.

В распределительных устройствах с камерами КСО электрооборудование, аппараты и приборы смонтированы стационарно без выдвижных элементов с частичным ограждением, а в устройствах с камерами КРУ — на выкатной тележке с выдвижными элементами, в шкафах, являющихся одновременно их сплошным защитным ограждением.

Следующая отличительная особенность: в КРУ есть разделение на модульные отсеки с изоляционными перегородками (что обеспечивает локализацию возможной аварии), есть возможность размещения сборных шин в верхней части шкафа, а также обеспечение их двухстороннего обслуживания, а КСО - камера сборная одностороннего обслуживания, все оборудование в ней установлено в одном отсеке.

В отличие от камер КСО, в ячейках КРУ отсутствует шинный и линейный разъединители, а видимый разрыв достигается с помощью выкатного силового выключателя. Таким образом, за счет отсутствия двух механических аппаратов, значительно упрощается конструкция и повышается надежность и безопасность обслуживания ячейки КРУ. Стоимость ячеек КСО, как правило, меньше чем КРУ, за счет аппаратуры имеющей меньшие допустимые параметры по току и отключающей

способности.

2.4 Назначение, условные обозначения и технические характеристики шкафов КРУ

2.4.1 Назначение КРУ «Волга».

Шкафы КРУ «Волга» предназначены для распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц, номинальным напряжением 6, 10 кВ. Корпус КРУ «Волга» выполнен из оцинкованной стали, разделен на отсеки заземленными металлическими перегородками и имеет повышенную механическую прочность.

КРУ «Волга» оснащено кассетными выкатными элементами, силовым вакуумным выключателем и системой сборных шин с воздушной изоляцией.

Шкафы КРУ предназначены для работы при следующих условиях окружающей среды:

- наибольшая высота установки над уровнем моря не более 1000 м;
- рабочий диапазон температур окружающего воздуха от минус 25° до плюс 40° С;
- относительная влажность воздуха не более 75% при температуре плюс 15° С;
- тип атмосферы II по ГОСТ 15150 (промышленная среда с содержанием коррозионно-активных агентов до 0,31 мг/м³);
- окружающая среда невзрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли, агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих материалы и изоляцию.

2.4.2 Структура условного обозначения



Пример записи условного обозначения: КРУ-10-2500/31,5-1 УЗ.1 – комплектное распределительное устройство на номинальное напряжение 10 кВ, номинальный ток 2500 А, ток термической стойкости 31,5 кА со схемой главных цепей № 1 климатического исполнения УЗ.1.

Шкафы КРУ могут комплектоваться различными силовыми выключателями. Основное исполнение шкафов КРУ – с выключателями типа VF12, также возможно применение выключателей типа EVOLIS, SHELL, BV/TEL.

Шкафы КРУ могут быть дополнительно укомплектованы интегрированной системой управления и мониторинга «КРУ Smart View». Система устанавливается в каждый шкаф КРУ с силовым выключателем и представляет собой сенсорную панель оператора с цветным графическим экраном диагональю 10 дюймов. Встроенная сенсорная панель оператора позволяет управлять коммутационными аппаратами главных цепей шкафа КРУ, отображать текущее состояние шкафа КРУ, отслеживать ресурс коммутационного и измерительного оборудования, предупреждать о проведении регламентных работ.

2.4.3 Технические характеристики

Основные параметры и характеристики шкафов КРУ представлены в табл. 1

Таблица 1 технические параметры шкафов КРУ «Волга»

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	7,2; 12
Номинальный ток, А - главных цепей шкафов КРУ - сборных шин	630; 800; 1000; 1250; 1600; 2000; 2500; 3150; 4000* 1600; 2500; 3150; 4000*
Номинальный ток трансформаторов тока, А	100; 200; 300; 400; 500; 600; 750; 800; 1000; 1200; 1500; 2000; 3000; 4000
Номинальный ток отключения силового выключателя, кА	20; 25; 31,5
Ток термической стойкости, кА	20; 25; 31,5
Длительность протекания тока термической стойкости, с: - главных токоведущих цепей - цепей заземления	3 1
Ток электродинамической стойкости, кА	51; 64; 81
Номинальные напряжения вспомогательных цепей, В: - при постоянном токе - при переменном токе - цепей освещения	110; 220 100; 220 24
Нормы испытаний изоляции главных токоведущих цепей одномоментным напряжением частоты 50 Гц, кВ: - между фазами и относительно земли - между контактами силового выключателя	37,8 37,8
Электрическое сопротивление изоляции, МОм, не менее: - главных цепей - вторичных цепей	1000 1
Ресурс по механической прочности и стойкости, не менее: - количество операций В и О заземлителей - перемещение выкатного элемента (далее ВЭ) из контрольного положения в рабочее и обратно - открывание и закрывание дверей шкафов КРУ - открывание и закрывание шторочного механизма - включения и отключения разъемных контактных систем главных цепей	1000 2000 2000 2000 2000
Срок службы до списания, лет, не менее	30
Степень защиты по ГОСТ 14254	IP31

* с принудительной вентиляцией

2.5 Устройство и работа шкафов КРУ «Волга».

Общий вид внутреннего устройства шкафа КРУ с силовым вакуумным выключателем VF12 показан на рис. 1. Элементы лицевой панели шкафа КРУ приведены на рисунке 2.

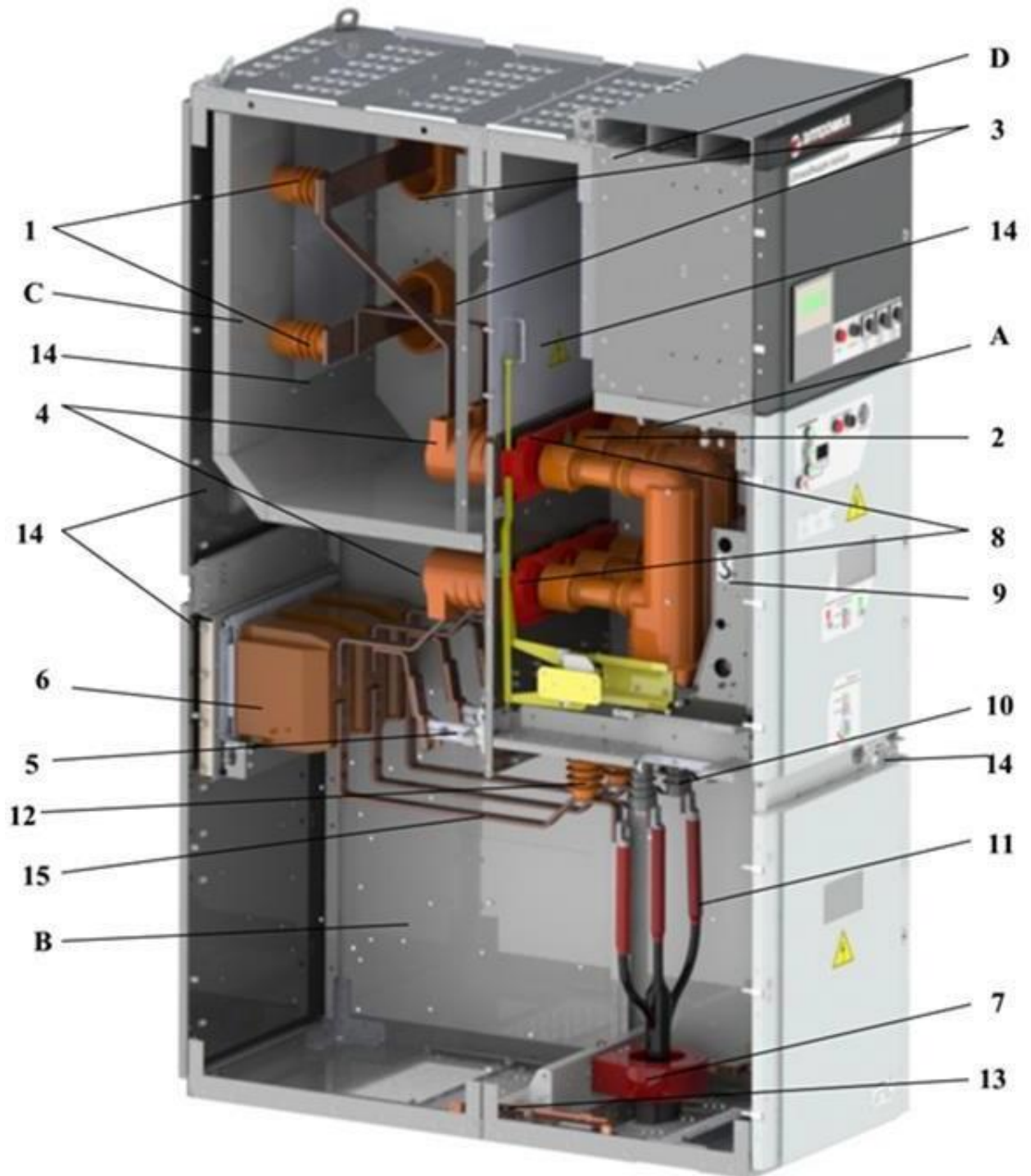
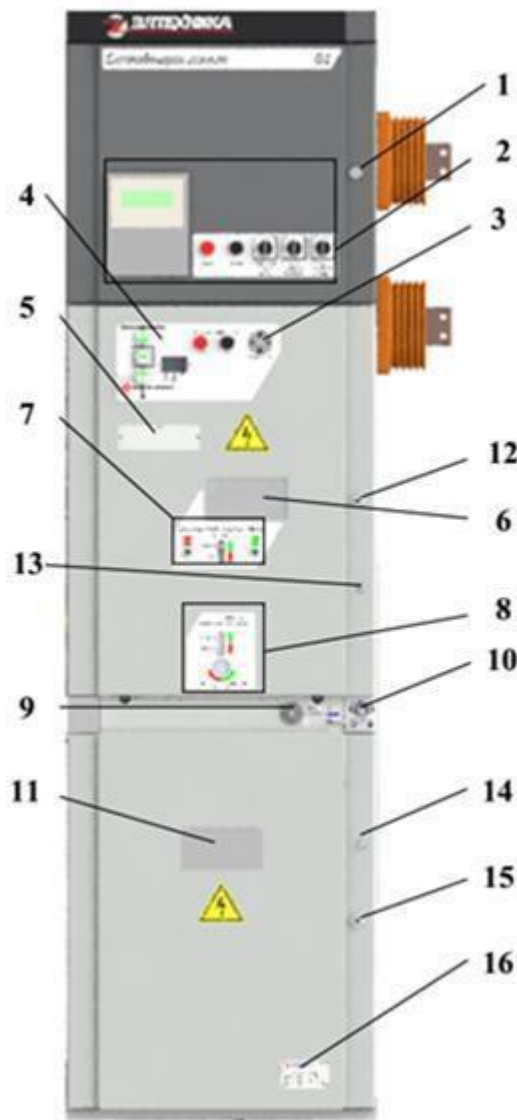


Рис. 1 Основные функциональные элементы КРУ «Волга»

1- Сборные шины; 2- контактная система; 3- проходные изоляторы (в отсеке сборных шин); 4- проходные изоляторы (в отсеке кабельных присоединений); 5- заземлитель ЗРФ; 6- трансформаторы тока; 7- трансформатор тока нулевой последовательности; 8- шторочный механизм; 9- выкатной элемент; 10-ограничитель перенапряжения; 11- кабельное присоединение; 12- опорные изоляторы с емкостным делителем; 13- шина заземления; 14- съемные перегородки; 15- шины кабельных присоединений.



- 1- замок модуля вторичных цепей;
- 2- устройства РЗ и А;
- 3- электромагнитная блокировка оперирования выключателем;
- 4- мнемосхема с блоком индикации напряжения;
- 5- табличка с номером шкафа КРУ;
- 6- смотровое окно выкатного отсека;
- 7- отверстие для управления выключателем с рукояткой шторки;
- 8- отверстие для рукоятки оперирования выкатным элементом;
- 9- электромагнитная блокировка оперирования заземлителем;
- 10- гнездо оперирования заземлителем;
- 11- смотровое окно отсека кабельных присоединений;
- 12- замок двери отсека выкатного элемента;
- 13- отверстие для аварийного открывания двери выключателя;
- 14- отверстие для аварийного открывания двери кабельного отсека;
- 15- замок двери кабельного отсека;
- 16- маркировочная табличка.

Рис.2. Лицевая панель КРУ «Волга»

Шкаф КРУ представляет собой корпус, изготовленный из листовой, оцинкованной стали 2 мм, состоящий из модулей, соединенных друг с другом при помощи болтовых соединений.

С целью обеспечения локализации повреждений при авариях и эксплуатационной безопасности корпус шкафа разделен на отсеки:

- Выкатного элемента (А);
- Кабельных соединений (В);
- Сборных шин (С);
- Цепей вторичной коммутации (D).

Реализована возможность технического обслуживания и оперативных переключений с лицевой стороны шкафа.

Детали корпуса изготовлены методом холодной штамповки. При сборке не применяется сварка, все соединения несущих элементов конструкции выполнены на усиленных стальных заклепках.

2.5.1 Отсек выкатного элемента А



Отсек выкатного элемента (рис. 1) предназначен для размещения в нем выкатного элемента (выключателя) КРУ. На задней стенке отсека установлены шесть проходных изоляторов (4) с внутренними неподвижными контактами, которые образуют контактные системы вместе с токоведущими стержнями (2), являющимися частью главной цепи выкатного элемента.

Вдоль боковых стенок отсека установлены два направляющих швеллера, по которым происходит перемещение выкатного элемента (9). Перемещение выкатного элемента осуществляется вручную съемной рукояткой оперирования выкатным элементом.

Для исключения возможности прикосновения к токоведущим частям, находящимся под высоким напряжением,

во время проведения регламентных работ отсек выкатного элемента оборудован шторочным механизмом (8), закрывающим проходные изоляторы (4). Открывание/закрывание шторок происходит автоматически при переводе выкатного элемента из рабочего положения в контрольное и обратно. В закрытом положении шторочный механизм может быть заблокирован навесным замком.

С лицевой стороны отсек закрывается дверью с многоточечным замковым механизмом. На двери отсека выкатного элемента (рис.2) расположена интерактивная однолинейная схема главных цепей КРУ (4) с индикатором наличия напряжения. Также на лицевой стороне двери имеются два отверстия: привода ручного оперирования силовым выключателем и отверстие привода тележки выкатного элемента. Все отверстия перекрыты защитными шторками и обозначены пояснительными надписями.

2.5.2 Отсек кабельных присоединений В

Отсек кабельных присоединений (рис. 1) предназначен для размещения следующих элементов:

- трансформаторов напряжения (при дополнительном заказе);
- заземлителя с приводом (5);
- трансформаторов тока (6);
- трансформаторов тока нулевой последовательности (7);
- ограничителей перенапряжений (10);
- кабельных присоединений (11);
- опорных изоляторов с емкостными делителями (12).



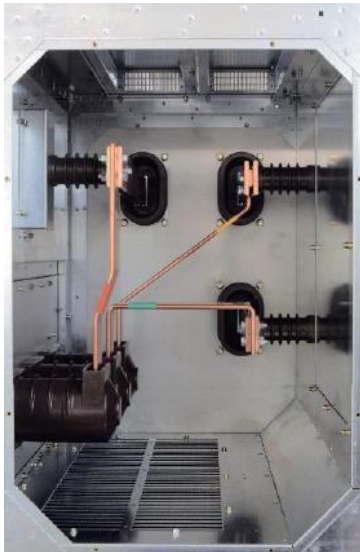
В отсеке на опорных изоляторах установлены шины для кабельных присоединений (15). Дно отсека оборудовано пластиковыми хомутами для крепления силовых кабелей и кронштейнами для установки трансформаторов тока нулевой последовательности.

Отсек рассчитан на подключение до трех трехжильных кабелей с сечением жилы до 240 мм² или шести одножильных кабелей с сечением жилы до 630 мм².

В отсеке предусмотрен антиконденсатный нагревательный элемент с автоматическим управлением от термостата.

Отсек оборудован дверью с механизмом запираения, аналогичным по конструкции двери отсека выкатного элемента.

2.5.3 Отсек сборных шин С



Отсек сборных шин (рис. 1) предназначен для размещения сборных шин 1, объединяющих главные цепи всех шкафов КРУ в единую электрическую схему главной цепи распределительного устройства.

В зависимости от величины номинального тока система сборных шин может быть:

- 1 x10x80 мм на номинальный ток до 1600 А;
- 2 x10x80 мм на номинальные до 2500 А;
- 3 x10x80 мм на номинальный ток 3150 А;
- 3 x10x100 мм на номинальный ток 4000 А;

В отсеке размещены спуски, отходящие от сборных шин к установленному в шкафу КРУ оборудованию. Сечение спусков выбирается в зависимости от номинального тока главной цепи. Избыточное давление, возникающее при дуговом коротком замыкании, сбрасывается через клапан, расположенный в верхней части отсека

2.5.4 Модуль вторичных цепей D



Модуль вторичных цепей (рис. 1) представляет собой отдельный модуль с дверью на лицевой стороне, в котором располагаются клеммные ряды, реле, блоки цифровых защит и другое оборудование вторичных цепей.

Реле, клеммные соединения, автоматические выключатели, низковольтные предохранители и другие устройства внутри модуля крепятся на DIN-рейках на задней стенке, что облегчает монтаж или замену этих

элементов. Модуль может быть оснащен дополнительной поворотной панелью на петлях для крепления оборудования вторичных цепей, которая фиксируется четырехгранным штифтовым ключом.

Связь вспомогательных цепей с цепями выкатных элементов осуществляется с помощью штепсельного 58-контактного разъема вторичных цепей и проводов, проложенных в гибком шланге.

Электрическая связь между модулями разных шкафов КРУ выполнена по шинкам оперативных цепей через отверстия в крыше модуля контрольными кабелями через кабельные каналы на крыше шкафов КРУ.

На двери модуля устанавливаются:

- ключи и кнопки управления электрооборудованием;
- сигнальные лампы неисправности и срабатывания защит;
- цифровые или аналоговые электроизмерительные приборы;
- блок релейной защиты или дисплей блока релейной защиты.

В модуле предусмотрен антиконденсатный нагревательный элемент с автоматическим управлением от термостата.

2.5.5 Блокировки

В шкафах КРУ «Волга» предусмотрена система блокировок согласно требованиям по безопасности, установленным ПУЭ, ПТЭ и ГОСТ 12.2.007.4.

Применяются блокировки четырех типов: механические, электромагнитные (с использованием электромагнитных блок-замков), электрические и замковые.

Перечень основных блокировок КРУ «Волга»:

№	Наименование блокировки	тип	Объект блокировки
1	Блокировка перемещения тележки аппаратной из рабочего или контрольного положения при включенном силовом выключателе	механическая	Выкатной элемент
2	Блокировка перемещения тележки аппаратной из контрольного положения в рабочее при открытой двери отсека выкатного элемента;	механическая	
3	Блокировка перемещения тележки аппаратной из контрольного положения в рабочее при включенном заземлителе;	механическая	
4	Блокировка перемещения тележки аппаратной при отсутствии управляющего напряжения на выводах электромагнитного блок-замка	электрическая	
5	Блокировка оперирования выключателем при нахождении выкатного элемента в промежуточном положении	механическая, электрическая	Силовой выключатель
6	Блокировка включения заземлителя при нахождении выкатного элемента	механическая	Заземлитель ЗРФ

	вне контрольного положения		
7	Блокировка отключения заземлителя при открытой двери отсека кабельных присоединений;	механическая	
8	Блокировка оперирования заземлителем при отсутствии управляющего напряжения на выводах электромагнитного блок-замка	электрическая	
9	Блокировка открывания двери отсека выкатного элемента при нахождении выкатного элемента вне контрольного положения	механическая	Дверь модуля выкатного элемента
10	Блокировка открывания двери отсека кабельных присоединений при отключенном заземлителе	механическая	Дверь модуля кабельных присоединений
11	Блокировка шторочного механизма навесным замком	замковые	Шторочный механизм

2.5.6 Работа отдельных узлов КРУ «Волга»

1. Шторочный механизм

Шторочный механизм предназначен для защиты персонала от поражения электрическим током при выполнении регламентных работ внутри отсека выкатного элемента без снятия напряжения со сборных шин или ввода.

При отсутствии выкатного элемента в отсеке или нахождении его в контрольном положении шторки полностью перекрывают отверстия проходных изоляторов, исключая прикосновение к токоведущим частям, находящимся под напряжением. Шторки приводятся в действие приводом и двигаются по направляющим вертикально всегда в противоположных направлениях.

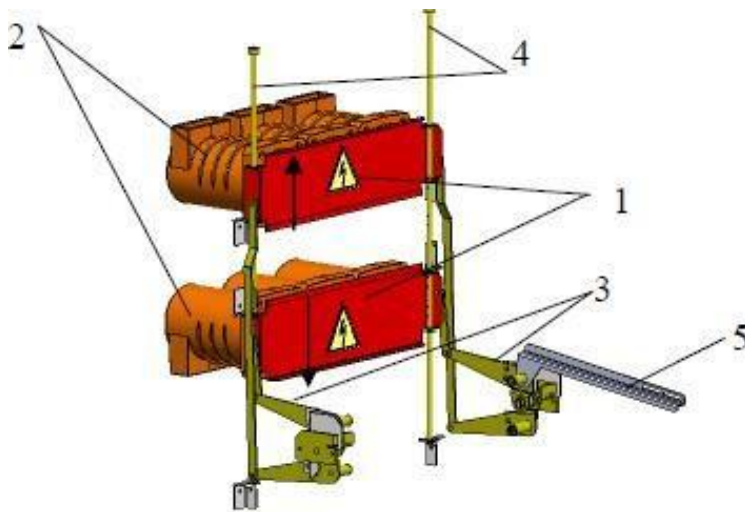


Рис. 3. Шторочный механизм

1 – шторы; 2 – проходные изоляторы; 3 – привод шторочного механизма; 4 – направляющие; 5 – блокировка двери отсека выкатного элемента при нахождении выкатного элемента вне контрольного положения

2 Выкатной элемент

Выкатной элемент представляет собой тележку аппаратную, на которой в зависимости от функционального назначения шкафа КРУ может быть установлено различное оборудование.

Тележка аппаратная состоит из подвижной части А, на которой установлено оборудование, и неподвижной Б, являющейся опорой винтового механизма привода подвижной части. Перемещение подвижной части относительно неподвижной осуществляется посредством винта 5 при помощи съемной рукоятки, которая устанавливается в гнездо 8, расположенное на неподвижной части Б.

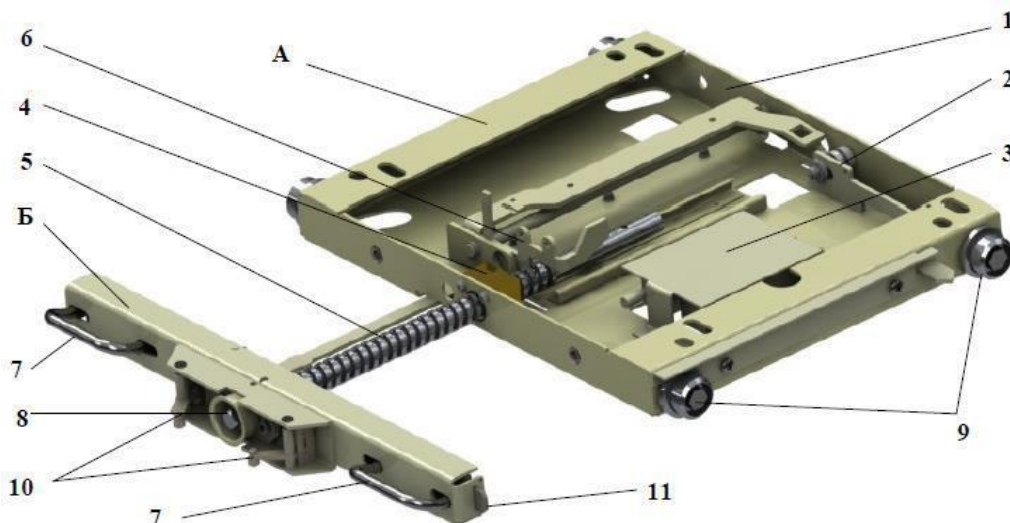


Рис. 3 Тележка аппаратная

А – подвижная часть; Б – неподвижная часть; 1 – основание подвижной

части; 2 – планка блокировки винта привода тележки аппаратной; 3 – блок-контакты; 4 – гайка упорного винта; 5 – винт; 6 – блокировка оперирования выключателем; 7 – ручки фиксаторов выкатного элемента; 8 – гнездо для установки рукоятки оперирования выкатным элементом; 9 – колеса; 10 – блокировка перемещения выкатного элемента; 11 – фиксатор (2 шт. с обеих сторон на неподвижной части Б)

Выкатной элемент может занимать одно из следующих положений:

- рабочее (шторочный механизм открыт, контакты главной цепи КРУ и выкатного элемента соединены);
- промежуточное;
- контрольное (шторочный механизм закрыт, контакты главной цепи КРУ и выкатного элемента разъединены).
- ремонтное (выдвижной элемент находится вне корпуса шкафа и его главные и вспомогательные цепи разомкнуты)

Дверь отсека выкатного элемента может быть открыта только в контрольном положении выкатного элемента.

Оперирование силовым выключателем возможно только в рабочем и контрольном положениях выкатного элемента.

Операции установки выкатного элемента в шкаф КРУ и его извлечения должны производиться при помощи сервисной тележки.

А) Установка выкатного элемента на сервисную тележку для установки в КРУ или обслуживания.

1. Установить выкатной элемент на сервисную тележку
2. Сдвинуть до упора к центру ручки фиксаторов выкатного элемента.
3. Расположить выкатной элемент на сервисной тележке таким образом, чтобы пластины фиксаторов оказались напротив вырезов боковых стенок основания.
4. Закрепить от перемещения выкатной элемент, выдвинув ручки фиксаторов наружу от центра тележки; при этом пластины фиксаторов должны войти в вырезы боковых стенок основания.

В) Установка выкатного элемента в контрольное положение

1. Открыть дверь отсека выкатного элемента штифтовым ключом. Убедиться, что токоведущие части КРУ закрыты шторочным механизмом.

2. Подкатить сервисную тележку вплотную к лицевой части шкафа КРУ. Рукояткой управления с помощью подъемного механизма сервисной тележки совместить по высоте направляющие рейки сервисной тележки и конические ловители отсека выкатного элемента.
3. Вкатить до упора сервисную тележку к лицевой части шкафа КРУ и зафиксировать поворотные колеса стопорами на сервисной тележке.
4. Сдвинуть до упора к центру ручки фиксаторов выкатного элемента, чтобы освободить защелки крепления выключателя на сервисной тележке.
5. Вкатить выкатной элемент внутрь отсека выкатного элемента и расположить его таким образом, чтобы выдвижные пластины фиксаторов оказались напротив вырезов в боковых проушинах, направляющих отсека.
6. Зафиксировать неподвижную часть тележки выкатного элемента в отсеке, выдвинув ручки фиксаторов в стороны от центра тележки.
7. Освободить стопоры сервисной тележки и откатить ее от ячейки.
8. Присоединить гибкий разъем вторичных цепей выкатного элемента к соответствующему разъему в КРУ.
9. Закрыть дверь отсека выкатного элемента штифтовым ключом.

С) Перевод выкатного элемента из контрольного положения в рабочее

1. Проверить отключенное положение силового выключателя.
2. Закрыть двери отсека выкатного элемента и отсека кабельных присоединений штифтовым ключом.
3. Отключить заземлитель. (Убедиться, что заземлитель отключен).
4. Поднять защитную шторку на двери отсека выкатного элемента и установить рукоятку оперирования в гнездо «Управление выкатным элементом» до появления характерного щелчка. При отсутствии щелчка убедиться в том, что дверь отсека полностью закрыта.
5. Выполнить 20 полных оборотов рукоятки по часовой стрелке. На завершающем участке хода (последние 2–3 оборота) допустимо увеличение сопротивления вращению рукоятки вследствие процесса стыковки элементов контактных систем главной цепи.

6. Удерживая в верхнем положении защитную шторку на двери отсека выкатного элемента, извлечь рукоятку из гнезда, отпустить защитную шторку.

D) Перевод выкатного элемента из рабочего положения в контрольное.

1. Если на выкатном элементе установлен силовой выключатель – перевести его в отключенное положение.
2. Поднять защитную шторку на двери отсека выкатного элемента и установить рукоятку оперирования в гнездо «Управление выкатным элементом».
3. Установить рукоятку оперирования выкатным элементом в гнездо до появления характерного щелчка. При отсутствии щелчка убедиться в том, что дверь отсека полностью закрыта.
4. Выполнить 20 полных оборотов рукоятки против часовой стрелки. На начальном участке хода (2–3 оборота) допустимо увеличенное сопротивление вращению рукоятки вследствие процесса размыкания элементов контактных систем.

E) Извлечение выкатного элемента из отсека выкатного элемента.

1. Убедиться, что выкатной элемент находится в контрольном положении.
2. Открыть дверь отсека выкатного элемента.
3. Отсоединить внешний разъем цепей управления и сигнализации от соответствующего разъема, расположенного на выкатном элементе.
4. Подкатить сервисную тележку вплотную к лицевой части шкафа КРУ.
5. С помощью подъемного механизма сервисной тележки совместить по высоте направляющие рейки сервисной тележки и конические ловители отсека выкатного элемента.
6. Вкатить до упора сервисную тележку к лицевой части шкафа КРУ и зафиксировать поворотные колеса сервисной тележки.
7. Сдвинуть до упора к центру ручки фиксаторов выкатного элемента. При невозможности выполнения действия убедиться, что лицевой торец подвижной части тележки вплотную прилегает к тыльному торцу неподвижной части тележки.
8. Переместить выкатной элемент из отсека на основание сервисной тележки
9. Расположить выкатной элемент так, чтобы пластины фиксаторов

оказались напротив вырезов боковых стенок основания.

10. Зафиксировать выкатной элемент на сервисной тележке, выдвинув фиксаторы в стороны боковых стенок основания
11. Разблокировать колеса и откатить сервисную тележку от шкафа.

2.6 Задание на работу

По указанию преподавателя выполнить операции из перечисленных ниже:

1. Провести монтаж выкатного элемента и подготовку КРУ к работе. (вставить выкатной элемент в ячейку и установить в рабочее положение).
2. Провести демонтаж выкатного элемента (вынуть выкатной элемент из ячейки и приготовить к обслуживанию).
3. Составить РУ 10 кВ из ячеек КРУ «ВОЛГА» по схеме с одиночной секционированной системой сборных шин (перечень ячеек для заказа) при соблюдении следующих условий:

- Питание РУ 10 кВ осуществляется от двух силовых трансформаторов;
- Общее количество отходящих линий к потребителям 10. Рабочий ток одной линии принять равным 200 А.
- Два потребителя оснащены системой АСКУЭ и требуют коммерческого учета потребления энергоресурсов по всем фазам.
- Предусмотреть защиту от перенапряжений в РУ и стационарное заземление элементов РУ
- Предусмотреть питание собственных нужд от шин РУ.

2.7 Контрольные вопросы

- 2.7.1 Назначение комплектных распределительных устройств.
- 2.7.2 Перечислите достоинства и недостатки использования КРУ при создании распределительных устройств.
- 2.7.3 Для чего ячейки КРУ разделяются на отсеки. Перечень основных отсеков и их назначение.
- 2.7.4 Из каких элементов состоит шкаф КРУ?
- 2.7.5 Шторочный механизм, Назначение, алгоритм работы.
- 2.7.6 Блокировки, предусмотренные в КРУ от неправильных действий персонала
- 2.7.7 Какие положения может занимать выкатной элемент. Чем отличаются эти положения выкатного элемента.
- 2.7.8 В чем отличие КРУ от КСО и КРУ от КРУН.
- 2.7.9 Технические параметры КРУ.
- 2.7.10 Составить полную однолинейную схему ячейки КРУ, представленной в лаборатории с указанием всех типов электрических аппаратов.

Приложения

Приложение 1

Принадлежности для оперирования и обслуживания ячейки КРУ.

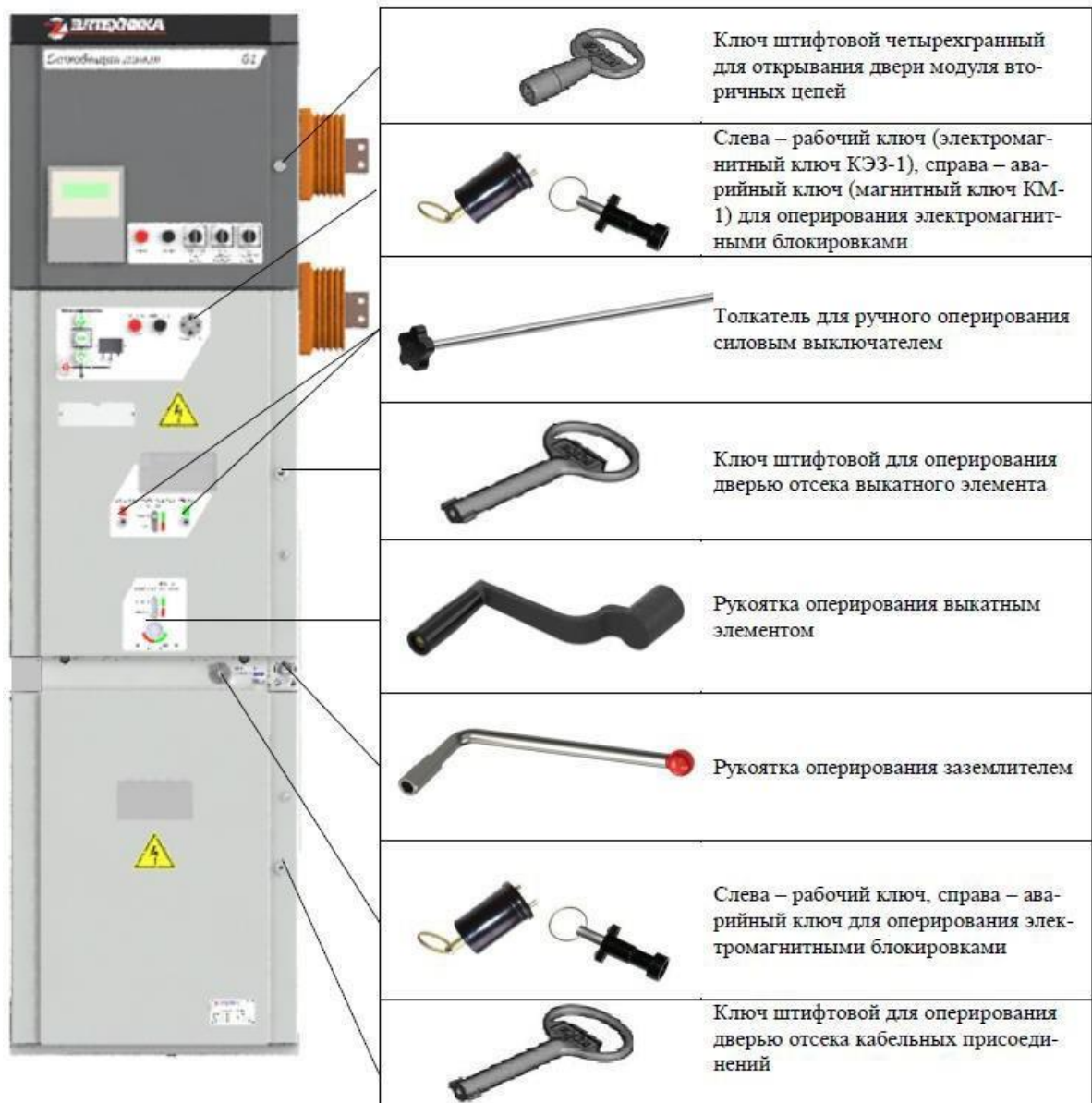


Рис. 3. Принадлежности КРУ

Для ручного оперирования силовым выключателем применяется толкатель. Функции толкателя в зависимости от типа силового выключателя:

- ☐ VF12 – включение/отключение;
- ☐ BV/TEL – аварийное отключение;
- ☐ SHELL – аварийное отключение/разблокирование;
- ☐ Evolis, Sion – включение/отключение.



Рис. 4 Сервисная тележка:

- 1 – прорези для фиксации выкатного элемента; 2 – механизм регулировки по высоте; 3 – стопоры колес;
 4 - зацепы для фиксации сервисной тележки к корпусу КРУ; 5 – кнопки управления зацепами

Приложение 2

Сетка схем главных электрических цепей КРУ

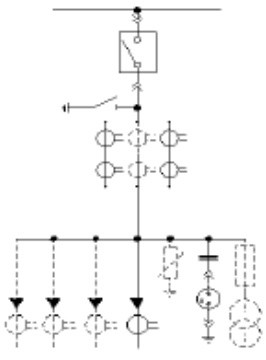
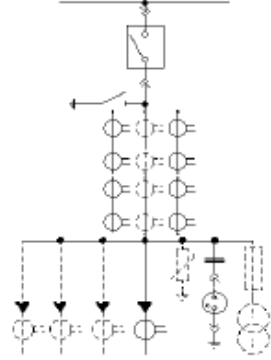
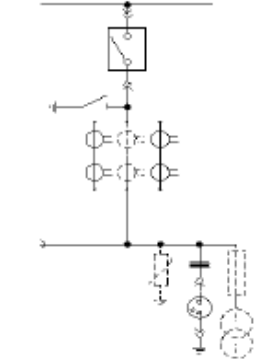
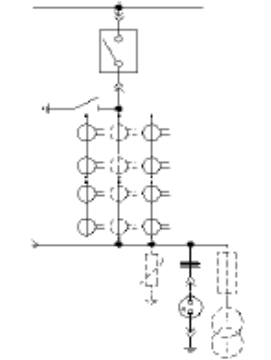
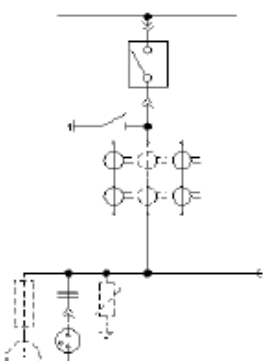
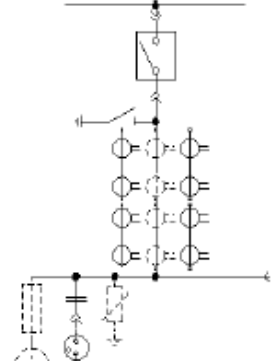
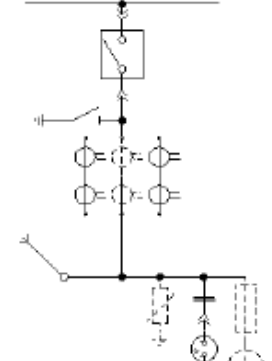
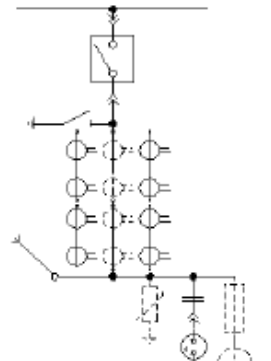
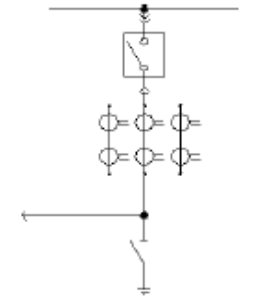
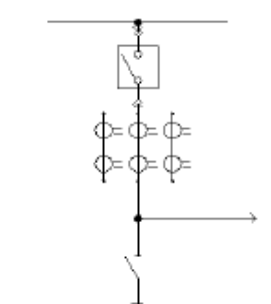
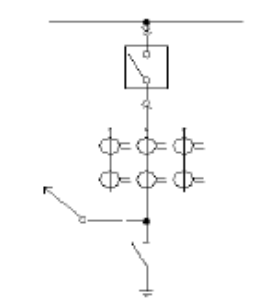
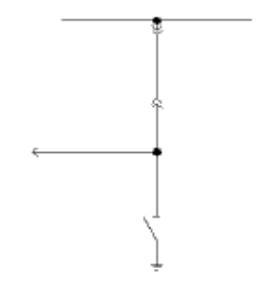
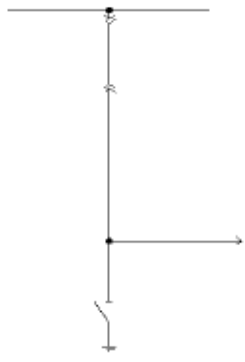
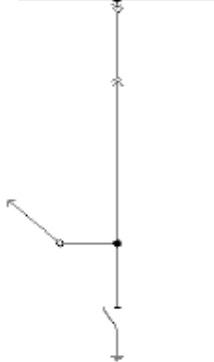
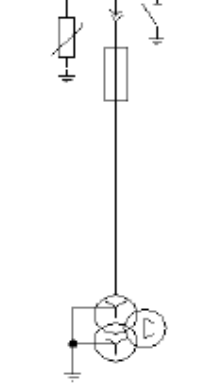
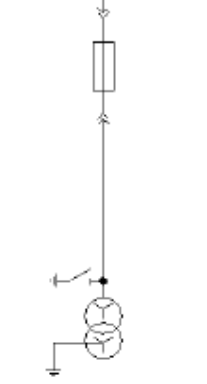
Схема № 1 Кабельный ввод/отходящая линия 	Схема № 2 Кабельный ввод/отходящая линия. Опция: дополнительные трансформаторы тока 	Схема № 3 Шинный ввод. Выход шин слева 	Схема № 4 Шинный ввод. Выход шин слева. Опция: дополнительные трансформаторы тока 
Схема № 5 Шинный ввод. Выход шин справа 	Схема № 6 Шинный ввод. Выход шин справа. Опция: дополнительные трансформаторы тока 	Схема № 7 Шинный ввод. Выход шин сзади 	Схема № 8 Шинный ввод. Выход шин сзади. Опция: дополнительные трансформаторы тока 
Схема № 13 Секционный выключатель. Выход шин слева 	Схема № 14 Секционный выключатель. Выход шин справа 	Схема № 15 Секционный выключатель. Выход шин сзади 	Схема № 16 Секционный разъединитель. Выход шин слева 

Схема № 17	Схема № 18	Схема № 21	Схема № 22
Секционный разъединитель. Выход шин слева	Секционный разъединитель. Выход шин слева	Трансформатор напряжения с предохранителями	Трансформатор собствен- ных нужд
			
Схема № 23			
Шинный мост			
			

Элементы схем, обозначенные пунктиром – дополнительные опции

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Северо-Кавказский федеральный университет»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

к выполнению практических занятий по дисциплине
«Электрические станции и подстанции» для студентов
специальности 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
Профиль подготовки Электроэнергетические системы и сети

Ставрополь 2025

Методические указания составлены в соответствии с ГОС ВПО, рабочим учебным планом и программой дисциплины «Электрические станции и подстанции» для студентов всех форм обучения специальности 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Указания включают в себя теоретическое обоснование, методику и порядок выполнения практических занятий, задачи для самостоятельного решения и литературу.

Одна из основных задач методических указаний – развитие у студентов творческого подхода к теоретическому материалу, физическим трактовкам явлений и процессов, происходящих в электрической части станций и подстанций.

Дисциплина «Электрические станции и подстанции» относится к базовым профилирующим дисциплинам специальности 13.03.02. Содержание практических

занятий соответствует программе дисциплины «Электрические станции и подстанции» для студентов перечисленных выше специальностей.

В деле совершенствования подготовки студентов по данной дисциплине важную роль играет получение практических навыков инженерных расчетов. Это достигается в процессе выполнения практических занятий, которые являются самостоятельной работой студента под руководством преподавателя, и преследует следующие задачи:

- а) закрепление знания схем электрической станции и подстанций;
- б) выполнение технико-экономических расчетов;
- в) умение производить выбор оборудования;
- г) ознакомление с теоретическими основами работы и конструкцией электрических аппаратов;
- д) освоение методики выбора электрических аппаратов и токоведущих частей.

При выполнении практических занятий необходимо использовать ПЭВМ и соответствующее программное обеспечение, имеющееся на кафедре АЭС. Часть задач в процессе работы над дисциплиной студентам рекомендуется изучить самостоятельно. Данная дисциплина обобщает весь изученный ранее материал и готовит студента к дипломному проектированию.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 1

Определение мощности источников реактивной мощности

Теоретическая часть

Источники реактивной мощности и их назначение

Понятие источники реактивной мощности (ИРМ) обычно относят к любым устройствам, способным целенаправленно воздействовать на баланс реактивной мощности в электроэнергетической системе. Это воздействие может быть достигнуто увеличением (уменьшением) как генерируемой, так и потребляемой реактивной мощности. ИРМ — это обязательно регулируемое устройство, мощность которого изменяется вручную или автоматически, дискретно (ступенями), плавно или плавно - ступенчато. Основным параметром регулирования ИРМ является напряжение в точке его подключения или реактивная мощность нагрузки, для компенсации которой ИРМ предназначен, или и то, и другое одновременно. Для

повышения чувствительности регулирования в регулятор ИРМ вводят каналы, реагирующие на скорость изменения напряжения или реактивной мощности. Структура органов регулирования ИРМ и реализуемый закон регулирования определяются его назначением. В целом ИРМ является многофункциональным устройством именно благодаря возможности регулирования реактивной мощности — одного из основных режимных параметров электрической системы.

В электрических системах ИРМ применяют в сетях напряжением 110 кВ и выше для решения следующих задач:

1. снижения потерь активной мощности и электроэнергии;
2. регулирования напряжения в узлах нагрузки;
3. увеличения пропускной способности электропередач;
4. увеличения запасов статической устойчивости электропередач и генераторов электростанций;
5. улучшения динамической устойчивости электропередач;
6. ограничения перенапряжений;
7. симметрирования режима.

В системах электроснабжения (СЭС) промышленных предприятий ИРМ применяют с целью компенсации реактивной мощности, потребляемой мощной резкопеременной нагрузкой, и симметрирования нагрузки. Кроме того, в СЭС с нелинейной (несинусоидальной) нагрузкой, генерирующей токи высших гармоник, ИРМ могут выполнять и роль фильтро-компенсирующих устройств.

Синхронные компенсаторы

Синхронные компенсаторы (СК) предназначены для стабилизации напряжения в точке подключения СК в пределах $\pm 5\%$ номинального значения, а также для генерирования и потребления реактивной мощности, чем они и влияют на режим электроэнергетической системы (ЭЭС). Фото синхронного компенсатора, установленного на ОРУ подстанции, представлено на рисунке 7.5.



Рис 7.5 Фото синхронного компенсатора, установленного на ОРУ подстанции.

Синхронные компенсаторы устанавливаются в тех точках ЭЭС, где график нагрузки меняется в широких пределах, в связи с чем существенно изменяется баланс реактивной мощности. Как правило, это подстанции 330—500 кВ, где СК присоединяется к шинам низшего напряжения 10—20 кВ.

Синхронный компенсатор — электрическая вращающаяся машина, работающая в режиме холостого хода, т.е. без активной нагрузки. Синхронный компенсатор, включенный в систему без возбуждения, потребляет реактивную мощность (индуктивный режим). Потребляемая в этом режиме реактивная мощность может быть приближенно определена как $Q_{СК} = U^2/x_d$, где x_d — синхронное реактивное сопротивление СК. При включении возбуждения и постепенном увеличении тока ротора СК переходит в режим генерирования реактивной мощности (емкостной режим).

Минимальная длительно допустимая реактивная мощность СК, как правило, не ниже 50 % номинальной мощности. Снижение потребляемой в этом режиме мощности сопровождается снижением ЭДС синхронной машины, и, как следствие, снижается запас устойчивой работы, чем и ограничивается минимальный уровень потребляемой реактивной мощности. В режиме генерирования реактивной мощности $Q_{\max} = S_{\text{ном}}$ допускаются и кратковременные перегрузки путем форсировки тока возбуждения СК. Так же, как и для генераторов, свойства СК определяются и его регулятором возбуждения. Достоинством СК является положительный регулирующий эффект, т.е. способность увеличивать генерируемую реактивную мощность при снижении напряжения на его шинах. Параметрами регулирования СК являются реактивная мощность и напряжение, ограниченные допустимыми диапазонами изменения $Q_{\min} \leq Q_{СК} \leq Q_{\max}$, $0,95U_{\text{ном}} \leq U_{СК} \leq 1,05U_{\text{ном}}$. Статическая характеристика СК аналогична характеристике, приведённой на рис. 7.4 для синхронного генератора.

Конденсаторные батареи

Конденсаторные батареи (КБ) являются простым и надёжным статическим устройством. Конденсаторные батареи собирают из отдельных конденсаторов, которые выпускаются на различные мощности и номинальные напряжения. Конденсаторная батарея 220 кВ представлена на рисунке 7.6.



Рис. 7.6 Общий вид монтажа конденсаторной батареи 220 кВ

Конденсатор — это устройство, которое состоит из двух проводников, разделённых диэлектриком. Конденсатор, если к нему приложено напряжение, способен накапливать электрический заряд (заряжаться) и отдавать его (разряжаться). В пространстве между проводниками, которые могут иметь любую форму, при заряде конденсатора образуется электрическое поле. Заряд конденсатора тем больше, чем больше его ёмкость и приложенное к его проводникам напряжение. Ёмкость конденсатора, в свою очередь, тем больше, чем больше внутренняя поверхность проводников, образующих конденсатор, и чем меньше расстояние между этими проводниками. Пространство между проводниками заполнено диэлектриком, т.е. материалом, обладающим высокими изоляционными свойствами или, можно сказать, очень низкой электропроводностью. К таким материалам относятся, например, воздух, конденсаторная бумага, керамика, синтетическая плёнка. Диэлектрик, применяемый в конденсаторах, должен обладать высокой электрической прочностью, т.е. сохранять свои изолирующие свойства при высоком напряжении и небольшой толщине (10—15 мкм). Качество диэлектрика для конденсаторов тем выше, чем выше его диэлектрическая проницаемость, т.е. способность аккумулировать электрический заряд. Например, относительная диэлектрическая проницаемость конденсаторной бумаги, пропитанной маслом, составляет 3,5—4, а полистирольной плёнки - 2,5—2,7.

Таким образом, ёмкость конденсатора, измеряемая в микрофарадах (мкФ), составляет $C = \epsilon S \cdot 10^{-6}/d$, где ϵ — диэлектрическая проницаемость, Ф/м; S - площадь поверхности обкладок (проводников) конденсатора, м²; d - расстояние между обкладками (толщина диэлектрика, разделяющего эти обкладки), м $\cdot 10^{-6}$. Конденсатор, как и любой элемент электроэнергетической системы, характеризуется потерями активной мощности, которые приводят к его нагреву. Эти потери тем больше, чем выше приложенное напряжение, его частота и ёмкость конденсатора. Потери в конденсаторе зависят и от свойств диэлектрика, определяемых тангенсом угла диэлектрических потерь ($\text{tg}d$) и характеризующих удельные потери (Вт/квар) в конденсаторе. В зависимости от типа и назначения конденсатора потери в них могут составлять от 0,5 до 4 Вт/квар. В электроэнергетике для компенсации реактивной мощности применяют так называемые косинусные

конденсаторы, предназначенные для работы при частоте напряжения 50 Гц. Их мощность, измеряемая в киловольт-амперах реактивных (квар), составляет от 10 до 100 квар. Конструктивно конденсатор представляет собой металлический (стальной или алюминиевый) корпус, в котором размещаются секции (пакеты), намотанные из нескольких слоёв алюминиевой фольги, проложенных конденсаторной бумагой или синтетической плёнкой толщиной 10—15 мкм (0,01—0,015 мм). Соединённые между собой секции имеют выводы, расположенные снаружи корпуса, в его верхней части. Трёхфазные конденсаторы имеют три фарфоровых вывода, однофазные — один. Шкала номинальных напряжений конденсаторов от 230 В до 10,5 кВ, что позволяет собирать из них установки для сетей напряжением от 380 В и выше. Конденсаторы обладают хорошей перегрузочной способностью по току (до 30 % от номинального) и по напряжению (до 10 % от номинального). Группу конденсаторов, соединённых между собой параллельно или последовательно, или параллельно-последовательно, называют конденсаторной батареей.

Конденсаторная батарея, оборудованная коммутационной аппаратурой, средствами защиты и управления, образует конденсаторную установку (КУ).

Мощность, генерируемая КБ, при ее заданной ёмкости C пропорциональна квадрату приложенного напряжения и его частоте $Q_{КБ} = U^2 \omega C$. На рисунке 7.7 представлены статические характеристики КУ.

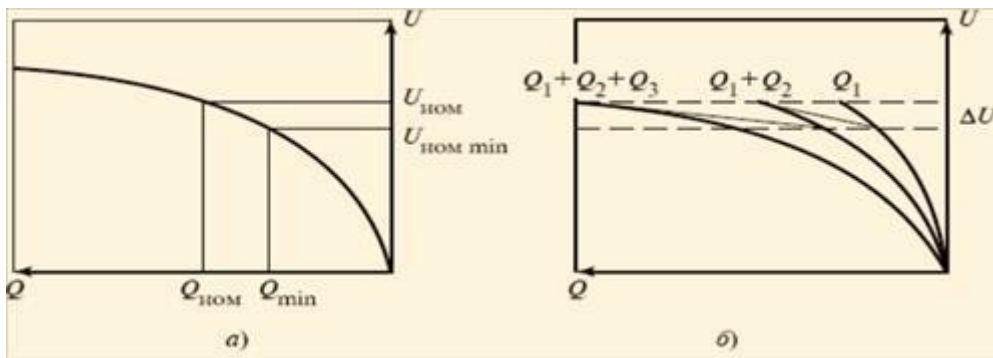


Рис. 7.7. Статические характеристики КУ:

а — состоящей из одной секции; *б* — состоящей из трёх секций

Поэтому нерегулируемые КБ обладают отрицательным регулирующим эффектом, что, в отличие от синхронных компенсаторов, является их недостатком. Это значит, что мощность КБ снижается со снижением приложенного напряжения, тогда как по условиям режима эту мощность необходимо увеличивать. Регулирующий эффект КУ по реактивной мощности показан на рис. 7.7 *а*, а КУ, состоящий из нескольких секций, — на рис. 7.7, *б*. Как видно из рис. 7.7, *а*, при снижении напряжения от $U_{ном}$ до $U_{мин}$ реактивная мощность снижается пропорционально квадрату напряжения от $Q_{ном}$ до $Q_{мин}$. Преодоление этого недостатка находят в формировании КБ из нескольких секций, каждая из которых, управляемая регулятором напряжения и/или мощности, подключается к сети через свой выключатель, наращивая таким образом ёмкость батареи в целом. Это и позволяет увеличивать суммарную мощность КБ при снижении напряжения. Так мощность КУ при снижении напряжения возрастает ступенями Q_1 , $Q_1 + Q_2$, $Q_1 + Q_2 + Q_3$.

+ Q_3 , как показано на рис. 7.7, б для КУ, состоящей из трёх секций КБ. Ступенчатое регулирование требует введения в регулятор напряжения КУ зоны нечувствительности DU . В пределах этой зоны при снижении напряжения подключение очередной секции недопустимо. Невыполнение этого условия привело бы к неустойчивой работе КУ. Ширина зоны нечувствительности должна быть больше, чем приращение напряжения, вызванное подключением очередной секции КУ. В противном случае напряжение на КУ достигнет напряжения уставки срабатывания на отключение этой секции сразу после ее включения. Вероятность такого эффекта тем больше, чем больше мощность подключаемой секции и чем меньше зона нечувствительности регулятора КУ. Конденсаторная установка состоит, как правило, из нескольких секций, имеющих общую систему управления. Низковольтные КУ напряжением 380 В собираются из трехфазных конденсаторов, включенных параллельно. Для защиты таких КУ от коротких замыканий и перегрузки применяют предохранители (см. рисунок 7.8, б). Высоковольтные конденсаторные установки собираются из однофазных конденсаторов, включенных последовательно-параллельно (см. рисунок 7.8, а).

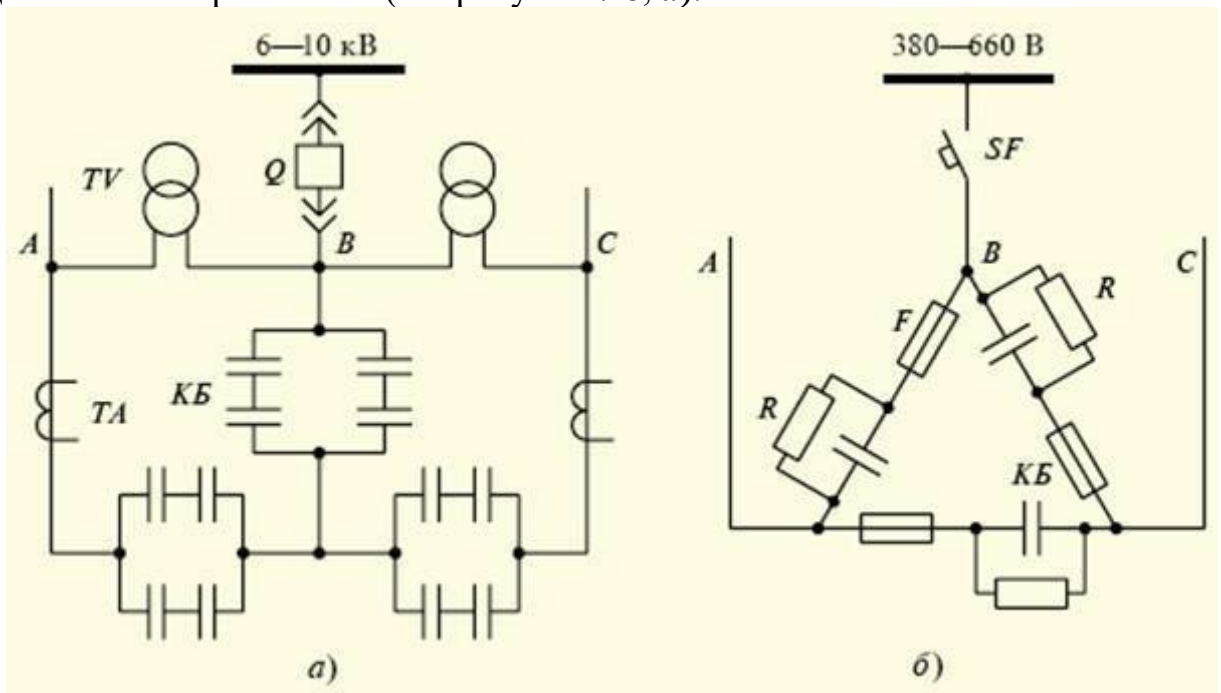


Рис. 7.8. Принципиальная схема одной трёхфазной секции КУ:

а – для сети 6-10 кВ; б – для сети 380 В

Включение КУ сопровождается бросками тока, а отключение — перенапряжением, что отрицательно сказывается на сроке службы конденсаторов и коммутационной аппаратуры. Поэтому КУ, оборудованную выключателями (контакторами), не рекомендуется включать-выключать более 2—4 раз за сутки. Для ограничения бросков тока конденсаторы перед включением обязательно должны быть разряжены с помощью разрядных резисторов R или трансформаторов напряжения TV (рис. 7.8а). Обычно эти устройства постоянно подключены к конденсаторам, а резисторы могут быть встроены внутри конденсатора. В этой связи такие КУ пригодны только для регулирования реактивной мощности с целью

обеспечения ее баланса в той или иной точке сети или в узле нагрузки. В этом режиме КУ применяют для снижения потерь напряжения в передающей сети, а также потерь мощности и электроэнергии. Эффект и в том, и в другом случае проявляется за счёт компенсации реактивной мощности, протекающей по линии, питающей нагрузку. Конденсаторы в силу их параметрических свойств очень чувствительны к искажениям синусоидальной формы кривой напряжения, т.е. к высшим гармоникам тока. Действительно, сопротивление конденсатора $X_C = 1/(n\omega C)$ тем меньше, чем выше частота $n\omega$ гармоники в несинусоидальной кривой приложенного напряжения. В результате за счёт высших гармоник, проникающих в конденсатор, резко возрастают и потери мощности ΔP в конденсаторах, что приводит к их дополнительному нагреву:

$$\Delta P = \sum_{n=1}^n U_{(n)}^2 n \omega C \operatorname{tg} \delta,$$

где $U_{(n)}$ — напряжение гармоники; n — порядок гармоники; C — ёмкость конденсатора; $\omega = 2\pi f$ — частота напряжения сети ($f = 50$ Гц); $\operatorname{tg} \delta$ — характеристика диэлектрика конденсатора.

Как уже отмечалось, параметрическое свойство конденсаторов широко используют при создании фильтрокомпенсирующих установок (ФКУ).

Чувствительность КБ к высшим гармоникам всегда должна учитываться при применении конденсаторов в электрических сетях. Применение КБ сопряжено с возможностью резонансных явлений благодаря образованию индуктивными и ёмкостными элементами сети последовательных и параллельных цепей. Резонансные явления сопровождаются усилением напряжений (резонанс напряжений) или токов (резонанс токов) на частотах выше номинальной (50 Гц), обусловленных наличием в сети источников высших гармоник тока. На резонансной частоте индуктивное $X_{L(n)}$ и ёмкостное $X_{C(n)}$ сопротивления равны, т.е. $n\omega L = 1/(n\omega C)$, где $X_{L(n)} = n\omega L$ — входное сопротивление сети в точке подключения КБ, сопротивление которой $X_{C(n)} = 1/(n\omega C)$. Поэтому всегда при выборе мощности КБ и, следовательно, ее сопротивления, а также места подключения КБ необходимо убедиться в том, что резонансные явления исключены. Это требование относится и к КБ, входящим в состав ФКУ.

Насыщающиеся реакторы

Насыщающимся называют реактор, рабочий диапазон регулирования которого находится именно в насыщенной части его статической характеристики. Благодаря этому такой реактор можно рассматривать как параметрическое устройство для регулирования реактивной мощности. Сопротивление реактора в нелинейной части характеристики изменяется в зависимости от приложенного к нему напряжения. С увеличением напряжения ток в реакторе интенсивно возрастает, увеличивая потребляемую реактивную мощность и, тем самым, способствуя стабилизации напряжения в точке его подключения. В связи с тем, что рабочий диапазон реактора находится в нелинейной части характеристики, его следует

рассматривать как источник высших гармоник тока. Для их компенсации применяют сложные 6- и 9-стержневые сердечники и специальные схемы соединения обмоток. Применение таких реакторов ввиду сложности их конструкции весьма ограничено. На рисунке 7.12 приведена принципиальная схема ИРМ на базе такого реактора. Здесь параллельно включённая *КБ* позволяет обеспечить параметрическое регулирование, как в режиме потребления, так и генерирования реактивной мощности. Соответствующие статические характеристики приведены на том же рисунке. При этом мощность *КБ*, которая, как правило, выполняет и функции фильтрокомпенсирующего устройства, выбирается таким образом, чтобы при номинальном напряжении суммарная мощность ИРМ была равна нулю. Тогда при увеличении напряжения выше $U_{\text{ном}}$ ИРМ потребляет, а при снижении ниже $U_{\text{ном}}$ — генерирует реактивную мощность.

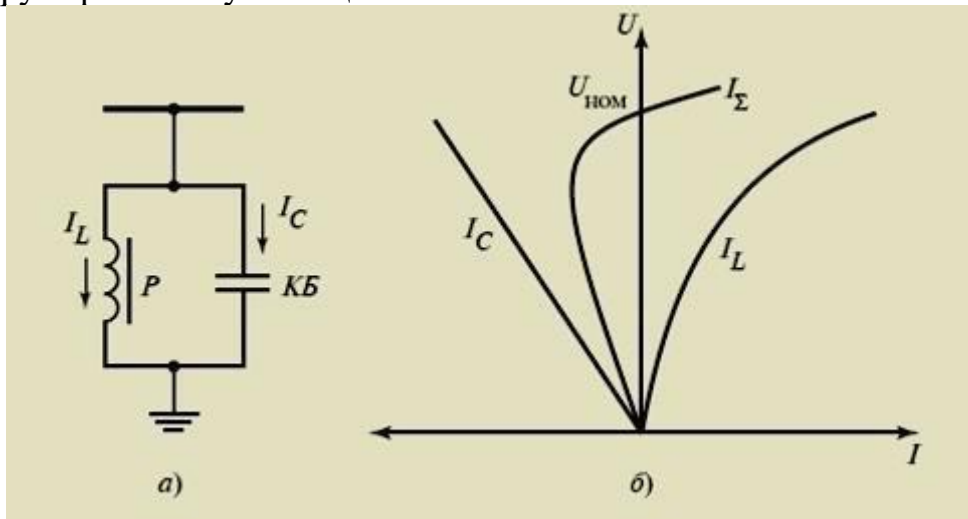


Рис.7.12. Параметрический ИРМ с насыщающимся реактором:

а — принципиальная схема; *б* — статистическая характеристика; *Р* — реактор; *КБ* — конденсаторная батарея

Комбинированные ИРМ

Комбинированные ИРМ применяют тогда, когда необходимо обеспечить плавное регулирование реактивной мощности в режиме как ее потребления, так и генерирования. Такие ИРМ состоят из управляемых тиристорами реакторов или насыщающихся реакторов и коммутируемых выключателями или тиристорами конденсаторных батарей. Принципиальная схема такого ИРМ, который известен как статический тиристорный компенсатор (СТК), приведена на рисунке 7.15.

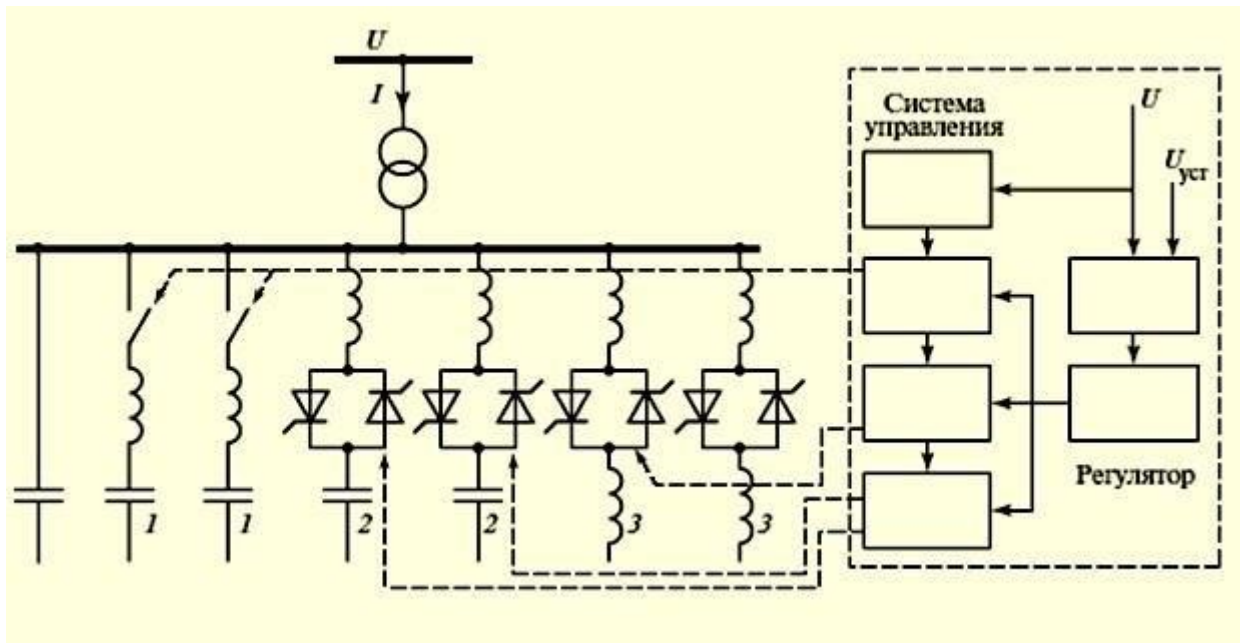


Рис.7.15. Принципиальная схема комбинированного СТК:

1 – коммутируемая выключателями КБ; 2 – коммутируемая тиристорами КБ;
3 – управляемые тиристорами реакторы

Рабочий диапазон регулирования реактивной мощности, установленная мощность нерегулируемой или ступенчато регулируемой конденсаторной батареи, мощность регулируемых тиристорами реакторов выбираются в зависимости от назначения СТК.

Возможны, например, следующие соотношения этих мощностей для СТК, состоящего из нерегулируемой секции КБ и регулируемого тиристорами реактора:

установленные мощности реактора и КБ равны $Q_p = Q_{КБ}$,

установленная мощность реактора больше мощности КБ, например $Q_p = 2Q_{КБ}$.

В первом случае благодаря тому, что мощность реактора регулируется в диапазоне $0 < Q_p < 1$, а $Q_{КБ} = -1$, суммарная мощность СТК может изменяться в диапазоне $-1 \leq Q_{СТК} \leq 0$. Рабочий диапазон регулирования генерируемой реактивной мощности располагается в области режимов от генерирования мощности, равной установленной мощности КБ, до нуля, когда тиристоры реактора открыты полностью. Статическая характеристика такого СТК приведена на рис. 7.16, а.

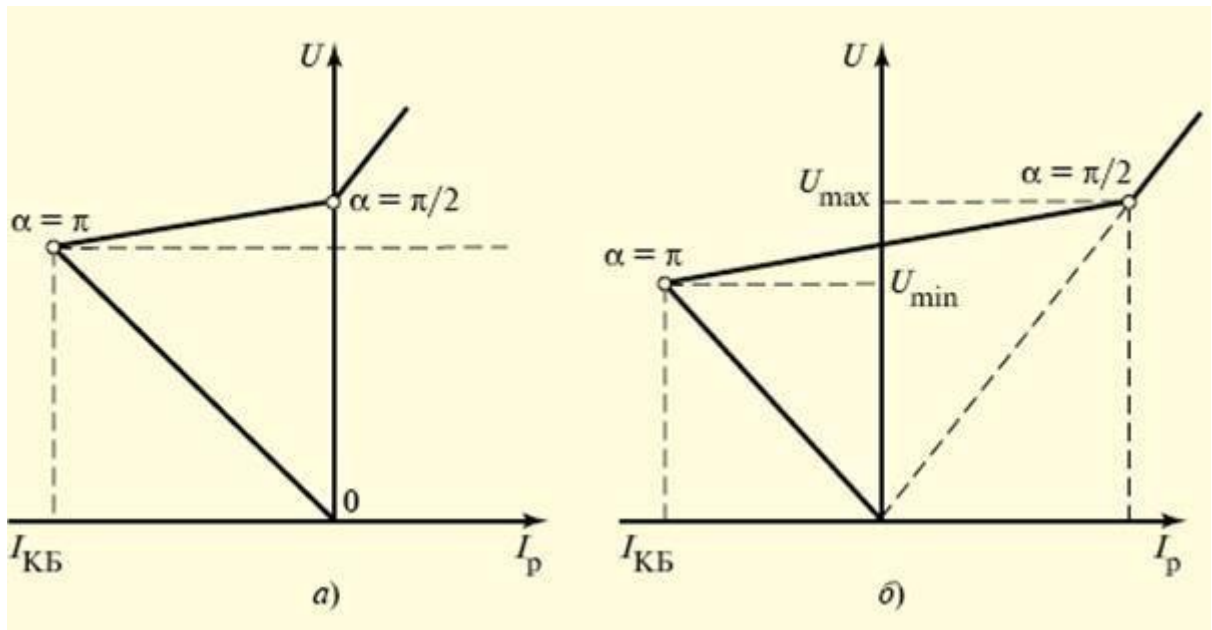


Рис. 7.16. Статические характеристики комбинированного СТК:

а – при $Q_p = Q_{KB}$; *б* – при $Q_p = 2 Q_{KB}$

Во втором случае мощность реактора может изменяться в диапазоне

$0 < Q_p < 2$, а мощность нерегулируемой КБ остаётся равной $Q_{KB} = -1$. Такой СТК может работать в режиме генерирования и потребления реактивной мощности так, что $-1 \leq Q_{СТК} \leq 1$ (рис. 7.16, б).

Существует ряд мероприятий по снижению потребления реактивной мощности, в частности, установка компенсирующих устройств (КУ). Очевидно, что наиболее целесообразно ставить КУ в местах потребления реактивной мощности, так как в этом случае разгружается все элементы сети, участвующие в передаче электроэнергии. Для компенсации реактивной мощности используются конденсаторные батареи, синхронные компенсаторы, тиристорные компенсаторы.

Соотношение потребления активной и реактивной мощности характеризуется коэффициентом реактивной мощности – $\text{tg}\phi$.

$$\text{tg}\phi = \frac{Q}{P} \quad (1)$$

Таблица 1. Предельные значения $\text{tg}\phi$ в часы больших суточных нагрузок электрической сети для потребителей, присоединенных к сетям напряжением ниже 220 кВ, определяются в соответствии с приложением к [1] (см. табл. 1).

Предельные значения коэффициента реактивной мощности

Положение точки присоединения потребителя к электрической	$\text{tg}\phi$
— напряжением 110 кВ (154 кВ)	0,5
— напряжением 35 кВ (60 кВ)	0,4
— напряжением 6-20 кВ	0,4
— напряжением 0,4 кВ	0,35

Следует заметить, что эти значения устанавливаются

«...в отношении потребителей электрической энергии, присоединенная мощность энергопринимающих устройств которых более 150 кВт (за исключением граждан-потребителей, использующих электрическую энергию для бытового потребления, и приравненных к ним в соответствии с нормативными правовыми актами в области государственного регулирования тарифов групп (категорий) потребителей (покупателей), в том числе многоквартирных домов, садоводческих, огороднических, дачных и прочих некоммерческих объединений граждан)»[1].

Кроме того, максимальная величина $\text{tg}\varphi$ может указываться в выдаваемых потребителям технических условиях (ТУ) на подключение к электрическим сетям. В этом случае примерная формулировка следующая (пример для ТП-10/0,4 кВ):

«Согласованный системным оператором $\text{tg}\varphi$ на стороне 10 кВ принять не более 0,1. Проектом необходимо выполнить расчёт реактивной мощности, предусмотреть компенсирующие устройства с автоматическим регулированием в РУ-0,4 кВ трансформаторной подстанции. Количество и мощность компенсирующих устройств определить проектом».

В приведенной формулировке требования к максимальному значению $\text{tg}\varphi$ жёстче, чем в [1] (см. табл. 1). При этом не указывается, к какому режиму относится требование – часы больших или малых суточных нагрузок.

В статье рассматривается распространенный случай компенсации реактивной мощности в системе электроснабжения при установке регулируемой батареи конденсаторов на шинах 0,4 кВ трансформаторной подстанции (ТП) напряжением 10(6)/0,4 кВ.

Постановка задачи

Принципиальная электрическая схема трансформаторной подстанции с установленными устройствами компенсации реактивной мощности (конденсаторными батареями) приведена на рис. 1.

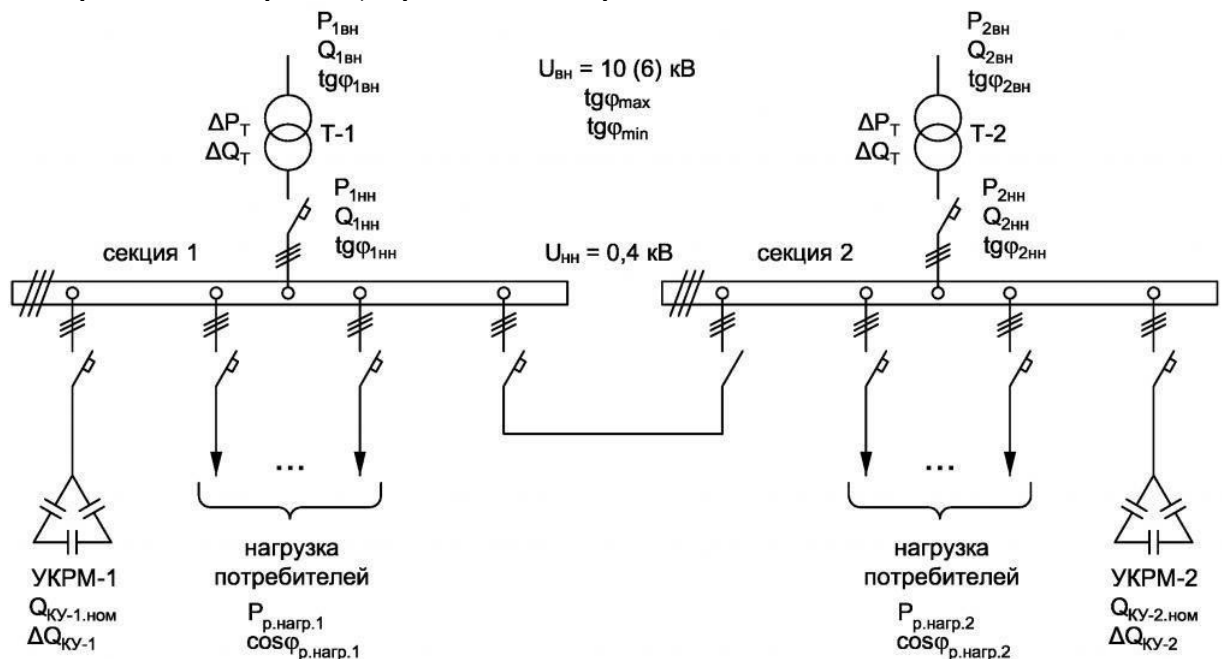


Рис. 1. Принципиальная электрическая схема трансформаторной подстанции.

Как правило, секционный автоматический выключатель в нормальном режиме работы ТП разомкнут. Каждую секцию шин можно рассматривать изолировано друг от друга и рассчитывать параметры режима отдельно. Для упрощения расчетов будем считать режимы потребления электроэнергии на обеих секциях симметричными и примем следующие обозначения:

- $P_{р.нагр.1} = P_{р.нагр.2} = P_{р.нагр.}$ – расчётная активная мощность нагрузки;
- $\cos\phi_{р.нагр.1} = \cos\phi_{р.нагр.2} = \cos\phi_{р.нагр.}$ – расчётный коэффициент мощности нагрузки;
- $Q_{КУ-1.ном} = Q_{КУ-2.ном} = Q_{КУ.ном}$ – номинальная мощность устройства компенсации реактивной мощности (УКРМ);
- $\Delta Q_{КУ-1} = \Delta Q_{КУ-2} = \Delta Q_{КУ}$ – мощность ступени регулирования УКРМ;
- $U_{НН}$ – номинальное напряжение стороны низкого напряжения (НН);
- $P_{1НН} = P_{2НН} = P_{НН} = P_{р.нагр.}$ – расчётная активная мощность на шинах НН;
- $Q_{1НН} = Q_{2НН} = Q_{НН}$ – расчётная реактивная мощность на шинах НН;
- $\tg\phi_{1НН} = \tg\phi_{2НН} = \tg\phi_{НН}$ – расчётный коэффициент реактивной мощности на шинах НН;
- ΔP_T – потери активной мощности в трансформаторе;
- ΔQ_T – потери реактивной мощности в трансформаторе;
- $U_{ВН}$ – номинальное напряжение стороны высокого напряжения (ВН);
- $\tg\phi_{\max} (\tg\phi_{\min})$ – максимальное (минимальное) значение нормируемого коэффициента реактивной мощности на шинах ВН;
- $P_{1ВН} = P_{2ВН} = P_{ВН}$ – расчётная активная мощность на шинах ВН;
- $Q_{1ВН} = Q_{2ВН} = Q_{ВН}$ – расчётная реактивная мощность на шинах ВН;
- $\tg\phi_{1ВН} = \tg\phi_{2ВН} = \tg\phi_{ВН}$ – расчётный коэффициент реактивной мощности на шинах ВН.

Цель: рассчитать номинальную реактивную мощность ($Q_{КУ.ном}$) и степень регулирования ($\Delta Q_{КУ}$) УКРМ.

Расчет мощности УКРМ

Коэффициент реактивной мощности на стороне ВН определяется следующим образом:

$$\tg\phi_{ВН} = \frac{Q_{ВН}}{P_{ВН}} \quad (3)$$

$$P_{ВН} = P_{НН} + \Delta P_T = P_{нагр.} + \Delta P_T \quad (4)$$

Потребляемая реактивная мощность на шинах ВН складывается из реактивной мощности нагрузки и реактивных потерь мощности в трансформаторе за вычетом расчетной мощности компенсирующего устройства: Потребляемая активная мощность на шинах ВН складывается из активной мощности нагрузки и активных потерь мощности в трансформаторе:

$$Q_{ВН} = Q_{НН} + \Delta Q_T = Q_{р.нагр.} - Q_{КУ.р} + \Delta Q_T \quad (4)$$

$$Q_{р.нагр.} = P_{р.нагр.} * \operatorname{tg} \varphi_{р.нагр.} \quad (5)$$

Выразим реактивную мощность нагрузки через известные величины (см. рис.1):

$$\operatorname{tg} \varphi_{р.нагр.} = \operatorname{tg}(\arccos(\cos \varphi_{р.нагр.})) \quad (6)$$

$$\Delta P_T = \Delta P_{хх} + \Delta P_{нагр.} = \Delta P_{хх} + \Delta P_K * \left(\frac{S_{НН}}{S_T} \right)^2 \quad (7)$$

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторе зависят от передаваемой мощности и рассчитываются по формулам (7) и (8):

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{\mu} + \Delta Q_{нагр.} = \frac{I_{хх}}{100} * S_T + \sqrt{U_K^2 - \left(\frac{100 * \Delta P_K}{S_T} \right)^2} * \frac{S_{НН}^2}{100 * S_T} \quad (8)$$

ΔQ_{μ} – потери реактивной мощности холостого хода трансформатора, квар; где $\Delta P_{хх}$ – потери активной мощности холостого хода трансформатора (паспортные данные), кВт;

$\Delta P_{нагр.}$ ($\Delta Q_{нагр.}$) – нагрузочные активные (реактивные) потери в трансформаторе, кВт (квар);

ΔP_K – потери активной мощности короткого замыкания трансформатора (паспортные данные), кВт;

$S_{НН}$ – потребляемая полная мощность на шинах НН, кВ*А:

$$S_{НН} = \sqrt{P_{НН}^2 + Q_{НН}^2} = \sqrt{P_{р.нагр.}^2 + (P_{р.нагр.} * \operatorname{tg} \varphi_{р.нагр.} - Q_{КУ.р})^2} \quad (9)$$

$I_{хх}$ – ток холостого хода трансформатора, %; S_T – номинальная полная мощность трансформатора, кВ*А;

U_K – напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

Следует заметить, что расчеты по формулам (7) – (9) носят приближённый характер, так как на этом этапе нельзя определить значение $Q_{НН}$ из-за того, что неизвестно расчетное значение реактивной мощности компенсирующего устройства $Q_{КУ.р}$, см. формулу (4). В этом случае можно:

- принять $Q_{КУ.р} = 0$ и выполнить расчет без компенсирующего устройства;
- принять $Q_{КУ.р} = Q_{р.нагр.}$ и выполнить расчет при полной компенсации реактивной мощности на шинах НН (этот вариант рекомендуется использовать из-за меньшей расчетной погрешности первой итерации расчёта потерь в трансформаторе).

Подставляя в (2) выражения (3), (4) и (5), получим выражение для расчета коэффициента реактивной мощности на шинах ВН, где вторым неизвестным является значение реактивной мощности компенсирующего устройства $Q_{КУ}$:

$$\text{tg}\varphi_{\text{ВН}} = \frac{P_{\text{р.нагр.}} * \text{tg}\varphi_{\text{р.нагр.}} - Q_{\text{КУ.р}} + \Delta Q_{\text{T}}}{P_{\text{р.нагр.}} + \Delta P_{\text{T}}} \quad (10)$$

$$\text{tg}\varphi_{\text{ВН}} \leq \text{tg}\varphi_{\text{max}} \quad (11)$$

Так как максимальное значение коэффициента реактивной мощности на шинах ВН нормировано, значит должно выполняться следующее условие:

Выполнение условия (11) необходимо по нормативным требованиям, но недостаточно, так как коэффициент реактивной мощности может быть отрицательной величиной. Действительно, если в (10) $Q_{\text{КУ.р}}$ будет достаточно большой величиной, чтобы числитель дроби стал отрицательным, то получим перекомпенсацию реактивной мощности $Q_{\text{ВН}} < 0$ (генерацию в сеть высокого напряжения) и $\text{tg}\varphi_{\text{ВН}} < 0$. Перекомпенсация реактивной мощности также нежелательна, как и недокомпенсация, так как в сети опять появляются дополнительные потери мощности и энергии в электрической сети и возрастают капитальные затраты на её строительство. Таким образом, наряду с максимальным значением коэффициента реактивной мощности должно задаваться его минимальное значение $\text{tg}\varphi_{\text{min}}$. В отсутствие нормативных требований к величине $\text{tg}\varphi_{\text{min}}$ его значение может быть определено из следующих соображений:

- если генерация реактивной мощности в сеть ВН недопустима, то $\text{tg}\varphi_{\text{min}} = 0$;
- если нельзя превышать заданный уровень потерь мощности и энергии в сети, а также обеспечить работу оборудования в номинальных режимах (перекомпенсация допустима), то $\text{tg}\varphi_{\text{min}} = -\text{tg}\varphi_{\text{max}}$.

Необходимое и достаточное условие для выбора УКРМ выглядит следующим образом:

$$\begin{aligned} \text{tg}\varphi_{\text{min}} &\leq \text{tg}\varphi_{\text{ВН}} \leq \text{tg}\varphi_{\text{max}} \quad (12) \\ \text{tg}\varphi_{\text{min}} &\leq \frac{P_{\text{р.нагр.}} * \text{tg}\varphi_{\text{р.нагр.}} - Q_{\text{КУ.р}} + \Delta Q_{\text{T}}}{P_{\text{р.нагр.}} + \Delta P_{\text{T}}} \leq \text{tg}\varphi_{\text{max}} \quad (13) \end{aligned}$$

Подставив (10) в (12), получим:

Рассмотрим отдельно левую и правую части выражения (13).

Очевидно, что $\text{tg}\varphi_{\text{max}}$ будет при наименьшем расчетном значении реактивной мощности компенсирующего устройства $Q_{\text{КУ.р.min}}$. Заменим в (13) $Q_{\text{КУ.р}}$ на $Q_{\text{КУ.р.min}}$ и подставим знак равенства между правой и средней частью выражения:

$$\frac{P_{\text{р.нагр.}} * \text{tg}\varphi_{\text{р.нагр.}} - Q_{\text{КУ.р.min}} + \Delta Q_{\text{T}}}{P_{\text{нагр.}} + \Delta P_{\text{T}}} = \text{tg}\varphi_{\text{max}} \quad (14)$$

$$Q_{\text{КУ.р.min}} = P_{\text{р.нагр.}} * \text{tg}\varphi_{\text{р.нагр.}} - (P_{\text{р.нагр.}} + \Delta P_{\text{T}}) * \text{tg}\varphi_{\text{max}} + \Delta Q_{\text{T}} \quad (15)$$

Выразив в (14) $Q_{\text{КУ.р.min}}$ и выполнив необходимые преобразования (15), получим выражение для расчета минимально допустимой мощности компенсирующего устройства (16):

$$Q_{\text{КУ.p.min}} = P_{\text{р.нагр.}} * (\text{tg}\varphi_{\text{р.нагр.}} - \text{tg}\varphi_{\text{max}}) - \Delta P_{\text{T}} * \text{tg}\varphi_{\text{max}} + \Delta Q_{\text{T}} \quad (16)$$

$$Q_{\text{КУ.p.max}} = P_{\text{р.нагр.}} * (\text{tg}\varphi_{\text{р.нагр.}} - \text{tg}\varphi_{\text{min}}) - \Delta P_{\text{T}} * \text{tg}\varphi_{\text{min}} + \Delta Q_{\text{T}} \quad (17)$$

Аналогично для левой части (13), $\text{tg}\varphi_{\text{min}}$ будет при наибольшем расчетном значении реактивной мощности компенсирующего устройства $Q_{\text{КУ.p.max}}$. Соответственно, выражение для расчета максимально допустимой мощности КУ:

Номинальная мощность установки компенсации реактивной мощности выбирается из условия:

$$Q_{\text{КУ.p.min}} \leq Q_{\text{КУ.ном}} \leq Q_{\text{КУ.p.max}} \quad (18)$$

Подставив (16) и (17) в (18), получаем окончательные выражения для выбора номинальной реактивной мощности УКРМ: где $Q_{\text{КУ.p.max}}$ и $Q_{\text{КУ.p.min}}$ – граничные значения реактивной мощности УКРМ, определенные для расчётных значений $P_{\text{р.нагр.}}$ и $\cos\varphi_{\text{р.нагр.}}$.

$$Q_{\text{КУ.ном}} \geq P_{\text{р.нагр.}} * (\text{tg}\varphi_{\text{р.нагр.}} - \text{tg}\varphi_{\text{max}}) - \Delta P_{\text{T}} * \text{tg}\varphi_{\text{max}} + \Delta Q_{\text{T}} \quad (19)$$

$$Q_{\text{КУ.ном}} \leq P_{\text{р.нагр.}} * (\text{tg}\varphi_{\text{р.нагр.}} - \text{tg}\varphi_{\text{min}}) - \Delta P_{\text{T}} * \text{tg}\varphi_{\text{min}} + \Delta Q_{\text{T}} \quad (20)$$

Конденсаторная батарея (УКРМ) содержит ограниченный набор конденсаторов. Конденсаторы могут быть одинаковой или различной ёмкости и разбиты на группы. Каждая группа имеет свое коммутационное устройство (контактор) для включения в электрическую цепь. Микропроцессорный блок контроля и управления измеряет параметры текущего режима (ток и напряжение) и подбирает такое сочетание имеющихся групп конденсаторов, чтобы обеспечить требуемое значение коэффициента реактивной мощности. Очевидно, что регулирование реактивной мощности УКРМ является дискретным. Минимальная величина изменяемого значения реактивной мощности УКРМ называется **ступенью регулирования** $\Delta Q_{\text{КУ}}$. Чем меньше ступень регулирования, тем более громоздким и дорогим получается УКРМ, так как увеличивается число конденсаторных групп и коммутационных устройств, но тем точнее поддерживается заданный коэффициент реактивной мощности. Выбрав УКРМ, проводим вторую итерацию расчетов по формулам (7) – (9), подставляя в формулы вместо $Q_{\text{КУ.p}}$ значение $Q_{\text{КУ.ном}}$, и уточняем величину $Q_{\text{КУ.ном}}$ по выражениям (19) и (20).

Выбор ступени регулирования УКРМ

Таким образом, при выборе УКРМ необходимо наряду с номинальной мощностью определить величину ступени регулирования. Ступень регулирования должна быть достаточно мала для поддержания коэффициента реактивной мощности в заданном диапазоне, см. (12), и в то же время без необходимости не увеличивала габариты и стоимость УКРМ.

Для наглядности нанесём значения $Q_{\text{КУ}}$, $Q_{\text{КУ.min}}$ и $Q_{\text{КУ.max}}$ на числовую ось Q для текущего (не расчетного) режима нагрузки в фиксированный момент времени (см. рис. 2, а).

Текущий режим нагрузки характеризуется значениями:

- $P_{\text{нагр.}}(Q_{\text{нагр.}})$ – активная (реактивная) мощность нагрузки;

- $\cos\phi_{\text{нагр.}}$ – коэффициент мощности нагрузки;
- $Q_{\text{КУ}}$ – реактивная мощность, вырабатываемая КУ;
- $Q_{\text{КУ.min}}$ и $Q_{\text{КУ.max}}$ – граничные значения реактивной мощности УКРМ для текущего режима нагрузки.

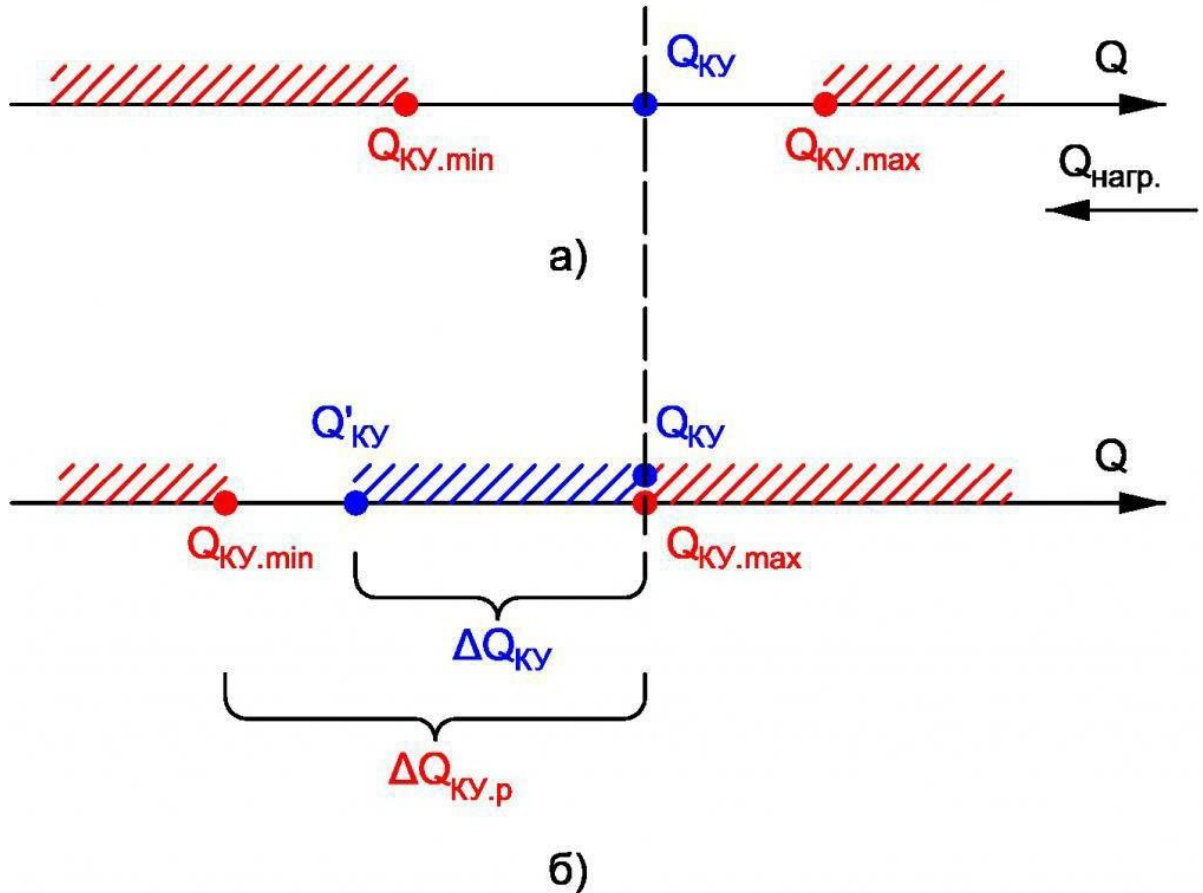


Рис. 2. Изображение реактивной мощности УКРМ в текущем режиме.

а – до переключения ступени регулирования; б – в момент переключения ступени регулирования

Значение $Q_{\text{КУ}}$ находится между значениями $Q_{\text{КУ.min}}$ и $Q_{\text{КУ.max}}$, значит коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\phi_{\text{ВН}}$ находится в допустимом диапазоне значений. При уменьшении реактивной мощности нагрузки $Q_{\text{нагр.}}$ значения $Q_{\text{КУ.min}}$ и $Q_{\text{КУ.max}}$ начинают уменьшаться, см. (5), (16) и (17). При этом они смещаются влево на оси Q до тех пор, пока $Q_{\text{КУ.max}}$ не достигнет значения $Q_{\text{КУ}}$ (см. рис. 2, б). При дальнейшем снижении $Q_{\text{нагр.}}$ значение $Q_{\text{КУ}}$ выходит за допустимый диапазон. В этот момент УКРМ снижает вырабатываемую реактивную мощность $Q_{\text{КУ}}$ на величину ступени регулирования $\Delta Q_{\text{КУ}}$ до значения $Q'_{\text{КУ}}$. Очевидно, что величина ступени регулирования не должна превышать разность между значениями $Q_{\text{КУ.max}}$ и $Q_{\text{КУ.min}}$. Аналогичные рассуждения можно провести при увеличении реактивной мощности нагрузки $Q_{\text{нагр.}}$.

Итак, расчётная величина ступени регулирования компенсирующего устройства определяется по выражению:

$$\Delta Q_{\text{КУ.р}} = Q_{\text{КУ.макс}} - Q_{\text{КУ.мин}} \quad (21)$$

$$\Delta Q_{\text{КУ.р}} = (P_{\text{нагр.}} + \Delta P_{\text{T}}) * (\text{tg}\phi_{\text{макс}} - \text{tg}\phi_{\text{мин}}) \quad (22)$$

Подставив в (21) выражения (16) и (17), получим формулу расчёта ступени регулирования УКРМ:

Выбор ступени регулирования УКРМ $\Delta Q_{\text{КУ}}$ выполняется по выражению:

$$\Delta Q_{\text{КУ}} \leq \Delta Q_{\text{КУ.р}} \quad (23)$$

$$\Delta Q_{\text{КУ}} \leq (P_{\text{нагр.}} + \Delta P_{\text{T}}) * (\text{tg}\phi_{\text{макс}} - \text{tg}\phi_{\text{мин}}) \quad (24)$$

Подставив (22) в (23), окончательно получим:

Из (22) видно, что расчетное значение ступени регулирования зависит от величины активной мощности нагрузки $P_{\text{нагр.}}$; при снижении $P_{\text{нагр.}}$ снижается и расчетное значение $\Delta Q_{\text{КУ.р}}$. Следовательно, если ступень регулирования выбрана по расчетной мощности нагрузки $P_{\text{р.нагр.}}$, то приемлемое значение $\text{tg}\phi_{\text{ВН}}$ гарантированно будет обеспечиваться только в диапазоне расчетных (максимальных) значений нагрузок потребителей. При снижении потребляемой нагрузки $P_{\text{нагр.}}$ величина $\Delta Q_{\text{КУ.р}}$ может оказаться меньше $\Delta Q_{\text{КУ}}$, и $\text{tg}\phi_{\text{ВН}}$ выйдет за границы диапазона допустимых значений $\text{tg}\phi_{\text{макс}}$ и $\text{tg}\phi_{\text{мин}}$. Во избежание этой ситуации рекомендуется производить расчет $\Delta Q_{\text{КУ.р}}$ в режиме малых нагрузок. Тогда выбранная ступень регулирования $\Delta Q_{\text{КУ}}$ по выражению (24) обеспечит поддержание $\text{tg}\phi_{\text{ВН}}$ в требуемом диапазоне в режиме и больших, и малых нагрузок.

Пример расчёта

Произведем расчет номинальной мощности и ступени регулирования УКРМ для следующих условий:

параметры нагрузки:

- $P_{\text{р.нагр.}} = 400 \text{ кВт};$
- $P_{\text{р.мин.нагр.}} = 150 \text{ кВт}$ (расчётная мощность в режиме малых нагрузок);
- $\cos\phi_{\text{р.нагр.}} = 0,85;$

заданный диапазон значений коэффициента реактивной мощности:

- $\text{tg}\phi_{\text{макс}} = 0,1;$
- $\text{tg}\phi_{\text{мин}} = 0;$

паспортные значения трансформатора:

- $S_{\text{T}} = 630 \text{ кВ*А};$
- $\Delta P_{\text{xx}} = 0,94 \text{ кВт};$
- $\Delta P_{\text{к}} = 7,6 \text{ кВт};$
- $I_{\text{xx}} = 1,6\%;$
- $U_{\text{к}} = 5,5 \text{ } \%$.

Выполним последовательно расчеты по формулам (6), (5), (9), (7), (8), (16) и (17), при этом примем номинальную мощность УКРМ равной реактивной мощности нагрузки.

$$\operatorname{tg}\varphi_{\text{р.нагр.}} = \operatorname{tg}(\arccos(\cos\varphi_{\text{р.нагр.}})) = \operatorname{tg}(\arccos(0,85)) = 0,62 \quad (25)$$

$$Q_{\text{р.нагр.}} = P_{\text{р.нагр.}} * \operatorname{tg}\varphi_{\text{р.нагр.}} = 400 * 0,62 = 248 \text{ квар} \quad (26)$$

$$S_{\text{НН}} = \sqrt{P_{\text{р.нагр.}}^2 + (P_{\text{р.нагр.}} * \operatorname{tg}\varphi_{\text{р.нагр.}} - Q_{\text{КУ.р}})^2} = \sqrt{400^2 + (248 - 248)^2} = 400 \text{ кВт} \quad (27)$$

$$\Delta P_{\text{T}} = \Delta P_{\text{жк}} + \Delta P_{\text{к}} * \left(\frac{S_{\text{НН}}}{S_{\text{T}}}\right)^2 = 0,94 + 7,6 * \left(\frac{400}{630}\right)^2 = 4,0 \text{ кВт} \quad (28)$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{\text{T}} &= \frac{I_{\text{жк}}}{100} * S_{\text{T}} + \sqrt{U_{\text{к}}^2 - \left(\frac{100 * \Delta P_{\text{к}}}{S_{\text{T}}}\right)^2} * \frac{S_{\text{НН}}^2}{100 * S_{\text{T}}} = \\ &= \frac{1,6}{100} * 630 + \sqrt{5,5^2 - \left(\frac{100 * 7,6}{630}\right)^2} * \frac{400^2}{100 * 630} = 23,7 \text{ квар} \end{aligned} \quad (29)$$

$$\begin{aligned} Q_{\text{КУ.р.мин}} &= P_{\text{р.нагр.}} * (\operatorname{tg}\varphi_{\text{р.нагр.}} - \operatorname{tg}\varphi_{\text{max}}) - \Delta P_{\text{T}} * \operatorname{tg}\varphi_{\text{max}} + \Delta Q_{\text{T}} = \\ &= 400 * (0,62 - 0,1) - 4,0 * 0,1 + 23,7 = 231,3 \text{ квар} \end{aligned} \quad (30)$$

$$\begin{aligned} Q_{\text{КУ.р.макс}} &= P_{\text{р.нагр.}} * (\operatorname{tg}\varphi_{\text{р.нагр.}} - \operatorname{tg}\varphi_{\text{min}}) - \Delta P_{\text{T}} * \operatorname{tg}\varphi_{\text{min}} + \Delta Q_{\text{T}} = \\ &= 400 * (0,62 - 0) - 4,0 * 0 + 23,7 = 271,7 \text{ квар} \end{aligned} \quad (31)$$

Выполним подбор номинальной мощности УКРМ по выражению (18):

$$231,3 \leq Q_{\text{КУ.ном}} \leq 271,7 \quad (32)$$

Подставим в формулу (27) выбранное значение номинальной мощности УКРМ вместо $Q_{\text{КУ.р}}$ (вторая итерация расчётов): Выбираем по каталогу завода-изготовителя УКРМ с номинальной мощностью 250 квар.

$$S_{\text{НН}} = \sqrt{P_{\text{р.нагр.}}^2 + (P_{\text{р.нагр.}} * \operatorname{tg}\varphi_{\text{р.нагр.}} - Q_{\text{КУ.р}})^2} = \sqrt{400^2 + (248 - 250)^2} = 400,01 \text{ кВт} \quad (35)$$

Окончательно выбираем УКРМ номинальной мощностью 250 квар. Так как значение $S_{\text{НН}}$ практически не изменилось, то не имеет смысла производить все расчёты второй итерации. В итоге номинальное значение реактивной мощности УКРМ не изменится.

Рассчитаем ступень регулирования УКРМ по выражению (22), предварительно определив потери активной мощности в трансформаторе в режиме минимальных нагрузок по формуле (7), приняв $S_{\text{НН}} = P_{\text{р.мин.нагр.}}$, так как приближенно считаем, что всю реактивную мощность нагрузки компенсирует УКРМ:

$$\Delta P_{\text{T}} = \Delta P_{\text{жк}} + \Delta P_{\text{к}} * \left(\frac{S_{\text{НН}}}{S_{\text{T}}}\right)^2 = 0,94 + 7,6 * \left(\frac{150}{630}\right)^2 = 1,37 \text{ кВт} \quad (34)$$

$$\Delta Q_{\text{КУ.р}} = (P_{\text{р.мин.нагр.}} + \Delta P_{\text{T}}) * (\operatorname{tg}\varphi_{\text{max}} - \operatorname{tg}\varphi_{\text{min}}) = (150 + 1,37) * (0,1 - 0) = 15,14 \text{ квар} \quad (35)$$

Итак, в результате расчёта выбрали УКРМ с номинальной мощностью 250 квар и ступенью регулирования 12,5 квар (всего 20 ступеней). Учитывая (23), по каталогу завода-изготовителя выбираем УКРМ со ступенью регулирования $\Delta Q_{\text{КУ}} = 12,5 \text{ квар}$.

Выводы

1. При выборе УКРМ (конденсаторной батареи) расчёту подлежит не только её номинальная мощность, но и степень регулирования.

2. Выбор степени регулирования рекомендуется выполнять для режима малых нагрузок.

3. Расчёты с учётом потерь мощности в трансформаторе носят приблизительный характер и их рекомендуется проводить в две итерации; в некоторых случаях от второй итерации можно отказаться ввиду незначительной погрешности расчётов.

4. Формулы расчёта и выбора номинальной мощности УКРМ:

$$Q_{КУ.ном} \geq P_{р.нагр.} * (tg\varphi_{р.нагр.} - tg\varphi_{max}) - \Delta P_T * tg\varphi_{max} + \Delta Q_T \quad (36)$$

$$Q_{КУ.ном} \leq P_{р.нагр.} * (tg\varphi_{р.нагр.} - tg\varphi_{min}) - \Delta P_T * tg\varphi_{min} + \Delta Q_T \quad (37)$$

$tg\varphi_{р.нагр.}$ – расчётный коэффициент реактивной мощности нагрузки; где $Q_{КУ.ном}$ – номинальная мощность устройства компенсации реактивной мощности (УКРМ);

$P_{р.нагр.}$ – расчётная активная мощность на шинах НН трансформаторной подстанции;

$tg\varphi_{max}$ ($tg\varphi_{min}$) – максимальное (минимальное) значение нормируемого коэффициента реактивной мощности на шинах ВН;

ΔP_T – потери активной мощности в трансформаторе;

ΔQ_T – потери реактивной мощности в трансформаторе.

1. Формула выбора степени регулирования УКРМ:

$$\Delta Q_{КУ} \leq (P_{нагр.} + \Delta P_T) * (tg\varphi_{max} - tg\varphi_{min}) \quad (40)$$

$P_{нагр.}$ – активная мощность на шинах НН трансформаторной подстанции (рекомендуется принимать значение для режима малых нагрузок). где $\Delta Q_{КУ}$ – мощность степени регулирования устройства компенсации реактивной мощности (УКРМ);

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 2

Нагрузочная способность трансформаторов

Теоретическая часть

Выбор трансформаторов на электростанциях и подстанциях заключается в выборе типа, количества, номинальной мощности, и номинального коэффициента трансформации.

Номинальной мощностью трансформатора называют кажущуюся мощность (нагрузку), которую трансформатор может нести непрерывно в течение всего нормального срока службы при номинальных режимных условиях (номинальных напряжении, частоте и температуре охлаждающей среды). Нормальный срок службы назначают примерно равным сроку морального старения.

Действительный срок службы трансформатора определяет процесс старения изоляции его обмоток, который, в свою очередь, зависит от температуры изоляции обмоток. Для бумажной изоляции, погруженной в масло, нормальный срок службы обеспечивается при работе с неизменной температурой 98 °С. Следовательно, трансформатор будет иметь нормальный срок службы в том случае, если температура в наиболее нагретой точке его обмоток будет неизменна и равна 98 °С. В этих условиях изоляция трансформатора подвергается так называемому номинальному (нормальному) износу.

Превышение температуры обмоток трансформатора над температурой окружающего воздуха зависит от мощности нагрузки. Номинальную мощность трансформатора назначают в соответствии с нормированным превышением температуры обмоток над температурой воздуха. Однако при установке трансформатора на открытом воздухе температура последнего не постоянна, а изменяется в течение года в соответствии с климатическими условиями. Для каждой климатической зоны может быть установлена так называемая эквивалентная по износу изоляции температура воздуха за время T , при которой трансформатор, работая с неизменной нагрузкой, имеет такой же износ изоляции, как в действительных условиях при переменной температуре воздуха за рассматриваемый период времени. В качестве номинальной температуры охлаждающей среды принята температура

+ 20 °С. Для верхних сдоев масла нормированное превышение температуры при номинальной нагрузке $\Theta_{м(н)}$ равно: для систем охлаждения М и Д –

55 °С, для систем охлаждения Ц и ДЦ – 40 °С.

При выборе номинальной мощности трансформатора следует учитывать его способность к перегрузкам.

Систематические перегрузки – это такие перегрузки, которым трансформатор может подвергаться систематически (ежесуточно в часы суточного максимума нагрузок), причем износ изоляции за рассматриваемый период не превышает номинального.

Если трансформатор в течение некоторого времени работает с нагрузкой менее номинальной, то износ его изоляции идет замедленно против расчетных условий. За счет этого трансформатор можно перегрузить на каком-то другом отрезке времени, т. е. пойти на усиленный против номинального износ изоляции, но так, чтобы суммарное число отжитых часов равнялось расчетному.

Для оценки допустимости систематической перегрузки трансформатора в часы суточного максимума необходимо выполнить расчет его температурного режима, т. е. вычислить изменение температуры масла и обмоток трансформатора в течение суток. Для этой цели можно воспользоваться следующими расчетными выражениями, справедливыми при внезапном изменении коэффициента (кратности) нагрузки k от $k_1 = S_1/S_H$ до $k_2 = S_2/S_H$ (S_H – номинальная мощность трансформатора).

Превышение температуры масла (в верхних слоях) над температурой охлаждающей среды:

$$\Theta_m = \Theta_1 + (\Theta_2 - \Theta_1) \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau}} \right), \quad (2.1)$$

где Θ_1 – превышение температуры масла соответствующее коэффициенту начальной нагрузки k_1 ,

$$\Theta_1 = \Theta_{m(n)} \cdot \left(\frac{1 + b \cdot k_2}{1 + b} \right)^m. \quad (2.2)$$

Θ_2 – превышение температуры масла, соответствующее коэффициенту нагрузки k_2 ,

$$\Theta_2 = \Theta_{m(n)} \cdot \left(\frac{1 + b \cdot k_2}{1 + b} \right)^m. \quad (2.3)$$

где b – отношение потерь короткого замыкания к потерям холостого хода;

τ – постоянная времени теплового процесса трансформатора, ч;

t – время, ч;

m – показатель степени, зависит от системы охлаждения.

Превышение температуры обмотки над температурой охлаждающей среды

$$\Theta_{об.} = \Theta_m + \Delta\Theta_{об.(н.)} \cdot k^{2m}, \quad (2.4)$$

где $\Delta\Theta_{об.(н.)}$ – суммарный перепад температуры между наиболее нагретой точкой изоляции и верхними слоями масла при номинальной нагрузке. Значения $\Delta\Theta_{об.(н.)}$ и m приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Значения $\Delta\Theta_{об.(н.)}$ и m

Система охлаждения	М	Д	Ц, ДЦ
$\Delta\Theta_{об.(н.)}, ^\circ\text{C}$	23	23	38
m	0,8	0,9	1

Температуры масла и обмоток определяют добавлением температуры охлаждающей среды ϑ_0 :

$$\vartheta_m = \Theta_m + \vartheta_0, \quad \vartheta_{об.} = \Theta_{об.} + \vartheta_0$$

Изменение температуры обмотки определяет процесс старения изоляции в течение суток. Износ изоляции удобно характеризовать величиной относительного износа, т. е. отношением суточного износа изоляции в рассматриваемом режиме к

номинальному суточному износу (износу в условиях, когда температура обмотки в наиболее нагретой точке постоянна и равна 98 °С).

Относительный износ изоляции $\dot{L}$ рассчитывается в соответствии с шестиградусным правилом: при изменении температуры обмотки на 6 °С срок службы трансформатора изменяется в два раза:

$$L = 2^{\frac{\theta_{об}-98}{6}}. \quad (2.5)$$

Систематическая нагрузка по рассматриваемому графику допустима, если среднесуточный относительный износ изоляции не превышает единицы:

$$L = \frac{1}{24} \int_0^{24} L dt \leq 1. \quad (2.6)$$

На графиках (2.2, 2.3, 2.4), построенных для масляных трансформаторов с системой охлаждения Δ , постоянной времени 2,5 ч, при эквивалентной температуре охлаждающей среды 0, 10 и

20 °С. Графики взяты из ГОСТ 14209-69 [3]. В таблице 2.2 даны постоянные времени трансформаторов, а на рисунке 2.1 – эквивалентный двухступенчатый суточный график нагрузки трансформатора, для которого построены расчетные кривые. По оси абсцисс отложена кратность k предшествующей нагрузки трансформатора или коэффициент начальной нагрузки (отношение начальной нагрузки к номинальной), а по оси ординат – коэффициент допустимого превышения нагрузки $k_{дон}$ по току или при неизменном напряжении – по полной мощности. Кривые построены для различных продолжительностей перегрузок t : от 0,5 до 24 ч.

Таблица 2.2 – Постоянные времени трансформаторов

Мощность сформатора, МВА	0,005– 1,0	1,0– ,3	6,3– 32	32–63	80–125	125 и ыше
Система хлаждения	М		Д		Ц и ДЦ	
Постоянная ремени, ч	2,5	3,5	2,5	3,5	2,5	3,5

В случае двухступенчатого рабочего графика нагрузки порядок определения допустимой перегрузки трансформатора по кривым нагрузочной способности следующий:

1) в соответствии с максимальным расчетной нагрузкой намечается тип и номинальная мощность трансформатора S_H и вычисляется его перегрузка:

$$\kappa_2 = S_2 / S_H;$$

2) определяется коэффициент начальной нагрузки

$$\kappa_1 = S_1 / S_H.$$

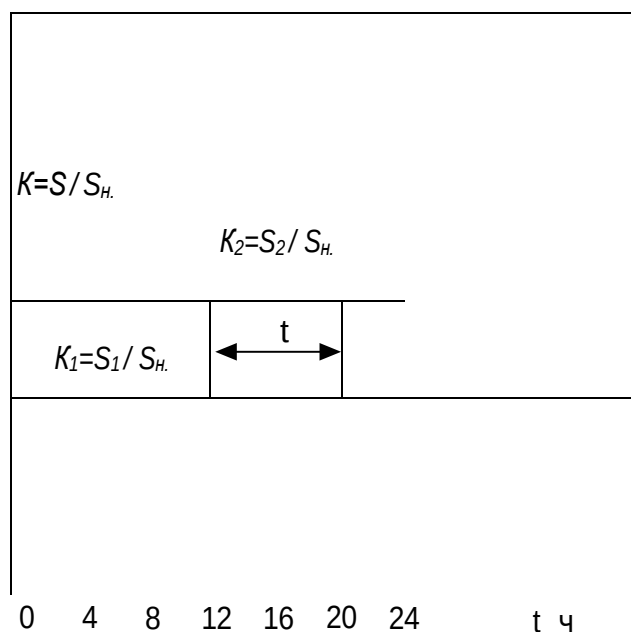


Рисунок 2.1 – Расчетный двухступенчатый график нагрузки трансформатора

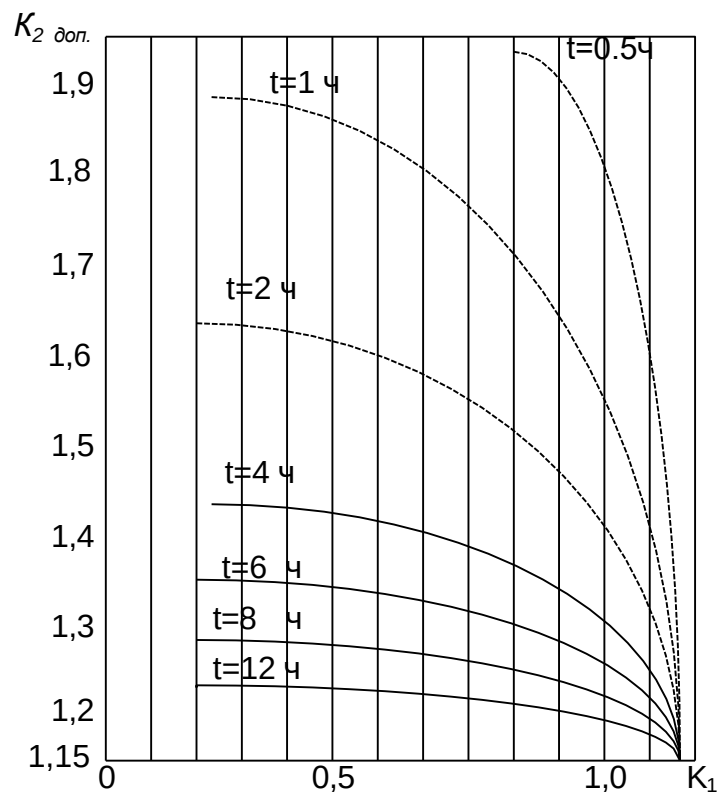


Рисунок 2.2 – График нагрузочной способности трансформаторов с системой охлаждения Д при $\tau = 2,5$ ч и $\theta = 0$ °C

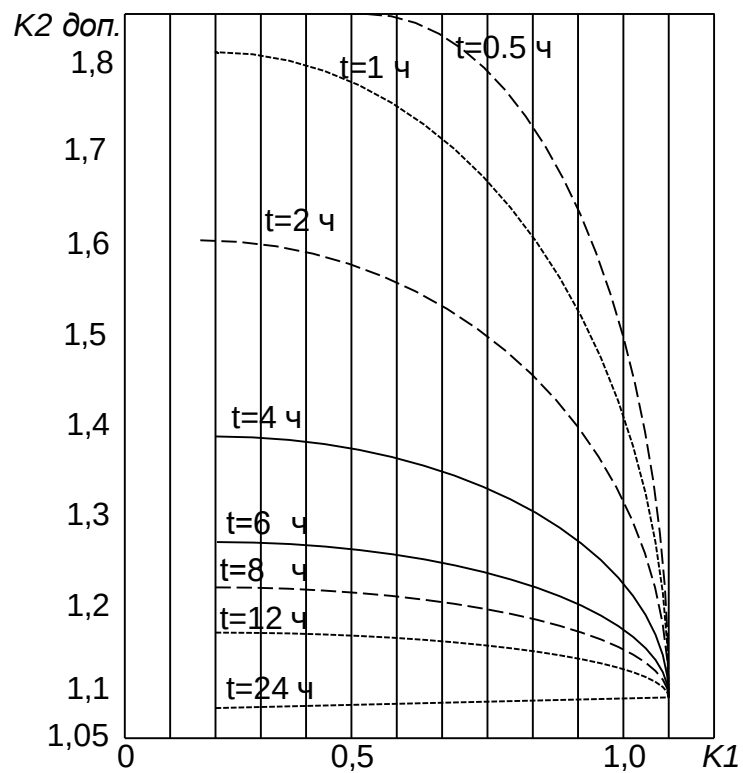


Рисунок 2.3 – Нагрузочная способность трансформаторов с системой охлаждения Д при $\tau = 2,5$ ч и $\vartheta = +10$ °С

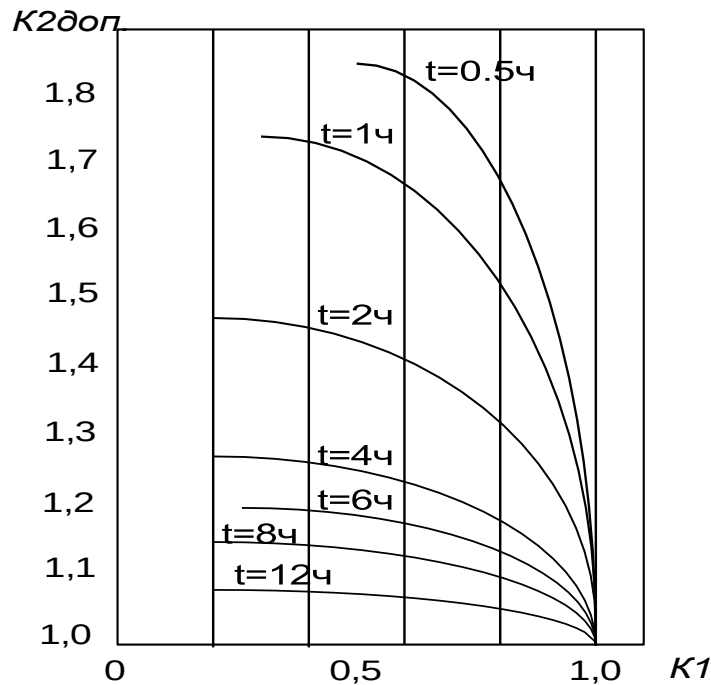


Рисунок 2.4 – Нагрузочная способность трансформаторов с системой охлаждения Д при $\tau = 2,5$ и $\vartheta = +20$ °С

3) пользуясь таблицей 2.2, определяют для намечаемого к установке трансформатора его постоянную времени. В зависимости от вида системы охлаждения, постоянной времени и эквивалентной температуры охлаждающей среды выбирают нужное семейство расчетных графиков нагрузочной способности;

4) по графикам для коэффициента начальной нагрузки k_1 и расчетной продолжительности перегрузки t находят коэффициент допустимого превышения нагрузки $k_{2доп}$;

5) сравнивая расчетный k_2 и допустимый $k_{2доп}$ коэффициенты превышения нагрузки, делают заключение о допустимости такого режима для трансформатора.

Если суточный график многоступенчатый, то его предварительно преобразуют в эквивалентный двухступенчатый график с нагрузками:

эквивалентная начальная нагрузка за время 10 ч, предшествующее началу наибольшей перегрузки,

$$S_{1э} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n1} S_i^2 t_i}{\sum_{i=1}^{n1} t_i}}, \quad (2.7)$$

эквивалентная нагрузка на второй ступени (при перегрузке)

$$S_{2э} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n2} S_i^2 t_i}{\sum_{i=1}^{n2} t_i}}$$

где S_i – нагрузка i -й ступени; t_i – время i -й ступени; n_1 – число ступеней за время 10 ч до начала перегрузки; n_2 – число ступеней за время перегрузки t .

В случае двух превышений нагрузки над номинальной, меньший максимум учитывают при вычислении $S_{1э}$. Расчет $S_{1э}$ ведут за 10 ч до или после большего максимума в зависимости от того, где расположен меньший максимум.

Если трансформатор круглый год работал с одинаковым суточным графиком нагрузки, то при оценке допустимых перегрузок принимают годовую эквивалентную температуру охлаждающей среды. Если летний график нагрузки трансформатора ниже зимнего, то следует воспользоваться сезонными эквивалентными температурами охлаждающей среды и определить отдельно допустимость соответствующих перегрузок зимой и летом.

Аварийные перегрузки – это такие перегрузки, которые можно допустить на трансформатор в редких аварийных случаях (например, при отключении одного из параллельно работавших трансформаторов) без его повреждения. Значения допустимых аварийных перегрузок назначают таким образом, чтобы температуры обмоток и масла трансформатора не превышали значений, при которых происходят необратимые процессы, препятствующие дальнейшей нормальной работе трансформатора. Максимально допустимая температура для масла составляет 115 °С, для изоляции обмоток (в наиболее нагретой точке) -140 °С.

При аварийных перегрузках идут на повышенный против нормального износ изоляции. Так как эти случаи в эксплуатации достаточно редки, а время

аварийного режима ограничено, то значительного снижения срока службы против нормального при этом не происходит.

Согласно [7] в аварийных условиях в течение не более 5 суток допускается перегрузка масляных трансформаторов до 40 % на время суточного максимума продолжительностью не более 6 ч в сутки, причем коэффициент начальной нагрузки k_1 не должен быть более 0,93.

Допустимую аварийную перегрузку $k_{2\text{дон.}}=1,4$ следует рассматривать как некоторый условный расчетный коэффициент, используемый при выборе трансформаторов по условиям аварийной перегрузки. Величину допустимой аварийной перегрузки в эксплуатации назначают в зависимости от конкретных условий: графика нагрузки, температуры охлаждающей среды. Ее определяют расчетом теплового режима трансформатора.

Выбор трансформаторов на подстанциях. В тех случаях, когда на подстанции оказывается возможным установить один трансформатор, выбор его номинальной мощности производят с учетом способности трансформатора к систематическим перегрузкам.

При установке на подстанции двух трансформаторов выбор их номинальной мощности осуществляют с учетом возможности аварийной перегрузки при повреждении и одном из трансформаторов. В нормальном режиме оба трансформатора работают с заметной недогрузкой.

Если на подстанции имеется три напряжения, то, как правило, устанавливают трехобмоточные трансформаторы или автотрансформаторы, что в большинстве случаев дает заметные экономические выгоды по сравнению с двухобмоточными трансформаторами. Понижающие автотрансформаторы, экономически всегда выгоднее трехобмоточных трансформаторов, но их применение возможно только в тех случаях, когда сети высшего и среднего напряжений работают с эффективно заземленными нейтралями.

Если проектируемая подстанция имеет связь на стороне низшего (среднего) напряжения с электростанцией, то при выборе трансформаторов на подстанции

необходимо учитывать протекающие через них дополнительные потоки обменной мощности станции с системой.

Выбор трансформаторов на электростанциях. Для электростанций, имеющих местную нагрузку на генераторном напряжении, предварительно составляют характерные суточные графики обменной мощности станции с системой в нормальном режиме. Кроме того, рассматривают потоки обменной мощности в аварийных режимах: а) при выходе из работы одного наиболее крупного генератора станции, подключенного к шинам генераторного напряжения (при этом в случае необходимости остальные генераторы форсируют мощность до номинального значения); б) при аварийном состоянии в системе, когда генераторы данной станции должны форсировать мощность до номинальной. На основании анализа полученных графиков выбирают число и номинальную мощность трансформаторов связи с системой.

Связь с системой через один трансформатор возможна лишь при выполнении двух условий: а) если мощность, выдаваемая станцией в систему в нормальном режиме, не превышает аварийного резерва; б) если снижение тепловых отборов турбины, обусловленное вынужденным ограничением электрической мощности станции при нарушении связи с системой, восполнимо с помощью редуционно–охладительной установки (РОУ) (производительность РОУ обычно рассчитывается на резервирование одной турбины). Установка одного трансформатора связи на станции – довольно редкое явление.

На электростанциях районного типа, выдающих всю вырабатываемую электроэнергию на повышенных напряжениях, генераторы включают в блоки с повышающими трансформаторами (автотрансформаторами). Номинальная мощность трансформатора должна обеспечивать выдачу всей активной и реактивной мощности генератора.

На гидроэлектростанциях часто экономически целесообразно применять укрупненные блоки. Мощность укрупненного блока не должна превышать аварийного резерва в системе.

Трансформаторы и автотрансформаторы для станций и подстанций принимают, как правило, трехфазными с регулированием напряжения под нагрузкой, кроме двухобмоточных трансформаторов, включаемых в блоки с генераторами.

Вышеизложенные методические указания, решения и ответы к задачам составлены в соответствии с действующими стандартами и нормами. Однако при проектировании электроустановок приходится учитывать значительно более широкий круг обстоятельств, чем задается в условиях задач. Учет этих факторов может изменить решение, заставив выбрать трансформатор большей мощности по сравнению с той, которая оказалась принятой при локально заданных исходных условиях.

Задача 1

Выбрать номинальную мощность и тип трансформатора для однотрансформаторной понижающей ПС 110/10 кВ, предназначенной для электроснабжения потребителей 3 категории (централизованный трансформаторный резерв предусмотрен) с максимальной нагрузкой $P_{max} = 10$ МВт при $\cos\varphi = 0,8$. Эквивалентная температура воздуха $\vartheta_{охл.} =$

$-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ зимой и $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ летом (район Москвы). Суточные графики нагрузки в зимний и летний периоды года приведены на рисунке 2.5.

Решение

Максимальное значение полной мощности, передаваемой через трансформатор ПС,

$$S_{max} = P_{max.} / \cos\varphi = 10 / 0,8 = 12,5 \text{ МВА.}$$

С учетом возможных систематических перегрузок целесообразно наметить к выбору трансформатора типа ТДН-10000/110 номинальной мощностью 10 МВА.

Повышенная нагрузка продолжительностью $t = 8$ ч в период зимнего максимума составит $K_2 = 12,5/10 = 1,25$.

Начальная нагрузка эквивалентного двухступенчатого суточного зимнего графика (рисунок 2.5):

$$K_1 = \frac{12,5}{10} \sqrt{\frac{0,5^2 \cdot 6 + 0,7^2 \cdot 4 + 0,5^2 \cdot 4 + 0,5^2 \cdot 2}{6 + 4 + 4 + 2}} = 0,696.$$

Для допустимых систематических перегрузок по таблице 1,36 [1] при системе охлаждения Д, $\vartheta_{\text{охл.}} = -10^\circ\text{C}$, $K_1 = 0,696$, $t = 8$ ч находим $K_{2\text{доп.}} = 1,39$, что выше $K_2 = 1,25$.

Начальная нагрузка эквивалентного суточного летнего графика

$$K_1 = \frac{12,5}{10} \sqrt{\frac{0,4^2 \cdot 6 + 0,5^2 \cdot 4 + 0,4^2 \cdot 4 + 0,4^2 \cdot 2}{6 + 4 + 4 + 2}} = 0,534.$$

Для допустимых систематических перегрузок по таблице 1.36 [1] при $\vartheta_{\text{охл.}} = 20^\circ\text{C}$, $K_1 = 0,534$, $t = 8$ ч (система охлаждения Д) находим $K_{2\text{доп.}} = 1,165$, а кратность максимальной нагрузки летом $K_2 = \frac{0,6 \cdot 12,5}{10} = 0,57 < K_{2\text{доп.}} = 1,165$.

Таким образом, трансформатор типа ТДН-10000/110 удовлетворяет расчетным условиям, тогда как трансформатор меньшей мощности (6,3 МВА) явно не удовлетворяет условиям задачи.

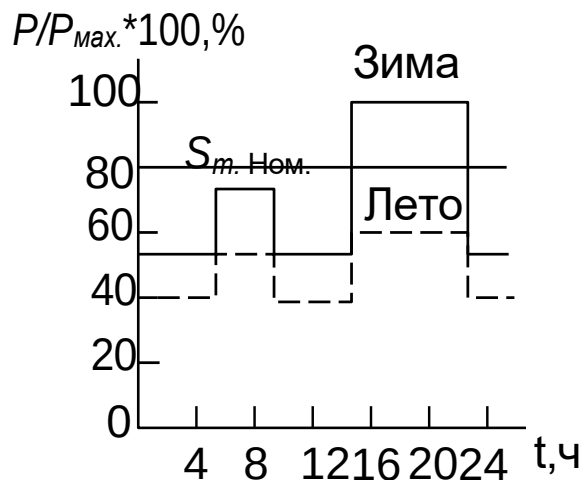


Рисунок 2.5 – Графики нагрузки однотрансформаторной подстанции

Решить задачи

1. Трансформатор типа ТД работает по двухступенчатому графику нагрузки (рисунок 2.6) при эквивалентной температуре охлаждающей среды (воздуха) $+20^{\circ}\text{C}$. Постоянная времени равна 2,5 ч, отношение потерь короткого замыкания к потерям холостого хода равно 5. Рассчитать тепловой режим трансформатора.

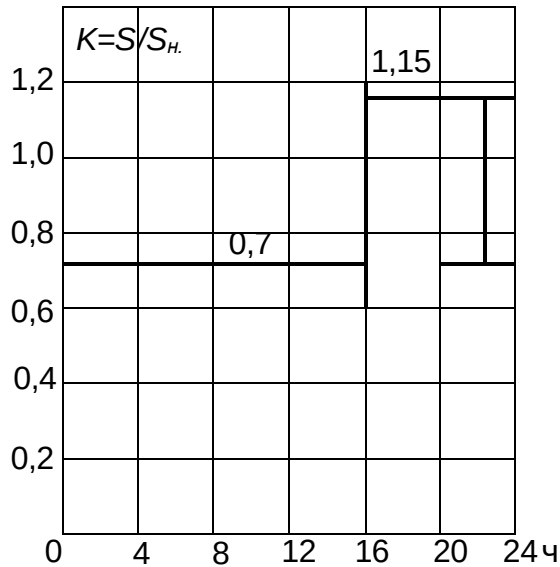


Рисунок 2.6 – Двухступенчатый график нагрузки

2. Оценить может ли трансформатор типа ТД-16000/110, рассчитанный на номинальную мощность 16000 кВА, в течение зимнего сезона работать по суточному графику, приведенному на рисунке 2.7.

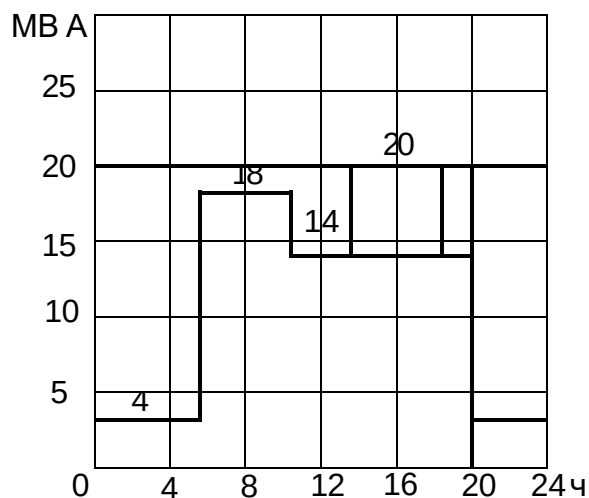


Рисунок 2.7 – Суточный график нагрузки

3. Определить, может ли трансформатор типа ТД, рассчитанный на номинальную мощность 16000 кВА, работать по суточному графику, приведенному

на рисунке 2.7, если эквивалентная летняя температура составляет $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ (Ростов-на-Дону).

4. Пользуясь стандартной шкалой номинальных напряжений, укажите, при каком соотношении напряжений применение двухобмоточного автотрансформатора окажется экономически наиболее выгодным и почему?

5. Определить номинальную мощность трехфазного авто-трансформатора, а также ее составляющие: мощности, передаваемые электрическим и электромагнитным путями, если $U_{Iн.} = 220\text{ кВ}$; $U_{2н.} = 121\text{ кВ}$ и $I_{Iн.} = 328\text{ А}$.

6. Определить величину наибольшего возможного перенапряжения в сети СН (в долях от номинального фазного напряжения) при металлическом замыкании фазы на землю в сети ВН, если связь осуществляется с помощью автотрансформатора 220/35 кВ. Принять, что сети ВН и СН работают с разземленными нейтралями.

Возможно ли применение такого автотрансформатора?

7. Выбрать число, тип и номинальную мощность трансформаторов для понижающей подстанции 35/3,5 кВ, предназначенной для электроснабжения потребителей 3 категории с максимальной нагрузкой 11,5 МВт при $\cos\varphi = 0,92$. Эквивалентная температура воздуха: зимой $0\text{ }^{\circ}\text{C}$, летом $+10\text{ }^{\circ}\text{C}$. Суточные графики нагрузок в зимний и летний периоды года приведены на рисунке 2.8.

8. Выбрать число, тип и номинальную мощность трансформаторов для понижающей подстанции 110/38,5/11 кВ, предназначенной для электроснабжения потребителей 3 категории. Максимальная нагрузка сети СН 6500 кВт при $\cos\varphi = 0,9$, сети НН–11500 кВт при том же $\cos\varphi$. Эквивалентная температура воздуха $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ летом и $+5\text{ }^{\circ}\text{C}$ зимой.

Суточные графики нагрузок сетей СН и НН приведены на рисунке 2.9.

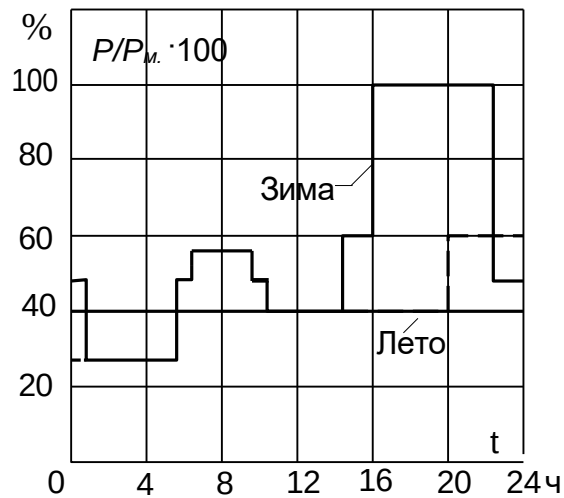


Рисунок 2.8 – Суточные графики нагрузок в зимний и летний периоды

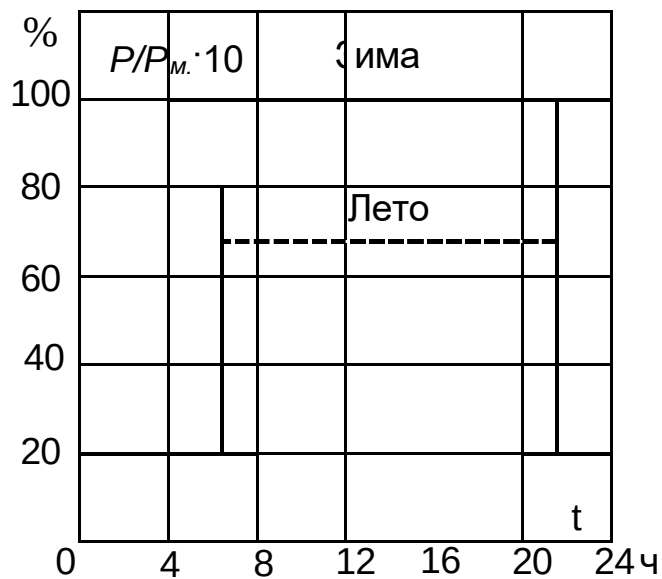


Рисунок 2.9 – Суточные графики нагрузок сетей СН и НН

9. Выбрать число, тип и номинальную мощность трансформаторов для понижающей подстанции 110/38,5/11 кВ, предназначенной для электроснабжения потребителей 1, 2 категорий.

Максимальная нагрузка длится 5 ч и составляет: на стороне СН– 10 МВт при $\cos\varphi = 0,8$, на стороне НН–25 МВт при $\cos\varphi = 0,9$. Предшествовавшая нагрузка составляет 0,7 максимальной.

Вопросы к практическому занятию

1. Объясните выбор трансформаторов на подстанциях.

2. Что такое систематические перегрузки?
3. Объясните понятие шестиградусное правило
4. От чего зависит процесс старения изоляции?
5. Изложите порядок определения допустимой перегрузки

трансформатора по кривым нагрузочной способности в случае двухступенчатого рабочего графика.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 3

Нагрузочная способность проводников

Теоретическая часть

Выбор проводников по экономической плотности тока

Проводники выбираются по экономической плотности тока $j_{эkn.}$, которая установлена Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) [4], исходя из минимума приведенных затрат. В нормальном режиме плотность тока j должна приближаться к экономической. Сечение проводника, отвечающее этому требованию, выбирают в соответствии с выражением:

$$S \approx S_{эkn.} = I_{норм. расч.} / j_{эkn.}, \quad (1.1)$$

где $S_{эkn.}$ — экономическое сечение проводника, мм²; s — ближайшее (меньшее или большее) стандартное сечение проводника, мм²; $I_{норм. расч.}$ — расчетный ток нормального режима, А; $I_{эkn.}$ — экономическая плотность тока, А/мм² (зависит от продолжительности использования максимальной нагрузки $T_{max.}$, передаваемой по линии или токопроводу, материала проводника, а также изоляции кабеля). В связи с неопределенностью в распределении рабочего тока вдоль сборных шин, режима работы и трудоемкостью определения экономического эффекта проводники сборных шин по экономической плотности тока $j_{эkn.}$ не выбираются.

Проверка шин, комплектных токопроводов, кабелей и электрических аппаратов по нагрузочной способности

Температура проводника ϑ в рабочем режиме не должна превышать продолжительно допустимую температуру $\vartheta_{прод. доп.}$. Т. е.

$$\vartheta \leq \vartheta_{прод. доп.} . \quad (1.2)$$

В ПУЭ [4] установлены следующие продолжительно допустимые температуры проводников, шин и кабелей, °С:

Проводники и шины	70
Кабели с бумажной изоляцией напряжением, кВ,	
менее 3	80
6	65–75
10	60
20, 35	50–55

Расчетная нормированная (номинальная) температура окружающей среды для проводников и кабелей, проложенных на воздухе, принимается

25 °С, кабелей, проложенных в земле, – 15 °С.

В соответствии с ГОСТ 8024-90 продолжительно допустимая температура неизолированных проводников устанавливается 90–120 °С в зависимости от материала поверхности разъемных (в т. ч. болтовых) контактных соединений. Такие температуры принимают в качестве критерия работоспособности проводников комплектных токопроводов (заводского изготовления), а также ошиновки комплектных распределительных устройств, которые проходят типовые испытания на нагрузочную способность.

Продолжительно допустимой температуре проводника соответствует продолжительно допустимый ток $I_{прод. доп.}$ (для комплектных токопроводов и электрических аппаратов называемый номинальным током $I_{ном.}$). Для шин, токопроводов и электрических аппаратов условие (1.2) выполняется, если выполняется соотношение

$$I_{раб. нб.} \leq k_{а.н.} \cdot k_{\vartheta} \cdot I_{прод доп.} . \quad (1.3)$$

где $I_{\text{раб. нб.}}$ – наибольший рабочий ток ; $k_{a.n.}$ – коэффициент аварийной перегрузки; k_{ϑ} – поправочный коэффициент на температуру окружающей среды; $I_{\text{прод доп.}}$ – продолжительно допустимый ток при нормированном значении температуры окружающей среды.

Для кабелей должно выполняться соотношение:

$$I_{\text{раб. нб.}} \leq k_{a.n.} \cdot k_{\vartheta} \cdot k_N \cdot k_U \cdot I_{\text{прод доп.}} \quad (1.4)$$

где k_N – поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, проложенных рядом в земле; k_U – поправочный коэффициент для кабелей, работающих не при номинальном напряжении.

Условия вычисления $I_{\text{раб. нб.}}$:

Место определения Параллельные или взаиморезервируемые цепи Сборные шины станций и станций; шины в цепи секционных и иносоединительных выключателей	Условие Отключение одной из цепей Наибольшие перетоки мощности
Цепи генераторов	Работа с номинальной мощностью, пониженном напряжении на 5 % от номинального
Цепи трансформатора	Использование перегрузочной способности трансформатора

Продолжительно допустимый (или номинальный) ток $I_{\text{прод доп.}}$, как правило, определяется в результате испытаний, а иногда аналитически на основе теплового расчета проводников в установившемся рабочем режиме. Значения $I_{\text{прод. доп.}}$ кабелей и некоторых типов шин приводятся в ПУЭ [4], а номинальных токов комплектных токопроводов и электрических аппаратов – в каталогах и информационных материалах заводов-изготовителей, а также в справочниках [1].

Коэффициент аварийной перегрузки $k_{a.n.}$ для токопроводов и электрических аппаратов принимается равным 1, кабелей – от 1 до 1,5 в зависимости от нагрузки в нормальном режиме и продолжительности перегрузки.

Поправочный коэффициент на температуру окружающей среды может быть определен по формуле:

$$k_{\theta} \approx \sqrt{\frac{\theta_{\text{прод.доп.}} - \theta_{\text{окр.}}}{\theta_{\text{прод.доп.}} - \theta_{\text{окр. ном.}}}}. \quad (1.5)$$

где $\theta_{\text{окр.}}$ и $\theta_{\text{окр. ном.}}$ – фактическая и номинальная температуры окружающей среды.

Поправочный коэффициент $k_N \leq 1$ зависит от количества кабелей и расстояния между ними в свету [1, 4]; k_U учитывает изменения уровня продолжительно допустимого тока при использовании кабеля в сети напряжением ниже (иногда выше) его номинального напряжения [1]. При равенстве номинальных напряжений кабеля и сети $k_U = 1$.

Решить задачи

1. Определить допустимый ток продолжительного режима однополосных и двухполосных шин (см. рисунок 1.1а) ЗРУ, расположенных на ребро и плашмя. Шины изготовлены из алюминия марки АД0 и окрашены эмалевой краской. Размер одной полосы шины 60х8 мм.

2. Выбрать сечение алюминиевых шин открытого (неэкранированного) участка токопровода в цепи генератора типа ТВФ-110-2ЕУЗ (рисунок 1.2). Номинальные данные генератора: $P_{\text{ном.}}=110$ МВт; $U_{\text{ном.}} = 10,5$ кВ; $\cos \varphi_{\text{ном.}} = 0,8$. График нагрузки генератора представлен на рисунке 1.3. Принять температуру воздуха в ЗРУ равной нормированной, т. е. 25 °С.

3. Выбрать сечение алюминиевых шин, соединяющих трансформатор типа ТДЦ-80000/220 со сборными шинами 10 кВ ТЭЦ (см. рисунок 1.2). В нормальном режиме нагрузка каждого трансформатора составляет 63 % его

номинальной мощности, а при отключении одного из них нагрузка оставшегося в работе трансформатора превышает его номинальную мощность на 26 %. Продолжительность использования максимальной нагрузки трансформатора $T_{\text{max.}} = 6300$ ч. Температуру воздуха принять равной 25 °С.

Таблица 1.4 – Допустимый ток продолжительного режима неокрашенных и окрашенных шин без учета солнечной радиации

Тип анов-ки	Окраска шин	Тепловой поток, Вт			Допустимый рабочий ток, А	
		Q_{κ}	$Q_{\text{л}}$	$Q_{\text{с}}$	с учетом солнечной радиации	без учета солнечной радиации
ОРУ	неокрашенные	126,9	15,9	34	1617	1853
	белая		93,2	25,5	2163	2300
	желтая		95,4	37,4	2108	2312
	зеленая		95,4	52,7	2019	2312
	красная		95,4	55,2	2004	2312
	неокрашенные	84,8	15,9	0	-	1529
ЗРУ	белая		93,2			2068
	желтая,		95,4			2081
	зеленая,					
	красная					

4. Выбрать сечение алюминиевых шин в цепи трансформатора собственных нужд (ТСН) типа ТДНС-10000/10 (рисунок 1.4) на стороне высшего напряжения. Продолжительность использования максимальной нагрузки $T_{\text{max.}} = 7500$ ч. Максимальная температура воздуха в распредустройстве 35 °С. При повреждении рабочего трансформатора потребители собственных нужд получают питание от резервного трансформатора.

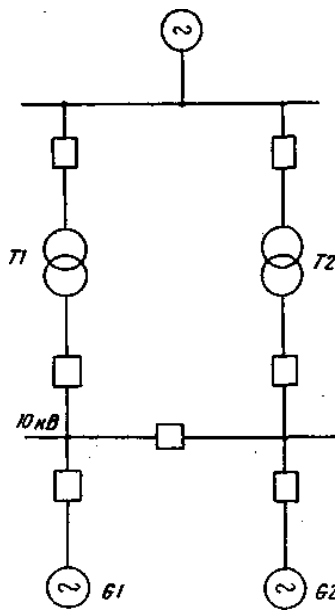


Рисунок 1.2 – Принципиальная схема ТЭЦ

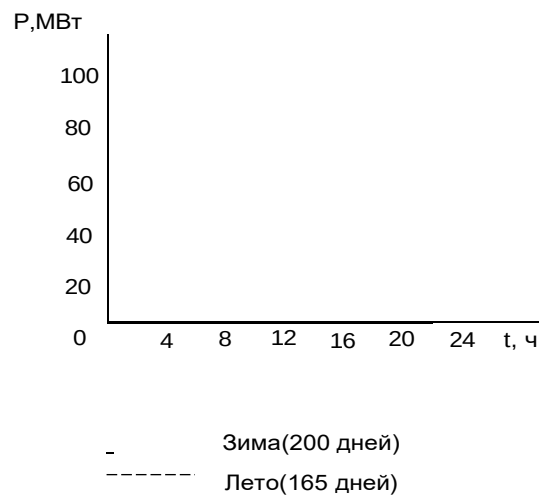


Рисунок 1.3 – Суточные графики нагрузки генератора

5. Выбрать и проверить по условиям нагрева в рабочем режиме кабеля с алюминиевыми жилами, связывающие распределительные пункты РП 1 и РП 2 (рисунок 1.5) с шинами 10 кВ ТЭЦ. Максимальная нагрузка пункта

РП 1 составляет $P_{max.} = 8$ МВт, пункта РП 2 – $P_{max.} = 3$ МВт; коэффициент мощности нагрузки $\cos\varphi = 0,9$. Кабели проложены в земле, температура почвы 15

°С. Суточные графики нагрузки распределительных пунктов представлены на рисунке 1.6.

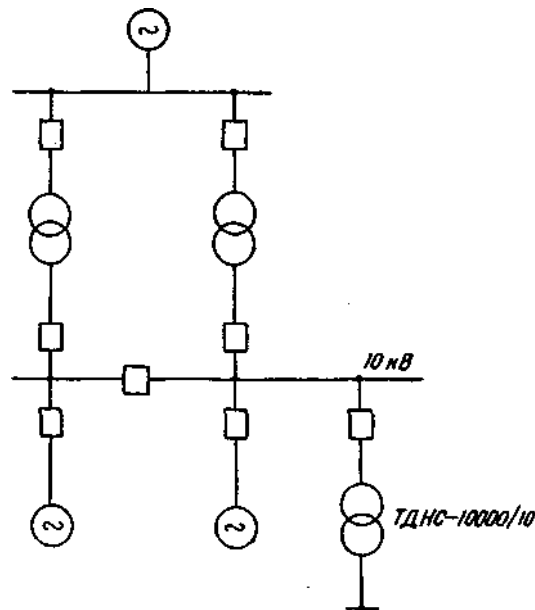


Рисунок 1.4 – Принципиальная схема ТЭЦ с трансформатором СН

6.а) выбрать сечение алюминиевой шины по условию допустимой температуры в длительном режиме. Максимальная трехфазная нагрузка цепи равна 3200 кВт, междуфазное напряжение – 6 кВ, коэффициент мощности – 0,88.

б) проверить, удовлетворяет ли выбранное в пункте (а) сечение шины условию экономической плотности тока при продолжительности использования максимума нагрузки, равной 6000 ч.

7. По условиям рабочего режима выбрать шины в ячейке РУ 10 кВ цепи турбогенератора типа ТВФ-100-2, имеющего следующие параметры: $P_n = 100$ МВт, $U_n = 10,5$ кВ, $\cos\varphi = 0,85$, $I_n = 6,48$ кА. Турбогенератор работает с номинальной нагрузкой 7 месяцев в году, а остальное время несет нагрузку

0,6 номинальной. Сравнить по величине поперечного сечения алюминиевые шины трех профилей: а) коробчатые, б) трубчатые круглого сечения, в) трубчатые квадратного сечения.

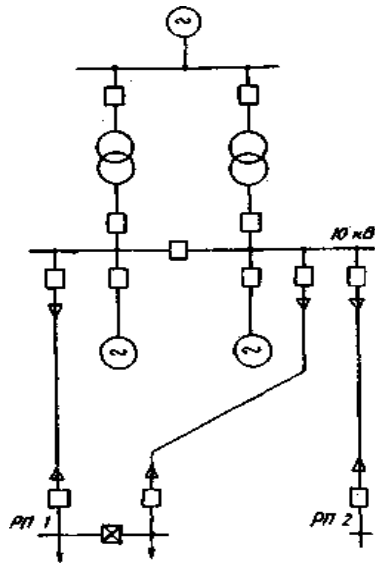


Рисунок 1.5 – Схема электроснабжения потребителей 10 кВ

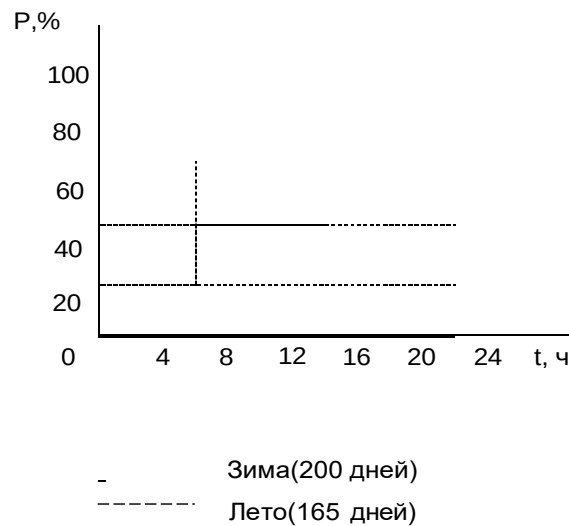


Рисунок 1.6 – Суточные графики нагрузки распределительных пунктов

8. Медная шина с допустимым длительным током 860 А несет токовую нагрузку 750 А. Определить, допустим ли для шины указанный ток, если температура окружающего воздуха будет +40 °С.

9. Определить температуру алюминиевой окрашенной шины сечением 80×8 мм² при рабочем токе 700 А и при температурах воздуха: а) +25 °С

б) +15 °С.

10. Трехжильный кабель с бумажной пропитанной изоляцией, напряжением 10 кВ, сечением алюминиевой жилы 150 мм² проложен в туннеле и нагружен током 175 А. Проверить, сможет ли кабель длительно работать с указанной нагрузкой, если температура воздуха в туннеле поднялась до +35 °С.

Вопросы к практическому занятию

1. Как осуществляется проверка шин по условиям нагрузочной способности?

2. Как влияет на допустимый продолжительный ток шин удельное электрическое сопротивление материала?

3. Изложите понятие о выборе проводников по экономической плотности тока.

4. Объясните влияние солнечной радиации на продолжительный ток шин.

5. Перечислите от чего зависит конвективная теплоотдача шины открытого РУ (ОРУ).

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 4

Электродинамические силы в электроустановках

Теоретическая часть

При расчете нагрузок на шины последние считаются достаточно длинными и концевые эффекты не учитываются. Электродинамические нагрузки, действующие на параллельные шины, распределены по длине равномерно.

Для параллельных шин, расположенных в одной плоскости, максимальные значения нагрузок при двух- и трехфазных КЗ наступают примерно через 0,01 с и равны, Н/м,

$$q_{max.} = \alpha \cdot i_{уд.}^2 / \alpha, \quad (4.1)$$

где $\alpha = 2 \cdot 10^{-7}$ Н/А² и $\sqrt{3} \cdot 10^{-7}$ Н/А² при двухфазном и при трехфазном КЗ;

a – расстояние между осями шин, м; $i_{уд.}$ – ударный ток КЗ, А.

Если размеры поперечного сечения шин близки к расстоянию между ними, то при расчете нагрузок следует учитывать коэффициент формы. В этом случае для шинной конструкции при двухфазном КЗ, а также для проводников одной фазы, состоящих из двух элементов, при любом виде КЗ наибольшие нагрузки вычисляются как:

$$q_{max.} = k_{ф.} \cdot \alpha \cdot i_{уд.}^2 / \alpha,$$

$$(4.2)$$

где $k_{ф.}$ – коэффициент формы, $i_{уд.}$ – ударный ток КЗ в каждом элементе (шине).

Для шин, расположенных по вершинам треугольника (в частном случае в одной плоскости), наибольшие нагрузки при трехфазном КЗ находятся согласно (4.1) по формуле:

$$q_{max} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{\alpha} i_{уд.}^2 \cdot \xi. \quad (4.3)$$

где α – минимальное расстояние между осями шин, м; ξ – коэффициент максимальной нагрузки, зависящий от взаимного расположения шин, значения которого для некоторых конструкций указаны в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Коэффициент максимальной нагрузки

Расположение шин	Фаза	Коэффициент ξ максимальной нагрузки			
		результатирующей	изгибающей	растягивающей	сжимающей
В одной плоскости (рисунок 4.1а)	A, C	0,93	0,93	0,00	0,00
	B	1,00	1,00	0,00	0,00
По вершинам прямоугольного равнобедренного треугольника (рисунок 4.1б)	A	0,87	0,87	0,29	0,87
	B	0,95	0,43	0,93	0,07
	C	0,95	0,93	0,14	0,43
По вершинам равнобедренного треугольника (рисунок 4.1в)	A	1,00	0,94	0,25	0,75
	B	1,00	0,50	1,00	0,00
	C	1,00	0,94	0,25	0,75
По вершинам равностороннего треугольника (рисунок 4.1г)	$A, B,$	1,00	0,50	1,00	0,00

Задача 1

Определить наибольшие результирующие и изгибающие электродинамические нагрузки при трехфазном КЗ, действующие на шины, расположенные в одной плоскости (рисунок 4.1а), а также по вершинам прямоугольного равнобедренного треугольника (рисунок 4.1б) и равностороннего треугольника (рисунок 4.1в). Расстояние между шинами (во всех конструкциях) $a = 0,4$ м, ударный ток КЗ $i_{уд.} = 50$ кА.

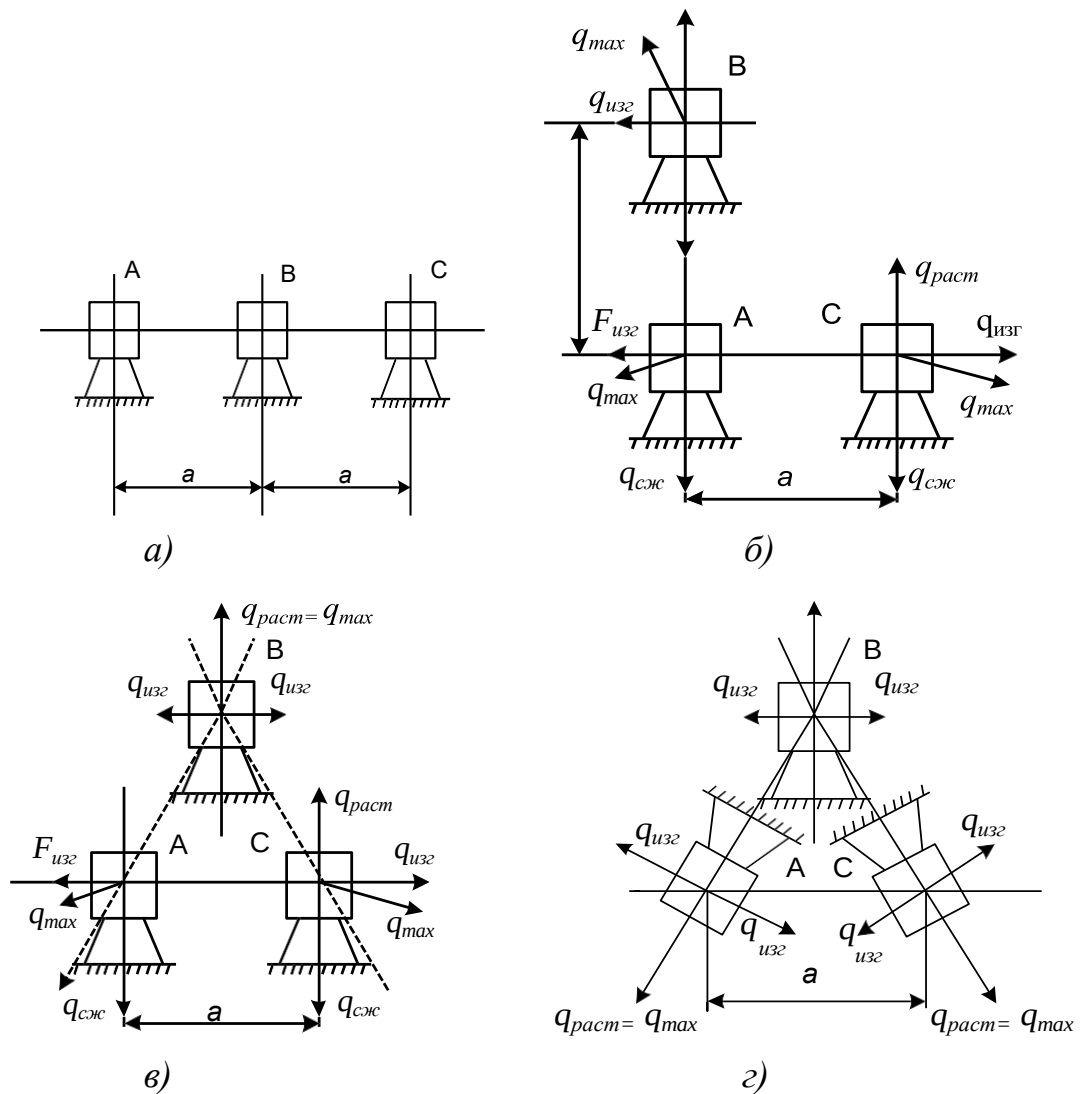


Рисунок 4.1 – Шинные конструкции

Решение

Результирующие электродинамические нагрузки вычисляем по формуле (4.3). Предварительно по таблице 4.1 находим коэффициенты ζ этой нагрузки и определяем расчетную фазу шинной конструкции.

Для шин, расположенных в одной плоскости (см. рисунок 4.1а), расчетной является фаза В. В этой фазе $\zeta = 1$ (а для крайних фаз он составляет 0,93), поэтому наибольшая нагрузка

$$q_{max} = \sqrt{\frac{3 \cdot 10^{-7}}{0,4}} \cdot 50^2 \cdot 10^6 = 1082,5 \text{ Н/м.}$$

Коэффициент ξ при расположении шин по вершинам прямоугольного равнобедренного треугольника (см. рисунок 4.1б) для шины фазы А равен 0,87, шин фаз В и С – 0,95. Таким образом, результирующие нагрузки будут больше в фазах В и С. Согласно (4.3)

$$q_{max} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{0,4} 50^2 \cdot 10^6 \cdot 0,95 = 1028 \text{ Н/м.}$$

Если шины расположены по вершинам равностороннего треугольника (см. рисунок 4.1в), коэффициенты ξ для всех трех фаз одинаковы и равны единице. Следовательно, максимальные результирующие нагрузки составят 1082,5 Н/м.

Коэффициент изгибающих нагрузок ξ (таблица 4.1) при расположении шин: в одной плоскости (см. рисунок 4.1а) равен 1;

по вершинам равнобедренного прямоугольного треугольника (см. рисунок 4.1б) равен 0,93;

по вершинам равностороннего треугольника (рисунок 4.1в) равен 0,94.

Соответственно изгибающие нагрузки $q_{изг.}$ для этих конструкций составляют 1082,5; 1007 и 1017 Н/м.

Таким образом, наименьшие результирующие и изгибающие электродинамические нагрузки имеют место при расположении шин по вершинам прямоугольного равнобедренного треугольника. Однако это не значит, что электродинамическая стойкость этой конструкции является наиболее высокой (см. практическое занятие 5).

Задача 2

Определить наибольшие электродинамические нагрузки на прямоугольные шины, расположенные на ребро, при двухфазном КЗ. Сечение шин 80х8 мм, ударный ток КЗ $i_{уд.} = 20$ кА, расстояние между осями шин принято 160, 80, 48, 32 и 16 мм.

Решение

Найдем коэффициент формы k_ϕ для шины прямоугольного сечения при отношении толщины к ее высоте $b/h = 8/80 = 0,1$. Предварительно вычислим отношение $(a-b)/(h+b)$. Результаты сведем в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Электродинамические нагрузки при заданных расстояниях

a , мм	$(a-b)/(h+b)$	k_ϕ	q_{max} , Н/м
160	1,72	0,98	490
80	0,82	0,90	900
48	0,45	0,75	1250
32	0,27	0,65	1625
16	0,09	0,38	1900

Значения максимальных нагрузок находим по (4.2). При a , равных 160 и 16 мм, они составляют соответственно:

$$q_{max} = 0,98 \frac{2 \cdot 10^{-7}}{0,160} 20^2 \cdot 10^6 = 490 \text{ Н/м,}$$

$$q_{max} = 0,38 \frac{2 \cdot 10^{-7}}{0,016} 20^2 \cdot 10^6 = 1900 \text{ Н/м.}$$

Результаты расчетов электродинамических нагрузок при заданных расстояниях, (а) приведены в таблице 4.2. Они показывают, что при малых расстояниях между плоскими шинами коэффициент формы существенно влияет на электродинамические нагрузки. Например, при уменьшении расстояния между полосами шин в десять раз нагрузки возрастают только в четыре раза.

Вопросы к практическому занятию

1. Какие принимаются допущения для расчета нагрузок на шины?
2. Как влияет взаимное расположение фаз на электродинамические нагрузки?
3. Как определяются максимальные значения нагрузок при КЗ для:
 - 3.1 Параллельных шин. Через какое время наступает?

3.2 Для шин, расположенных по вершинам равнобедренного прямоугольного треугольника?

3.3 Для шин, расположенных по вершинам равностороннего треугольника?

4. При каком расположении шин электродинамические нагрузки будут минимальны?

5. Как влияют расстояния между фазами на электродинамические нагрузки?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 5

Определение допустимого тока продолжительного режима шин

Теоретическая часть

Тепловой расчет шин

Определение $I_{\text{прод. доп.}}$ можно проводить на основе теплового расчета проводников в стационарном рабочем режиме. Уравнение теплового баланса шины записывается в виде:

$$I^2 r + Q_c = Q_k + Q_l, \quad (1.6)$$

где I – ток, А; r – активное сопротивление шины, Ом; Q_c – тепловой поток, поглощаемый шиной при солнечной радиации, Вт; Q_k и Q_l – тепловые потоки, обусловленные конвекцией и излучением, Вт.

Активное сопротивление

$$r = k_d \cdot r_{\text{п}}, \quad (1.7)$$

где $r_{\text{п}}$ – сопротивление шины постоянному току при допустимой температуре продолжительного режима; k_d – коэффициент добавочных потерь.

Сопротивление шины постоянному току зависит от температуры и вычисляется по формуле:

$$r = \rho \frac{l}{S} \left[1 + \alpha (t - t_0) \right] \quad (1.8)$$

$$= \frac{1}{\sigma} \frac{l}{S} \left[1 + \alpha (t - t_0) \right]$$

где ρ_1 – удельное электрическое сопротивление, при нормированной температуре ϑ_1 , Ом·м; l – длина проводника, м; s – площадь сечения проводника, м²; a_p – температурный коэффициент электрического сопротивления, 1/°C; ϑ – температура, °C.

В диапазоне температур 20 ... 120 °C коэффициент a_p для меди, алю-миния и его сплавов остается практически постоянным и примерно равным 0,004 1/°C [5].

Коэффициент добавочных потерь:

$$k_{д.} = k_n \cdot k_{б.}, \quad (1.9)$$

где k_n , $k_{б.}$ – коэффициенты соответственно поверхностного эффекта и эффекта близости.

В зависимости от функции $\sqrt{f/R}$ коэффициент k_n определяется, например, по кривым, приведенным в [2, 3]. Здесь f – частота тока в сети, Гц; R – сопротивление постоянному току шины длиной 1000 м. Для шин кольцевого сечения k_n приближенно вычисляется по формуле:

$$k_n \approx 1 + 3,3 \cdot 10^{-10} (t/D \cdot r)^2. \quad (1.10)$$

где D и t – внешний диаметр и толщина стенки шины, м; r – сопротивление шины постоянному току, Ом/м.

В распределительных устройствах (РУ) напряжением выше 1 кВ расстояние между шинами разных фаз значительно больше их геометрических размеров. Поэтому для несоставных шин $k_{б.} \approx 1$ и $k_{д.} \approx k_n$.

Для многополосных шин (рисунок 1.1) $k_{д.}$ примерно равен коэффициенту добавочных потерь эквивалентной уединенной плоской шины шириной $h_{эк.}$, равной ширине полосы пакета h , и толщиной $b_{эк.} = N \cdot b$, где

N – число полос в пакете; b – толщина полосы [6].

Тепловые потоки от шины конвекцией Q_k и излучением Q_l составляют соответственно:

$$Q_k = q_k \cdot F_k; \quad (1.11)$$

$$Q_{\text{л.}} = q_{\text{л.}} \cdot F_{\text{л.}}, \quad (1.12)$$

где $q_{\text{к.}}$ и $q_{\text{л.}}$ – удельная теплоотдача (удельный тепловой поток) соответственно конвекцией и излучением, Вт/м; $F_{\text{к.}}$ – поверхность шины, участвующая в теплоотдаче конвекцией, м²; $F_{\text{л.}}$ – излучающая поверхность шины, м².

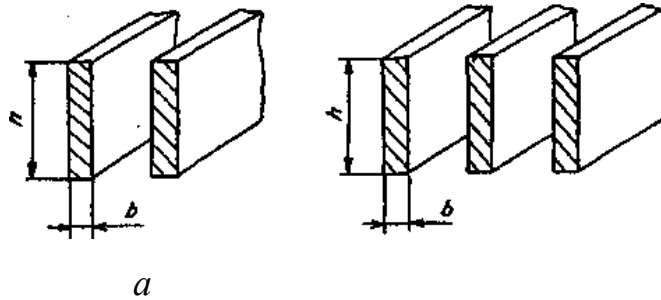


Рисунок 1.1 – Многополосные шины

Удельный тепловой поток конвекцией рассчитывается по формуле [7, 8]:

$$q_{\text{к.}} = \alpha_{\text{к.}} (\vartheta - \vartheta_{\text{в.}}), \quad (1.13)$$

где $\alpha_{\text{к.}}$ – коэффициент теплоотдачи при конвекции, Вт/м²; $\vartheta_{\text{в.}}$ – температура воздуха, °С.

Для круглых и плоских шин, расположенных вертикально, коэффициент теплоотдачи при естественной конвекции в закрытом РУ (ЗРУ) приближенно определяется согласно [7] как:

$$\alpha_{\text{к.}} \approx \frac{A \lambda_{\text{в.}}}{L} \left(\frac{g}{T_{\text{в.}}} \frac{L^3}{\nu_{\text{в.}}^2} \right)^{1/4}, \quad (1.14)$$

где $g=9,81$ – ускорение свободного падения, м/с²; $T_{\text{в.}}=273+\vartheta_{\text{в.}}$ – термодинамическая температура воздуха, К; $\nu_{\text{в.}}$ – кинематическая вязкость воздуха, м²/с; $\lambda_{\text{в.}}$ – теплопроводность воздуха, Вт/(м·°С); A – постоянный коэффициент, зависящий от формы шин; L – характерный размер (высота или диаметр шины).

Указания о характере L , а также значения A приведены в таблице 1.1. Параметр $\nu_{\text{в.}}$ зависит от температуры, а $\lambda_{\text{в.}}$, кроме того – от давления воздуха. При температуре воздуха, близкой к 25 °С, и нормальном атмосферном давлении

удельный тепловой поток конвекцией в соответствии с (1.13) и (1.14) можно вычислить по формуле [5]:

$$q_{\kappa} = B(\vartheta - \vartheta_{\text{в}})^{1,25} L^{-0,25}, \quad (1.15)$$

где B – параметр, значения которого приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Параметры сечения шин

Форма сечения шины	Характерный размер шины L равен	A	B , Вт/(м ^{0,75} ·°C ^{1,25})
Круглая трубчатая	внешнему диаметру D	0,46	1,31
Прямоугольная (при ложении шины на ребро)	высоте L	0,69 5	1,97

Конвективная теплоотдача шины открытого РУ (ОРУ) зависит как от перепада температур, профиля и размеров шины, так и от скорости ветра. Наименьшая теплоотдача и, следовательно, наиболее неблагоприятные условия работы шин будут при штиле (т. е. при скорости ветра, близкой к нулю). Тем не менее, даже при полном штиле конвективный теплообмен проводников в ОРУ остается выше, чем в ЗРУ (при свободной конвекции), так как вне помещений всегда имеется слабое движение воздуха. Удельный конвективный тепловой поток, например, от трубчатых шин в ОРУ при штиле приближенно определяется по формуле:

$$q_{\kappa} = B_0(\vartheta - \vartheta_{\text{в}})^{1,3} L^{-0,25}, \quad (1.16)$$

где $B_0 = 1,61$ Вт/(м^{0,75}·°C^{1,3}); L – характерный размер, равный внешнему диаметру шины D , м.

В соответствии с (1.15) и (1.16) удельный конвективный тепловой поток в ЗРУ и ОРУ приводится к виду, удобному для практических расчетов:

$$q_{\kappa} = C / L^{1/4}. \quad (1.17)$$

Значения C , $\text{Вт}\cdot\text{м}^{-1,75}$ при различных температурах воздуха (и соответствующей теплопроводности и кинетической вязкости воздуха), а также различных температурах шин указаны в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Значения C при различных температурах, $\text{Вт}\cdot\text{м}^{-1,75}$

Форма сечения шины	Тип новки	C , $\text{Вт}\cdot\text{м}^{-1,75}$, при		
		$\vartheta_{\text{в.}}=25\text{ }^{\circ}\text{C}$ $\vartheta_{\text{прод.дон.}}=70$	$\vartheta_{\text{в.}}=35\text{ }^{\circ}\text{C}$ $\vartheta_{\text{прод.дон.}}=90$	$\vartheta_{\text{в.}}=35\text{ }^{\circ}\text{C}$ $\vartheta_{\text{прод.дон.}}=120\text{ }^{\circ}\text{C}$
Круглая (трубчатая)	ЗРУ	152	195	335
	РУ	227	295	519
Прямоугольная(шина сположена на ребро)	ЗРУ	230	295	508

Для составных проводников теплоотдачу конвекцией с внутренней поверхности приближенно принимают равной 0,7 от теплоотдачи с наружной поверхности.

Удельный тепловой поток излучением, Вт/м , определяют по формуле:

$$q_{\text{л}} = \varepsilon \cdot c \cdot (T^4 - T_{\text{в.}}^4), \quad (1.18)$$

где $c = 5,67 \cdot 10^{-8}$ – постоянная Стефана-Больцмана, $\text{Вт}\cdot\text{м}^2\cdot\text{К}^{-4}$; $T = 273 + \vartheta$ и $T_{\text{в.}} = 273 + \vartheta_{\text{в.}}$ – термодинамическая температура соответственно шины и воздуха, К; ε – коэффициент излучения (степень черноты) поверхности шины, значения которого указаны в таблице 1.3.

Тепловой поток, поглощаемый шиной при солнечной радиации (на единицу длины), приближенно определяется по формуле:

$$Q_{\text{с.}} \approx a_{\text{с.}} \cdot L \cdot q_{\text{с.}}, \quad (1.19)$$

где $a_{\text{с.}}$ – коэффициент поглощения (таблица 1.3); L – характерный размер шины, м (таблица 1.1); $q_{\text{с.}}$ – удельный тепловой поток радиацией (интенсивность радиации), Вт/м , который зависит от широты местности, времени года, суток, состояния атмосферы, высоты над уровнем моря. Наибольшие (расчетные) значения $q_{\text{с.}}$ в летний период на территории страны принимаются равными 850 ... 950 Вт/м^2 .

В вечерние и ночные часы в ОРУ и ЗРУ интенсивность радиации принимается равной нулю.

В соответствии с уравнением (1.6) допустимый ток продолжительного режима

$$I_{\text{прод.доп.}} = \sqrt{\frac{Q_{\text{к.доп.}} + Q_{\text{л.доп.}} - Q_{\text{с.}}}{r_{\text{доп.}}}}, \quad (1.20)$$

где $Q_{\text{к. доп.}}$, $Q_{\text{л. доп.}}$ и $r_{\text{доп.}}$ – тепловые потоки соответственно конвекцией и излучением и активное сопротивление шины при продолжительно допустимой температуре.

Тепловой расчет удобно проводить на 1 м длины шины.

Таблица 1.3 – Коэффициенты излучения поверхности шины

Материал шины или цвет краски	Значения коэффициентов	
	ε	a_c
Алюминий (окисленный)	0,15	0,4
Краска:		
белая	0,88	0,3
желтая	0,9	0,44
зеленая	0,9	0,65
красная	0,9	0,65
черная	0,92	0,97

Задача 1

Определение продолжительно допустимых токов окрашенных трубчатых шин

Определить продолжительно допустимые токи окрашенных трубчатых шин, выполненных из алюминия марки АДО, а также из алюминиевых сплавов АД31Т1 и 1915Т и расположенных в закрытых распределительных устройствах. Наружный диаметр шин $D = 100$ мм, толщина стенки $t = 5$ мм. При $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ удельное

электрическое сопротивление шин из алюминия марки АДО $\rho=0,029 \cdot 10^{-6}$, из сплавов АД31Т1 и 1915Т – соответственно $0,0325 \cdot 10^{-6}$ и $0,0517 \cdot 10^{-6}$ Ом·м.

Решение

Внутренний диаметр шины $d = D - 2t = 100 - 2 \cdot 5 = 90$ мм.

Площадь поперечного сечения шины:

$$s = 0,25\pi (D^2 - d^2) = 0,25\pi (100^2 - 90^2) = 1491,5 \text{ мм}^2.$$

Для шин из алюминия марки АДО сопротивление постоянному току при продолжительно допустимой температуре 70 °С и длине 1м в соответствии с (1.8) составляет:

$$r_{\text{с}} = \frac{0,029 \cdot 10^{-6}}{1491,5 \cdot 10^{-6}} [1 + 0,004(70 - 20)] = 23,33 \cdot 10^{-6} \text{ Ом}.$$

Для шин из сплавов марок АД31Т1 и 1915Т получаем $r_{\text{с}}$ равными соответственно $26,15 \cdot 10^{-6}$ и $41,6 \cdot 10^{-6}$ Ом. Параметр $\sqrt{f/R}$ на 1000 м длины шины составляет: из сплава АДО $\sqrt{f/R} = \sqrt{50 / (23,33 \cdot 10^{-3})} = 46,29$; из сплава АД31Т1 – 42,72; из сплава 1915Т – 34,7.

Отношение толщины стенки к внешнему диаметру шины $t/D = 0,05$. При данных значениях t/D и параметра $\sqrt{f/R}$ коэффициенты поверхностного эффекта k_n [2, рисунок 5.2] для этих шин практически равны 1. Поэтому активные сопротивления шин r примерно равны сопротивлениям постоянному току $r_{\text{с}}$.

Вычислим удельный тепловой поток конвекцией. Предварительно (см. таблицу 1.1) определяем характерный размер шины $L = D = 0,1$ м. Для трубчатых шин в ЗРУ находим (см. таблицу 1.2) параметр $C = 152 \text{ Вт} \cdot \text{м}^{-1,75}$. Затем по (1.17) вычисляем удельный тепловой поток конвекцией:

$$Q_{\text{к}} = 152 / (0,1)^{1/4} = 270 \text{ Вт/м}^2.$$

Находим удельный тепловой поток излучением. Коэффициент излучения ϵ для алюминиевых окрашенных шин (см. таблицу 1.3) примерно равен 0,9. Термодинамические температуры шины и воздуха соответственно

$$T = 273 + 70 = 343 \text{ К};$$

$$T_{\text{с.}} = 273 + 25 = 298 \text{ К.}$$

Тогда согласно (1.18) удельный тепловой поток излучением составит:

$$q_{\text{л.}} = 0,9 \cdot 5,67 \cdot 10^{-8} (343^4 - 298^4) = 303,9^2 \text{ Вт/м}^2.$$

Поверхность шины, участвующая в конвективном теплообмене,

($F_{\text{к}}$) совпадает с излучающей поверхностью ($F_{\text{л}}$) и на единицу длины шины составляет:

$$F_{\text{к.}} = F_{\text{л.}} = \pi D l = \pi \cdot 0,1 \cdot 1 = 0,314 \text{ м}^2.$$

Полный тепловой поток с поверхности шины, отнесенный к единице длины, найдем согласно (1.11) и (1.12):

$$Q = Q_{\text{к.}} + Q_{\text{л.}} = 0,314(270 + 303,9) = 180,2 \text{ Вт.}$$

Тепловой поток от солнечной радиации $Q_{\text{с.}}$ для шин ЗРУ равен нулю.

По формуле (1.20) определяем допустимый ток продолжительного режима.

Для шины из алюминия марки АДО

$$I_{\text{доп. доп.}} = \sqrt{80,2 / (23,3 \cdot 10^{-6})} = 2781 \text{ А.}$$

Продолжительно допустимый ток окрашенных алюминиевых шин трубчатого сечения диаметром 100/90 мм в соответствии с ПУЭ равен 2840 А. Следовательно, расчетное значение $I_{\text{прод. доп.}}$ отличается от экспериментального (приведенного в ПУЭ) всего на 2 %. Расчетные значения допустимых токов шин из алюминиевых сплавов марок АД31Т1 и 1915Т соответственно составляют 2625 и 2081 А. Таким образом, $I_{\text{прод. доп.}}$ шин из алюминиевых сплавов могут отличаться от $I_{\text{прод. доп.}}$ шин из алюминия на 8–25 %.

Задача 2

Определение допустимого тока продолжительного режима трубчатых шин

Определить допустимый ток продолжительного режима трубчатых шин, неокрашенных и окрашенных белой, а также желтой, зеленой и красной красками в ОРУ с учетом и без учета солнечной радиации. Шины изготовлены из алюминиевого

сплава 1915Т. Диаметр и толщина стенки шины, так же как в задаче 1, равны соответственно 100 и 5 мм. Принять согласно рекомендациям ПУЭ $\vartheta_{\text{прод.доп.}} = 70^\circ\text{C}$.

Решение

Активное сопротивление шины определено в задаче 1 и на 1 м длины и составляет $41,6 \cdot 10^{-6}$ Ом. Параметр $C = 227 \text{ Вт} \cdot \text{м}^{-1,75}$ по таблице 1.2 (при $\vartheta_s = 25^\circ\text{C}$ и $\vartheta_{\text{прод.доп.}} = 70^\circ\text{C}$).

Удельный и полный тепловые потоки конвекцией в соответствии с (1.11) и (1.17) запишем в виде:

$$q_k = 227 / (0,1)^{1/4} = 403,9 \text{ Вт/м}^2; \quad Q_k = 0,314 \cdot 403,9 = 126,9 \text{ Вт.}$$

Коэффициент излучения для неокрашенных шин $\varepsilon = 0,15$, окрашенных белой краской – 0,88, а желтой, зеленой и красной – 0,9 (см. таблицу 1.3). Удельная (1.18) и полная (1.12) теплоотдачи излучением неокрашенных шин

$$q_{\text{вд.}} = 0,15 \cdot 5,67 \cdot 10^{-8} (343^4 - 298^4) = 50,6 \text{ Вт/м}^2; \quad q_n = 50,6 \cdot 0,314 = 15,9 \text{ Вт.}$$

Теплоотдача излучением шин, окрашенных белой краской, составляет 93,2, цветными – 95,4 Вт.

Коэффициент поглощения неокрашенных шин $a_c = 0,4$, окрашенных белой и красной краской соответственно – 0,3 и 0,65. Тепловой поток, поглощаемый, например, неокрашенными шинами при солнечной радиации

$$Q_c = 0,4 \cdot 0,1 \cdot 850 = 34 \text{ Вт.}$$

Допустимый рабочий ток для этих шин с учетом солнечной радиации

$$I_{\text{прод.доп.}} = \sqrt{\frac{126,9 + 15,9 - 34}{41,6 \cdot 10^{-6}}} = 1617 \text{ А.} \quad (1.20)$$

Допустимый ток продолжительного режима неокрашенных шин без учета солнечной радиации, а также допустимые токи окрашенных шин приведены в таблице 1.4.

Выводы

Солнечная радиация примерно на 15 % снижает продолжительно допустимый ток трубчатых шин.

Окраска шин позволяет на 25...35 % увеличить $I_{\text{прод. доп.}}$. Цвет краски практически не влияет на эффективность теплообмена во внутренних электроустановках. Однако в наружных установках для снижения теплового потока, поглощаемого при солнечной радиации, целесообразно окрашивать шины белой краской. При этом, в соответствии с рекомендациями ПУЭ, необходимое цветовое обозначение фаз может выполняться только в месте подключения шин к аппаратам. В ОРУ продолжительно допустимый ток белых шин почти на 8 % выше, чем шин красного цвета; на 25 % – неокрашенных.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 6

Проверка проводников на термическую стойкость при коротких замыканиях

Теоретическая часть

В отечественной практике степень термического воздействия тока КЗ на проводники и электрические аппараты принято определять по значению интеграла Джоуля

$$W_{\text{к.}} = \int_0^{t_{\text{откл}}} i_{\text{кт.}}^2 dt.$$

где $i_{\text{к.т.}}$ – ток в произвольный момент времени, А; $t_{\text{откл.}}$ – расчетная продолжительность КЗ, с; t – время, с.

Без существенной погрешности этот интеграл можно принять равным сумме интегралов от периодической $W_{\text{к.п.}}$ и аperiodической $W_{\text{к.а.}}$ составляющих тока КЗ, т. е.

$$W_{\text{к.}} = W_{\text{к.п.}} + W_{\text{к.а.}}$$

Методика расчета интеграла Джоуля зависит от исходной расчетной схемы электроустановки, положения расчетной точки КЗ и ее удаленности от генераторов, синхронных компенсаторов или электродвигателей.

При этом возможны четыре случая (четыре типа расчетных схем):

1. Если исходная расчетная схема имеет произвольный характер, но для всех генераторов (синхронных компенсаторов) расчетное КЗ является удаленным, т. е. отношение действующего значения периодической составляющей тока любого генератора (синхронного компенсатора) в начальный момент КЗ к его номинальному току не достигает двух, то путем преобразования эквивалентной схемы замещения все источники энергии (генераторы, синхронные компенсаторы и источники более удаленной части системы) следует заменить одним эквивалентным источником, ЭДС которого считать неизменной по амплитуде, а индуктивное сопротивление равным результирующему эквивалентному сопротивлению расчетной схемы. При этом интеграл Джоуля определяется по формуле:

$$B_{\kappa} = I_{н.с.}^2 \left[t_{откл.} + T_{а.э.} \left(1 - \exp(-2t_{откл.}/T_{а.э.}) \right) \right],$$

где $I_{н.с.}$ — действующее значение периодической составляющей тока КЗ от эквивалентного источника энергии (системы), А; $T_{а.э.}$ — постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ от эквивалентного источника:

$$T_{а.э.} = X_{эк.(R=0)} / (\omega R_{эк.(x=0)}),$$

где $X_{эк.(R=0)}$ и $R_{эк.(x=0)}$ — результирующие эквивалентные сопротивления расчетной схемы, найденные путем учета соответственно только индуктивных и только активных сопротивлений элементов этой схемы.

В тех случаях, когда $t_{откл.} \geq 3T_{а.э.}$ интеграл Джоуля можно определять по более простой формуле:

$$B_{\kappa} \approx I_{н.с.}^2 (t_{откл.} + T_{а.э.}). \quad (3.1)$$

2. Если исходная расчетная схема содержит один или несколько однотипных генераторов (синхронных компенсаторов), причем последние находятся в одинаковых условиях относительно расчетной точки КЗ (все машины или блоки присоединены к общим шинам), а расчетное КЗ является близким, т. е. начальное действующее значение периодической составляющей тока генератора (синхронного компенсатора) превышает его номинальный ток в два раза и более, то интеграл Джоуля следует вычислять, используя выражение

$$\hat{A}_{\dot{e}} = I_{i.i.\dot{a}}^2 \left[\hat{A}_{\dot{e}.\dot{a}} t_{i\dot{e}\dot{e}} + T_{\dot{a}.\dot{a}} (1 - \exp(-2t_{i\dot{e}\dot{e}}/T_{\dot{a}.\dot{a}})) \right] \quad (3.1)$$

где $I_{n.o.z}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ от генератора (синхронного компенсатора), А; $T_{a.z}$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ от генератора (синхронного компенсатора), с; $B_{к.з.}$ – относительный интеграл Джоуля от генератора,

$$B_{к.з.} = \frac{\int_0^t I_{n.t.z}^2 dt}{I_{n.o.z}^2 t_{откл.}}$$

где $I_{n.t.z}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ от генератора (синхронного компенсатора) в произвольный момент времени, А.

Значения относительного интеграла Джоуля при разных удаленностях расчетной точки КЗ от генератора (синхронного компенсатора) $I_{n.o.z.ном}$ т. е. разных отношениях начального действующего значения периодической составляющей тока машины к ее номинальному току, могут быть определены по кривым (рисунок 3.1).

При $t_{откл} \geq 3T_{a.z}$ приближенно для вычисления интеграла Джоуля можно использовать формулу:

$$\hat{A}_{\dot{e}} = I_{i.i.\dot{a}}^2 (\hat{A}_{\dot{e}.\dot{a}} t_{i\dot{e}\dot{e}} + T_{\dot{a}.\dot{a}})$$

3. Если исходная расчетная схема содержит произвольное число источников энергии, для которых расчетное КЗ является удаленным, и, кроме того, генератор (синхронный компенсатор), который при КЗ оказывается связанным с точкой КЗ по радиальной схеме и для которого это КЗ является близким, то интеграл Джоуля от периодической составляющей тока КЗ следует рассчитывать по формуле:

$$B_{к.п.} = \left(I_{п.с.}^2 + 2I_{п.с.} I_{п.о.г.} + I_{п.о.г.}^2 + I_{к.г.}^2 + I_{п.о.г.*} I_{к.г.*} \right) t_{откл.} \quad (3.2)$$

где $I_{п. с.}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ от удаленных источников энергии, А; Q – относительный интеграл от периодической составляющей тока в месте КЗ, обусловленного действием генератора,

$$Q_{*К.Г.} = \frac{\int_0^{t_{откл.}} I_{п. т.г.} dt}{I_{п.о. г.} t_{откл.}}$$

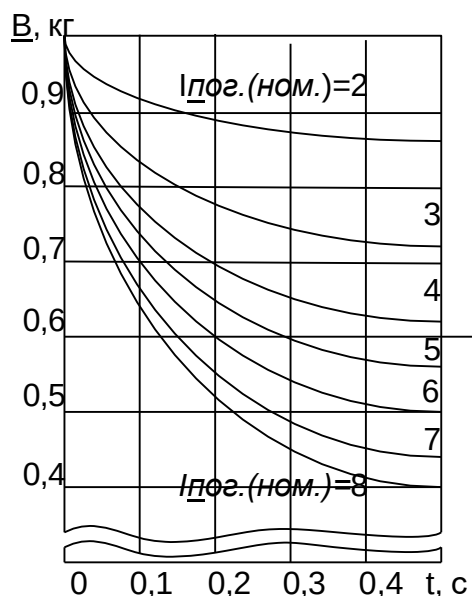


Рисунок 3.1 – Кривые для определения B от синхронных генераторов с

тиристорной системой возбуждения

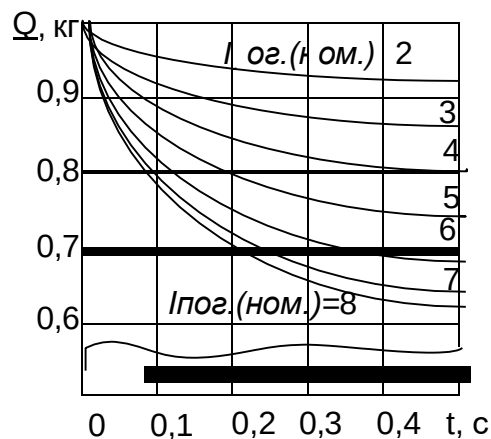


Рисунок 3.2 – Кривые для определения $Q_{*К.Г.}$ от синхронных генераторов с

тиристорной системой возбуждения

Значение относительного интеграла $Q_{к.з.}$ при разных удаленностях расчетной точки КЗ от генератора (синхронного компенсатора) находят по кривым (рисунок 3.2).

Интеграл Джоуля от апериодической составляющей тока КЗ

$$B_{\substack{\text{е.а.} \\ \text{і.н.} \\ \text{а.уе.}}} = I_{\substack{\text{і.н.} \\ \text{і.і.} \\ \text{а.а.}}}^2 T_{\substack{\text{іоёё.} \\ \text{а.уе.}}} (1 - \exp(-2t_{\substack{\text{іоёё.} \\ \text{а.уе.}}} / T_{\substack{\text{і.і.} \\ \text{а.а.}}})) + I_{\substack{\text{і.і.} \\ \text{а.а.}}}^2 T_{\substack{\text{іоёё.} \\ \text{а.а.}}} (1 - \exp(-2t_{\substack{\text{іоёё.} \\ \text{а.а.}}} / T_{\substack{\text{і.і.} \\ \text{а.а.}}})) + \frac{4I_{\substack{\text{і.н.} \\ \text{і.і.} \\ \text{а.а.}}} I_{\substack{\text{і.і.} \\ \text{а.а.}}}}{1/T_{\substack{\text{а.уе.}}} + 1/T_{\substack{\text{а.а.}}}} \left[1 - \exp(-t_{\substack{\text{іоёё.} \\ \text{а.уе.}}} (1/T_{\substack{\text{і.і.} \\ \text{а.а.}}} + 1/T_{\substack{\text{а.а.}}})) \right]. \quad (3.3)$$

В тех случаях, когда $t_{откл} \geq 3T_{а.з.}$, вместо (3.3) можно использовать выражение:

$$B_{\substack{\text{к.а.} \\ \text{п.с.} \\ \text{а.э.к.}}} = I_{\substack{\text{п.с.} \\ \text{п.о.г.} \\ \text{а.г.}}}^2 T_{\substack{\text{п.с.} \\ \text{п.о.г.} \\ \text{а.г.}}} + I_{\substack{\text{п.о.г.} \\ \text{а.г.}}}^2 T_{\substack{\text{п.о.г.} \\ \text{а.г.}}} + \frac{4I_{\substack{\text{п.с.} \\ \text{п.о.г.}}} I_{\substack{\text{п.о.г.} \\ \text{а.г.}}}}{1/T_{\substack{\text{а.э.к.}}} + 1/T_{\substack{\text{а.г.}}}}. \quad (3.3a)$$

4. Если исходная расчетная схема содержит различные источники энергии, для которых расчетное КЗ является удаленным, и группу однотипных электродвигателей (синхронных или асинхронных), а расчетная точка КЗ находится на шинах, куда подключены электродвигатели, или вблизи этих шин, то при определении интеграла Джоуля все электродвигатели допустимо заменять одним эквивалентным электродвигателем, мощность которого равна сумме номинальных мощностей отдельных электродвигателей.

При этом интеграл Джоуля от апериодической и периодической составляющих следует вычислять как и в предыдущем случае, согласно (3.2) и (3.3) или (3.3 а). Вместо $I_{п.о.г.}$ и $T_{а.з.}$ необходимо подставлять значения соответствующих величин $I_{п.о.д.}$ и $T_{а.д.}$ для эквивалентного электродвигателя, вместо $B_{к.з.}$ и $Q_{к.з.}$ в (3.2) — значения функций $B_{к.д.}$ и $Q_{к.д.}$ электродвигателя. Последние для синхронного электродвигателя могут быть найдены по кривым (рисунок 3.3 и 3.4), а для асинхронного электродвигателя — по кривым (рисунок 3.5 и 3.6).

Проверка электрического аппарата на термическую стойкость при КЗ заключается в сравнении найденного при расчетных условиях значения интеграла Джоуля с его допустимым для данного аппарата значением $B_{тер.}$ Электрический аппарат удовлетворяет условию термической стойкости, если выполняется условие:

Проверка электрического аппарата на термическую стойкость при КЗ заключается в сравнении найденного при расчетных условиях значения интеграла Джоуля с его допустимым для данного аппарата значением $B_{тер.}$ Электрический аппарат удовлетворяет условию термической стойкости, если выполняется условие:

$$B_{\kappa.} \leq B_{тер.}$$

Допустимое значение интеграла Джоуля зависит от соотношения между расчетной продолжительностью КЗ $t_{откл.}$ и предельно допустимым временем воздействия нормированного тока термической стойкости $t_{тер. норм.}$, указываемым заводом-изготовителем аппарата. Если $t_{откл.} \geq t_{тер. норм.}$, то

$$B_{тер.} = I_{тер.норм.}^2 t_{тер.норм.},$$

Если же $t_{откл.} < t_{тер. норм.}$, то

$$B_{тер.} = I_{тер.норм.}^2 t_{откл.}.$$

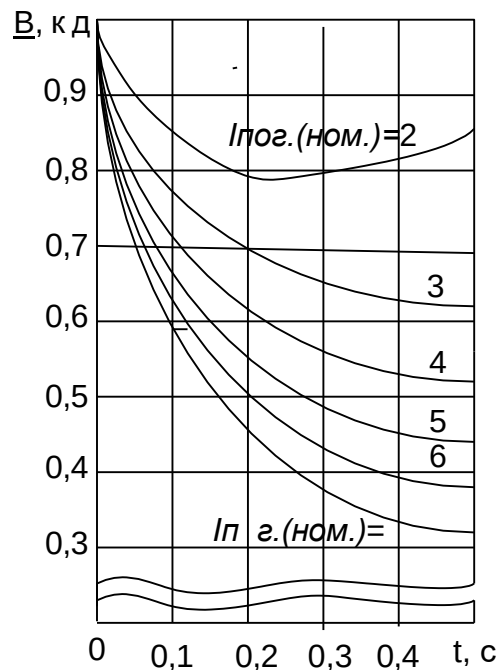


Рисунок 3.3 – Кривые для определения от $B_{* к.д.}$ синхронного электродвигателя

Проверка проводников на термическую стойкость при КЗ заключается в определении их температуры нагрева к моменту отключения КЗ и сравнении этой температуры с предельно допустимой температурой нагрева при КЗ. Последняя зависит от вида проводника, его материала и других факторов. Нормированные значения предельно допустимых температур нагрева разных проводников при КЗ приведены в таблице 3.1.

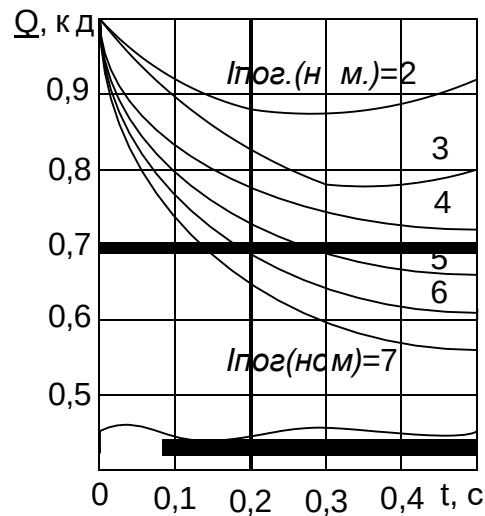


Рисунок 3.4 – Кривые для определения $Q_{к.д.}$ синхронного электродвигателя *

Расчет температуры нагрева проводников к моменту отключения КЗ ведут с использованием кривых зависимости этой температуры от функции A_{ϑ} – (рисунок 3.7). Расчет ведут в следующем порядке:

1) выбирают кривую, соответствующую материалу проверяемого проводника; по этой кривой, исходя из начальной температуры проводника ϑ_i определяют начальное значение функции $A_{\vartheta_{н.}}$, $A \text{ с}^2 / \text{мм}^4$;

2) используя изложенную выше методику, вычисляют значение интеграла Джоуля;

3) находят значение функции $A_{\vartheta_{кн.}}$, соответствующее конечной температуре нагрева проводника $\vartheta_{н.}$;

$$A_{\vartheta_{кн.}} = A_{\vartheta_{н.}} + B_{к.} / s^2, \quad (3.4)$$

где s – площадь поперечного сечения проводника (в случае сталеалюминевых проводов – площадь поперечного сечения алюминиевой части провода), мм ;

4) используя выбранную ранее кривую (рисунок 3.7), по значению $A_{\vartheta_{кн.}}$ – определяют конечную температуру нагрева проводника $\vartheta_{н.}$.

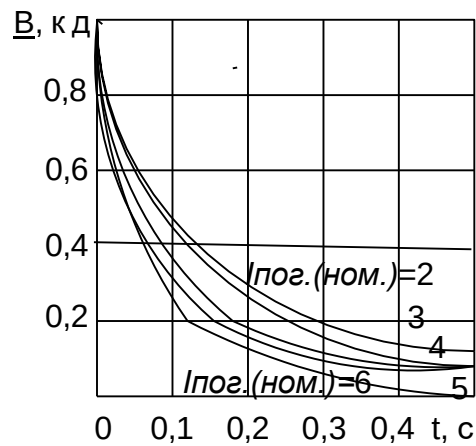


Рисунок 3.5— Кривые для определения $B_{к.д.}$ от асинхронного электродвигателя

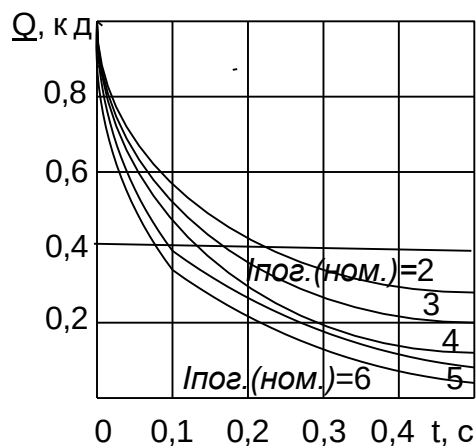


Рисунок 3.6 – Кривые для определения $Q_{к.д.}$ от асинхронного электродвигателя

Если при выборе сечения проводника определяющим условием является его термическая стойкость при КЗ, то исходя из этого условия по кривым на рисунке 3.7 находят значение функции $A_{\theta, доп.}$, соответствующее предельно допустимой температуре нагрева проводников при КЗ, и определяют минимальное сечение проводника, при котором обеспечивается его термическая стойкость:

$$s_{тер. min.} = \sqrt{B_k / (A_{\theta, доп.} - A_{\theta, ном.})}.$$

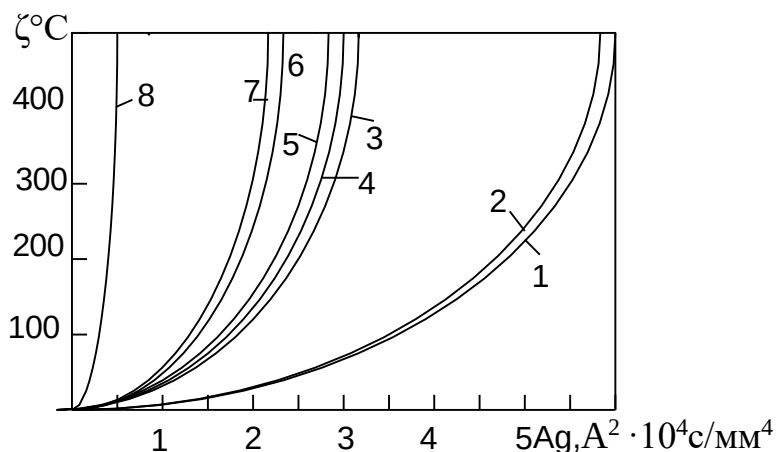


Рисунок 3.7 – Кривые для определения температуры нагрева проводников из различных материалов при КЗ

1 – ММ; 2 – МТ; 3 – АМ; 4 – АТ; 5 – АДО, АСТ; 6 – АД31Т1; 7 – АД31Т; 8 – Ст3.

Используя шкалу сечений проводов, жил кабелей или шин, выбирают сечение $s \geq s_{\text{тер. min.}}$.

В тех случаях, когда нагрузка проводника до КЗ близка к продолжительно допустимой, минимальное сечение проводника, отвечающее условию термической стойкости при КЗ, определяют по формуле:

$$s_{\text{тер. min.}} = \sqrt{B_{\text{к.}} / C_{\text{т.}}} \quad (3.5)$$

где $C_{\text{т.}} = (A_{g, \text{доп.}} - A_{g, \text{ном.}})$; $A_{g, \text{ном.}}$ – значение функции A_g при продолжительно допустимой температуре проводника $\vartheta_{\text{ном.}}$.

В качестве примера в таблице 3.2 приведены значения параметра $C_{\text{т.}}$ для кабелей с алюминиевыми жилами.

Задача 1

Для присоединения трансформаторов СН выбрать минимальное сечение алюминиевых шин, удовлетворяющее условию термической стойкости при КЗ.

Таблица 3.1 – Нормированные значения предельно допустимых температур нагрева при КЗ

Вид проводника	$v_{доп.}, ^\circ\text{C}$
Шины:	
–алюминиевые	200
–медные	300
–стальные, не имеющие непосредственного соединения с аппаратами	400
–стальные с непосредственным присоединением к аппаратам	300
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией на напряжение,	
–до 10	200
–20 ... 30	130
–110 ... 220	125
Кабели и изолированные провода с медными и алюминиевыми	
–жилами и изоляцией из:	160
–поливинилхлорида	150
–резины	250
–резины повышенной теплостойкости	130
–полиэтилена (номинальное напряжение кабеля до 35 кВ)	250
–вулканизированного полиэтилена (номинальное напряжение кабеля до 35 кВ)	
Провода при тяжениях, Н/мм ,	
–медные неизолированные	250
–< 20	200
–≥ 20	

–алюминиевые неизолированные	
–< 10	200
–≥ 10	160
Алюминиевая часть сталеалюминевых проводов	200

Таблица 3.2 – Значения параметра C_m для кабелей с алюминиевыми жилами

Кабель	$C_m, \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$
Напряжением $\leq 10 \text{ кВ}$	90
Напряжением 20 ... 35 кВ	70
С полихлорвиниловой или резиновой изоляцией	75
С полиэтиленовой изоляцией	65

Решение

С некоторым запасом минимальное сечение шин можно определить по (3.5). При КЗ в присоединении трансформатора $B_k = 3724,49 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$, а для алюминия $C_m = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$, поэтому

$$S_{\text{тер. min}} = \sqrt{3724,49 \cdot 10^6 / 90} = 678,1 \text{ мм}^2.$$

По таблице номинальных размеров алюминиевых шин выбираем шину сечением 80x10 или 100x8 мм.

Задача 2

Проверить на термическую стойкость при КЗ кабель сечением 150 мм², отходящий от РУ 10 кВ ТЭЦ.

Решение

Известно, что при КЗ за реактором $I_{n.t.} \approx I_{n.o.} = 15,5595 \text{ кА}$, а $T_{a. эк.} = 0,201 \text{ с}$.

В соответствии с исходными данными расчетная продолжительность КЗ

$$t_{откл.} = t_{в. откл.} + t_{р.з.} = 0,095 + 0,8 = 0,895 \text{ с}.$$

Поскольку $I_{n.t.} \approx I_{n.o.}$, то преобразованная расчетная схема с точки зрения методики определения интеграла Джоуля относится к первому типу. Учитывая, что $t_{откл.} > 3T_{a. эк.}$, интеграл Джоуля целесообразно вычислить по (3.1):

$$B_k = 15,5595^2 \cdot 10^6 (0,895 + 0,201) = 265,339 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

При отсутствии данных о предшествующей нагрузке кабеля его начальную температуру принимают равной допустимой температуре продолжительного режима. Для кабеля с бумажной изоляцией напряжением 10 кВ в соответствии с

данными [1, таблица 1.12] $\vartheta_{н.} = 60\text{ }^{\circ}\text{C}$. Этой температуре (см. рисунок 3.7) соответствует $A\vartheta_{н.} = 0,6 \cdot 10^4\text{ A}^2 \cdot \text{с}$. При этом по (3.4) находим

$$A\vartheta_{к.н.} = 0,4 \cdot 10^4 + 265,339 \cdot 10^6 / 150^2 = 1,5793 \cdot 10^4\text{ A}^2 \cdot \text{с}.$$

Конечная температура $\vartheta_{к.н.} = 230\text{ }^{\circ}\text{C} > \vartheta_{доп.} = 200\text{ }^{\circ}\text{C}$, т. е. термическая стойкость кабеля не обеспечивается. Необходимо или выбрать реакторы с большим индуктивным сопротивлением, или увеличить сечение кабелей. В частности, если взять кабели сечением 185 мм^2 , то

$$A\vartheta_{к.н.} = 0,4 \cdot 10^4 + 265,339 \cdot 10^6 / 185^2 = 1,1753 \cdot 10^4\text{ A}^2 \cdot \text{с}.$$

При этом $\vartheta_{к.н.} = 140\text{ }^{\circ}\text{C} < 200\text{ }^{\circ}\text{C}$, т. е. такие кабели оказываются термически стойкими.

Решить задачи

1. Проверить, будет ли термически устойчив трансформатор тока, установленный в цепи со следующими значениями тока КЗ (периодическая составляющая): $I_{н.о.} = 60\text{ кА}$, $I_{н.0,2} = 50\text{ кА}$, $I_{н.0,6} = 40\text{ кА}$. Постоянная времени затухания апериодического тока $T_a = 0,07\text{ с}$. Время отключения КЗ составляет $0,6\text{ с}$. Трансформатор тока $U_{н.} = 6\text{ кВ}$, $I_{н.} = 1000\text{ А}$, односекундная кратность тока термической устойчивости $k_m = 80$.

2. Определить конечную температуру медной шины прямоугольного сечения с размерами $40 \times 4\text{ мм}^2$. Периодическая составляющая тока КЗ не затухает и равна 25 кА . Время отключения КЗ $2,0\text{ с}$. Постоянная времени апериодического тока $T_a = 0,08\text{ с}$. До КЗ токовая нагрузка шины составляла $0,7 I_{доп.}$. Температура воздуха равна $+25\text{ }^{\circ}\text{C}$.

3. Проверить трехжильный кабель с бумажной изоляцией, с алюминиевыми жилами сечением 70 мм^2 на термическую устойчивость в режиме КЗ. Периодическая составляющая тока КЗ – 7 кА (незатухающая), время отключения КЗ – $1,5\text{ с}$. Температура жилы до КЗ равна $50\text{ }^{\circ}\text{C}$. Тепловыделением от апериодического тока пренебречь.

4. Проверить термическую устойчивость шин I при КЗ в цепи трансформатора собственных нужд $T_{с.н.}$ мощностью $6,3\text{ МВА}$ (рисунок 3.8).

Условию длительного режима удовлетворяют алюминиевые шины прямоугольного сечения $50 \cdot 6 \text{ мм}^2$. Периодические составляющие тока КЗ на шинах 10,5 кВ станции равны: от системы $I_{н.с.}=20 \text{ кА}$ (незатухающая), от каждого генератора $I_{н.о.г.}=13,5 \text{ кА}$.

Постоянную времени апериодического тока для всех ветвей принять равной 0,07 с; время отключения КЗ– 0,5 с. До КЗ нагрузка шин составляла 65 % допустимого тока. Температура воздуха $+25 \text{ }^\circ\text{C}$.

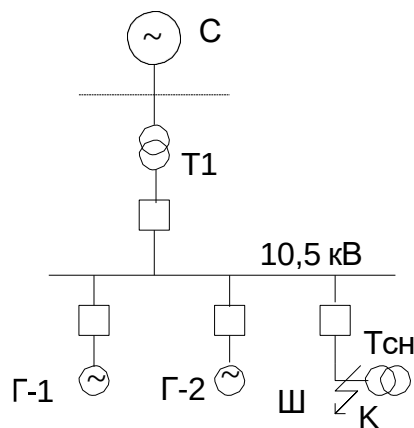


Рисунок 3.8 – Расчетная схема

5. Определить минимальное стандартное сечение кабеля с алюминиевыми жилами термически устойчивого при КЗ в цепи, где периодическая составляющая тока КЗ не затухает и равна 7,5 кА. Время действия релейной защиты в цепи составляет 1,8 с, а полное время отключения выключателя 0,15 с. Напряжение сети 10 кВ. Нагревом от апериодической составляющей тока КЗ пренебречь.

6. Определить минимальное сечение термически устойчивой алюминиевой шины в цепи секционного выключателя СВ подстанции (рисунок 3.9). Периодический незатухающий ток КЗ на шинах 10 кВ составляет: при двух включенных трансформаторах 40 кА; при одном включенном трансформаторе 28 кА. Время отключения КЗ – 0,6 с. Постоянная времени апериодического тока 0,07 с. Дополнительно найти, как измениться искомое сечение, если шину выполнить из меди.

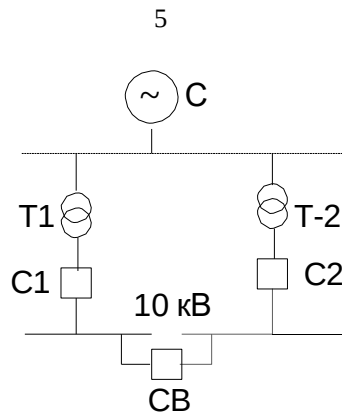


Рисунок 3.9 – Расчетная схема

7. Определить максимально допустимую продолжительность КЗ в сети из условия обеспечения термической устойчивости кабеля с алюминиевыми жилами сечением 70 мм^2 , с бумажной пропитанной изоляцией, если не затухающий периодический ток в цепи равен 8 кА . До короткого замыкания кабель был нагружен длительно допустимым током. Нагревом от аperiodической составляющей тока КЗ пренебречь.

Вопросы к практическому занятию

1. От чего зависит методика расчета интеграла Джоуля?
2. В чем заключается проверка проводников на термическую стойкость при КЗ ?
3. Как осуществляется расчет температуры нагрева проводников к моменту отключения КЗ с использованием кривых зависимости температуры от функции A_{θ} ?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 7

Электродинамические силы в электроустановках

Теоретическая часть

Условия электродинамической стойкости изоляторов и шин и расчетная

схема шинной конструкции.

Электродинамической стойкостью шинной конструкции называется свойство конструкции выдерживать без повреждений механические воздействия, создаваемые токами КЗ.

Шинная конструкция считается электродинамически стойкой, если максимальное расчетное напряжение в материале шин $\sigma_{расч.}$ и максимальные расчетные нагрузки на изоляторы $F_{расч.}$ не превосходят допустимых значений, т. е.

$$\sigma_{расч.} \leq \sigma_{доп.},$$

(5.1)

$$F_{расч.} \leq F_{доп.}.$$

(5.2)

где $\sigma_{доп.}$, $F_{доп.}$ – допустимые напряжение в материале и нагрузка на изолятор.

Согласно ПУЭ (правило устройства электроустановок) допустимое напряжение $\sigma_{доп.}$ принимается равным 70 % временного сопротивления разрыву (предела прочности) материала шин $\sigma_в$, т. е.:

$$\sigma_{доп.} = 0,7\sigma_в.$$

(5.3)

Допустимая нагрузка на изолятор $F_{доп.}$ принимается равной 60 % от минимальной разрушающей нагрузки $F_{разр.}$ приложенной к головке изолятора, т. е.:

$$F_{доп.} = 0,6 F_{разр.}$$

(5.4)

Если центр масс поперечного сечения шины удален от вершины опорного изолятора, например, у плоской шины, поставленной на ребро (рисунок 5.1), допустимая нагрузка при изгибе изолятора должна быть уменьшена в соответствии с формулой:

$$F_{доп.} = 0,6 F_{разр.} H/(h+H).$$

(5.5)

где h – расстояние от вершины изолятора до центра масс поперечного сечения шины; H – расстояние от головки изолятора до опасного сечения (сечения, где наиболее вероятна поломка) изолятора.

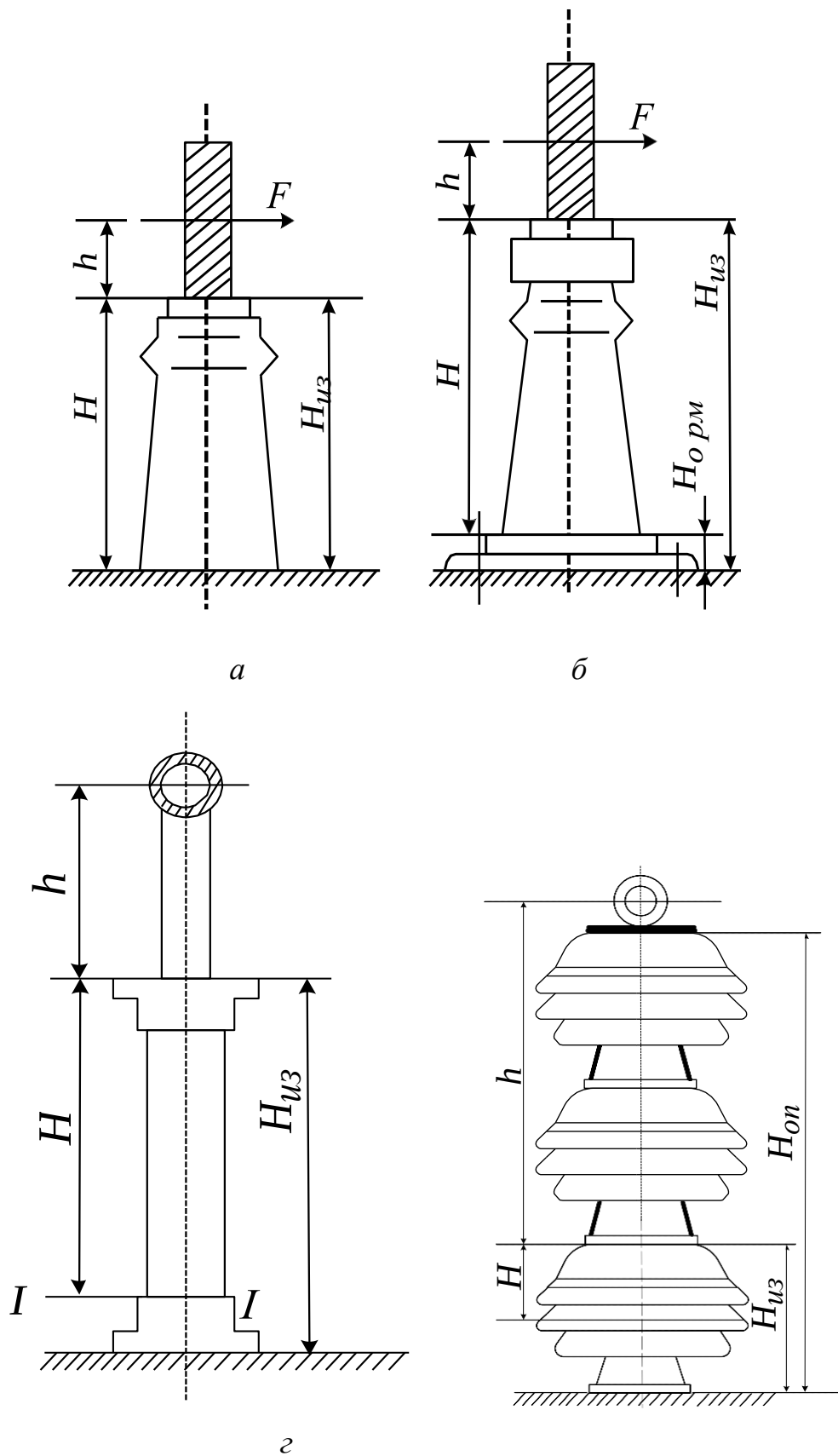
Для современных опорных (стержневых) изоляторов 6...35 кВ с внутренней заделкой арматуры (рисунок 5.1а) расстояние H примерно равно высоте изолятора $H_{из}$. Для изоляторов 110 кВ (а также некоторых типов изоляторов 10...35 кВ) с внешним креплением арматуры (рисунок 5.1б) опасное сечение проходит по верхней торцевой поверхности опорного фланца, для опорных штыревых изоляторов (рисунок 5.1в) – проходит по плоскости соединения чугунного штыря и фарфорового тела.

В качестве расчетной схемы шины принимают балку, заземленную или шарнирно опертую на опоры (таблица 5.1). Различают следующие основные типы шинных конструкций и соответствующие им расчетные схемы:

1. Шинные конструкции с разрезными шинами, длина целых (или сварных) участков которых равна длине пролета. Расчетной схемой пролета таких конструкций служит балка с шарнирным опиранием (схема 1, таблица 5.1). Обычно расчетной схеме 1 отвечают шинные конструкции напряжением 110 кВ и выше.

2. Шинные конструкции с разрезными шинами, длина которых равна длине двух пролетов. Расчетная схема пролета такой конструкции представляет собой балку с жестким опиранием (защемлением) на одной и шарнирным опиранием на другой опоре (схема 2). Эти конструкции иногда находят применение в РУ 110...220 кВ, реже – до 35 кВ.

3. Многопролетные конструкции с неразрезными (цельными или сварными) шинами. Средние пролеты ошиновки отвечают расчетной схеме балки с жестким опиранием (защемлением) на обеих опорах (схема 3). Конструкции широко используются в РУ до 35 кВ.



в

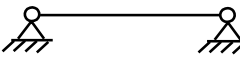
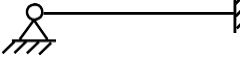
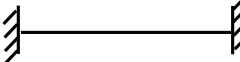
г

Рисунок 5.1 – К определению допустимых нагрузок на изоляторы

Опоры шин (т. е. изоляторы и основания, на которых они крепятся) в расчетах принимаются упругоподатливыми или абсолютно жесткими. Как правило, опоры

можно считать абсолютно жесткими (не участвующими в колебаниях при КЗ) в РУ напряжением до 35 кВ включительно. В РУ напряжением 110 кВ и выше расчет электродинамической стойкости шинных конструкций следует проводить с учетом упругой податливости опор (изоляторов).

Таблица 5.1 – Основные типы шинных конструкций

Номер схемы	Расчетная схема	Тип шины	Коэффициент (параметр)		
			r_1	λ	β
1		Разрезная шина с й целого участка, равной пролета	3,14	3,93	4,73
2		Разрезная шина с й целого участка, равной двух пролетов	8	8	12
3		Многопролетная резная шина	1,00	1,25	1,00

Порядок расчета электродинамической стойкости шинных конструкций с жесткими опорами

1. Расчет электродинамической стойкости изоляторов и шин, расположенных в одной плоскости

Расчет изоляторов и шин, расположенных в одной плоскости (рисунок 5.2), проводится в следующей последовательности.

1. Рассчитывают первую (основную) частоту собственных колебаний шины, Гц, по формуле:

$$f = \frac{r_1^2}{2\pi \cdot l^2} \sqrt{\frac{EJ}{m}}, \quad (5.6)$$

где r_1 – параметр первой частоты собственных колебаний шины, значения которого для конструкций с абсолютно жесткими опорами указаны в таблице 5.1 (для расчетной схемы 3, характерной для РУ до 35 кВ, $r_1 = 4,73$); l – длина пролета

между опорными изоляторами, м; E – модуль упругости материала шин, равный для алюминия и его сплавов примерно $7 \cdot 10^{10}$ Па; J – момент инерции поперечного сечения шины, м⁴; m – масса шины на единицу длины, кг/м.

Необходимо, чтобы частота собственных колебаний шины была далека от резонансных частот 50 и 100 Гц, т. е. была меньше 40 или больше 115 Гц.

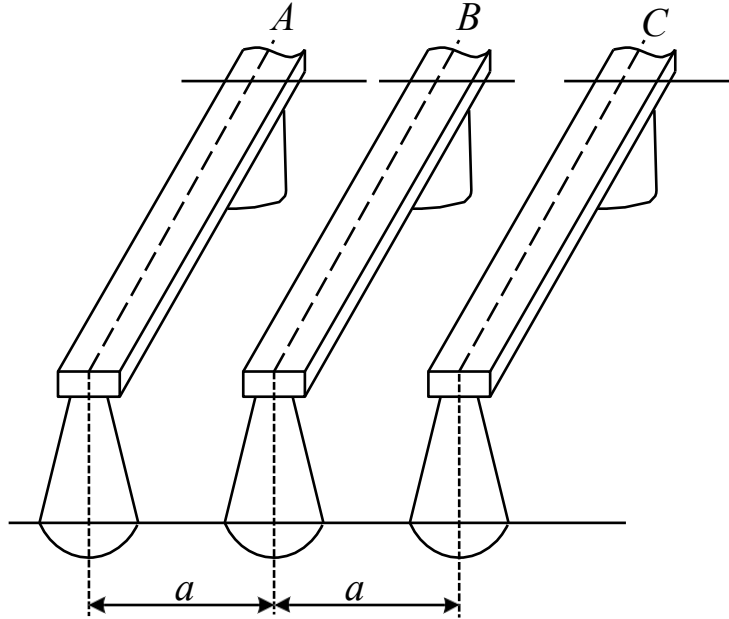


Рисунок 5.2 – Шины, расположенные в одной плоскости

2. Определяют динамический коэффициент η . Если первая частота собственных колебаний $f_1 > 200$ Гц, динамический коэффициент принимают равным 1. Если частота $f_1 < 200$ Гц, коэффициент η находят по кривой (рисунок 3.3) в зависимости от частоты f_1 (или отношения f_1 / f_c , где

$f_c = 50$ Гц – частота тока в сети).

3. По таблице 5.1 находят наибольшие (расчетные) удельные электродинамические нагрузки, Н/м, при трехфазном КЗ:

$$q_{расч.} = \sqrt{\frac{3 \cdot 10}{-7}} i_{уд.}^2, \quad a \quad (5.7)$$

где a – расстояние между фазами, м; $i_{уд.}$ – ударный ток трехфазного КЗ, А.

4. Вычисляют максимальные (расчетные) напряжения в материале шины, Па

$$\sigma_{расч.} = q_{расч.} \cdot i^2 \cdot \eta / (\lambda \cdot W),$$

(5.8a)

или

$$\sigma_{расч.} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot I^2 \cdot i_{уд.}^2 \cdot \eta / (\lambda \cdot a \cdot W).$$

(5.8б)

где λ – параметр (таблица 5.1); для расчетной схемы пролета шины с жестким опиранием на опоры (схема 1), характерной для РУ до 35 кВ, $\lambda = 12$;

W – момент сопротивления поперечного сечения шины, м^3 .

5. Определяют максимальные (расчетные) нагрузки на изоляторы, H ,

$$F_{расч.} = \beta \cdot q_{расч.} \cdot l \cdot \eta,$$

(5.9a)

или

$$F_{расч.} = \beta \cdot \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot I.$$

(5.9б)

где β – коэффициент (см. таблица 5.1); для расчетной схемы пролета шины с жестким опиранием на опоры (схема 1) $\beta = 1$.

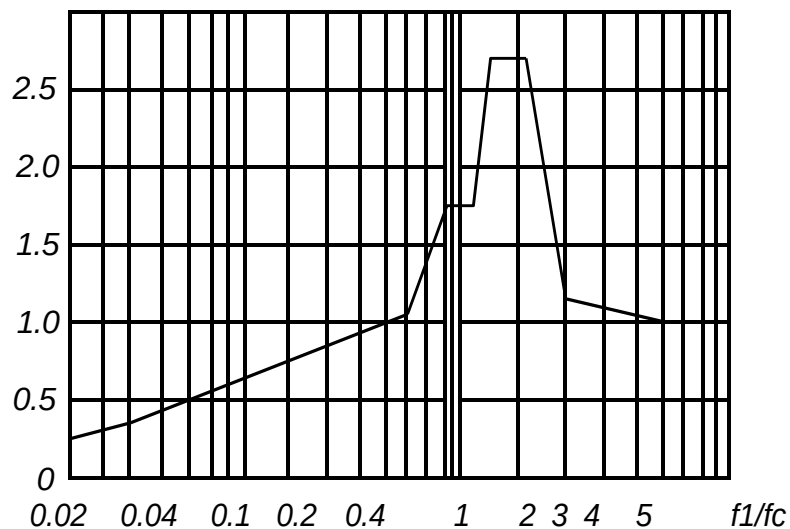


Рисунок 5.3 – Зависимость динамического коэффициента от f_1 / f_c .

Расчет составных шин

Электродинамические нагрузки, испытываемые составными шинами (рисунок 5.4) при КЗ, обусловлены взаимодействием не только токов разных фаз, но и токов отдельных элементов шины одной фазы. Нагрузки на изоляторы в этих

конструкциях зависят только от междофазного взаимодействия, а расчет напряжений в материале составных шин проводят с учетом электродинамических нагрузок между элементами шины. Этот расчет выполняется в следующем порядке.

По (5.6) вычисляют первую частоту собственных колебаний соответственно шины f_1 и ее элементов $f_{1э}$. При расчете $f_{1э}$ в (5.6) вместо l , J и m следует подставлять соответственно $l_э$ – длину пролета элемента шины между прокладками (см. рисунок 5.4); $J_э$ – момент инерции поперечного сечения элемента шины; $m_э$ – массу элемента на единицу длины. Параметр частоты r_1 как и выше принимают равным 4,73.

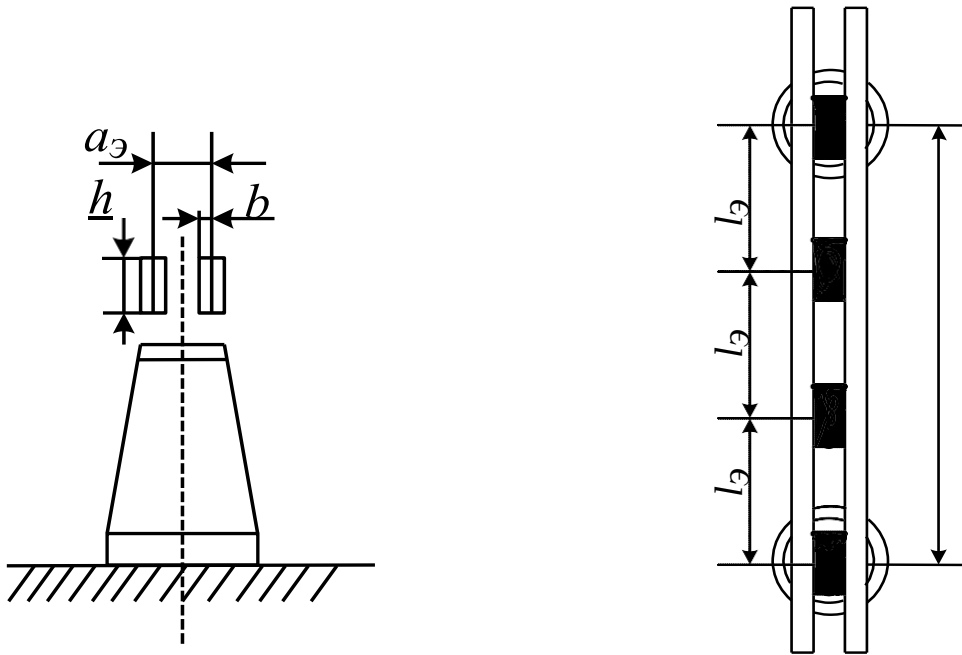


Рисунок 5.4 – Схема шинной конструкции с составными двухполосными шинами

По кривой рисунок 5.3 определяют динамический коэффициент колебаний шины η и ее элемента $\eta_э$ в зависимости от частоты f_1 или $f_{1э}$. Если частота собственных колебаний шины f_1 или элемента шины $f_{1э}$ больше 200 Гц, то соответствующий динамический коэффициент η или $\eta_э$ принимается равным 1.

По (5.7) вычисляют наибольшие электродинамические нагрузки, обусловленные взаимодействием токов разных фаз.

Согласно (4.2) рассчитывают электродинамические нагрузки от взаимодействия токов отдельных элементов шины, Н/м,

$$Q_{э.расч.} = k_{\phi} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \cdot i_{уд} / 4 \cdot a_{э}, \quad (5.10)$$

где k_{ϕ} – коэффициент формы.

По (5.8а) вычисляют максимальные напряжения в материале шин от взаимодействия токов фаз $\sigma_{ф.расч.}$ и отдельных элементов шины $\sigma_{э.расч.}$. При расчете $\sigma_{э.расч.}$ в (5.8а) вместо l , a , W и η следует подставлять $l_{э.}$, $a_{э.}$, $W_{э.}$ (момент сопротивления поперечного сечения элемента) и $\eta_{э.}$. Коэффициент λ принимают равным 12.

Находят максимальное напряжение в материале шины, Па,

$$\sigma_{расч.} = \sigma_{ф. расч.} + \sigma_{э. расч.} \quad (5.11)$$

2. Расчет шинных конструкций, фазы которых расположены по вершинам треугольника

Шины, расположенные по вершинам треугольника (рисунок 5.1б – г), при КЗ совершают сложные пространственные колебания. Условия электродинамической стойкости шин (5.1) остаются в силе. Стойкость изоляторов (с некоторым запасом) достаточна, если одновременно выполняются условия:

$$F_{расч.} \leq F_{доп. из.}; \quad (5.12а)$$

$$F_{расч.} \leq F_{доп. раст.} \quad (5.12б)$$

где $F_{доп. из.}$, $F_{доп. раст.}$ – допустимые изгибающая и растягивающая нагрузки, согласно (5.5) и (5.4):

$$F_{доп. из.} = 0,6 F_{разр. из.} H / (h + H); \quad (5.13а)$$

$$F_{доп. раст.} = 0,6 F_{разр. раст.} \quad (5.13б)$$

Здесь $F_{разр. из.}$ и $F_{разр. раст.}$ – разрушающие изгибающая и растягивающая нагрузки, которые для изоляторов 6...35 кВ устанавливаются заводами-изготовителями одинаковыми.

Если частоты собственных колебаний в главных плоскостях инерции шины разные и меньше 200 Гц, определение динамических коэффициентов (и соответственно максимальных напряжений в материале шин и нагрузок на изоляторы) проводят, как правило, на ЭВМ по специально разработанным программам. Вместе с тем шины квадратного, круглого и кольцевого сечения имеют одинаковые главные моменты инерции, поэтому их частоты собственных колебаний в плоскости изоляторов и в плоскости, перпендикулярной осям изоляторов,

оказываются одинаковыми. В этом случае расчет на электродинамическую стойкость значительно упрощается и может проводиться в следующем порядке.

1. Определяют первые основные частоты собственных колебаний шины в одной из ее главных плоскостей инерции.
2. Находят динамический коэффициент, так же как для конструкции, фазы которой расположены в одной плоскости.
3. Вычисляют максимальные напряжения в материале шин, Π_a , и максимальные (резльтирующие) нагрузки на изоляторы, H , по формулам:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3 \cdot 10^{-7} \cdot l \cdot \xi_{\sigma} \cdot \eta \cdot i_{уд}^2 / a \cdot \lambda \cdot W} ; \quad (5.14)$$

$$F_{расч.} = \sqrt{3 \cdot 10^{-7} \cdot l \cdot i_{уд}^2 \cdot \xi_F \cdot \eta \cdot \beta / a} . \quad (5.15)$$

где ξ_{σ} и ξ_F — коэффициенты, значения которых приведены в таблице 3.2.

4. Сопоставляют наибольшие напряжения в материале с допустимым.

Таблица 5.2 – коэффициенты ξ_{σ} и ξ_F .

Расположение шин по вершинам треугольника	ξ_F	ξ_{σ} для шин	
		круглого и кольцевого сечения	квадратног сечения
Прямоугольного равнобедренного (рисунок 5.16)	0,9	0,95	1,16
Равностороннего (рис. 5.1в)	1,0	1,0	1,39
Равностороннего (рис. 5.1г)	1,0	1,0	1,21

3 Расчет шинных конструкций с упругоподатливыми опорами

Расчет максимальных напряжений в материале шин и нагрузок на изоляторы в конструкциях с упругоподатливыми опорами проводится в следующем порядке.

1. Определяют приведенную (эквивалентную сосредоточенную) массу опоры, кг,

$$M = c_{оп.} / (2\pi \cdot f_{оп.})^2. \quad (5.16a)$$

где $c_{оп.}$ – жесткость опоры, Н/м; $f_{оп.}$ – частота собственных колебаний опоры, Гц.

Жесткость и частоту собственных колебаний опоры можно принять равными соответственно жесткости $c_{из.}$ и частоте собственных колебаний $f_{из.}$ изолятора, если основание или надставка изолятора не являются колоннами (высота которых близка к высоте изолятора).

Приведенную массу приближенно можно вычислить по формуле:

$$M = M_{оп.} (H_{ц. оп.} / H_{ц. ш.})^2. \quad (5.16б)$$

где $M_{оп.}$ – масса опоры, кг; $H_{ц. оп.}$, $H_{ц. ш.}$ – расстояния от основания опоры соответственно до центра масс опоры (изолятора) и центра масс поперечного сечения шины (рисунок 3.5).

2. Находят безразмерные параметры шинной конструкции $M/(ml)$ и $c_{оп.}l^3/(EJ)$.

3. Определяют параметры частоты r_1 по кривым (рисунок 5.6). Если $c_{оп.}l^3/(EJ) \geq 3000$, опоры шин можно принять абсолютно жесткими и параметр r_1 равным значениям, указанным в таблице 5.1.

4. По (5.6) вычисляют частоту собственных колебаний шинной конструкции. Дальнейший расчет наибольших нагрузок на изоляторы и напряжений в материале шин проводят так же, как для конструкций с жесткими опорами.

Задача 1

Проверить на электродинамическую стойкость шинную конструкцию в цепи трансформатора собственных нужд ТЭЦ (рисунок 1.4). Шины расположены водной плоскости, расстояние между фазами, $a = 0,7$ м; длина пролета шины $l=1,2$ м.

Согласно результатам расчетов (см. практическое занятие 1, задача 4) в цепи трансформатора собственных нужд выбраны алюминиевые шины прямоугольного сечения 100х6 мм. Масса шины $m = 1,612$ кг/м [1, таблицы 7.2]. Ударный ток КЗ в этой цепи $i_{уд.} = 249,1$ кА.

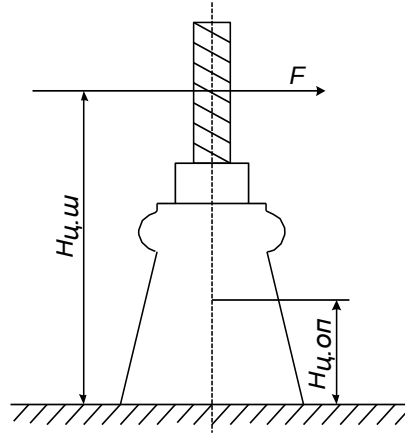


Рисунок 5.5 – К расчету приведенной массы опоры

Решение

Предварительно определяем момент инерции и момент сопротивления, поперечного сечения шины. Согласно [2, таблице 7.1]

$$J = \frac{bh^3}{12} = \frac{0,6 \cdot 10^3}{12} = 50 \text{ см}^4 = 50 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4;$$

$$W = \frac{bh^2}{6} = \frac{0,6 \cdot 10^2}{6} = 10 \text{ см}^3 = 50 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

В РУ напряжением 10 кВ используются шины многопролетные неразрезные, а изоляторы абсолютно жесткие. Поэтому расчетной схемой шинной конструкции служит балка с жестким опиранием на неподвижные опоры (схема 3, таблица 5.1), параметр частоты которой $r_1 = 4,73$, а коэффициенты $\beta = 1$ и $\lambda = 12$.

По (5.4) вычисляем первую частоту собственных колебаний шины. Принимая во внимание, что модуль упругости для алюминия и алюминиевых электротехнических сплавов $E = 7 \cdot 10^{10}$ Па, получаем:

$$f_1 = \frac{4,73^2}{2\pi \cdot 1,2^2} \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 50 \cdot 10^{-8}}{1,612}} = 364 \text{ Гц.}$$

Частота собственных колебаний больше 200 Гц, поэтому динамический коэффициент $\eta = 1$.

По (5.7) определяем наибольшие электродинамические нагрузки при

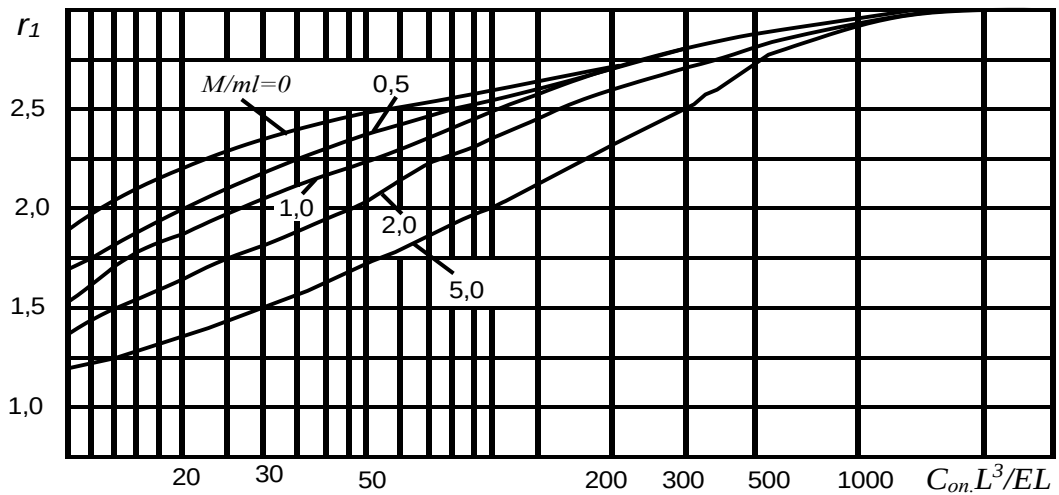
трехфазном КЗ:

$$q_{расч.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{0,7} 249,1^2 \cdot 10^6 = 15353 \text{ Н/м.}$$

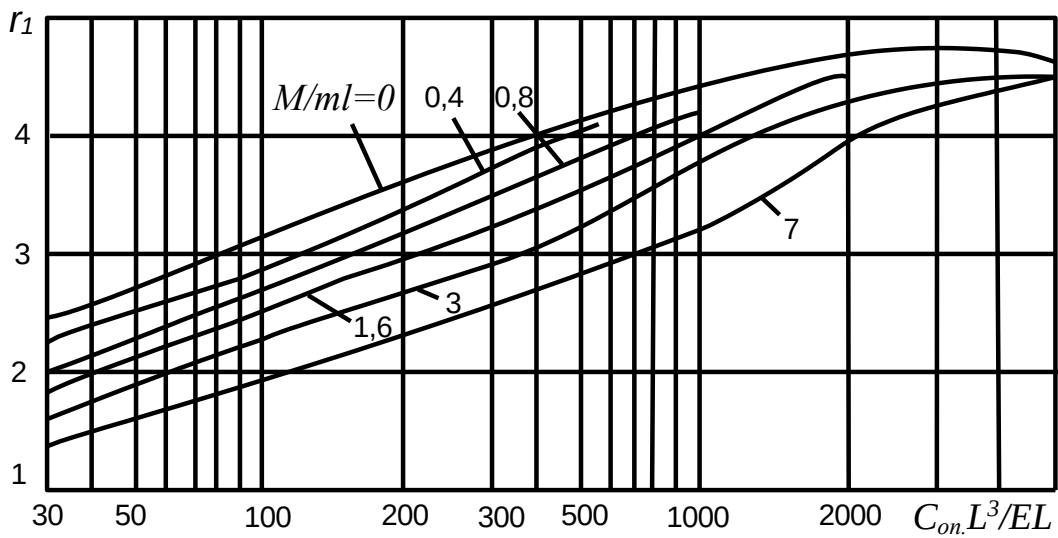
Вычисляем максимальные напряжения в материале шин по (5.8а);

$$\sigma_{расч} = \frac{15353 \cdot 1,2^2}{12 \cdot 10 \cdot 10^{-6}} = 184 \cdot 10^6 \text{ Па} = 184 \text{ МПа}.$$

Допустимое напряжение наиболее прочного электротехнического алюминиевого сплава марки АД31Т1 составляет 136 МПа таблица 1.16(1), что меньше $\sigma_{расч.}$. Следовательно, шины не удовлетворяют условию



а



б

Рисунок 5.6 – Кривые параметров частоты шинных конструкций с

упругоподатливыми опорами:

а – расчетная схема для балки с шарнирным опиранием; б – расчетная схема для балки с защемлением на обеих опорах

электродинамической стойкости (5.1). Для снижения напряжения в материале шин можно уменьшить длину пролета. Наибольшая допустимая длина в соответствии с (5.8) определяется из отношения:

$$\sigma_{расч} / \sigma_{доп} = l^2 / l_{доп}^2 ,$$

откуда

$$l_{доп.} = l \sqrt{\frac{\sigma_{доп.}}{\sigma_{расч.}}} = 1,2 \sqrt{\frac{136}{184}} = 1,03 \text{ м.}$$

Примем длину пролета $l = 1$ м. Нетрудно убедиться, что частота собственных колебаний шины в этом случае будет значительно больше 200 Гц. Следовательно, динамический коэффициент также равен 1. Наибольшие напряжения в материале шины составят

$$\sigma_{расч.} = \frac{15353 \cdot 1,0^2}{12 \cdot 10 \cdot 10^{-6}} = 128 \cdot 10^6 \text{ Па} \quad 128 \text{ МПа} \leq 136 \text{ МПа.}$$

По (5.9 а) находим максимальные нагрузки на изоляторы:

$$F_{расч.} = 1 \cdot 15353 \cdot 1 = 15353 \text{ Н.}$$

Предварительно выбираем изоляторы типа ИОР-10-25,00 УХЛЗ с разрушающей нагрузкой 25 кН [1, таблица 5.7]. Изоляторы имеют внутреннюю заделку арматуры (см. рисунок 5.1а). Поэтому расстояние от головки до опасного сечения изолятора H равно высоте изолятора, т. е. 130 мм. Расстояние от вершины изолятора до центра масс поперечного сечения шины

$$h = 0,5b = 0,5 \cdot 6 = 3 \text{ мм.}$$

Расстояние h невелико, поэтому отношение $H / (h+H) \approx 1$ и допустимая нагрузка на изоляторы, согласно (5.4):

$$F_{доп.} = 0,6 \cdot 20 \cdot 10^3 = 12\,000 \text{ Н} < F_{расч.}.$$

Условие электродинамической стойкости изоляторов (5.2) не выполняется.

Выбираем изоляторы типа ИО-10-30 УЗ, допустимая нагрузка которых

$$F_{доп.} = 0,6 \cdot 30 \cdot 10^3 = 18\,000 \text{ Н} > F_{расч.} = 15\,353 \text{ Н}.$$

Изоляторы типа ИО-10-30,00 УЗ удовлетворяют условию электродинамической стойкости (5.2).

Задача 2

Определить марку алюминиевого сплава, из которого изготовлены шины, и тип изолятора шинной конструкции, фазы которой расположены по вершинам прямоугольного равнобедренного треугольника (см. рисунок 5.1б). Шины имеют полый профиль с каналом квадратного сечения «труба квадратная». Высота стенки шины $h_1 = 60$ мм, толщина $s = 4$ мм. Длина пролета $l = 1,5$ м; расстояние между фазами $a = 0,5$ м. Ударный ток КЗ 65 кА. Номинальное напряжение электроустановки – 10 кВ.

Решение

Высота внутренней части стенки шины

$$h_2 = h_1 - 2s = 60 - 2 \cdot 4 = 52 \text{ мм}.$$

Момент инерции и момент сопротивления профилей «труба квадратная» определяем по формулам:

$$J = \frac{h_1^4 - h_2^4}{12} = \frac{6^4 - 5,2^4}{12} = 47,1 \text{ см}^4 = 47,1 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4,$$

$$W = \frac{h_1^4 - h_2^4}{6h_1} = \frac{6^4 - 5,2^4}{6 \cdot 6} = 15,7 \text{ см}^3 = 15,7 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Погонная масса шины $m = 2,319$ кг/м [1, таблица 7.7].

По (5.6) вычисляем частоту собственных колебаний шины в одной из главных плоскостей инерции:

$$f_1 = \frac{4,73^2}{2\pi \cdot 1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 47,1 \cdot 10^{-8}}{2,319}} = 189 \text{ Гц}.$$

По кривой (рисунок 5.3) находим динамический коэффициент $\eta = 1,05$, а по таблице 5.2 – коэффициенты $\zeta_{\sigma.} = 1,16$ и $\zeta_{F.} = 0,95$.

По (5.14) и (5.15) вычисляем максимальные напряжения в материале шин и

нагрузки на изоляторы:

$$\sigma_{расч} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{10} \cdot 1,5^2}{12 \cdot 0,5 \cdot 15,7 \cdot 10^{-6}} \cdot 65^2 \cdot 1,05 \cdot 1,16 = 21,3 \text{ МПа},$$

$$F_{расч} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 1,5^2}{0,5} \cdot 65^2 \cdot 10^6 \cdot 1,05 \cdot 0,95 = 2190 \text{ Н}.$$

В конструкции могут быть использованы шины, изготовленные из сплава марки АДЮ, допустимое напряжение которого $\sigma_{доп.} = 49 \text{ МПа}$

[1, таблица 1.16], больше $\sigma_{расч.}$. Сначала выбираем изоляторы с внутренним креплением арматуры типа ИО-10-3,75 УЗ [1, таблица 5.7], где нагрузка на изгиб и растяжение 3,75 кН, а высота $H_{из.} = 120 \text{ мм}$. Принимая во внимание, что расстояние от вершины изолятора до центра масс сечения шины $h \approx h_1/2 = 30 \text{ мм}$ и высота изолятора примерно равна расстоянию от опасного сечения до его вершины H , определяем по формулам (5.13а, б) допустимые изгибающие и растягивающие нагрузки

$$F_{доп.из.} = 0,6 \cdot 3750 \cdot \frac{120}{30 + 120} = 1800 \text{ Н} < F_{расч.},$$

$$F_{доп.раст.} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н} > F_{расч.}.$$

Изоляторы типа ИО-10-3,75 УЗ не удовлетворяют условию (5.12а). Проверим изоляторы типа ИО-10-7,50 УЗ, у которых $F_{разр.} = 7,5 \text{ кН}$, $H_{из.} = H = 120 \text{ мм}$ [1, таблица 5.7]. Допустимые изгибающие и растягивающие нагрузки изоляторов

$$F_{доп.из.} = 0,6 \cdot 7500 \cdot \frac{120}{30 + 120} = 3600 \text{ Н} > F_{расч.},$$

$$F_{доп.раст.} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н} > F_{расч.}.$$

Таким образом, могут быть установлены изоляторы типа ИО-10-7,50 У, которые удовлетворяют условиям электродинамической стойкости (5.13 а, б).

Решить задачи

Задача 1

Определить количество прокладок в двухполосной шине и марку изоляторов для открытого токопровода в электроустановке 10 кВ.

Шины изготовлены из технического алюминия марки АД0. Сечение одной полосы пакета шины $s=h \cdot b=100 \cdot 10=1000 \text{ мм}^2$. Фазы токопровода расположены в одной горизонтальной плоскости. Расстояние между фазами

$a=1,5 \text{ м}$. Полосы пакета установлены на изоляторах плашмя (широкой стороной). Расстояние между осями полос пакета шины $a_{\text{э.}}=2 \cdot b=2 \cdot 10=20 \text{ мм}$. Длина пролета шины $l=1,5 \text{ м}$. Ударный ток КЗ $i_{\text{уд.}} = 50 \text{ кА}$.

Задача 2

Определить наибольшие нагрузки на изоляторы и наибольшие напряжения в материале шин жесткой ошиновки ОРУ 110 кВ при ударном токе КЗ 50 кА. Вычислить наибольший допустимый ударный ток КЗ по условию электродинамической стойкости этой конструкции для решения вопроса о возможности сохранения установленных изоляторов и шин при расширении распределительного устройства и увеличении уровня токов КЗ.

Трубчатые шины кольцевого сечения внешним диаметром $D = 90 \text{ мм}$, внутренним – $d = 80 \text{ мм}$ изготовлены из алюминиевого сплава марки 1915Т (модуль упругости $E = 7,1 \cdot 10^{10} \text{ Па}$, плотность $\delta = 2770 \text{ кг/м}^3$). Конструкция смонтирована из разрезных шин. Длина целого участка равна длине пролета

$l=9 \text{ м}$. Фазы расположены в одной (горизонтальной) плоскости. Расстояние между осями шин смежных фаз $a = 1,4 \text{ м}$.

Шины установлены на изоляционных опорах (колоннах), собранных из трех опорно-штыревых изоляторов типа ОНШ-35-2000 УХЛ1 (см. рисунок 3.1г). Разрушающая нагрузка изолятора $R_{\text{разр.}} = 20\,000 \text{ Н}$. Масса опоры $M_{\text{он.}} = 134 \text{ кг}$. Высота каждого изолятора $R_{\text{из.}} = 400 \text{ мм}$, высота всей опоры $H_{\text{он.}}=1200 \text{ мм}$.

Задача 3

Проверить электродинамическую устойчивость алюминиевых прямоугольных шин сечением $80 \times 8 \text{ мм}^2$. Шины закреплены на изоляторах плашмя, расстояние между осями фаз $a = 70 \text{ см}$, пролёт между изоляторами $l=120 \text{ см}$. Начальный периодический ток трёхфазного КЗ составляет 40 кА ; постоянная времени затухания аperiodического тока $T_a = 0,05 \text{ с}$.

Задача 4

Проверить электродинамическую устойчивость шинной конструкции, выполненной в виде двухполосного пакета из алюминиевых шин сечением 100×8 мм². Расстояние между фазами $a = 70$ см, пролёт между изоляторами $l = 120$ см, Расстояние между прокладками $l_n = 40$ см (см. рисунок 5.7). Удар-ный ток КЗ в цепи составляет 75 кА.

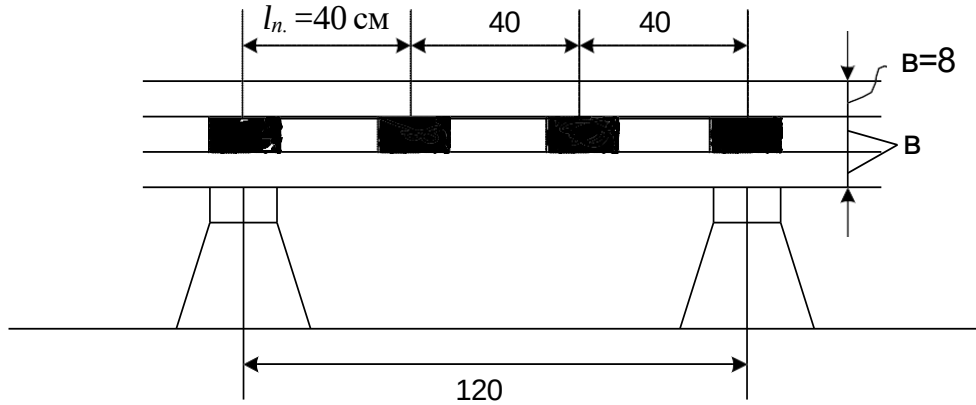


Рисунок 5.7 – Шинная конструкция

Задача 5

Найти максимально допустимое расстояние между прокладками l_n двухполосного пакета из медных шин сечением 100×10 мм² (расположение шин на рисунке 5.8). Пролёт между изоляторами равен 140 см. Начальный периодический ток трёхфазного КЗ составляет 50 кА. Постоянная времени затухания апериодического тока $T_a = 0,08$ с.

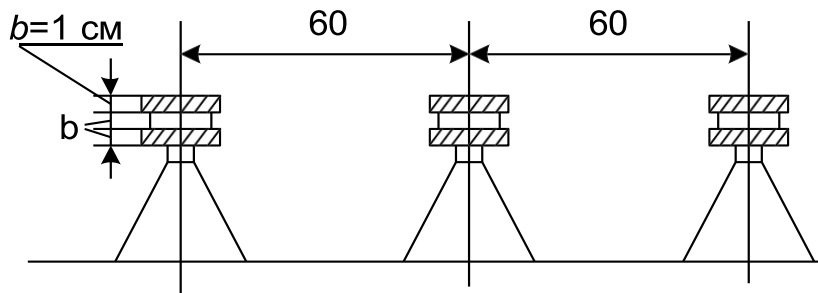


Рисунок 5.8 – К расчету задачи 5

Контрольные вопросы

1. Что называется электродинамической стойкостью шинных конструкций?
2. Какая шинная конструкция называется электродинамически стойкой?

3. Перечислите основные типы шинных конструкций и соответствующие им расчетные схемы?
4. Каков порядок расчета электродинамической стойкости изоляторов и шин, расположенных в одной плоскости?
5. Каков порядок расчета составных шин?
6. Каков порядок расчета шин, фазы которых расположены по вершинам треугольника?
7. Каков порядок расчета шин с упругоподатливыми опорами?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 8

Выбор выключателей

Теоретическая часть

В соответствии с ГОСТ 687-78Е выключатели выбираются по следующим условиям:

$$U_{ном.} \geq U_{сети. ном.},$$

$$I_{ном.} \geq I_{ном. расч.},$$

$$K_n \cdot I_{ном.} \geq I_{прод. расч.} = I_{раб. ном.},$$

где $U_{ном.}$ — номинальное напряжение выключателя, кВ;

$U_{сети. ном.}$ — номинальное напряжение сети, в которой устанавливается выключатель, кВ;

$I_{ном.}$ — номинальный ток выключателя, А;

$I_{ном. расч.}$ — расчетный ток нормального режима, кА;

K_n — нормированный коэффициент возможной перегрузки выключателя при данном продолжительном режиме его работы;

$I_{прод. расч.}$ — расчетный ток продолжительного режима, кА.

Затем выбранный выключатель проверяется по включающей способности по условиям:

$$I_{вкл.} \geq I_{н.о.};$$

$$i_{\text{вкл.}} \geq i_{\text{уд.}} = K_{\text{уд.}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{н.о.}}$$

где $I_{\text{вкл.}}$ – начальное действующее значение периодической составляющей номинального тока включения, кА (под номинальным током включения понимают наибольший ток КЗ, который выключатель способен надежно включить); $I_{\text{н.о.}}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ, кА; $i_{\text{вкл.}}$ –

наибольший пик номинального тока включения, кА; $i_{\text{уд.}}$ – ударный ток КЗ, кА; $K_{\text{уд.}}$ – ударный коэффициент, определяемый по таблицам или аналитически по выражению $K_{\text{уд.}} = 1 + e^{-0.001/T_a} T_a$ – постоянная времени, определяемая по таблицам, с.

После этого выполняется проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{\text{откл. ном.}} \geq I_{\text{н.т.}}$$

где $I_{\text{откл. ном.}}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА; $I_{\text{н.т.}}$

– периодическая составляющая тока КЗ в момент начала расхождения контактов выключателя, кА.

Возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ определяется из выражения:

$$i_{\text{а. ном.}} \geq i_{\text{а.т.}}$$

где $i_{\text{а. ном.}} = \sqrt{2} I_{\text{откл. ном.}} \beta_{\text{норм.}} / 100$ – номинальное значение апериодической составляющей тока отключения, кА; $\beta_{\text{норм.}}$ – нормированное процентное содержание апериодической составляющей в токе отключения, определяемое по [2, рисунок 12.36] или по каталогу; $i_{\text{а.т.}}$ – апериодическая составляющая тока КЗ в момент начала расхождения дугогасительных контактов выключателя, кА.

Если расчетное значение апериодической составляющей тока КЗ превышает номинальное значение, а периодическая составляющая тока КЗ в момент начала расхождения дугогасительных контактов выключателя меньше номинального тока отключения, то следует сопоставить условные значения полных токов, а именно:

$$\sqrt{2} I_{\text{откл. ном.}} (1 + \beta_{\text{норм.}} / 100) \geq \sqrt{2} I_{\text{н.т.}} + i_{\text{а.т.}}$$

Расчетное время отключения выключателя τ или $t_{\text{откл.}}$ с, вычисляется как

сумма собственного времени отключения выключателя $t_{с. в. откл.}$ и $t_{р.з.} = 0,01$ с в соответствии с выражением:

$$\tau = t_{откл.} = t_{с. в. откл.} + t_{р.з.}$$

Собственное время отключения выключателя указывают заводы-изготовители. Его определяют от момента подачи команды на отключение до момента начала размыкания дугогасительных контактов.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{пр. скв.} \geq I_{н.о.} ;$$

$$i_{пр. скв.} \geq i_{уд.} .$$

где $I_{пр. скв.}$ – начальное действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока, кА; $i_{пр. скв.}$ – наибольший пик предельного сквозного тока, кА (по каталогу).

Условие проверки выключателя на термическую стойкость зависит от соотношения между $t_{тер.}$ – предельно-допустимым временем воздействия нормированного тока термической стойкости и расчетным временем отключения выключателя $t_{откл.}$ определяющим длительность термического воздействия токов КЗ на выключатель. Если $t_{откл.} < t_{тер.}$ (наиболее частый случай), то условие проверки выключателя на термическую стойкость имеет вид:

$$I_{тер.}^2 t_{откл.} \geq B_k ,$$

где $I_{тер.}$ – номинальный ток термической стойкости выключателя (по каталогу, равный, как правило, $I_{откл. ном.}$; кА; B_k – интеграл Джоуля с пределами интегрирования $0 \dots t_{откл.}$, кА² с.

Если $t_{откл.} > t_{тер.}$, то условие проверки на термическую стойкость:

$$\frac{I_{тер.}^2}{t_{тер.}} \geq \frac{B_k}{t_{тер.}}$$

Расчетный интеграл Джоуля определяется в соответствии с видом расчетной схемы.

Проверка выключателей по параметрам восстанавливающегося напряжения обычно не производится, так как в большинстве энергосистем реальные условия

восстановления напряжения на контактах выключателей соответствуют условиям их испытания. Если все же возникает необходимость проверки выключателя по скорости восстанавливающегося напряжения, кВ/мкс, то она осуществляется только для воздушных выключателей.

$$v_{в. \text{ норм.}} \geq v_{в. \text{ max.}} = 0,2[I_{н.о.} / (I_{н.} - 1)].$$

где $v_{в. \text{ норм.}}$ – нормированная скорость восстанавливающегося напряжения, определяемая [1, таблицы 10.1 или 10.2]; $v_{в. \text{ max.}}$ – скорость восстанавливающегося напряжения на контактах данного выключателя; $I_{н.о.}$ – начальное значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ на шинах РУ, кА; n – число присоединенных к РУ линий электропередачи.

Если $v_{в. \text{ max.}} < 0,4$ кВ/мкс, то любой выключатель удовлетворяет допустимой скорости восстанавливающегося напряжения.

Задача 1

Для приведенной электрической схемы ТЭЦ (рисунок 1.4 часть 1) мощностью 2·110 МВт выбрать выключатели в следующих присоединениях:

- 1) для РУ10 кВ – трансформатора СН ТСН 1;
- 2) генератора G1;

Начальные периодические токи КЗ на шинах 220 кВ (точка К1), шинах 10 кВ (точка К2) и за линейным реактором (точка К3). Результаты расчетов токов КЗ и постоянной времени T_a приведены в таблице 6.1.

Выбор выключателя и разъединителя в присоединении трансформатора собственных нужд ТСН-1

Решение

Условимся, что максимальная нагрузка трансформатора СН совпадает с его номинальной мощностью, поэтому

$$I_{\text{прод расч}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 578 \text{ А}$$

Расчетная точка КЗ К5 (или точка К2) находится на выводах ТСН 1.

Определим расчетные точки КЗ:

$$I_{n.o.} = I_{n.o. \text{ з. } 1} + I_{n.o. \text{ з. } 2} = 45 + 44,8 = 89,8 \text{ кА.}$$

Таблица 6.1 – Расчеты токов КЗ и постоянной времени T_a .

Наименование ветви		Точка КЗ	$I_{n.o.}$ кА	T_a , с
РУ220 кВ		К1	4,8	0,028
РУ10	от $G1$		4,5	0,41
	от системы и	К2	44,8	0,13
	кабельная я с реактором РБ10-1000-	К3	15,6	0,185

Для вычисления ударного тока определим ударные коэффициенты для составляющих тока от генератора $G1$ и от группы источников (C , $G2$)

$$K_{yд. \text{ з. } 1} = 1 + e^{-0,01/T_{a. \text{ з. } 1}} = 1 + e^{-0,01/0,41} = 1,976;$$

Ударный ток $K_{yд. \text{ з. } 2} = 1 + e^{-0,01/T_{a. \text{ з. } 2}} = 1 + e^{-0,01/0,13} = 1,926.$

$$i_{yд.} = i_{yд. \text{ з. } 1} + i_{yд. \text{ з. } 2} = \sqrt{2}(K_{yд. \text{ з. } 1} I_{n.o. \text{ з. } 1} + K_{yд. \text{ з. } 2} I_{n.o. \text{ з. } 2}) = \sqrt{2}(1,976 \cdot 45 + 1,926 \cdot 44,8) = 247,5 \text{ кА.}$$

В РУ 10 кВ предполагается установить маломасляные выключатели, которые более просты в эксплуатации и значительно дешевле по сравнению с воздушными. Расчетные параметры :

$$I_{прод. \text{ расч.}} = 578 \text{ А; } I_{n.o.} = 89,9 \text{ кА; } i_{yд.} = 247,5 \text{ кА.}$$

По номинальному напряжению, номинальному продолжительному току

намечаем к установке в цепи ТСН1 маломасляный выключатель типа МГУ-20-90/6300УЗ с параметрами:

$$U_{ном.} = 20 \text{ кВ}; I_{ном.} = 6300 \text{ А}; I_{откл. ном} = 90 \text{ кА}; I_{пр. скв.} = 105 \text{ кА}; I_{вкл.} = 60 \text{ кА}; \\ i_{пр. скв.} = 300 \text{ кА}; \beta_{ном.} = 20 \%; i_{вкл.} = 150 \text{ кА}; I_{тер.} = 90 \text{ кА}; t_{тер.} = 4 \text{ с}; t_{св. откл.} = 0,15 \text{ с}.$$

Проверим выбранный выключатель по включающей способности: $I_{вкл} = 60 \text{ кА} < I_{н.о.} = 89,8 \text{ кА}; i_{вкл.} = 150 \text{ кА} < 247,5 \text{ кА}.$

Таким образом, намеченный к установке выключатель не обладает требуемой включающей способностью. Его можно устанавливать в данной цепи только предусмотрев специальные организационные мероприятия, снижающие вероятность включения выключателя на короткое замыкание (тщательная проверка замыкаемой цепи и др.). По каталогу нельзя подобрать маломасляный выключатель, обладающий необходимыми характеристиками. Предусмотрим особые организационные мероприятия при включении выключателя и наметим для установки в цепи ТСН1 выключатель типа МГУ-20-90/6300УЗ.

Проверим выбранный выключатель по отключающей способности. Расчетное время отключения:

$$\tau = 0,01 + t_{с. в. откл.} = 0,01 + 0,15 = 0,16 \text{ с}.$$

Для момента времени τ найдем периодическую $I_{н.\tau}$ и аperiodическую $i_{ат.}$ составляющие тока КЗ от генератора G1 и группы других источников С и G2.

Периодическую составляющую тока КЗ от генератора G1 находим по типовым кривым [1 рисунок. 1.8]. По отношению:

$$I_{г.о.(ном.)} = I_{н.о.}/I_{г. ном.} = 45/6,475 = 6,94.$$

Для момента времени $\tau = 0,16 \text{ с}$ определяем:

$$\gamma = I_{н. \tau. г.1} / I_{н.о.} = 0,67; \text{ тогда } I_{н. \tau. г.1} = 0,67 \cdot 45 \cdot 30,2 \text{ кА}.$$

Ток КЗ от группы других источников считаем незатухающим, т. е. $I_{н. \tau. с. г.2} = 44,8 \text{ кА}.$

Расчетный периодический ток КЗ в момент начала расхождения контактов выключателя

$$I_{н. \tau.} = I_{н. \tau. г.1} + I_{н. \tau. с. г.2} = 30,2 + 44,8 = 75 \text{ кА}.$$

По условию проверки на симметричный ток отключения

$$I_{откл. ном.} = 90 \text{ кА} > I_{н. \tau.} = 75 \text{ кА}.$$

Вычислим апериодическую составляющую тока КЗ в момент начала расхождения контактов выключателя:

$$i_{a. \tau.} = i_{a. \tau. \text{ з.1}} + i_{a. \tau. \text{ с. з.2}} = \sqrt{2} I_{н.о. \text{ з.1}} e^{-\tau / T_{a. \text{ з.1}}} + \sqrt{2} I_{н.о. \text{ с. з.2}} e^{-\tau / T_{a. \text{ с. з.2}}} = \sqrt{2} 45 e^{-0,16 / 0,41} + \sqrt{2} 44,8 e^{-0,16 / 0,13} = 42,6 + 18,34 = 60,94 \text{ кА};$$

$$i_{a. ном.} = \sqrt{2} I_{откл. ном.} \beta_{ном.} / 100 = \sqrt{2} \cdot 90 \cdot 20 / 100 = 25,46 \text{ кА} < i_{a. \tau.} = 60,94 \text{ кА}.$$

Так как $I_{откл. ном.} > I_{н. \tau.}$, а $i_{a. ном.} < i_{a. \tau.}$, то проверку по отключающей способности проводим по условному полному току КЗ. Полный ток отключения:

$$\sqrt{2} I_{откл. ном.} (1 + \beta_{ном.} / 100) = \sqrt{2} \cdot 90 (1 + 20 / 100) = 152,74 \text{ кА} < \sqrt{2} \cdot I_{н. \tau.} + i_{a. \tau.} = \sqrt{2} \cdot 75 + 60,94 = 166,8 \text{ кА}.$$

В связи с тем, что намеченный к установке в цепи ТСН1 маломасляный выключатель типа МГУ-20-90/6300УЗ не удовлетворяет требованиям как по включающей, так и по отключающей способности, рассмотрим возможность установки в этой цепи воздушного выключателя типа ВВОА-15-140/12500УЗ с параметрами: $U_{ном.} = 15 \text{ кВ}$; $I_{ном.} = 12\,500 \text{ А}$; $I_{откл. ном.} = 140 \text{ кА}$; $I_{пр. скв.} = 140 \text{ кА}$; $i_{пр. скв.} = 355 \text{ кА}$; $\beta_{ном.} = 30\%$; $I_{вкл.} = 140 \text{ кА}$; $i_{вкл.} = 355 \text{ кА}$; $I_{тер.} = 140 \text{ кА}$; $t_{тер.} = 3 \text{ с}$;

$$t_{с. в. откл.} = 0,08 \text{ с}.$$

Проверим выбранный выключатель по включающей способности

$$I_{вкл.} = 140 \text{ кА} > I_{н.о.} = 89,8 \text{ кА}; \quad i_{вкл.} = 355 \text{ кА} > i_{уд.} = 247,5 \text{ кА},$$

т. е. данный выключатель удовлетворяет требованию по включающей способности.

Проверим выбранный выключатель по отключающей способности на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{откл. ном.} = 140 \text{ кА} > I_{н. \tau.} = 78,1 \text{ кА},$$

где

$$I_{н. \tau.} = I_{н. \tau. \text{ з.1}} + I_{н. \tau. \text{ с. з.2}} = 33,3 + 44,8 = 78,1 \text{ кА}.$$

$I_{н. \tau. \text{ з.1}}$ определяем по типовым кривым [1, рисунок. 1.8]. С этой целью по равенству $I_{з.о. (ном.)} = I_{н.о.} / I_{з. ном.} = 45 / 6,475 = 6,94$ для момента времени $\tau = 0,01 + 0,08 = 0,09 \text{ с}$ определяем $\gamma = I_{н. \tau. \text{ з.1}} / I_{н.о.} = 0,74$. Тогда $I_{н. \tau. \text{ з.1}} = 0,74 \cdot 45 =$

33,3 кА., $I_{н. т. с. з.2} = 44,8$ кА определено ранее.

Затем проверим возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{a. ном.} = \sqrt{2} I_{откл. ном.} \beta_{ном.} / 100 = \sqrt{2} \cdot 140 \cdot 30 / 100 = 59,2 \text{ кА} < i_{a. \tau.} = 82,8 \text{ кА},$$

где

$$i_{a. \tau.} = i_{a. \tau. з.1} + i_{a. \tau. с. з.2} = \sqrt{2} I_{н.о. з.1} e^{-\tau / T_{a. з.1}} + \sqrt{2} I_{н.о. с. з.2} e^{-\tau / T_{a. с. з.2}} = \\ \sqrt{2} 45 e^{-0,09 / 0,41} + \sqrt{2} \cdot 44,8 e^{-0,09 / 0,19} = 51,1 + 31,7 = 60,94 \text{ кА}.$$

Так как $I_{откл. ном.} > i_{н. \tau.}$, а $i_{a. \tau. ном.} < i_{a. \tau.}$, то проверку по отключающей способности проводим по полному току КЗ. Полный ток отключения:

$$\sqrt{2} I_{откл. ном.} (1 + \beta_{ном.} / 100) = \sqrt{2} \cdot 140 (1 + 30 / 100) = 257,4 \text{ кА} < \sqrt{2} \cdot I_{н. \tau.} + i_{a. \tau.} = \\ = \sqrt{2} \cdot 78,1 + 82,8 = 166,8 \text{ кА}.$$

Проверим выбранный выключатель на электродинамическую стойкость при КЗ:

$$I_{пр. скв.} = 140 \text{ кА} > I_{н.о.} = 89,8 \text{ кА};$$

$$i_{пр. скв.} = 355 \text{ кА} > i_{уд.} = 247,5 \text{ кА}.$$

Проверку на термическую стойкость проведем с учетом действия основной защиты трансформатора СН, принимая время отключения КЗ равным 0,09 с.

Расчетный интеграл Джоуля

$$B_{к.} = B_{н.} + B_{a.}$$

Для $t_{откл.} = 0,09$ с по рисунку. 3.1 и 3.2 (см. Практическое занятие 3, часть 1) имеем $B_{к.} = 0,82$ и $Q_{к.} = 0,9$. Тогда

$$B_{н.} = (45^2 \cdot 0,82 + 2 \cdot 44,8 \cdot 45 \cdot 0,9 + 44,8^2) \cdot 0,09 = 656,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

В соответствии с

$$B_{a.} = I_{н.о. з.1}^2 T_{a. з.1} + I_{н.о. с. з.2}^2 T_{a. с. з.2} + 4 I_{н.о. с. з.2} I_{н.о. з.1} / (1 / T_{a. с. з.2} + 1 / T_{a. з.1}) = \\ = 45^2 \cdot 0,41 + 44,8^2 \cdot 0,13 + 4 \cdot 45 \cdot 44,8 / (1 / 0,41 + 1 / 0,13) = 796 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Окончательно $B_{к.} = 656,7 + 796 = 1452,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$

Так как $I_{откл.} = 0,09 \text{ с} < t_{тер.} = 3 \text{ с}$, то условие проверки выключателя типа ВВОА-15-140/12500УЗ на термическую стойкость имеет вид:

$$I_{тер.}^2 t_{откл.} = 140^2 \cdot 0,09 = 1764 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_{к.} = 1452,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

2. Выбрать выключатели в присоединении генератора

Решение

Для нахождения расчетной точки КЗ произведем сравнение $I_{н.о.з1}$ с $I_{н.о.з2}$ и $I_{н.т.з1}$ с $I_{н.т.з2}$:

$$I_{н.о.з1} = 45 \text{ кА} > I_{н.о.з2} = 44,8 \text{ кА};$$

$$I_{н.т.з1} = 30,2 \text{ кА} > I_{н.т.з2} = 44,8 \text{ кА}.$$

где $I_{н.т.з1} = 30,2 \text{ кА}$ определено в задаче 1 для $t_{откл.} = 0,01 + 0,15 = 0,16 \text{ с}$ (т. е. при установке в цепи генератора выключателя серии МГУ).

В связи с тем, что результаты сравнения не позволяют сделать однозначный вывод о расчетной точке КЗ, проведем сравнение по условному полному отключаемому току

$$\sqrt{2} I_{н.т.з1} + i_{д.т.з1} = \sqrt{2} 30,2 + 42,6 = 85,2 > \sqrt{2} I_{н.т.з2} + i_{д.т.з2} = \sqrt{2} \cdot 44,8 + 18,34 = 81,6 \text{ кА}.$$

Таким образом расчетным током КЗ является ток КЗ, проходящий через выключатель со стороны генератора.

Расчетный продолжительный ток определим для режима работы генератора с напряжением, равным $0,95 U_{ном.}$:

$$I_{прод\ расч} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot 0,95 U_{ном} \cos \varphi_{ном}} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot 10,5 \cdot 0,85} = 6817 \text{ А}.$$

Расчетные токи для проверки выключателя по электродинамической стойкости:

$$I_{н.о.} = 45 \text{ кА}; i_{уд.} = \sqrt{2} K_{уд.} I_{н.о.} = \sqrt{2} \cdot 1,976 \cdot 45 = 125,7 \text{ кА}.$$

По напряжению и продолжительному току для присоединения генератора подходит выключатель типа МГУ-20-90/9500УЗ с параметрами (1, таблица 5.1) : $U_{ном.} = 20 \text{ кВ}$; $I_{ном.} = 9500 \text{ А}$; $I_{откл. ном.} = 90 \text{ кА}$; $I_{пр. скв.} = 105 \text{ кА}$; $i_{пр. скв.} = 300 \text{ кА}$; $\beta_{ном.} = 20 \%$; $I_{вкл.} = 60 \text{ кА}$; $i_{вкл.} = 150 \text{ кА}$; $I_{тер.} = 90 \text{ кА}$; $t_{тер.} = 4 \text{ с}$;
 $t_{с. в. откл.} = 0,15 \text{ с}.$

Проверим выбранный выключатель по включающей способности:

$$I_{вкл.} = 60 \text{ кА} > I_{н.о.} = 45 \text{ кА}; i_{вкл.} = 150 \text{ кА} > i_{уд.} = 125,7 \text{ кА}.$$

Проверим выбранный выключатель по отключающей способности.

Расчетное время отключения

$$\tau = t_{p.з. \min.} + t_{c. в. откл.} = 0,01 + 0,15 = 0,16 \text{ с.}$$

Для момента времени $\tau = 0,16 \text{ с}$ в предыдущем примере найдены периодическая и апериодическая составляющие тока КЗ от генератора G1: $I_{n. \tau. з.1} = 30,2 \text{ кА}$ и $i_{a. \tau. з.1} = 42,6 \text{ кА}$. И тогда имеем

$$I_{откл. ном.} = 90 \text{ кА} > I_{n. \tau. з.1} = 30,2 \text{ кА};$$

$$i_{a. ном.} = \sqrt{2} I_{откл. ном.} \beta_{ном.} / 100 = \sqrt{2} \cdot 90 \cdot 20 / 100 = 25,46 \text{ кА} < i_{a. \tau. з.1} = 42,6 \text{ кА}.$$

Так как $I_{откл. ном.} > I_{n. \tau. з.1}$, а $i_{a. ном.} < i_{a. \tau. з.1}$, то проверку по отключающей способности производим по полному току КЗ. Полный ток отключения

$$\sqrt{2} I_{откл. ном.} (1 + \beta_{ном.} / 100) = \sqrt{2} \cdot 90 (1 + 20 / 100) = 152,74 \text{ кА} > \sqrt{2} \cdot I_{n. \tau. з.1} + i_{a. \tau. з.1} = \sqrt{2} \cdot 30,2 + 42,6 = 166,8 \text{ кА}.$$

Проверим выбранный выключатель на электродинамическую стойкость:

$$I_{пр. скв.} = 105 \text{ кА} > I_{н.о.} = 45 \text{ кА};$$

$$i_{пр. скв.} = 300 \text{ кА} > i_{уд.} = 125,7 \text{ кА}.$$

Проверку на термическую стойкость проведем с учетом рекомендаций ПУЭ – продолжительность протекания токов термической стойкости для генераторов мощностью 60 МВт и более принимается равной $t_{откл.} = 4 \text{ с}$.

Расчетный интеграл Джоуля

$$B_{к.} = I_{н.о. з.1}^2 [B_{к.} t_{откл.} + T_{a. з.1} (1 - e^{-2 t_{откл.} / T_{a. з.1}})],$$

где $B_{к.}$ – относительный интеграл, определяемый по рисунку 3.1 (см. Практическое занятие 3, часть 1) в зависимости от времени отключения КЗ. Для $t_{откл.} = 4 \text{ с}$ имеем $B_{к.} = 0,33$.

$$\text{Тогда } B_{к.} = 45^2 [0,33 \cdot 4 + 0,41 \cdot (1 - e^{-2 \cdot 4 / 0,41})] = 3503,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Для выключателя типа МГУ-20-90/6300УЗ завод дает гарантированный интеграл Джоуля

$$I_{тер.}^2 t_{тер.} = 90^2 \cdot 4 = 32400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 3503,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Проверим выбранный выключатель на термическую стойкость при действии

основной защиты ($t_{откл.2} = 0,16 \text{ с} < t_{тер.} = 4 \text{ с}$).

Для $t_{откл} = 0,16 \text{ с}$ $B_{к.} = 0,73$ и $B_{к.} = 45^2 [0,730 \cdot 16 + 0,41(1 - e^{-2 \cdot 0,16 / 0,41})] = 686 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.
 $I_{тер.} \cdot t_{откл.} = 90^2 \cdot 0,16 = 1296 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 686 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$.

Приведенный расчет показал, что выключатель имеет по термической стойкости значительный запас.

Решить задачи

Задача 1

По условию задачи 1 выбрать выключатель в присоединении кабельной линии.

Задача 2

По условию задачи 1 выбрать выключатель в присоединении для РУ220 кВ.

Задача 3

Проверить на термическую устойчивость выключатель В в цепи трансформатора связи (см. рисунок 6.1). Периодическая составляющая тока при КЗ в точке К составляет: от системы $I_{н.с.} = 7,8 \text{ кА}$ (незатухающий ток); от каждого генератора $I_{н.о} = 6,3 \text{ кА}$, $I_{н.о.1} = 4,6 \text{ кА}$, $I_{н.о.4} = 3,8 \text{ кА}$. Постоянные времени апериодического тока: для системы $T_{а.с.} = 0,05 \text{ с}$, для генератора $T_{а.г.} = 0,1 \text{ с}$. Время отключения КЗ – 0,4 с.

Ток термической устойчивости выключателя (десятисекундный) 10кА.

Задача 4

Выбрать автоматический выключатель для защиты линии 0,38 кВ, присоединённой к ТП–10/0,4 кВ мощностью 160 кВА. Максимальная нагрузка линии $I_{р.мах.} = 90 \text{ А}$. К линии подключён электродвигатель с $I_{н.д.} = 25 \text{ А}$ и кратностью пускового тока $K_{н.} = 7$, остальная нагрузка – освещение и электронагрев. Номинальная мощность самого крупного потребителя – 35 А. При расчёте токов КЗ получены результаты: $I^{(3)}_{к.мах.} = 1400 \text{ А}$; $I^{(3)}_{к.н.} = 560 \text{ А}$; $I^{(2)}_{к.мин.} = 280 \text{ А}$; $I^{(1)}_{к.мин.} = 200 \text{ А}$.

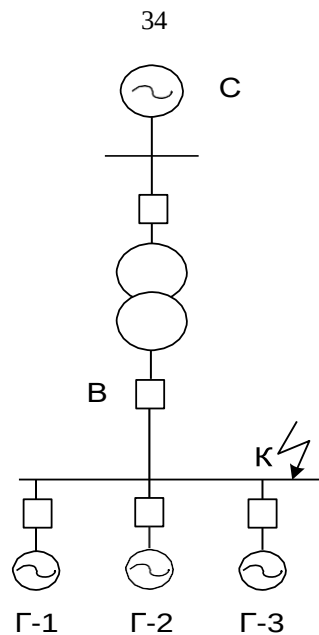


Рисунок 6.1 – К расчёту задачи 3

Контрольные вопросы

1. Каково назначение выключателя?
2. По каким условиям выбирают выключатель?
3. Каковы условия проверки выключателя по включающей способности?
4. Каковы условия проверки выключателя на симметричный ток?
5. По каким соотношениям определяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ?
6. Что значит собственное время отключения выключателя. Как определяется?
7. От чего и каким образом зависят условия проверки выключателя на термическую стойкость?
8. Как и какие выключатели проверяются по параметрам восстанавливающегося напряжения?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 9

Выбор измерительных трансформаторов тока

Теоретическая часть

Выбор измерительных трансформаторов тока (ТТ) проводят по следующим условиям:

$$U_{ном.} \geq U_{сети\ ном.}; \quad I_{Iном.} \geq I_{норм.\ расч.};$$

$$k_n \cdot I_{ном.} \geq I_{прод.\ расч.} = I_{раб.\ нб.}; \quad i_{дин.} \geq i_{уд.} \text{ или } \sqrt{2} \cdot I_{Iном.} \cdot k_{дин.} \geq i_{уд.};$$

$$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.} \geq B_k \text{ или } (I_{Iном.} \cdot k_{тер.})^2 \cdot t_{тер.} \geq B_k; \quad Z_{2ном.} \geq Z_{2расч.},$$

где $k_{дин.}$ и $k_{тер.}$ – кратности тока соответственно динамической и термической стойкости;

$Z_{2ном.}$ – номинальное сопротивление вторичной цепи ТТ, отвечающее его работе в заданном классе точности, Ом;

$Z_{2расч.}$ – расчетное сопротивление вторичной цепи, Ом.

При выборе номинального первичного тока $I_{ном.}$ следует учитывать возможность перегрузки некоторых типов трансформаторов тока на 10–20 %, что оговорено в каталогах на трансформаторы тока.

Значение номинального вторичного тока унифицировано и равно 5 А (реже 1 и 10 А).

Класс точности измерительного ТТ выбирают в соответствии с его назначением. Если к ТТ подключаются расчетные счетчики электроэнергии, то класс точности его работы должен быть не ниже 0,5. Если подключаются только щитовые электроизмерительные показывающие приборы, то достаточен класс точности 1, а иногда (амперметр в цепи секционного или шиносоединительного выключателя) можно применить трансформатор тока с классом точности 3.

Для того чтобы ТТ работал в выбранном классе точности, нагрузка его вторичной цепи не должна превышать номинальную, т. е. при $I_{2ном.} = 5$ А нагрузка вторичной цепи:

$$S_2 \approx I_{2ном.}^2 \cdot Z_2 \approx 25 \cdot Z_2 \leq S_{2ном.}.$$

Расчетная нагрузка трансформатора тока ($Z_{2расч.}$) складывается из нагрузки измерительных приборов и потерь мощности в проводах и контактах. Суммарное сопротивление катушек приборов, последовательно включенных во вторичную цепь трансформатора тока ($Z_{\Sigma приб.}$), подсчитывают в соответствии со схемой их включения

и распределения по фазам. При составлении трехлинейной схемы включения измерительных приборов необходимо учитывать схему внутренних соединений приборов.

Сопротивление проводов вторичной цепи зависит от длины трасс прокладки проводов $l_{пр.}$, сечения проводов s и схемы соединения трансформаторов тока.

При выборе материала проводов (с медными или алюминиевыми жилами) необходимо учитывать, что контрольные кабели с медными жилами ($\rho = 0,0175$ Ом·мм²/м), применяют во вторичных цепях мощных электростанций с высшим напряжением 220 кВ и выше. Во вторичных цепях остальных электроустановок используют кабели с алюминиевыми жилами

$$(\rho = 0,028 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}).$$

Сечения проводников выбирают в соответствии с требованиями точности измерения. При этом руководствуются следующим.

1. Провод должен удовлетворять требованиям механической прочности, поэтому при наличии в цепи расчетных счетчиков сечение медных проводов должно быть не менее 2,5 мм², а алюминиевых – не менее 4 мм²; для цепей с измерительными приборами (без счетчиков) медные провода должны иметь сечение не менее 1,5 мм², а алюминиевые – не менее 2,5 мм².

2. Сечение провода должно быть взято больше минимального, удовлетворяющего требованию механической прочности (сечение больше 6 мм² не применяется). Стандартные сечения жил контрольных кабелей: 1,5; 2,5; 4; 6 мм².

Из условия допустимой нагрузки на ТТ для обеспечения его работы в выбранном классе точности следует, что сопротивление провода

$$Z_{\text{пров.}} \leq Z_{2\text{ном.}} - Z_{\Sigma\text{приб}} - Z_{\text{конт.}},$$

где $Z_{\text{конт.}}$ – сопротивление контактов.

При проверке соблюдения этого неравенства можно положить $Z_{\text{пров.}} = r_{\text{пров.}}$.

Тогда допустимое сечение провода мм², должно быть не меньше

$$s = \rho l_{\text{расч.}} / r_{\text{пров.}}$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода; $l_{\text{расч.}}$ – расчетная длина провода, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока (рисунок 8.1).

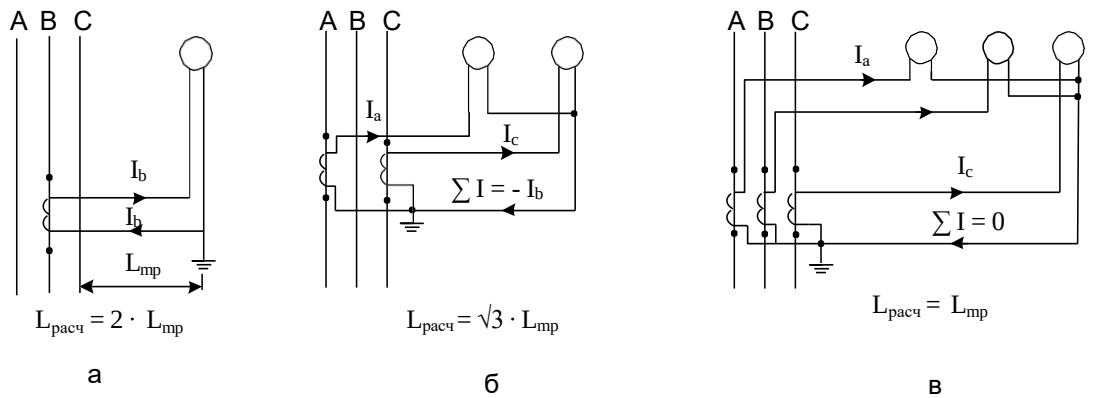


Рисунок 8.1 – Схемы соединения трансформаторов тока и измерительных приборов:
а – включение приборов в одну фазу, б – включение приборов в неполную звезду, в – включение приборов в звезду

Длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов (в один конец) $l_{мр}$. (длина трассы) должна быть известна из проекта распределительного устройства и щита управления. Ориентировочно $l_{мр}$, м, (для одной цепи в один конец) составляет:

всех цепей ГРУ 6 – 10 кВ, кроме линий	
к потребителям	40–60
цепей генераторного напряжения блочных электростанций	20–40
линий 6 – 10 кВ к потребителям	4–6
всех цепей РУ:	
35 кВ	60–70
110 кВ	75–100
220 кВ	100–150
330...500 кВ	150–175
синхронных компенсаторов	25– 40

Для ПС указанные значения длин снижают на 15–20 %.

Переходное сопротивление контактов принимают, равным 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов.

Задача 1

Исходная расчетная схема (ТЭЦ) представлена на рисунке 8.2а, основные

параметры электрооборудования ТЭЦ приведены в разделе 9. По этим данным определены токи КЗ. В таблице 8.1 приведены расчетные значения $U_{сети ном.}$, $I_{прод. расч.}$, $i_{уд.}$, B_k , а также перечень необходимых электроизмерительных приборов, устанавливаемых в соответствующей цепи.

1. Выбор трансформатора тока в цепи генератора

Решение

Расчетный ток продолжительного режима

$$I_{прод. расч.} = P_{н.о.} / (\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot U_{ном.} \cdot \cos \varphi_{ном.}) \approx 100 / (\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot 10,5 \cdot 0,85).$$

Трансформаторы тока в присоединении генератора предназначены для питания измерительных приборов (рисунок 8.2). Так как участок от выводов генераторов до стены турбинного отделения выполнен комплектным токопроводом, то выбираем встроенные трансформаторы тока типа ТШЛ-20Б-0,2/10Р-8000/5. Электродинамическая стойкость этих трансформаторов определяется электродинамической стойкостью шины. Расчетные и каталожные данные приведены в таблице 8.1.

По всем номинальным данным выбранный трансформатор тока удовлетворяет требованиям. Для проверки его работы в выбранном классе точности, пользуясь схемой включения по рисунку 8.2 и каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам и выбираем наиболее нагруженные трансформаторы тока (таблица 8.2).

Наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С. Общее сопротивление приборов:

$$R_{приб.} = S_{приб.} / I_2^2 = 14 / 5^2 = 0,56 \text{ Ом.}$$

где S – нагрузка от измерительных приборов, В А.

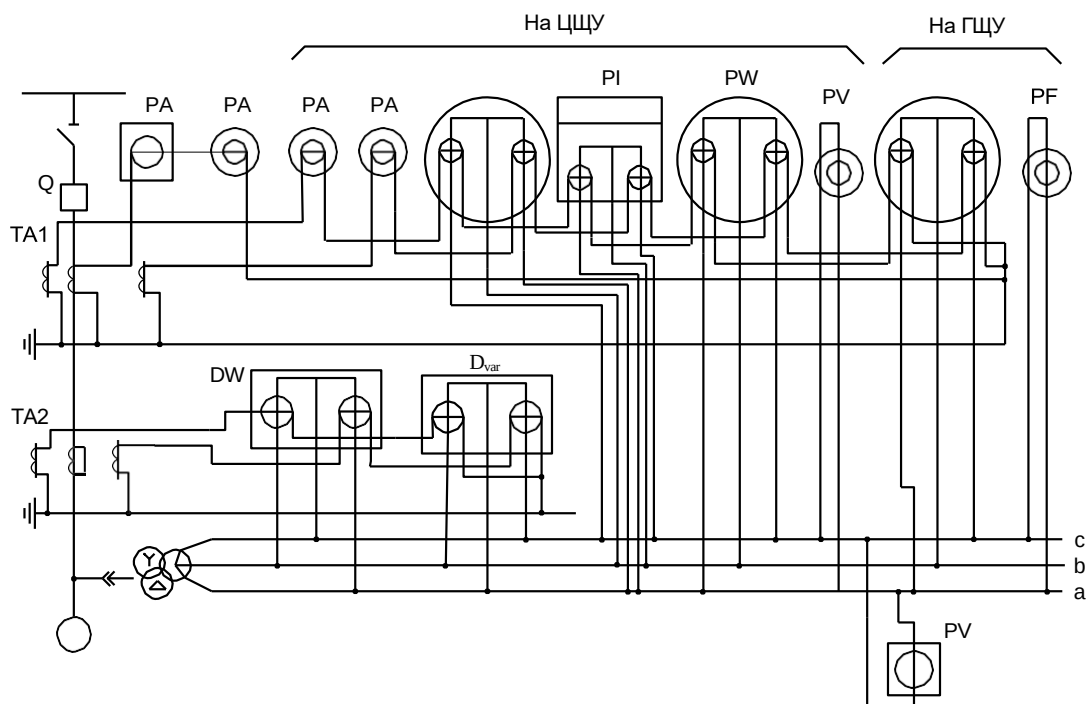


Рисунок 8.2 – Схема включения измерительных приборов генератора

Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 составляет 1,2 Ом.

Сопротивление контактов принимаем 0,1 Ом, тогда сопротивление проводов:

$$R_{\text{пров.}} = 1,2 - 0,56 - 0,1 = 0,54 \text{ Ом.}$$

Принимая длину соединительных проводов с медными жилами $l_{\text{пр.}} = 50 \text{ м}$, определяем их сечение $s = \rho \cdot l_{\text{расч.}} / R_{\text{пров.}} = 0,0175 \cdot 50 / 0,54 = 2,01 \text{ мм}^2$.

Выбираем контрольный кабель марки АКРВГ сечением 2 мм^2 .

Таблица 8.1 – Расчетные и каталожные данные приборов

Присоединение	Перечень необходимых приборов	Тип ТТ	Расчетные данные	Каталожные данные

Генератор	Ваттметр пока- ывающий Варметр показы- вающий Амперметр пока- ывающий Расчетный счет- чик	ТШЛ- 5-0,2/10Р -8000/5	$U_{сети\ ном.} = 10,5$ $I_{прод.\ расч.} = 6817$ $i_{уд.} = 115,5\text{ кА}$ $k_{к.} = 7581\text{ кА}^2\text{с}$	$U_{ном.} = 10\text{ кВ}$ $I_{1ном.} = 8000$ на намическую стойкость не роверяются $B_{тер.} = 31360$ $\text{кА}^2\text{с}$
Собственн е нужды высшее пряжение)	Ваттметр регист- ирующий Амперметр реги- ирующий Амперметр пока- ывающий Ваттметр пока- ывающий Расчетный счет- чик	ТПОЛ- 0,5/10Р- -600/5 ТПШЛ- 0,5/10Р- -2000/5	$U_{сети\ ном.} = 10,5$ кВ $I_{прод.\ расч.} = 550$ А $i_{уд.} = 220,6\text{ кА}$ $B_k = 17\ 240$ $\text{кА}^2\text{с}$ $U_{сети\ ном.} = 10,5$ кВ $I_{прод.\ расч.} = 550$ А $i_{уд.} = 220,6\text{ кА}$ $= 17240\text{ кА}^2\text{с}$	$U_{ном.} = 10\text{ кВ}$ $I_{1ном.} = 600\text{ А}$ $i_{дин.} = 66\text{ КА}$ $(I_{1ном.} k_{тер.})^2$ $p = 1521\text{ кА}^2\text{с}$ $U_{ном.} = 10\text{ кВ}$ $I_{1ном.} = 2000\text{ А}$ на намическую тойкость не роверяются $(I_{1ном.} k_{тер.}) t_{тер.}$ $19600\text{ кА}^2\text{с},$
Собственн жды(низшее пряжение)		ТЛ-10- ,5/10Р- -1000/5	$U_{сети\ ном.} = 6$ кВ $I_{прод.\ расч.}$ $= 917,5\text{ А}$ $i_{уд.} = 41,3\text{ кА}$ $B_k = 352,4\text{ кА}^2\text{с}$	$U_{ном.} = 10\text{ кВ}$ $I_{ном.} = 1000\text{ А}$ $i_{дин.} = 81\text{ кА}$ $(I_{1ном.} k_{тер.})^2$ $t_{тер.} =$ $3970\text{ кА}^2\text{с}$

Таблица 8.2 – Наиболее нагруженные трансформаторы тока

Прибор	Тип прибора	Нагрузка от токоизмерительных приборов в фазах, $B \cdot A$		
		A	B	C
Ваттметр показывающий	Д772	0,5	—	0,5
Варметр показывающий	Д335	0,5	—	0,5
Амперметр показывающий	Э335	0,5	0,5	0,5
Расчетный счетчик	ЦЭ6805В	2,5	—	2,5
Ваттметр регистрирующий	Н3180	10	—	10
Амперметр регистрирующий	Н344	—	10	—
Итого		14,0	10,5	14,0

Решить задачи

Задача 1

Определить сечение медных соединительных проводов вторичной цепи (ТТ), установленных на вводе 10 кВ в РУ подстанции по схеме, приведенной на рисунке 8.3. Трансформаторы тока должны иметь класс точности 0,5. Расстояние между трансформаторами тока, установленными в РУ 10 кВ, и щитом, на котором установлены приборы, 20м (по трассе). Сопротивление переходных контактов принимаем 0,1 Ом.

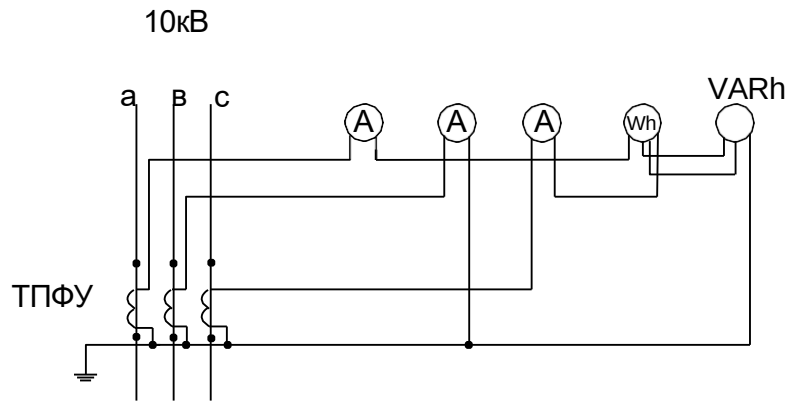


Рисунок 8.3 – Схема включения измерительных приборов

Задача 2

Выбрать трансформатор тока и напряжения для присоединения измерительных приборов в цепи генератора ТВФ-63-2, включенного на сборные шины 10,5 кВ. Использовать схему на рисунке 8.2.

Контрольные вопросы

1. Как изменяется погрешность трансформаторов тока при увеличении длины контрольного кабеля, соединяющего их с измерительными приборами?
2. Для какой цели применяются измерительные преобразователи (датчики)?
3. В чём заключается преимущество избирательного измерения (измерения по «вызову») перед индивидуальным измерением?
4. Как выбираются трансформаторы тока для присоединения к сборным шинам 10,5 кВ?
5. Как проверяют трансформатор тока по вторичной нагрузке?
6. Как выбирается класс точности измерительного прибора?
7. Какие схемы соединения ТТ бывают?
8. Как выбирают сечение проводников?
9. В чём заключается особенности режима работы и конструкции ТТ?
10. Назовите основные типы трансформатора тока?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 10

Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Теоретическая часть

Выбор (ТН) заключается в выборе его схемы соединений, класса точности и проверке выполнения условий:

$$U_{Iном.} \geq U_{сети ном.};$$

$$S_{2ном.} \geq S_{2расч.}.$$

где $S_{2ном.}$ — полная номинальная мощность, потребляемая во вторичной цепи ТН и соответствующая его работе в заданном классе точности; $S_{2расч.}$ — полная расчетная мощность, потребляемая во вторичной цепи.

Следует иметь в виду, что для однофазных трансформаторов, соединенных в звезду, учитывают суммарную мощность всех трех фаз, а для соединенных по схеме неполного треугольника — удвоенную мощность одного трансформатора. Если вторичная нагрузка превышает номинальную мощность в выбранном классе точности, то часть приборов подключают к дополнительно установленному ТН.

Сечение проводов в цепях ТН определяется допустимой потерей напряжения и условиями их механической прочности. При этом по условию механической прочности сечение медных проводов не должно быть менее 1,5, а алюминиевых — менее 2,5 мм².

Выбор типа ТН определяется его назначением. Если от ТН получают питание расчетные счетчики, то целесообразно использовать два однофазных ТН серии НОМ или НОЛ для напряжений от 6 до 35 кВ или серии НОС для напряжений 0,5 и 3 кВ, включенных в неполный треугольник, а также трехфазный ТН серии НТМК, снабженный обмоткой, компенсирующей угловую погрешность. Два однофазных ТН обладают большей мощностью, чем один трехфазный, а по стоимости они примерно равноценны (для $U_{Iном.}=6$ кВ) или несколько дешевле (для $U_{Iном.}=10$ кВ). Для напряжений 110 кВ и выше используют каскадные ТН серии НКФ.

Для питания приборов контроля изоляции необходима группа из трех однофазных ТН типа ЗНОМ или ЗНОЛ, соединенных в звезду, причем нейтральная

точка обмотки ВН ТН для правильной работы приборов контроля состояния изоляции обязательно заземляется (рабочее заземление).

Задача 1

1. Выбор измерительных ТН для присоединения генератора

Решение

В присоединении генератора ТН предназначены для подключения измерительных приборов, приборов колонки синхронизации и приборов контроля состояния изоляции. Приборы синхронизации и контроля состояния изоляции подключают к ТН кратковременно, поэтому они не учитываются при подсчете нагрузки.

Проведем выбор однофазных ТН, соединенных в неполный треугольник и предназначенных для питания измерительных приборов и счетчиков. Результаты подсчета нагрузки от приборов приведены в таблице 8.4.

Трансформаторы напряжения типа НОМ-10 могут нести в классе точности 0,5 нагрузку до $S_{2ном.} = 75$ ВА, что значительно выше наибольшей расчетной мощности $S_{2расч.} = 25$ ВА.

2. Выбрать ТН, присоединенные к сборным шинам 10 кВ

Решение

ТН на сборных шинах генераторного напряжения служат для питания измерительных приборов, указанных в таблице 8.4.

Вольтметры контроля состояния изоляции и приборы синхронизации включают кратковременно, поэтому они не учитываются при подсчете нагрузки.

Таблица 8.4 – Результаты расчета нагрузки от приборов

Прибор	Тип ибора	Нагрузка ТН, ВА, включенная между фазами		
		АВ	ВС	СА
Вольтметр	Э762	—	—	2,0

показывающий				
Ваттметр показывающий	Д772	2,0	2,0	—
Варметр показывающий	Д305	2,0	2,0	—
Частотомер показывающий	Д762	—	—	3,0
Вольтметр регистрирующий	Э762	—	—	10,0
Ваттметр регистрирующий	Д772	10,0	10,0	—
Счетчик	ЦЭ681 1	8,0	8,0	—
Датчик активной мощности	Е829	5,0	—	5,0
Датчик реактивной мощности	Е830	—	5,0	5,0
Итого		27	27	25

Проверим возможность совместного питания всех указанных приборов от одного трехфазного трансформатора типа НТМИ-10, допустимая нагрузка которого в классе точности 0,5 равна 120 ВА при равномерном распределении нагрузки на все три фазы. Результаты подсчета нагрузки от приборов приведены в таблице 8.5. На одну секцию в соответствии с исходными данными приходится $14/2 = 7$ отходящих линий к потребителям и один трансформатор СН, т. е. на одну секцию будет подключено восемь расчетных счетчиков суммарной расчетной мощностью

$$\sum S_{2расч.} = S_{2расч.} \cdot 8 = 8 \cdot 8 = 64 \text{ ВА.}$$

Видно, что общая нагрузка на ТН (131,2 ВА) превышает допустимую (120 ВА) (см. таблицу 8.5). Кроме того, нагрузка распределена неравномерно по обмоткам. В двух группах (между фазами АВ и СА) нагрузка значительно больше

1/3 допустимой, поэтому трансформатор будет работать с погрешностями, превышающими погрешности, нормированные для класса точности 0,5. Поэтому счетчики следует выделить на отдельные трансформаторы типа НОМ-10, включенные по схеме неполного треугольника. Каждый ТН может нести в классе точности 0,5 нагрузку до 75 ВА, что больше расчетной, равной 55,3 ВА.

Таблица 8.5 – Вторичная нагрузка ТН

Прибор	Тип ибора	Нагрузка ТН, люченная между фазами, ВА.		
		АВ	ВС	СА
Вольтметр показывающий	Э762	—	2,0	—
Частотомер показывающий	Д762	—	3,0	—
Расчетные счетчики о отходящих линий от ЦЭ68 ции сборных шин 8, 11 включая СН)		64	—	64
Итого		64	5,0	64

Задача 3

Выбрать ТН, присоединенного к сборным шинам 220 кВ.

Решение

ТН на сборных шинах 220 кВ предназначены для питания следующих приборов:

- вольтметр показывающий;
- вольтметр регистрирующий;
- частотомер регистрирующий;
- ваттметр суммирующий регистрирующий;

- приборы синхронизации.

Если бы от шин 220 кВ отходили линии к потребителям, то добавились бы приборы измерения активной и реактивной мощности ЛЭП.

Для обеспечения указанных приборов и реле защиты устанавливаем комплект из трех однофазных каскадных трансформаторов типа НКФ-200-58, номинальная нагрузка которых в классе точности 1,0 составляет 600 В А, что значительно превышает расчетную нагрузку. Уточнять нагрузку на ТН нет необходимости ввиду очевидной ее малости.

Решить задачи

Задача 1

Выбрать трансформатор напряжения, к которому подключены измерительные приборы по схеме рисунок 8.4, если он должен работать в классе точности 0,5. Напряжение сети 6 кВ.

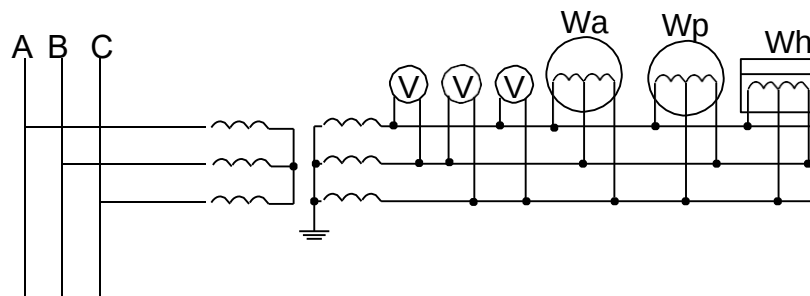


Рисунок 8.4 – Схемы включения приборов

Задача 2

Выбрать трансформатор напряжения на сборных шинах подстанции. Подстанция с постоянным дежурством персонала. Установленная мощность трансформаторов 2х40 МВ А.

Задача 3

Выбрать трансформатор тока и напряжения для присоединения измерительных приборов в цепи генератора ТВФ-63-2, включенного на сборные шины 10,5 кВ. Использовать схему на рисунке 8.2.

Контрольные вопросы

11. Как изменяется погрешность трансформаторов напряжения при увеличении длины контрольного кабеля, соединяющего их с измерительными приборами?
12. Для какой цели применяются измерительные преобразователи (датчики)?
13. В чём заключается преимущество избирательного измерения (измерения по «вызову») перед индивидуальным измерением?
14. Как выбираются трансформаторы напряжения для присоединения к сборным шинам 10,5 кВ?
15. Как проверяют трансформатор напряжения по вторичной нагрузке?
16. Как выбирается класс точности измерительного прибора?
17. Какие схемы соединения ТН бывают?
18. Как выбирают сечение проводников?
19. В чём заключается особенности режима работы и конструкции ТН?
20. Назовите основные типы трансформаторов напряжения ?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 11

Выбор разъединителей, короткозамкателей, заземлителей

Теоретическая часть

Разъединители являются простейшими коммутационными аппаратами. Они предназначены в основном для разъединения отключенных частей электроустановок с целью создания видимого разрыва для обеспечения безопасности при ремонтных работах. Разъединители можно использовать также для отключения и выключения некоторых электрических цепей с током. Из-за малой отключающей способности разъединители (у них нет дугогасительных устройств) могут отключать только небольшие токи. Разъединители могут снабжаться дополнительными заземляющими ножами. Главными и заземляющими ножами управляют обычно при помощи ручных (рычажных) приводов.

Для внутренних электроустановок напряжением 10 кВ наиболее часто используют разъединители типа РВ-10.

Разъединители для наружной установки должны иметь изоляцию, рассчитанную для работы в неблагоприятных условиях окружающей среды (загрязнения, влага, снег), а также обладать повышенной механической прочностью в связи с возможностью образования гололеда на контактах.

В соответствии с ГОСТ 687-78Е разъединители выбираются по следующим условиям:

$$U_{ном.} \geq U_{сети. ном.}; I_{ном.} \geq I_{норм. расч.}; k_n \cdot I_{ном.} \geq I_{прод. расч.} = I_{раб. нб.}; i_{дин.} \geq i_{уд.};$$

$$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.} \geq B_k \text{ при } t_{откл.} \geq t_{тер.} \text{ и } I_{тер.}^2 \cdot t_{откл.} \geq B_k \text{ при } t_{откл.} \leq t_{тер.} .$$

Задача 1

Выбор разъединителей

Для приведенной электрической схемы ТЭЦ (рисунок 1.4 часть 1) мощностью 2·110 МВт выбрать разъединитель в следующих присоединениях:

- 1) для РУ 10 кВ – трансформатора СН ТСН1;
- 2) генератора G1;
- 3) кабельной линии;
- 4) для РУ220 кВ.

Начальные периодические токи КЗ на шинах 220 кВ (точка К1), шинах 10 кВ (точка К2), за линейным реактором (точка К3) и постоянной времени T_a приведены в таблице 7.1

Выбор разъединителя в цепи трансформатора собственных нужд ТСН-1.

Решение

Условимся, что максимальная нагрузка трансформатора СН совпадает с его номинальной мощностью, поэтому

$$I_{прод. расч.} = S_{ном.} / (\sqrt{3} \cdot U_{ном.}) = 10 \cdot 10^3 / \sqrt{3} \cdot 10 = 578 \text{ А.}$$

Расчетная точка КЗ К5 (или точка К2) находится на выводах ТСН1. Определим расчетные точки КЗ

$$I_{n.o} = I_{n.o.z1} + I_{n.o.z2} = 45 + 44,8 = 89,8 \text{ кА.}$$

Для вычисления ударного тока вычислим ударные коэффициенты для составляющих тока от генератора G1 и от группы источников (С, G2)

$$k_{y\partial.z1} = 1 + e^{-0,01 / T_{ar1}} = 1 + e^{-0,01/0,41} = 1,976 ;$$

$$k_{y\partial.z2} = 1 + e^{-0,01 / T_{ar2}} = 1 + e^{-0,01/0,13} = 1,926.$$

$$\begin{aligned} \text{Ударный ток } i_{y\partial} &= i_{y\partial.z1} + i_{y\partial.z2} = \sqrt{2} \cdot (k_{y\partial.z1} \cdot I_{n.o.z1} + k_{y\partial.z2} \cdot I_{n.o.z2}) = \\ &= \sqrt{2} \cdot (1,976 \cdot 45 + 1,926 \cdot 44,8) = \sqrt{2} \cdot (88,8 + 86,2) = 247,5 \text{ кА.} \end{aligned}$$

В присоединении трансформатора СН применяем разъединитель типа РВРЗ-2-20/8000УЗ с двумя заземляющими ножами и со следующими параметрами:

$$U_{ном.} = 20 \text{ кВ} \geq U_{сети. ном.} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{ном.} = 8000 \geq I_{норм. расч.} = 578 \text{ А};$$

$$I_{пр. скв.} = 320 \text{ кА} \geq i_{y\partial} = 247,5 \text{ кА};$$

$$I_{тер. t_{тер.}}^2 = 125^2 \cdot 0,09 = 1466,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq B_k = 1452,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Разъединители с $U_{ном.} = 10 \text{ кВ}$ не подходят по условиям термической и электродинамической стойкости. Результаты расчета сводим в таблицы 7.2 и 7.3.

Таблица 7.1 – Расчеты токов КЗ и постоянной времени T_a

Наименование ветви		Точка КЗ	$I_{н.о.}, \text{кА}$	$T_a, \text{с}$
РУ220 кВ		К1	4,8	0,028
РУ10	от G1		4,5	0,41
	от системы и	К2	44,8	0,13
	кабельная я с реактором РБ10-1000-	К3	15,6	0,185

Задача 2

Выбрать разъединитель в присоединении генератора

Решение

Для нахождения расчетной точки КЗ произведем сравнение $I_{n.o. \Gamma 1}$ с

$I_{n.o. \Gamma 2}$ и $I_{n.\tau.\Gamma 1}$ с $I_{n.\tau.\Gamma 2}$:

$$I_{n.o. \Gamma 1} = 45 \text{ кА} \geq I_{n.o. \Gamma 2} = 44,8 \text{ кА} ;$$

$$I_{n.\tau.\Gamma 1} = 30,2 \text{ кА} \leq I_{n.\tau.\Gamma 2} = 44,8 \text{ кА}.$$

где $I_{n.\tau.\Gamma 1} = 30,2 \text{ кА}$ определено в задаче 1 для $t_{откл.} = 0,01 + 0,15 = 0,16 \text{ с}$ (т. е. при установке в цепи генератора выключателя серии МГУ).

В связи с тем, что результаты сравнения не позволяют сделать однозначный вывод о расчетной точке КЗ, проведем сравнение по условному полному отключаемому току

$$\begin{aligned} \sqrt{2} \cdot I_{n.\tau.\Gamma 1} + i_{a.\tau.\Gamma 1} &= \sqrt{2} \cdot 30,2 + 42,6 = 85,6 \geq \sqrt{2} \cdot I_{n.\tau.\Gamma 2} + i_{a.\tau.\Gamma 2} = \\ &= \sqrt{2} \cdot 44,8 + 18,34 = 81,6 \text{ кА}. \end{aligned}$$

Таким образом, расчетным током КЗ является ток КЗ, проходящий через выключатель со стороны генератора.

Продолжительный расчетный ток определим для режима работы генератора с напряжением, равным $0,95U_{ном.}$:

$$\begin{aligned} I_{прод. расч.} &= P_{ном.} / (\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot U_{ном.} \cdot \cos \varphi_{ном.}) = \\ &= 100 \cdot 10^3 / \sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot 10,5 \cdot 0,85 = 6817 \text{ А}. \end{aligned}$$

Таблица 7.2 – Результаты расчета условий термической и электродинамической стойкости

Наименование цепи	Расчетная точка КЗ	Расчетные условия					
		$U_{сети}$ кВ	$I_{прод. расч.}$ кА	$I_{по}$ кА	$I_{уд.}$ кА	$I_{н. \tau.}$ кА	$\sqrt{2} \cdot I_{н. \tau.} + i_{a. \tau.}$ кА
Трансформатор	К1	10	587	89,8	247,5	78,1	193,3

тор СН							
Генератор G1	K2	10	6817	45	125,7	30,2	85,2
Кабельная линия с реак- тором РБ 10-630- 0,35	K3	10	408	15,6	38	15,6	25,5
Трансфор- матор связи Т1	K4	220	272	4,80	19,9	4,80	13,9

Расчетные токи для проверки разъединителя по электродинамической стойкости:

$$I_{н.о.} = 45 \text{ кА}; \quad i_{уд.} = \sqrt{2} \cdot k_{уд.} \cdot I_{н.о.} = \sqrt{2} \cdot 1,976 \cdot 45 = 125,7 \text{ кА}.$$

Разъединитель в цепи генератора выбирается на $U_{ном.} = 20 \text{ кВ}$ с одним заземляющим ножом типа РВРЗ-1-20/8000УЗ и со следующими параметрами:

$$U_{ном.} = 20 \text{ кВ} \geq U_{сети ном.} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{ном.} = 8000 \geq I_{норм. расч.} = 578 \text{ А};$$

$$i_{пр. скв.} = 260 \text{ кА} \geq i_{уд.} = 125,7 \text{ кА}.$$

Разъединители на номинальное напряжение 10 кВ не подходят по номинальному току.

Сопоставление расчетных данных в присоединении генератора с номинальными параметрами выбранных аппаратов дано в таблицах 7.2 и 7.3.

Решить задачи

Задача 1

Выбрать разъединитель на участке электроустановки, указанном в таблицах 7.4, 7.5 и на рисунке 7.1.

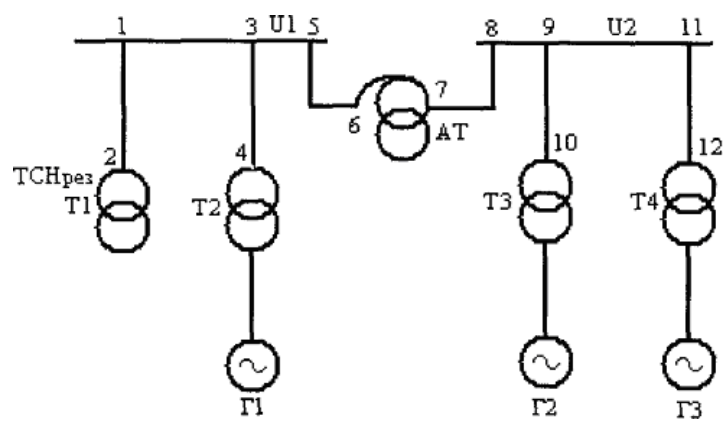


Рисунок 7.1 – Расчетная схема

Наименование цепи	Расчетная точка КЗ	Паспортные данные							$\sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot$ $(1 + \beta_{норм.} /$ кА
		$U_{ном.},$ кВ	$I_{ном.},$ А	$i_{пр. скв.},$ кА	$I_{пр. скв.},$ кА	$i_{вкл.},$ кА	$I_{вкл.},$ кА	$I_{откл.},$ кА	
Трансформатор СН	K2	20	125000	Выключатель типа ВВОА-15-140/12500УЗ					257,4
		10	6300	355	140	355	140	140	-
Генератор G1	K2	10	9500	Разъединитель типа РВРЗ-2-20/8000УЗ					152,3
		10	8000	-	-	-	250	-	-
	K3	10	630	Выключатель типа МГУ-20-90/9500УЗ					28,2
		10	630	150	60	300	105	90	-
Кабельная линия с Реактором типа РБ 10-630-0,35	K1	220	1000	Разъединитель типа РВРЗ-2-20/8000УЗ					-
		220	1000	-	-	320	-	-	-
	K1	220	1000	Выключатель типа ВМПЭ-10-630-31,5УЗ					35,5
		220	1000	80	31,5	80	31,5	31,5	-
				Разъединитель- втычные контакты					-
				-	-	-	-	-	-
				Выключатель типа ВМТ-220Б-1000УХЛ1					-
				64	20	64	20	20	-
				Разъединитель типа РВРЗ-2-220/1000У1					-
				-	-	-	100	-	-

Трансформатор связи Т1					

Таблица 7.3 – Паспортные данные выключателей и разъединителей

Таблица 7.4 – Технические данные электроустановки

ВАРИАНТ		1; 6	2; 7	3; 8	4; 9	5; 10
Шины, выключатели, разъединители, участок		1–2	3–4	5–6	7–8	9–10
Напряжение, кВ	U_1 U	11 0	110 230	110 220	11 0	110 220
Мощность генераторов, МВА	G_1 G_2	220 ---	117,5 ---	---	220 ---	---
Мощность трансформаторов, МВА	$T1$ $T2$ $T3$	---	125 ---	---	---	32 ---
Мощность автотрансформатора	AT	--	---	125	250	--
Токи КЗ на выбранном участке, кА	i''	12,	12,	10	10,	12,5
	i_y	5	5	31,6	2	34
	$i_{n.t.}$	34	34	8,5	27,9	9,6
	i	9,6	9,6	9,0	8,3	10,2
Время действия защиты, с	t_d	10,2 0,2	10,2 0,2	0,1	9,1 0,2	0,2
Время отключения выключателей, с	$t_{откл.}$	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Расстояние между фазами, м	L	3	3	3	5	3

Таблица 7.5 – Технические данные электроустановки

ВАРИАНТ		6	7	8	9	10
Шины, выключатели, разъединители, Участок (уточнить)		11–12	13–14	15–16	17–18	19–20
Напряжение, кВ	U_1	220	220	220	110	110
	U_2	330	500	500	220	220
Мощность генераторов МВА	$G1$	---	---	253	117,5	117,5
	$G2$	---	---	---	253	253
	$G3$	353	---	---	253	253
Мощность трансформаторов, МВА	$T1$	---	40	---	32	32
	$T2$	---	---	250	125	125
	$T3$	400	---	---	250	250
	$T4$	---	---	---	250	400
Мощность автотрансформатора	AT	---	---	---	250	250
Токи КЗ на выбранном участке, кА	i''	9,5	11	11	12, 8	10,2
	i_y	26	30,2	30,2	35	27, 9
	$i_{n.t.}$	7,8	9,8	9,8	10, 1	8,3
	$i_{a.t.}$	7	10	10	11	9,1

Время действия защиты, с.	t_d	0,1	0,25	0,2	0,25	0,2
Время отключения выключателей, с.	$t_{откл.}$	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Расстояние между фазами, м.	L	7	5	5	3	5

Задача 2

Проверить электродинамическую устойчивость разъединителя Р1 в цепи трансформатора связи (см. рисунок 7.2). Начальное значение периодической составляющей тока трех фазного КЗ в точке К равны: от системы 8,5 кА, от каждого генератора по 7 кА. Постоянные времени затухания апериодического тока: для системы $T_{a.c.} = 0,05$ с, для генератора $T_{a.g.} = 0,1$ с. Номинальный ток электродинамической устойчивости разъединителя составляет 80 кА.

Задача 3

Определить каким номинальным током электродинамической устойчивости должен обладать разъединитель Р2 в схеме на рисунке 7.2 при данных задачи 2.

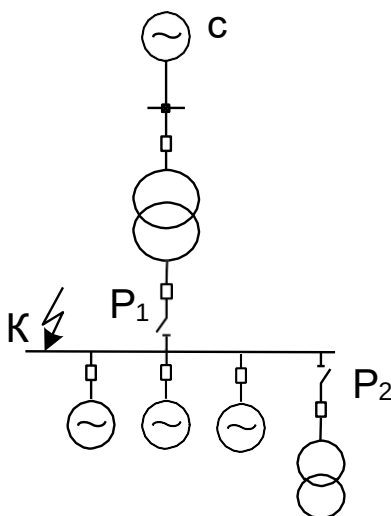


Рисунок 7.2 – Расчетная схема

Контрольные вопросы

1. По каким условиям выбирают разъединители?
2. При помощи каких приводов можно управлять разъединителями?

35.

3. Объясните конструкцию разъединителей типа РВ-10/400, РЛНДА-1-10, РЛНД-

4. Каково назначение разъединителей?
5. Какие требования предъявляются к конструкциям разъединителя?
6. В чем состоит назначение заземляющих ножей?
7. В чем состоит отличие выключателя от разъединителя?

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 12

Изучение новых видов оборудования

Теоретическая часть

Ограничители перенапряжений

Ограничители перенапряжения нелинейные (ОПН) относятся к высоковольтным аппаратам, предназначенным для защиты изоляции электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

Основные термины и определения

Ограничитель перенапряжений нелинейный ОПН: аппарат, предназначенный для защиты изоляции электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений, представляющий собой последовательно и/или параллельно соединенные металлооксидные варисторы без каких-либо последовательных или параллельных искровых промежутков, заключенные в изоляционный корпус.

Металлооксидный варистор: единичный комплектующий элемент ОПН, имеющий нелинейную вольтамперную характеристику.

Элемент ОПН: полностью заключенная в корпус часть ОПН, которая может быть соединена последовательно и/или параллельно с другими элементами ОПН для выполнения конструкции ОПН на более высокое наибольшее длительно

допустимое рабочее напряжение и/или ток. Элемент ОПН обязательно является секцией ОПН.

Противовзрывное устройство (устройство для сброса давления): устройство, обеспечивающее снижение внутреннего давления в ограничителе при возникновении в нем внутреннего повреждения и предотвращающее взрывное разрушение корпуса ОПН или его разрушение с разлетом осколков за нормируемую зону.

Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН $U_{нр}$: наибольшее действующее значение напряжения промышленной частоты, которое может быть приложено непрерывно к ОПН в течение всего срока его службы и не приводит к повреждению или термической неустойчивости ОПН при нормированных воздействиях.

Номинальное напряжение U_n : действующее значение напряжения промышленной частоты, которое ограничитель может выдерживать в течение 10 с в процессе рабочих испытаний. Номинальное напряжение должно быть не менее 1,25 наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения.

Разрядный ток ОПН: импульс тока, который течет через ОПН.

Крутой импульс тока ОПН: импульс разрядного тока с условной длительностью фронта 1 мкс (измеренные значения должны находиться в пределах от 0,9 до 1,1 мкс) и условной длительностью до полуспада не более 20 мкс.

Грозовой импульс тока ОПН: импульс разрядного тока 8/20 мкс при длительности фронта импульса в диапазоне от 7 до 9 мкс и длительности импульса в диапазоне от 18 до 22 мкс.

Номинальный разрядный ток ОПН I_n : максимальное (амплитудное) значение грозового импульса тока 8/20 мкс, используемое для классификации

Импульс большого тока ОПН: максимальное (амплитудное) значение разрядного тока, имеющего форму импульса 4/10 мкс, который используется для проверки устойчивости ограничителя к прямым разрядам молнии.

Коммутационный импульс тока ОПН: максимальное (амплитудное) значение тока с условной длительностью фронта не менее 30, но не более 100 мкс и условной длительностью импульса, равной удвоенному времени условного фронта импульса.

Классификационный ток ОПН $I_{кл}$: амплитудное значение (более высокое амплитудное значение из двух полярностей, если ток асимметричен) активной составляющей тока промышленной частоты, которое используется для определения классификационного напряжения ОПН и нормируется изготовителем.

Классификационное напряжение ОПН $U_{кл}$: максимальное (амплитудное) значение напряжения промышленной частоты, которое должно быть приложено к ОПН для получения классификационного тока. Классификационное напряжение многоэлементного ОПН определяется как сумма классификационных напряжений отдельных элементов.

Пропускная способность ОПН $I_{пр}$: нормируемое изготовителем максимальное значение прямоугольного импульса тока длительностью 2000 мкс (ток пропускной способности). ОПН должен выдержать 18 таких воздействий с принятой последовательностью их приложения без потери рабочих качеств.

Остающееся напряжение ОПН $U_{ост}$: максимальное значение напряжения на ограничителе при протекании через него импульсного тока с данной амплитудой и формой импульса.

Комплектовочное напряжение ОПН $U_{ком}$: нормируемое изготовителем остающееся напряжение ОПН при нормированном им же максимальном значении тока грозового импульса ($I_{ком}$ - ток комплектровки) в диапазоне 0,01-2,0 номинального разрядного тока ОПН. На данное напряжение изготовитель комплектует ОПН по сумме результатов измерений на элементах, секциях или единичных варисторах.

Характеристика «напряжение-время»: выдерживаемое напряжение промышленной частоты в зависимости от времени его приложения к ОПН. Показывает максимальный промежуток времени, в течение которого к ОПН может быть приложено напряжение промышленной частоты, превышающее $U_{нр}$, не вызывая повреждения или термической неустойчивости.

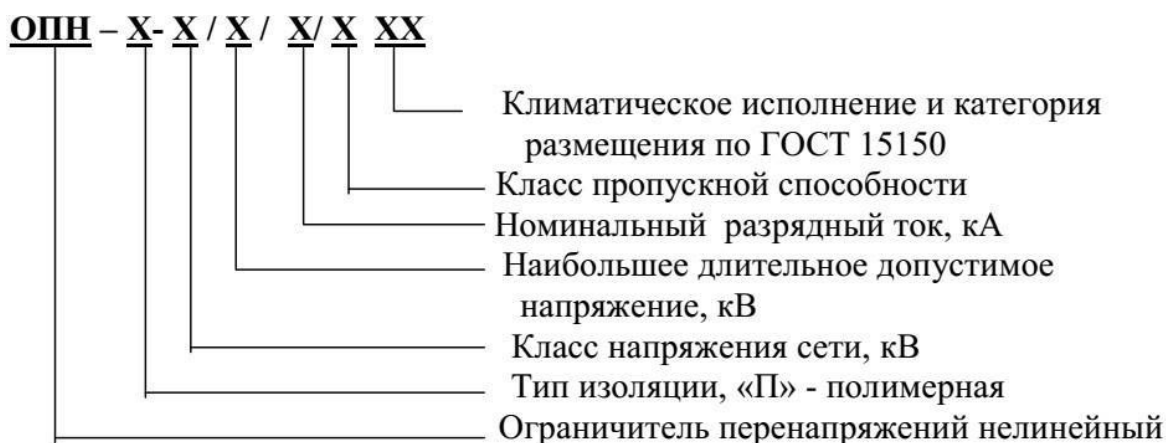
Удельная энергия: рассеиваемая ограничителем энергия, полученная им при приложении одного импульса тока пропускной способности, отнесенная к величине наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения.

Термическая неустойчивость ОПН: состояние, при котором выделяющаяся в ОПН мощность превышает его способность рассеивания тепла, что приводит к росту температуры ограничителя, потере его тепловой стабильности и разрушению.

Завершенный разряд: явление, связанное с повреждением изоляции при электрическом воздействии, которое характеризуется резким падением напряжения и прохождением тока.

Перекрытие: заверченный разряд по поверхности твердого диэлектрика.

Структура условного обозначения ОПН:



ОПН на сегодняшний день являются одним из эффективных средств защиты оборудования электрических сетей. Данные аппараты обладают достаточно высокими эксплуатационными свойствами и надежностью. Нелинейные ограничители

перенапряжений предназначены для использования в качестве основных средств защиты электрооборудования станций и сетей среднего и высокого классов напряжения переменного тока промышленной частоты от коммутационных и грозовых перенапряжений.

Основные требования к ОПН

Нормируется пять классов энергоемкости ОПН:

1. до 2 кДж/кВ
2. до 2,5–3,0 кДж/кВ
3. до 4,0–4,5 кДж/кВ
4. до 7 кДж/кВ
5. до 10 кДж/кВ

Основные характеристики ОПН, которые необходимо учитывать при выборе аппарата для защиты изоляции электрооборудования конкретной сети: - аппарат должен длительно выдерживать напряжение определенного уровня. Эта характеристика называется наибольшим длительно допустимым напряжением – $U_{нр0}$ (в зарубежных каталогах U_c) в кВ_{действ.}

- зависимость допустимого напряжения на аппарате от времени его воздействия – временная характеристика. Диапазон времен воздействия, содержащийся в каталогах на ОПН, составляет обычно от 0,1 с до 20 мин; - защитные уровни аппарата при воздействии грозовых и коммутационных перенапряжений, характеризуемые вольт-амперной характеристикой (ВАХ) рабочего сопротивления ОПН. ВАХ дается обычно в каталогах применительно к воздействию на аппарат волны определенной формы. Так, ВАХ при воздействии коммутационных волн задается при воздействии достаточно длинной волны 30/60 мкс, ВАХ при воздействии грозовых перенапряжений задается при воздействии как полной волны (8/20 мкс), так и короткой волны (например, 1,2/2,5 мкс). Таким образом, защитные характеристики аппарата зависят от длительности воздействующих на них волн напряжения; - существенной характеристикой,

определяющей надежность эксплуатации самого аппарата, является его энергоемкость, т.е. способность поглощать определенную энергию в течение однократного срабатывания. Во время коммутаций аппарат может срабатывать несколько раз через достаточно малые интервалы времени, в течение которых он не успевает охладиться. Поэтому при осуществлении таких коммутаций следует учитывать суммарную энергию, поглощенную ОПН в течение всего переходного процесса. В настоящее время все аппараты классифицируются по величине поглощаемой во время единичной коммутации удельной энергии – классы энергоемкости ОПН. Удельная энергия определяется, как:

$$W_{уд} = W / U_{нро} \text{ (кДж/кВ)},$$

где W – энергия, поглощаемая в варисторах ОПН в течение единичной коммутации.

Классификация электрических сетей для выбора ОПН Приведенные выше основные характеристики защитного аппарата типа ОПН определяют те предварительные расчеты, которые должны быть проведены при выборе аппаратов. Условия эксплуатации ОПН зависят как от класса напряжения, так и от состава сети. В связи с этим сети могут быть классифицированы в зависимости от режима заземления нейтрали:

- сети среднего напряжения 6–35 кВ с изолированной нейтралью или нейтралью, заземленной через резистор или дугогасящий реактор (ДГР);
- сети высокого напряжения (выше 110 кВ), эксплуатируемые при глухозаземленной нейтрали.

Сети средних классов напряжения можно подразделить на: распределительные сети (воздушные, кабельные или воздушно-кабельные); сети, в состав которых входят вращающиеся машины: сети собственных нужд электрических станций, электрические сети насосных и компрессорных станций магистральных нефте- и газопроводов, сети в

системах водоснабжения крупных промышленных центров и др.

Выделение сетей, содержащих вращающиеся машины, в отдельную группу связано с необходимостью глубокого ограничения перенапряжений из-за относительно низкой электрической прочности статорной изоляции вращающихся машин по сравнению с электрической прочностью другого электрооборудования:

$$U_{\text{эл.пр.эл.маш.}} = (2,7—2,9) U_{\text{фм}},$$

где $U_{\text{фм}}$ - амплитуда наибольшего рабочего напряжения.

Условия эксплуатации ОПН В сетях с глухим заземлением нейтрали на подстанциях. Наибольшее длительно допустимое напряжение на аппарате ($U_{\text{нро}}$) должно превышать наибольшее рабочее фазное напряжение сети. В случае же, если в течение достаточно длительного времени напряжение в месте установки ОПН превышает наибольшее рабочее напряжение, необходимо, чтобы выполнялось условие: $U_{\text{нро}} = k U_{\text{нр}}$, где $k > 1$. В качестве расчетных воздействий при установке ОПН на шинах или на трансформаторах, не коммутируемых вместе с ВЛ, должны приниматься стационарные режимы при несимметричном КЗ на шинах подстанции. При установке ОПН на подстанции за линейным выключателем (на линии) или на шунтирующем реакторе, в качестве расчетных коммутаций следует принимать включение ненагруженной ВЛ в цикле АПВ с учетом разброса в действии полюсов выключателя или в цикле ОАПВ. В ряде схем следует учитывать также коммутацию одностороннего отключения ВЛ при действии автоматики приращения асинхронного хода.

В распределительных сетях 6–35 кВ.

Поскольку при однофазном замыкании на землю (ОЗЗ) в таких сетях напряжение на «здоровых» фазах достигает линейного напряжения, то условия эксплуатации неотключаемого защитного аппарата существенно зависят от длительности режима ОЗЗ [3]. В распределительных сетях (не содержащих вращающихся машин) длительность ОЗЗ в настоящее время не нормируется. Поэтому в качестве $U_{\text{нро}}$ в таких сетях должно быть принято наибольшее рабочее линейное напряжение. При определенных эксплуатационных условиях это напряжение может быть несколько увеличено. Однако следует помнить, что увеличение $U_{\text{нро}}$ приводит к повышению ВАХ и, следовательно, к менее глубокому ограничению

перенапряжений.

Основным процессом, определяющим требуемую энергоемкость ОПН, является процесс, сопровождающий однофазное дуговое замыкание на землю (ОДЗ) при перемежающейся дуге. Энергия, поглощаемая ОПН в течение этого процесса, сопровождающегося несколькими повторными зажиганиями дуги, зависит от режима заземления нейтрали сети. Наибольшая удельная энергия наблюдается при изолированной нейтрали сети. В случае заземления нейтрали сети с помощью ДГР, условия эксплуатации ОПН облегчаются, так как число повторных зажиганий дуги даже при некоторой расстройке ДГР уменьшается. В случае, если нейтраль сети оснащена резистором, кратности перенапряжений при ОДЗ, как правило, не приводят к срабатыванию ОПН.

В сетях собственных нужд

Свои особенности имеет эксплуатация ОПН в сетях собственных нужд (СНН) электрических станций и в других электрических сетях, содержащих электрические двигатели (ЭД). Как правило, к секциям шин ЭД подсоединяются с помощью кабелей. Протяженность кабелей зависит от типа станции и лежит в диапазоне от 30 до 500 м. От одной секции шин, как правило, питается несколько присоединений с двигателями. Изоляция электрооборудования (в качестве расчетной следует принимать значение электрической прочности статорной изоляции ЭД при профилактических испытаниях) подвергается воздействиям при однофазных дуговых замыканиях на землю (ОДЗ) и при коммутациях включения и отключения двигателей, сопровождающихся повторными зажиганиями дуги в выключателе. Наибольший энергетический потенциал имеют воздействия на ОПН при ОДЗ. Коммутационные перенапряжения обладают существенно меньшим энергетическим потенциалом. Наиболее надежной является система защиты, включающая в себя заземляющие резисторы, подключенные к шинам секций с помощью специальных трансформаторов или устройств (например, ФМЗО), и установке ОПН непосредственно у каждого двигателя (ОПН 2 на рис. 2). В случае отсутствия резистивного заземления нейтрали и установке ОПН у каждого двигателя, к ВАХ ОПН предъявляются достаточно жесткие требования по их идентичности для каждого

присоединения (в опорной точке ВАХ по току остающиеся напряжения на ОПН не должны различаться более чем на 5– 10%). Это связано с тем, что при ОДЗ на шинах или на каком-либо из присоединений при отсутствии резистора в нейтрали сети все ОПН эксплуатируются параллельно. В случае же резистивного заземления нейтрали ОПН при ОДЗ не срабатывают. Установка ОПН непосредственно за выключателем присоединения в случае достаточно протяженных присоединений (более 50 м) и достаточно мощном ТСН не обеспечивает надежной защиты изоляции двигателя из-за волновых процессов в кабеле присоединения.

При выборе системы защиты от перенапряжений ССН электрических станций и близких к ним по структуре насосных и компрессорных станций протяженных нефте- и газопроводов в случае изолированной нейтрали этих сетей или в случае установки ОПН непосредственно за выключателем присоединений следует проводить соответствующий комплекс расчетов индивидуально для каждого объекта. При оснащении ССН вакуумными выключателями следует учитывать также перенапряжения, возникающие при отключении заторможенных (неразвернувшихся) двигателей.

Эти перенапряжения характеризуются невысоким энергетическим потенциалом, но могут превышать электрическую прочность не только корпусной изоляции двигателя, но и витковой изоляции обмотки статора. Поэтому, как правило, вакуумные выключатели поставляются в комплекте с ОПН, характеристики которых скоординированы с электрической прочностью изоляции двигателя. Все эти расчеты в настоящее время целесообразно производить с помощью соответствующих программ, в том числе широко используемой в мировой практике исследования электромагнитных переходных процессов в электрических сетях программы EMTP (АТР). При проведении расчетов

Преимущества ОПН

В отличие от традиционных вентильных разрядников с искровыми промежутками и карборундовыми резисторами ОПН не содержат искровых промежутков и состоят только из колонки нелинейных резисторов на основе окиси цинка, заключенных в полимерную или фарфоровую покрышку. Оксидно-цинковые резисторы позволяют применять ОПН для более глубокого ограничения перенапряжений по сравнению с вентильными разрядниками и

способны выдерживать без ограничения времени рабочее напряжение сети. Полимерная или фарфоровая крышка обеспечивает эффективную защиту резисторов от окружающей среды и безопасность эксплуатации. Габариты ОПН и их вес значительно меньше по сравнению с вентильными разрядниками. ОПН, по сравнению с вентильными разрядниками, обладают рядом преимуществ:

- варисторы, применяемые в ОПН, обладают высокой стабильностью, которая не изменяется в процессе длительной эксплуатации;
- большое быстродействие срабатывания ОПН при коммутационных и грозовых перенапряжениях;
- отличные пиковые характеристики ОПН в широком диапазоне рабочей температуры;
- применение варисторов в одноколонковом исполнении позволяет обеспечить особенно глубокое ограничение напряжений и, соответственно, более высокую надежность работы оборудования и улучшение параметров сети;
- уменьшение габарита и веса ОПН в 10- 20 раз позволяет установить их непосредственно вблизи защищаемого оборудования, легко выполнять их монтаж при минимальном использовании техники;
- высокая механическая прочность и малая масса ОПН позволяет устанавливать их на ВЛ 6-110 кВ без усиления конструкции опор;
- ОПН в полимерном корпусе не требуют специального обслуживания, не повреждаются при транспортировке и хранении.

Работа ОПН

Под рабочим напряжением через ОПН протекает ток величиной доли миллиампер. Ток носит емкостной характер, вследствие чего в ОПН не выделяется активная мощность, и он может неограниченно долго находиться под рабочим напряжением. В результате ОПН не требует обслуживания и контроля параметров в процессе эксплуатации.

Повышение напряжения, при появлении импульса перенапряжения, вызывает снижение активного сопротивления резисторов ОПН. Ток через ОПН возрастает до сотен ампер

при появлении коммутационных перенапряжений и до тысяч ампер при воздействии грозовых перенапряжений. Резисторы ограничителя переходят в проводящее состояние и ограничивают дальнейшее нарастание перенапряжения до уровня, безопасного для изоляции защищаемого электрооборудования. Когда перенапряжение снижается, ограничитель вновь возвращается в непроводящее состояние (рис. 3.1).

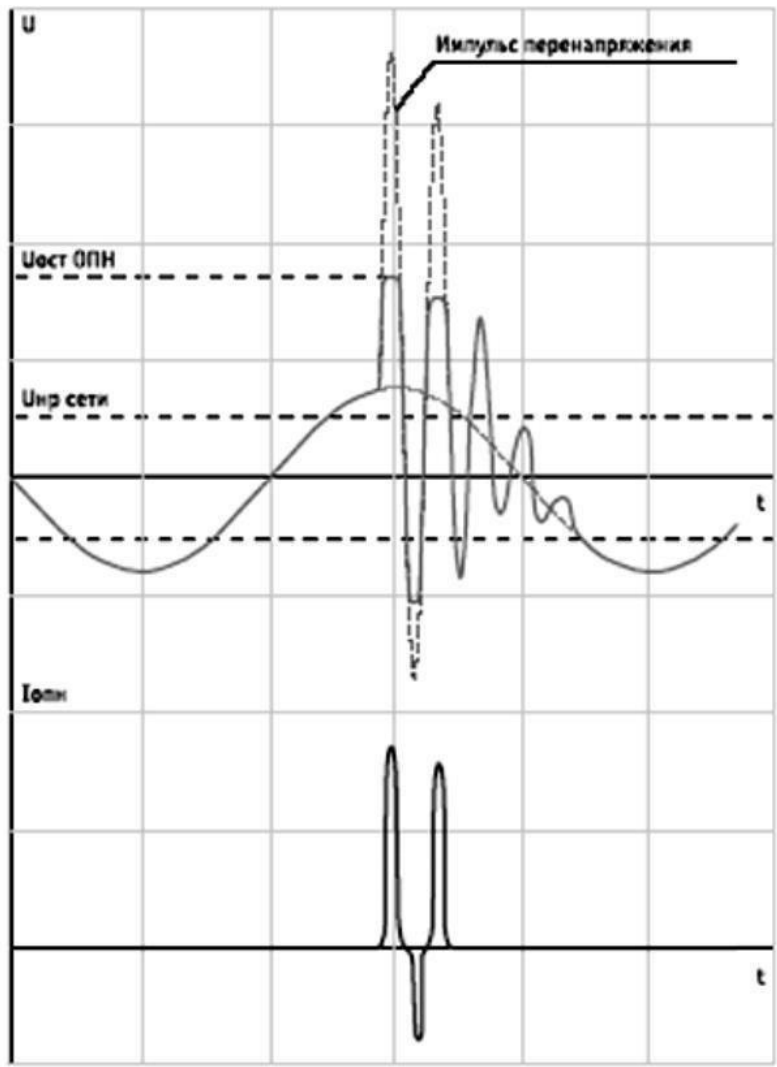


Рис. 3.1
Графики изменения тока и напряжения на ОПН при повышении действующего напряжения.

Высоколинейные резисторы объемного типа (варисторы), применяемые в ОПН, выполнены из оксидно-цинковой или металлооксидной керамики – нелинейного материала, получаемого в результате высокотемпературного обжига (до 1300 °С) специальной смеси. Смесь состоит из окиси цинка и некоторого количества оксида другого металла, например висмута, сурьмы, кобальта, марганца и т.п. Масса основной добавки составляет менее 4% массы

оксида цинка. Коэффициент не- линейности оксидно–цинковой керамики одного и того же образца составляет 0,02 - 0,06 и зависит от сочетания добавок к оксиду цинка и температуры обжига материала.

Зависимость между напряжением, приложенным к образцу такого материала, и током в нем определяется общей для рассматриваемых материалов

формулой. Коэффициент не- линейности растет с увеличением значения тока, а при больших напряжениях начинает увеличиваться активная масса составляющего тока через оксидно-цинковый нелинейный рабочий резистор (НРР).

Вольт-амперная характеристика НРР из металлооксидной керамики зависит от температуры окружающей среды: при повышении температуры остаточное напряжение уменьшается, температурный коэффициент тока и коэффициент нелинейности увеличиваются. Уменьшение остаточного напряжения при коротких импульсах несколько меньше, чем при длинных, например, отношение остаточного напряжения при длительности воздействия, равной одной микросекунде, к остаточному напряжению при длительности воздействия, равной восьми микросекундам, составляет 1,07.

Параметры материала НРР в значительной степени определяют срок службы ОПН. Основное значение имеют градиент напряжения, температурный коэффициент тока, температура окружающей среды, условия теплоотдачи, приложенное напряжение. В процессе старения возрастает активная составляющая тока и соответственно активная мощность.

Пропускная способность НРР определяется площадью поперечного сечения единичного резистора (ЕР) и градиентом напряжения. Увеличение ее достигается увеличением диаметра дисков. Толщина диска ЕР определяется специальными расчетами, где решающее значение имеет обеспечение наибольшего теплоотвода с целью предотвращения прогорания материала диска по цепи протекания сопровождающего тока. Этот размер НРР определяется при разработке ОПН.

При последовательном соединении единичных высоко нелинейных резисторов напряжение между ними распределяется очень неравномерно, что обуславливается не только емкостным распределением напряжения, но и различной электрической проводимостью

отдельных резисторов, градиентом напряжения при заданном токе, тангенсом угла дельта диэлектрических потерь резисторов.

Градиент напряжения при гарантированной пропускной способности резистора при импульсе тока с максимальным значением 70 А и длительностью 3/8 мкс составляет 1,45-1,8 кВ/см, а тангенс диэлектрических потерь равен (или меньше) 0,09. Увеличение числа последовательно соединенных резисторов уменьшает неравномерность распределения напряжения. Неравномерность проявляется в случае, когда заданное напряжение (градиент) приложено к небольшому числу ЕР; если же оно приложено к числу ЕР, в десять раз большему, то оно соответственно и распределяется на большее число объектов с уменьшением напряжения, приходящегося на каждый ЕР, с учетом активных утечек которого неравномерность снижается. Выравнивание его по высоте аппарата достигается посредством трубчатого экранного кольца, закрепляемого на верхней крышке элемента, что существенно облегчает работу НРР.

Конструкция ОПН

НРР выбирается из того или иного числа единичных дисковых резисторов (ЕР), соединенных последовательно или последовательнопараллельно. Надежный электрический контакт между ними обеспечивается металлизацией их торцевых поверхностей и контактным нажатием.

Диски из оксидно – цинковой керамики помещаются в специальную термоусаживаемую трубку (трубка полиэтиленовая радиационно – модифицированная), которая при нагревании вместе с дисками до температуры 170-180°C плотно облегает колонку из дисков, создавая продольное и поперечное давление. Продольное давление обеспечивает электрический контакт между отдельными дисками, а поперечное создает из разрозненных дисков одно конструктивное целое - колонку.

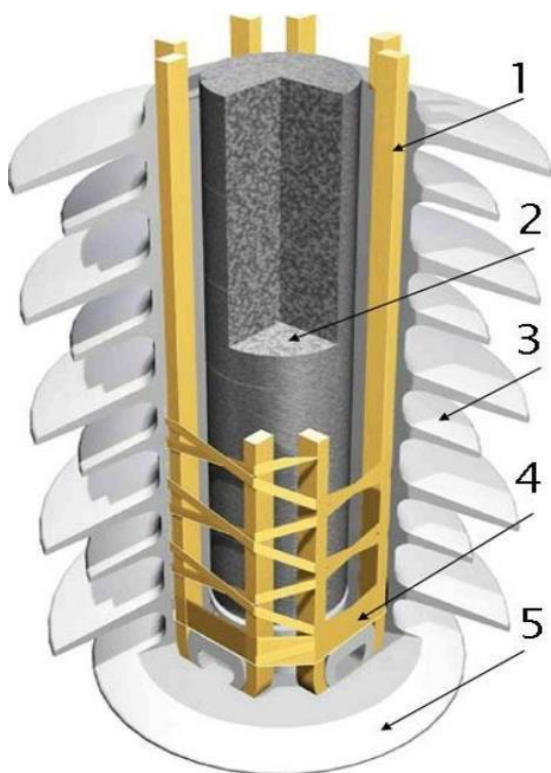


Рис. 3.2

Конструкция ОПН 110 кВ

- 1. Усиливающие элементы
- 2. Варисторы
- 3. Покрышка из селикона
- 4. Защитная лента
- 5. Фланец

ОПН в полимерном корпусе (рис. 3.2, 3.3) могут состоять из одного или нескольких модулей, каждый из которых содержит одну колонку варисторов. Варисторы не обладают "кумулятивным" эффектом, т.е. их вольтамперная характеристика не зависит от числа срабатываний ОПН. Силиконовая покрывка наносится на активную часть методом непосредственного вакуумного литья в специальной машине. Фланцы, выполненные из нержавеющей стали, алюминия или меди соединены друг с другом двумя или более усиливающими элементами из стекловолокна, что придает ОПН высокие механические характеристики. Благодаря тому, что силиконовая изоляция наносится непосредственно на варисторы, внутри нет воздуха и, как следствие, отсутствуют внутренние частичные разряды. Кроме того, улучшаются условия охлаждения варисторов, что улучшает энергопоглощающую способность ОПН. Силиконовая резина, используемая для внешней изоляции, обладает значительно более высокой гидрофобностью и стойкостью к воздействию ультрафиолетовой радиации, чем фарфоровая изоляция. Кроме того, применение полимерной изоляции снижает массогабаритные параметры ОПН, что расширяет возможность их применения.

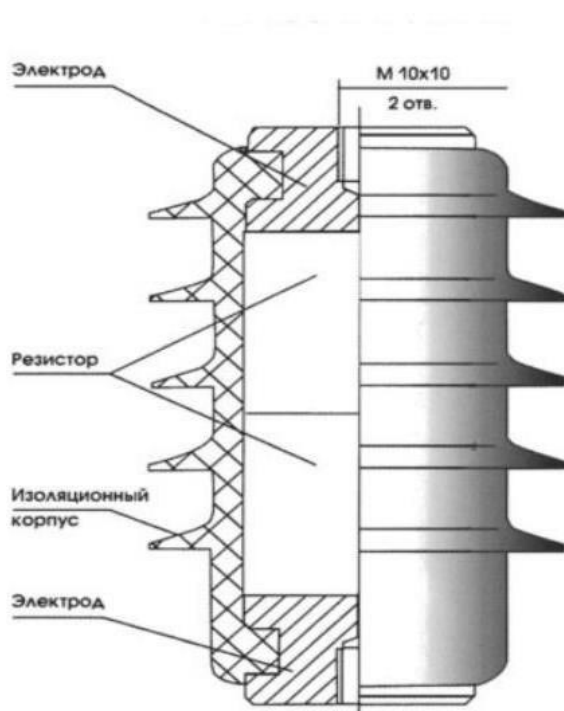


Рис. 3.3

Конструкция ОПН 6-10 кВ
внутренней установки

Использование полимерной изоляции также повышает взрывобезопасность ОПН и позволяет избавиться от специальных устройств по сбросу давления. На внутренней стенке полимерного корпуса имеются специальные насечки, и в случае внутреннего перекрытия аппарата происходит разрыв корпуса в этих местах или выполняются специальные противовзрывные отверстия (рис. 3.4).

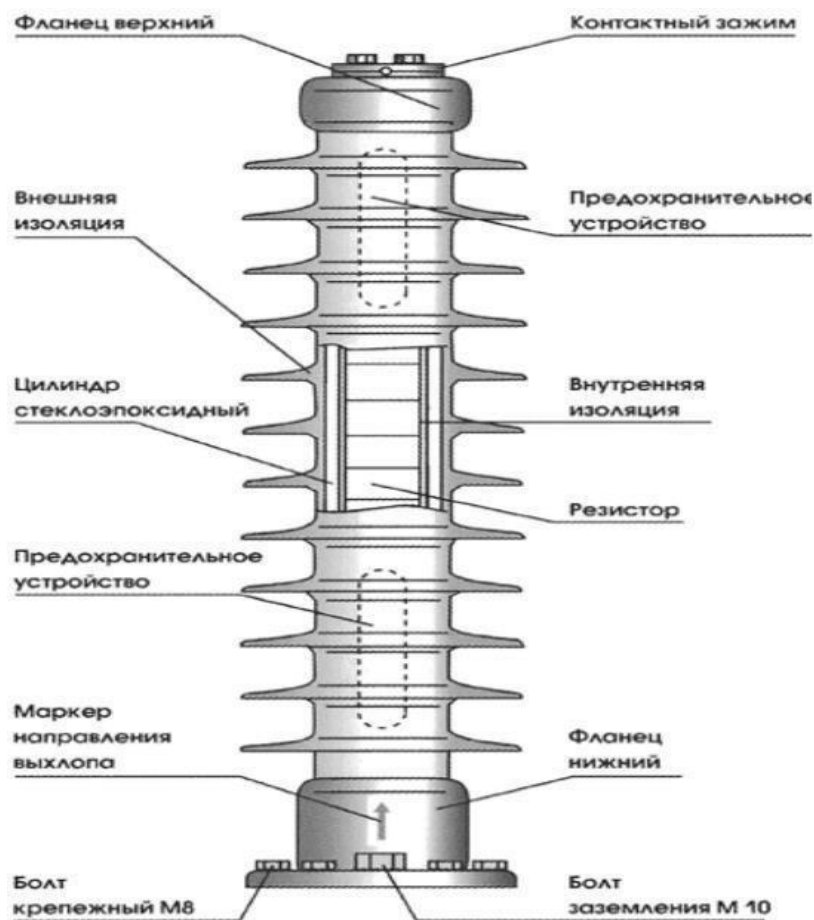


Рис. 3.4

Конструкция ОПН
220 кВ

Монтаж ОПН

Монтаж ОПН должен производиться в строгом соответствии с требованиями инструкций завода-изготовителя. Перед монтажом все элементы ОПН необходимо тщательно осмотреть, причем особое внимание следует обращать на следующее:

- поверхности покрышек, в том числе торцы, примыкающие к фланцам, не должны иметь трещин, каких-либо следов удара;
- состояние внутренних деталей элемента проверяется слабым встряхиванием при проворачивании его в разные стороны под углом 20-30° от вертикальной оси. Наличие при этом шумов или позвониваний свидетельствует о повреждении внутренних деталей элемента.

Перед монтажом, элементы ОПН должны быть испытаны в соответствии с инструкцией завода-изготовителя. Монтаж многоэлементных ОПН (начиная от земли) следует выполнять, строго соблюдая указания завода-изготовителя о размещении порядковых номеров элементов.

Замена одних элементов другими или изменение их взаимного расположения в ОПН, по сравнению с предписанным заводом-изготовителем не допускается, за исключением случаев, оговоренных в заводских документах по техническому обслуживанию и эксплуатации.

После окончания монтажа все наружные металлические детали аппарата, кроме паспортных щитков, необходимо окрасить влагостойкой краской или эмалью.

Техническое обслуживание ОПН

ОПН, как правило, не подлежат ремонту. Эксплуатационный надзор предусматривает обязательный внешний осмотр и очистку ОПН от загрязнений, которая выполняется с лестниц, без опирания ими на корпус ОПН, либо с применением механизмов. Очистку ОПН в полимерном корпусе следует производить сухой ветошью, не оставляющей волокон, или промывать мыльным раствором. Места сильного загрязнения необходимо очищать тампоном, смоченным спиртом. Применение масел, бензина, бензола, ацетона и металлических щеток не допускается. В случае значительного загрязнения внешней изоляционной поверхности, ОПН следует заменить. При осмотре ОПН, производимом оперативным персоналом, особое внимание необходимо обращать на: - наличие загрязнений ОПН;

- целостность подводящих и заземляющих цепей;
- состояние предохранительных клапанов элементов (при наличии).

Периодически (при ремонте основного оборудования электроустановки) необходимо проверять качество затяжки болтовых соединений крепления и подсоединения ОПН.

Ограничители перенапряжений для сетей 0, 22 - 0,66 кВ

Ограничители перенапряжений нелинейные предназначены для защиты электрооборудования подстанций и сетей, с эффективно заземленной нейтралью, переменного тока 0,22 – 0,66 кВ частоты 50 Гц от грозовых и коммутационных перенапряжений.

Ограничители перенапряжений рассчитаны для эксплуатации в условиях нормированных для исполнения УХЛ категории размещения 1 по ГОСТ 15150 при высоте не более 1000 м над уровнем моря и температуре окружающей среды от -60о С до +40о С.

Ограничители выдерживают тяжение провода в горизонтальном направлении не менее



Рис. 3.5
Ограничители перенапряжений для сетей 0, 22 - 0,4 кВ

Таблица 3.1 Технические характеристики ОПН для сетей 0, 22 - 0,4 к В

Обозначение ОПН	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, U _{нр} , кВ	Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА	Пропускная способность на прямоугольном импульсе тока 2000 мкс, А	Остающееся напряжение при импульсах тока 8/20 мкс, амплитудой 5000 А, кВ	Классификационное напряжение при токе не менее 1 мА, кВ
ОПН-п-0,22/0,26/10/300	0,26	10	300	1,1	0,4
ОПН-п-0,38/0,4/5/400	0,4	5	400	1,4	0,8
ОПН-п-0,38/0,4/5/400	0,4	5	300	1,4	0,8
ОПН-п-0,38/0,4/10/300	0,4	10	300	1,6	0,6

Ограничители перенапряжений для сетей 6-10 кВ

Ограничители перенапряжений нелинейные предназначены для защиты электрооборудования сетей с изолированной и компенсированной нейтралью переменного тока 3- 10 кВ частоты 50 Гц от грозových и коммутационных перенапряжений.

Ограничители перенапряжений рассчитаны для эксплуатации в условиях нормированных для исполнения УХЛ категории размещения 1, 2 по ГОСТ 15150 при высоте не более 1000 м над уровнем моря и температуре окружающей среды от -60о С до +40о С.

Ограничители выдерживают тяжение провода в горизонтальном направлении не менее

300 Н и давление ветра со скоростью до 40 м/с без гололеда и до 15 м/с при толщине гололеда 2 см. Ток взрывобезопасности ограничителя 20 кА.

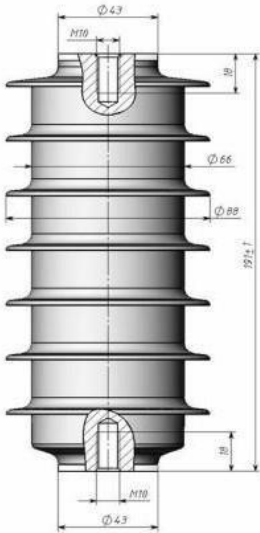


Рис. 3.6
Ограничители перенапряжений для сетей 6-10 кВ

Таблица 3.2а Технические характеристики ОПН для сетей 6 кВ

Обозначение ОПН	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, U _{нр} , кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Пропускная способность на прямоугольном импульсе тока 2000 мкс, А	Остающееся напряжение, кВ, не более					
				При токе коммутационных перенапряжений на волне 30/60 мкс с амплитудой			При токе грозовых перенапряжений на волне 8/20 мкс с амплитудой		
				0,125 кА	0,25 кА	0,5 кА	2,5 кА	5 кА	10 кА
ОПН-п-6/7,2/5/300	7,2	5	300	17,3	18	19,1	22,6	24,4	27,5
ОПН-п-6/7,6/5/300	7,6	5	300	17,8	18,6	19,7	23,3	25,2	28,4

Таблица 3.26 Технические характеристики ОШ для сетей 6 кВ

Обозначение ОШ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, Унр, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Пропускная способность на прямоугольном импульсе тока 2000 мкс, А	Остающееся напряжение, кВ не более					
				При токе коммутационных перенапряжений на волне 30/60 мкс с амплитудой			При токе грозовых перенапряжений на волне 8/20 мкс с амплитудой		
				0,25 кА	0,5 кА	1 кА	5 кА	10 кА	20 кА
ОПН-п-6/6,0/10/550	6	10	550	14,3	14,9	15,8	17,7	19,2	21,6
ОПН-п-6/6,6/10/550	6,6	10	550	15,7	16,4	17,4	19,5	21,1	23,8
ОПН-п-6/6,9/10/550	6,9	10	550	16,4	17,1	18,2	20,4	22,1	24,9
ОПН-п-6/7,2/10/550	7,2	10	550	17,1	17,9	19	21,3	23	25,9
ОПН-п-6/7,6/10/550	7,6	10	550	18,1	18,9	20	22,5	24,3	27,4
ОПН-п-616,6110/500	6,6	10	500	15,6	16,1	16,7	19,7	21,5	24,3
ОПН-п-6/7,2/10/500	7,2	10	500	17	17,6	18,4	21,4	23,5	26,5
ОПН-п-616,6110/850	6,6	10	850	16,1	16,7	17,4	19,7	21,1	23,9
ОПН-п-6/7,2/10/850	7,2	10	850	17,5	18,2	18,9	21,4	23	26

Таблица 3.3а Технические характеристики ОП-І для сетей 10 кВ

Обозначение ОП	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, Унр, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Пропускная способность на прямоугольном импульсе тока 2000 мкс, А	Остающееся напряжение, кВ не более					
				При токе коммутационных перенапряжений на волне 30/60 мкс с амплитудой			При токе грозовых перенапряжений на волне 8/20 мкс с амплитудой		
				0,125 кА	0,25 кА	0,5 кА	2,5 кА	5 кА	10 кА
ОПН-п-10/12/5/300	12	5	300	28,6	30,1	31,8	37,7	40,8	46,1
ОПІ-п-10/12, 7/5/300	12,7	5	300	29,5	31	32,8	38,9	42,1	47,5

Таблица 3.36 Технические характеристики ОПН для сетей 10 кВ

Обозначение ОПН	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, U _{нр} , кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Пропускная способность на прямоугольном импульсе тока 2000 мкс, А	Остающееся напряжение, кВ не более					
				При токе коммутационных перенапряжений на волне 30/60 мкс с амплитудой			При токе грозовых перенапряжений на волне 8/20 мкс с амплитудой		
				0,25 кА	0,5 кА	1 кА	5 кА	10 кА	20 кА
ОПН-п-10/10,5/10/550	10,5	10	550	25	26,1	27,7	31	33,6	37,8
ОПН-п-10/11,5/10/550	11,5	10	550	27,4	28,6	30,3	34	36,8	41,4
ОПН-п-10/12,0/10/550	12	10	550	28,5	29,8	31,7	35,5	38,4	43,2
ОПН-п-10/12,7/10/550	12,7	10	550	30,2	31,5	33,5	37,5	40,6	45,8
ОПН-п-10/12,7/10/500	10,5	10	500	24,8	25,7	26,6	31,3	34,3	38,7
ОПН-п-10/10,5/10/500	11,5	10	500	27,2	28,2	29,2	34,3	37,5	42,3
ОПН-п-10/12/10/500	12	10	500	28,4	29,4	30,5	35,7	39,2	44,2
ОПН-п-10/10,5/10/850	10,5	10	850	25,6	26,6	27,7	31,3	33,6	38
ОПН-п-10/11,5/10/850	11,5	10	850	28,1	29,1	30,3	34,3	36,8	41,6
ОПН-п-10/12/10/850	12	10	850	29,3	30,4	31,6	35,8	38,7	43,5

Ограничители перенапряжений для сетей 35 кВ

Ограничители перенапряжений нелинейные предназначены для защиты электрооборудования сетей с изолированной и компенсированной нейтралью переменного тока 35 кВ частоты 50 Гц от грозовых и коммутационных перенапряжений.

Ограничители перенапряжений рассчитаны для эксплуатации в условиях нормированных для исполнения УХЛ категории размещения 1 по ГОСТ 15150 при высоте не более 1000 м над уровнем моря и температуре окружающей среды от -60°С до +40°С.

Ограничители выдерживают тяжение провода в горизонтальном направлении не менее 300 Н и давление ветра со скоростью до 40 м/с без гололеда и до 15 м/с при толщине

гололеда 2 см.

Ток взрывобезопасности ограничителя 20 кА.

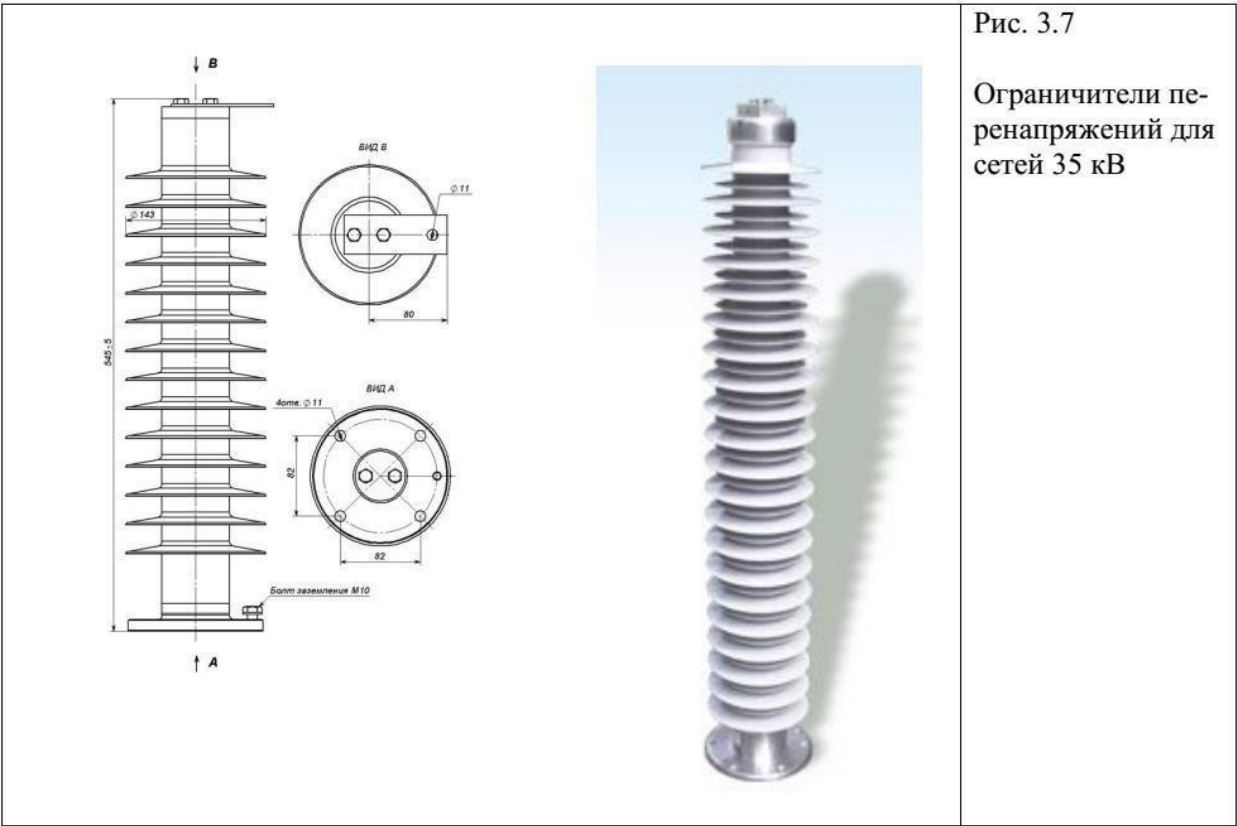


Таблица 3.4 Технические характеристики ОПН для сетей 35 кВ

Обозначение ОПН	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, U _{нр} , кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Пропускная способность на прямоугольном импульсе тока 2000 мкс, А	Остающееся напряжение, кВ не более					
				При токе коммутационных перенапряжений на волне 30/60 мкс с амплитудой			При токе грозовых перенапряжений на волне 8/20 мкс с амплитудой		
				0,25 кА	0,5 кА	1 кА	5 кА	10 кА	20 кА
ОПН-п-35/37/10/550	37	10	550	88	91,9	97,6	109	118	133
ОПН-п-35/40,5/10/800	40,5	10	800	102	107	113	120	130	142
ОПН-п-35/41/10/550	41	10	550	97,5	102	108	121	131	148
ОПН-п-35/44/10/550	44	10	550	105	109	116	130	141	159
ОПН-п-35/45/10/550	45	10	550	107	112	119	133	144	162
ОПН-п-35/42/10/500	42	10	500	99,3	102,8	106,8	125,1	137,1	154,6
ОПН-п-35/42/10/850	42	10	850	102,5	106,3	110,6	125,3	134,4	152

Ограничители перенапряжений для сетей 110-220 кВ

Ограничители перенапряжений нелинейные предназначены для защиты электрооборудования сетей с эффективно заземленной нейтралью переменного тока 110 - 220 кВ частоты 50 Гц от грозовых и коммутационных перенапряжений.

Ограничители перенапряжений рассчитаны для эксплуатации в условиях нормированных для исполнения УХЛ категории размещения 1 по ГОСТ 15150 при высоте не более 1000 м над уровнем моря и температуре окружающей среды от -60°С до +40°С.

Ограничители выдерживают тяжение провода в горизонтальном направлении не менее 500 Н и давление ветра со скоростью до 40 м/с без гололеда и до 15 м/с при толщине гололеда 2 см. Ток взрывобезопасности ограничителя 40 кА.

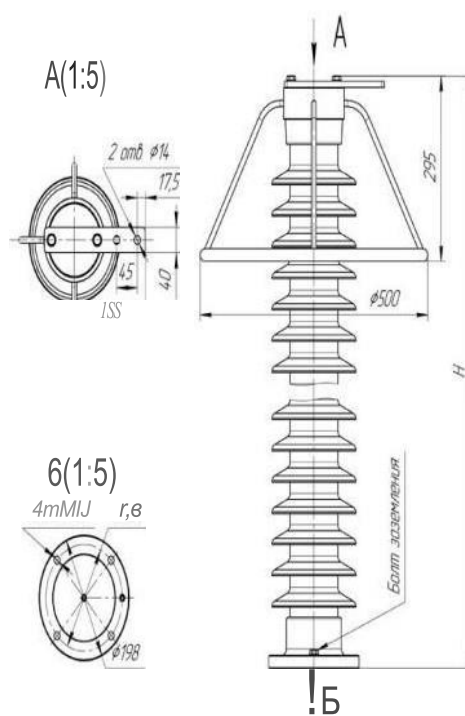


Рис. 3.8

Ограничители
перенапряжений
для сетей 110-
220 кВ

Таблица 3.5 Технические характеристики ОПН для сетей 110-220 кВ

Обозначение ОПН	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, U _{нр} , кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Пропускная способность на прямоугольном импульсе тока 2000 мкс, А	Остающееся напряжение, кВ не более					
				При токе коммутационных перенапряжений на волне 30/60 мкс с амплитудой			При токе грозовых перенапряжений на волне 8/20 мкс с амплитудой		
				0,25 кА	0,5 кА	1 кА	5 кА	10 кА	20 кА
ОПН-п-110/83/10/850	83	10	850	203	210	219	248	266	301
ОПН-п-110/88/10/850	88	10	850	215	223	232	262	282	318
ОПН-п-110/83/20/1500	83	20	1500	190	197	204	231	244	266
ОПН-п-110/88/20/1500	88	20	1500	202	209	216	244	259	282
ОПН-п-220/176/10/850	176	10	850	429	446	463	526	564	637
ОПН-п-220/146/20/1500	146	20	1500	335	347	359	406	430	467
ОПН-п-220/156/20/1500	156	20	1500	358	370	383	433	459	499

Ограничители перенапряжений для сетей 330-750 кВ

Ограничители перенапряжений нелинейные предназначены для защиты электрооборудования сетей с эффективно заземленной нейтралью переменного тока 330 - 750 кВ частоты 50 Гц от грозовых и коммутационных перенапряжений.

Ограничители перенапряжений рассчитаны для эксплуатации в условиях нормированных для исполнения УХЛ категории размещения 1 по ГОСТ 15150 при высоте не более 1000 м над уровнем моря и температуре окружающей среды от -60°С до +40°С.

Ограничители выдерживают тяжение провода в горизонтальном направлении не менее 1000 Н и давление ветра со скоростью до 40 м/с без гололеда и до 15 м/с при толщине гололеда 2 см. Ток взрывобезопасности ограничителя 40 кА.



Рис. 3.9

Ограничители
перенапряжений
для сетей 330-
750 кВ

Таблица 3.6 Технические характеристики ОПН для сетей 330-750 кВ

Обозначение ОПН	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, Унр, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Пропускная способность на прямоугольном импульсе тока 2000 мкс, А	Остающееся напряжение, кВ не более					
				При токе коммутационных перенапряжений на волне 30/60 мкс с амплитудой			При токе грозовых перенапряжений на волне 8/20 мкс с амплитудой		
				0,25 кА	0,5 кА	1 кА	5 кА	10 кА	20 кА
ОПН-п-330/210/10/850	210	10	850	512	532	552	627	673	761
ОПН-п-330/220/10/850	220	10	850	536	557	579	656	704	777
ОПН-п-330/230/10/850	230	10	850	561	583	605	687	737	833
ОПН-п-330/220/20/1500	200	20	1500	505	552	541	612	647	704
ОПН-п-330/230/20/1500	230	20	1500	528	546	565	639	677	736
ОПН-п-750/455/20/2100	455	20	2100	1108	1155	1182	1275	1340	1445
ОПН-п-750/478/20/2100	478	20	2100	1164	1213	1242	1339	1407	1518

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 13

Осмотр оборудования и устройств подстанций

Теоретическая часть

1. Введение

1.1. Осмотр подстанции (далее - ПС) 110-35кВ, распределительных пунктов (далее – РП), трансформаторной подстанции (далее - ТП) производится с целью своевременного выявления и дальнейшего устранения в кратчайшие сроки дефектов и неисправностей электрического оборудования, также строительной части для обеспечения их надежной безаварийной работы;

1.2. Периодичность осмотров устанавливается:

- ПС 110-35кВ – 2 раза в месяц оперативно – выездной бригадой (далее - ОВБ), 1 раз в месяц ИТР, а для подстанций, где отсутствует или не работает телесигнализация - 4 раза в месяц ОВБ;
- РП 6-10кВ и ТП 6-10кВ – 1 раз в месяц дежурным персоналом и 1 раз в 6 месяцев ИТР;
- ТП 6-10кВ, питающие особо ответственных потребителей или работающие в неблагоприятных условиях, должны осматриваться 1 раз в месяц ИТР.

Дополнительно осмотр выполняется при производстве оперативных переключений, допуске ремонтных бригад ОВБ и персоналом ИТР, при введении «особой схемы».



Рисунок 1. Осмотр подстанции.

1.3. Осмотр производится с заполнением «Листка осмотра». При выявлении во время осмотра нарушениях, которые могут повлечь за собой нарушение режима работы подстанций РП и ТП, немедленно докладывается диспетчеру электросетей (далее - диспетчер). Дефекты заносятся в «Журнал дефектов».

Устранение неисправностей персоналом, проводящим осмотр, разрешается только с ведома диспетчера, после выполнения технических и организационных мероприятий по охране труда. Самовольное производство каких-либо работ при осмотрах запрещается.

1.4. Если при осмотре выявлена неисправность, угрожающая повреждением оборудования и требующая срочного отключения присоединения, то необходимо, не запрашивая диспетчера, выполнить отключение и только потом доложить диспетчеру. Осмотр продолжается только при полном устранении всех неисправностей или когда оставшиеся неисправности не представляют собой опасности для жизни людей и целостности оборудования.

1.5. Все выявленные замечания и дефекты персонал ОВБ должен записать в «Журнал дефектов». Дефекты и замечания, требующие немедленного устранения, должны быть незамедлительно переданы диспетчеру и вышестоящему руководству организации и должны быть устранены в кратчайшие сроки. [Ремонт и обслуживание подстанций, устранение дефектов.](#)

2. Осмотр подстанций 110/35 кВ.

2.1. Осмотр подстанции начинается с общего пульта управления (ОПУ), с панели центральной сигнализации (ПЦС), куда выведены сигналы неисправности, контроля изоляции 10/6/0,4кВ и т.д.

При осмотре необходимо включить ключ на панели ЦС, проверить выпавшие блинкера аварийной и предупредительной сигнализации, произвести возврат их в нормальный режим работы. Независимо от того, поднялись блинкера

или нет, дальнейший осмотр подстанции прекратить и, приняв все меры ТБ, выявить причины выпадения блинкеров.



Рисунок 2. Осмотр подстанций 110-35 кВ.

2.2. При осмотре подстанции проверяется:

- исправность телесигнализации открывания дверей ПС, РП, ТП;
- исправность телефонной связи;
- наличие защитных средств согласно табеля, их состояние и сроки испытания;
- наличие противопожарных средств, их состояние;
- состояние освещения подстанции, отсутствие неисправных выключателей и розеток;
- состояние технической документации на подстанции;
- положение накладок, автоматов, рубильников и предохранителей в цепях вторичной коммутации и соленоидов или электродвигателей заводки

пружинных приводов и соответствие их оперативным указаниям для существующей схемы;

- наличие и контроль изоляции оперативного тока по вольтметрам на панелях РЗА;
- наличие и контроль изоляции собственных нужд;
- наличие принципиальной схемы ПС и ее соответствие существующей схеме.

2.2.1. При осмотре распределительного устройства подстанции:

- производится замер напряжения по фазам на каждой секции 6-10кВ, записывается нагрузка и показания счетчиков на отходящих фидерах и на вводах трансформаторов (если нагрузка превышает номинальную, об этом немедленно сообщается диспетчеру);
- проверяется наличие и состояние блокировки присоединений;
- проверяется наличие диспетчерских надписей на оборудовании и на приводах коммутационных аппаратов в первичной и вторичной схеме, их состояние и соответствие принятым требованиям и назначению;
- проверяется состояние измерительных приборов, сроки их поверки;
- проверяется целостность опломбирования клемников цепей коммерческого учета.

2.2.2. При осмотре строительной часть подстанции проверяется:

- отсутствие течи крыши;
- отсутствие дыр в заборе, отверстий в кабельных каналах и в здании ПС через которые могут проникнуть грызуны и мелкие животные;
- состояние дверей и запоров, наличие и исправность замков на дверях и воротах;
- соответствие габаритов между ветвями деревьев и токоведущими частями по периметру подстанции согласно требований ПУЭ;

- наличие и состояние предупредительных плакатов на ограждении оборудования и на заборе подстанции;
- наличие диспетчерских наименований и телефона;
- чистку и порядок в помещениях и на территории подстанции.

2.3. Осмотр оборудования ПС:

2.3.1. При осмотре силовых трансформаторов проверяется:

- показания термометров и термосигнализаторов, показывающих температуру масла в баке трансформатора, их целостность и исправность;

- уровни масла в баке расширителя и баке РПН, соответствие уровня температурным отметкам, целостность и исправность маслоуказателей, наличие температурных отметок на расширительном баке;
- величина давления масла в герметичных вводах и уровни масла в маслonaполненных вводах, соответствие давления масла температурным кривым в герметичных вводах;
- наличие масла в масляных затворах воздухоосушительных фильтрах, цвет силикагеля в них и воздухоосушительных фильтрах негерметичных вводов (цвет силикагеля должен быть голубым);
- состояние фарфоровой изоляции вводов (отсутствие трещин, сколов, загрязнения, течи масла из уплотнений, коронирующих разрядов);
- целостность и исправность газового реле, мембраны выхлопной трубы, положение шиберов на трубе к расширителю и на радиаторах к баку;
- состояние фланцевых соединений (отсутствие течей масла);
- работа системы обдува трансформатора;
- работа РПН трансформатора (записываются показания счетчиков числа срабатывания РПН);
- состояние фундамента трансформатора, состояние гравийности подсыпки и целостность заземляющей проводки;
- работа подогрева привода РПН (в зимнее время).

2.3.2. При осмотре масляных выключателей проверяется:

- наличие масла в горшках (баках) выключателя и вводах, соответствие его уровня нанесенным на маслоуказательных стеклах отметкам;
- цвет масла в стекле (масло должно быть прозрачным);
- отсутствие течей масла из баков выключателя, из указательных стекол и демпферного устройства;
- целостность изоляции выключателя и ее чистота;
- отсутствие видимых механических повреждений частей выключателя и привода;
- наличие и целость всех соединений, шлинтов, ограничителей, положение указателей и исправность сигнальных ламп;
- отсутствие выбросов масла из выключателя;
- исправность подогрева привода и баков (в зимнее время);
- давление газа в фазах выключателя (ВМТ-110);
- положение привода выключателя (привод должен быть взведен, электромагниты в исходном положении);
- отсутствие коронирования оборудования.

2.3.3. При осмотре разъединителей, отделителей проверяется:

- полнота захода ножей в губки (должно быть не менее чем на 2/3 своей площади);
- целостность изоляции, отсутствие коронирования;
- температура контактов (визуально и приборам);
- исправность тяг привода;
- положение серновидного рычага в приводе ОД, КЗ (при вводе трансформатора в работу);
- наличие защитных козырьков над приводами.

2.3.4. При осмотре токоограничивающих реакторов проверяется:

- бетонные колонки на отсутствие в них трещин, сколов;

- прочность вмазки в бетон крепежных болтов и контактных зажимов;
- целость лакового покрытия бетонных колонок;
- исправность изоляции витков, отсутствие деформации витков и замыкания их между собой;
- отсутствие повреждений опорных изоляторов и надежность их крепления к бетонным колонкам.

2.3.5. При осмотре трансформаторов тока и напряжения проверяется.

- уровень масла в расширителе;
- отсутствие следов перегрева токоведущих частей и контактных соединений;
- отсутствие вытеканий изоляционной массы;
- целостность изоляции;
- отсутствие обрывов проводов вторичной коммутации.

2.3.6. При осмотре токоведущих шины и кабелей проверяется:

- отсутствие нагрева контактов;
- отсутствие повреждений опорной и подвесной изоляции, ее чистота, отсутствие коронирования;
- отсутствие посторонних предметов на ошиновке и ее целостность;
- отсутствие коронирования в кабельных разделках и вытекании мастики из концевых воронок, отсутствие трещин и сколов на воронках из эпоксидной смолы;
- наличие бирок на кабелях;
- отсутствие джутовой оплетки на кабелях, проложенных в кабельных каналах и наличие окраски брони кабелей;
- наличие стальных или чугунных кожухов на соединительных муфтах кабелей в кабельных каналах

2.3.7. При осмотре разрядников проверяется:

- целость фланцев, фарфоровой изоляции, отсутствие трещин, сколов;

- состояние крепления разрядников и спусков к ним, заземляющих проводников;
- записывание показания регистратора срабатывания разрядников.

2.3.8. При осмотре аккумуляторных батарей проверяется:

- достаточность освещения;
- укомплектованность материалами, спецодеждой, нейтрализующими растворами;
- уровни электролита в банках, его плотность, напряжение на батарее;
- чистота батареи, количество шлама в банках, отсутствие коробления пластин и шпона;
- работа зарядных и подзарядных устройств.

2.3.9. При осмотре оборудования щита собственных нужд проверяется:

- исправность кожухов, рукояток, запоров, ручек и другой аппаратуры, исправность заземляющей проводки;
- отсутствие нагрева контактных соединений, подгара, наплывов на контактах;
- отсутствие некалиброванных вставок, самодельных предохранителей;
- наличие надписей коммутационных аппаратов, номинальный ток предохранителей;
- исправность сигнальных ламп;
- наличие и исправность дугогасительных камер на автоматах.

2.4. После окончания осмотра должны быть заперты на замок все дверцы ячеек, закрыты двери отдельных помещений, отключена центральная сигнализация, включена телесигнализация открывания дверей, выключено освещение подстанции и заперты на замок все двери, ворота и калитки подстанции.

3. Осмотр распределительных пунктов, трансформаторных подстанций

Для осмотра РП или ТП необходимо иметь при себе:

- диэлектрические перчатки;
- изолирующую оперативную штангу 10кВ;
- указатели напряжения до 1000В и на 6-10кВ;
- токоизмерительные клещи;
- термоиндикаторную свечу или термометр;
- переносной фонарь.

3.1. При осмотре строительная части РП, ТП проверяется:

- состояние подъездных путей, отсутствие загромождений дверей в ТП, РП;
- состояние отходящих кабельных трасс (отсутствие раскопок, свалок материала, мусора и т. п.);
- исправность отмостки вокруг ТП, РП;
- отсутствие видимых повреждений кровли, особенно в местах водослива;
- состояние штукатурки, побелки стен ТП, РП, отсутствие в стенах дыр;
- исправность дверей в ТП, РП, наличие на них четких диспетчерских надписей и предупредительных плакатов, исправность дверных замков и запоров;
- отсутствие течи крыши, состояние внутренней отделки здания ТП, РП;
- работа обогревательных элементов;
- чистота помещений и кабельных каналов, отсутствие дыр в перекрытиях кабельных каналов.

3.2. При осмотре электрической части ТП, РП проверяется:

- состояние освещения помещений и камер РП, ТП;
- наличие эл. схемы РП, ТП и ее соответствие натуре.

3.3 При осмотре силовых трансформаторов проверяется:

- наличие барьеров с предупредительными плакатами при входе в камеры трансформаторов;
- уровень масла в расширительных баках трансформаторов, соответствие его температурным отметкам;

- отсутствие течей масла из фланцевых соединений и корпуса трансформатора;
- целостность изоляторов на крышке трансформатора, их чистоту, отсутствие нагрева проходных токоведущих стержней;
- температура масла в трансформаторах (по термометру);
- состояние заземления трансформатора;
- состояние средств пожаротушения;
- состояние проводника, заземляющего нулевой вывод 0,4кВ и нулевой шины, надежность их крепления.

3.4. При осмотре РУ 6-10кВ проверяется:

А) масляные выключатели:

- наличие масла в горшках (баках) выключателей, соответствие его уровня нанесенным на маслоуказательных стеклах отметкам;
- цвет масла в маслоуказательных стеклах (масло должно быть прозрачным);
- отсутствие течей масла из баков выключателя, из указательных стекол и демпферного устройства;
- целостность изоляции выключателя и ее чистота;
- отсутствие видимых механических повреждений частей выключателя и привода;
- наличие и целостность всех шарнирных соединений, шпинтов, ограничителей, положение указателей и исправность сигнальных ламп;
- отсутствие выбросов масла из выключателя;
- положение привода выключателя (привод должен быть взведен);
- отсутствие коронирования;
- исправность обогрева(в зимнее время);
- введенное(выведенное) положение АВР. Готовность АВР к работе (реле времени и однократности действия подтянуты, привод СВ взведен, груз поднят, КГП замкнут).

Б) разъединители, выключатели нагрузки:

- полнота захода ножей в губки, отсутствие перегрева контактных соединений;
- целостность изоляции, отсутствие видимых механических повреждений дугогасительных камер;
- исправность привода;
- наличие над приводами четких диспетчерских надписей;
- отсутствие коронирования;
- наличие блокировочных устройств на приводах разъединителей (выключателей нагрузки) и заземляющих ножей;
- исправность фиксирующих устройств приводов.

В) трансформаторы тока и напряжения:

- наличие и величина напряжения 6-10 кВ;
- отсутствие следов перегрева токоведущих частей и контактных соединений;
- отсутствие вытеканий изоляционной массы;
- целостность изоляции;
- отсутствие обрывов проводов вторичной коммутации,

Г) токоведущие шины и кабели.

- отсутствие нагрева контактов;
- отсутствие повреждений опорной изоляции, ее чистота, отсутствие коронирования;
- целостность ошиновки, отсутствие на ней посторонних предметов;
- отсутствие короны в кабельных разделках и вытекания мастики из концевых воронок, отсутствие трещин и сколов на воронках из эпоксидной смолы;
- наличие бирок на кабелях;
- целостность заземления брони кабелей;

- отсутствие джутовой оплетки на кабелях в пределах прохождения их по кабельным каналам и наличие окраски брони кабелей;
- заделка отверстий труб на выходе из кабельных каналов;
- окраска ошиновки, обозначение мест для наложения переносных заземлений.

Д) при осмотре РУ-0,4кВ проверяется:

- исправность кожухов, рукояток приводов, запоров, ручек и другой арматуры, исправность заземляющей проводки;
- отсутствие нагрева контактных соединений, подгара, напыла, на контактах, полнота захода ножей рубильников в губки;
- отсутствие некалиброванных вставок, самодельных предохранителей;
- наличие диспетчерских надписей над приводами рубильников;
- наличие надписи номинального тока вставки.

3.5. При осмотре электрического оборудования РП и ТП проверяется:

- наличие и исправность дверей и шкафов ячеек, замков и запоров в них, исправность ограждений токоведущих частей;
- положение автоматов и накладок в цепях вторичной коммутации;
- исправность электроизмерительных приборов и сроки их поверки;
- производится замер нагрузок отходящих линий и силовых трансформаторов, установленных в РП (ТП) пофазно;
- замеряется величина напряжения на секциях 0,4кВ.

3.6. Для РП имеющих собственные нужды, оперативный ток, телефонную связь и телемеханику, дополнительно проверяются такие устройства аналогично как и для подстанций (п.п. 2.1, 2.2, 2.2.1)

3.7. После окончания осмотра должны быть заперты на замок все дверцы ячеек, шкафов, рубильников, отключено везде освещение и закрыты на замок все входные двери.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 14

Изучение конструкции комплектного распределительного устройства

Теоретическая часть

Комплектным распределительным устройством (КРУ) называется устройство, состоящее из шкафов, в которых смонтированы коммутационные аппараты, устройства, защиты, автоматики и телемеханики, измерительные приборы и вспомогательные устройства, поставляемые на место установки комплектно в собранном и полностью подготовленном для сборки виде.

КРУ предназначено для приема и распределения электроэнергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц, напряжением 6 и 10 кВ.

КРУ подразделяются на КРУ внутренней установки и КРУ наружной установки (КРУН). КРУ внутренней установки 6-10 кВ предназначены для работы в закрытых помещениях или сооружениях, выпускаются с одной системой сборных шин. Для напряжения до 35 кВ включительно КРУ имеют воздушную изоляцию, а для 110 кВ и выше – с изоляцией элегазом. По типу коммутационного аппарата КРУ внутренней установки подразделяются на КРУ с маломасляными или вакуумными выключателями и КРУ с электромагнитными выключателями.

Наибольшее применение получили КРУ внутренней установки следующих типов: К-ХП, К-ХВ, КРУ2-10, К-ХХVI, К-ХVI, КМ-I, К-104, КР10-Д10, КВ-1, КВ-3, имеющие шкафы выкатного исполнения на базе маломасляных и вакуумных выключателей, и типов: К-ХХIV, К-ХХ, КЭ-10/20, КЭ-6/40, КЭЭ-6, имеющие шкафы выкатного исполнения на базе электромагнитных выключателей.

КРУН 6-10 кВ предназначены для открытых распределительных устройств (ОРУ). КРУН имеют два основных конструктивных исполнения стационарное и выкатное. Применение получили КРУН следующих типов: КРУН-6/10Л, К-47, К-49, К-59, К-63, имеющие шкафы выкатного исполнения, и типов: КРН-10, КРН-Ш-10, имеющие шкафы стационарного исполнения на базе маломасляных выключателей.

По условиям обслуживания КРУ могут быть одностороннего обслуживания, с подходом с фасадной стороны, и двустороннего обслуживания (свободностоящие), устанавливаемые свободно с проходами с фасадной и задней стороны.

Конструктивно КРУ представляют собой металлические шкафы (ячейки), в которых установлены высоковольтные аппараты, различные приборы и вспомогательные устройства. Шкаф (ячейку) выполняют из стали, что обеспечивает необходимую прочность и ограничивает разрушения при возникновении КЗ, вентиляцию и выброс газов. Все шкафы одной серии КРУ выпускаются одних и тех же габаритов, а размеры шкафов различных сечений определяются применяемым оборудованием и его расположением.

В шкафах КРУ наружного исполнения предусматривается местный подогрев, который обеспечивает нормальную работу приводов выключателей, реле, счетчиков и измерительных приборов в зимнее время.

Преимущества КРУ:

- повышение надежности работы РУ;
- повышение безопасности и удобство обслуживания;
- максимальная индустриализация монтажных работ, что позволяет резко сократить объем работ на месте установки и сроки сооружения РУ;
- сокращение строительной площадки под РУ;
- возможность быстрого расширения и мобильность при реконструкции;
- возможность быстрой замены неисправного выключателя (при использовании выкатной тележки).

В зависимости от применяемого оборудования КРУ имеют различную конструкцию, а также схемы главных и вспомогательных соединений. Поэтому при их выборе ориентируются на сетку схем и каталожные данные.

КРУ внутренней установки серии КРУ2-10Э/Э монтируются из отдельных конструктивно законченных элементов: шкафов и шинных кожухов, служащих для соединения отдельных секций КРУ.

Шкаф КРУ2-10Э/Э (рис. 7.1) состоит из трёх блоков: корпус, выдвижной элемент и релейный шкаф.

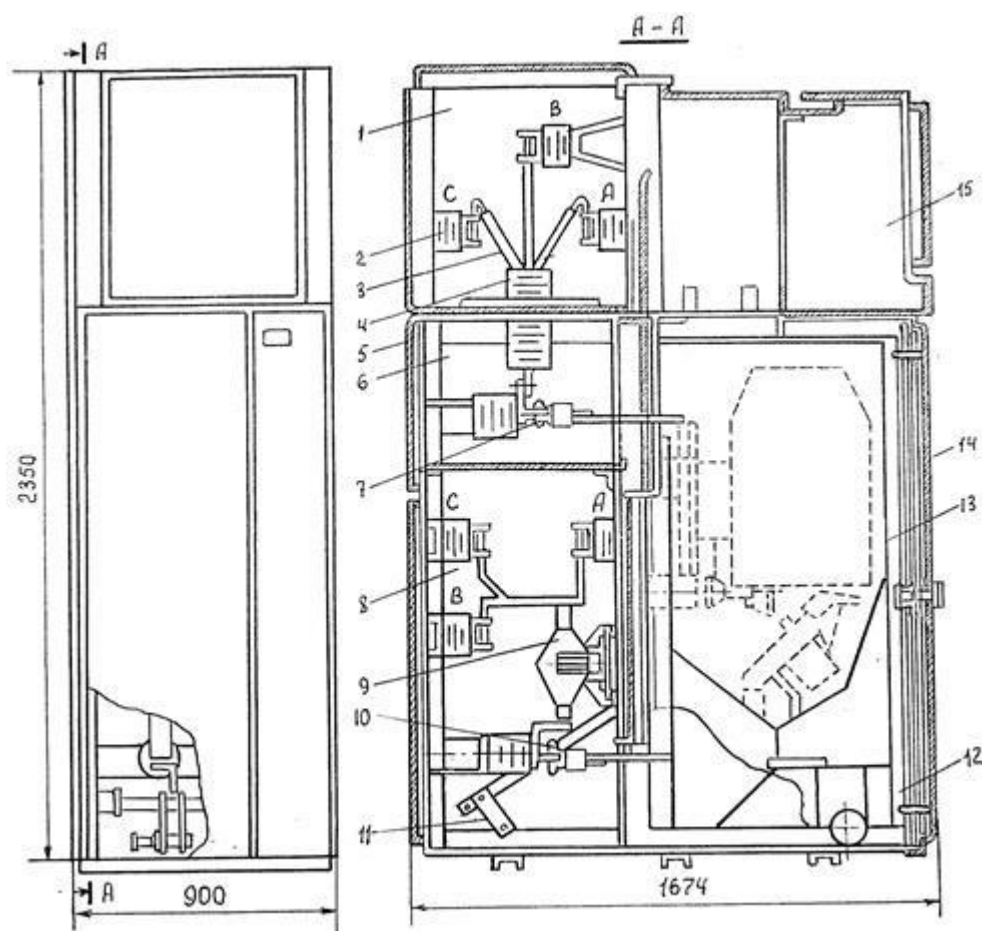


Рис. 7.1. Шкаф КРУ-2-10Э/Э с электромагнитным выключателем ВЭМ-10Э:

1 – отсек сборных шин; 2 изолятор опорный; 3 – сборные шины; 4 – изолятор проходной; 5 – съёмная крышка; 6 – отсек верхних разъёмных контактов главной цепи; 7, 10 – верхний и нижний разъёмные контакты главной цепи; 8 – линейный отсек; 9 – трансформатор тока; 11 – заземляющий разъединитель; 12 – корпус шкафа; 13 – выдвижной элемент; 14 – фасадная дверь; 15 – релейный шкаф

Корпус шкафа разделён металлическими перегородками и шторками на четыре отсека: сборные шины, верхние разъёмные контакты главной цепи, выдвижной элемент

и линейный. Сборные шины в отсеке расположены на опорных изоляторах по треугольнику и связаны с верхними разъёмными контактами шинными отпайками, которые проходят сквозь перегородку через проходные изоляторы. Сверху отсек закрывается съёмной крышкой. Отсеки верхних разъёмных контактов и линейный отсек отделены от отсека выдвижного элемента металлическим съёмным листом и шторками падающего типа, которые автоматически закрывают проёмы к неподвижным контактам главной цепи при выкатывании выдвижного элемента.

В закрытом положении шторки со съёмным листом создают сплошную закрытую перегородку отсеков. Разъёмные неподвижные верхние и нижние контакты установлены на опорных изоляторах в своих отсеках. Кроме трансформаторов тока и кабельных присоединений в линейном отсеке устанавливаются заземляющий разъединитель и трансформаторы тока для защиты от замыканий на землю. Жилы двух кабелей присоединяются непосредственно к выводам трансформаторов тока. Для удобства присоединения трёх кабелей при токе 630 А к выводам трансформаторов тока крепятся переходные контакты уголкового профиля, к которым присоединяются жилы кабеля; на токи 1000-1600 А в отсеке устанавливается кабельная сборка.

На выдвижном элементе устанавливается электрооборудование в зависимости от типа шкафа. В верхней и нижней частях выдвижного элемента установлены подвижные разъёмные контакты главной цепи. В верхней части фасада выдвижного элемента устанавливаются подвижные контакты вспомогательных цепей. Выдвижной элемент имеет три основные положения: рабочее, контрольное и ремонтное. В рабочем положении выдвижной элемент находится в корпусе шкафа, при этом контакты главных и вспомогательных цепей, обеспечивающие нормальную работу шкафа КРУ, замкнуты.

В контрольном положении разъёмные контакты главных цепей разомкнуты (находятся на безопасном расстоянии в отношении электрического пробоя), а разъёмные контакты вспомогательных цепей могут быть замкнуты для возможности опробования выключателя с приводом. В ремонтное положение выдвижной элемент

выкатывается из корпуса шкафа, при этом главные и вспомогательные цепи разомкнуты. Для возможности опробования выключателя с приводом в ремонтном положении цепи вспомогательных соединений тележки и корпуса могут быть соединены с помощью вставки.

Релейный шкаф представляет собой сварную металлическую конструкцию шкафного типа. В шкафу и на дверцах размещены аппараты управления защиты, сигнализации и приборы учёта и измерения. На задней стенке релейного шкафа может разместиться до 15 реле, а на передней стенке устанавливаются сигнальные реле, ключи управления, сигнальные лампы. На двери релейного шкафа устанавливают приборы измерения. В верхней части релейного шкафа устанавливается щиток, служащий для крепления магистральных шинок вспомогательных цепей, которые выполняются в виде изолированных проводов, и подключения ответвлений от магистралей. На дне релейного шкафа размещены до 132 зажимов для подсоединения контрольных кабелей и других внешних цепей. Ввод контрольного кабеля в шкаф осуществляется через специальные втулки, установленные в дне шкафа с правой стороны. В нижней части релейного шкафа имеются неподвижные (низковольтные) контакты вспомогательных цепей для связи с аппаратурой, установленной на выдвижном элементе.

Шкафы КРУ с выдвижными элементами имеют защитные шторки, которые вместе с перегородками между отсеком выдвижного элемента и отсеком ТТ создают сплошное ограждение, защищающее обслуживающий персонал от случайного соприкосновения с токоведущими частями, находящимися под высоким напряжением при выкатанном из шкафа выдвижном элементе. При вкатывании выдвижного элемента в шкаф шторки автоматически поднимаются и розетки разъёмных контактов, установленных на выдвижном элементе, приходят в контакт с ножами, установленными в корпусе шкафа КРУ. При выкатывании выдвижного элемента из шкафа КРУ шторки автоматически опускаются и закрывают проёмы к ножам разъёмных контактов.

Чтобы предотвратить возможность случайного попадания обслуживающего персонала к частям, находящимся под высоким напряжением в то время, когда

выдвижной элемент находится вне шкафа КРУ (в ремонтном положении), предусмотрена возможность запираания шторочного механизма на замок. Для этой цели в корпусе шкафа и на нижней шторке имеется ушко с отверстием для установки висячего замка.

Для обеспечения безопасности обслуживания выдвижной элемент имеет скользящий контакт заземления, который обеспечивает надёжное электрическое соединение корпуса тележки с корпусом шкафа в любом положении выдвижного элемента в корпусе шкафа КРУ. Для более высокой надёжности заземления выдвижного элемента предусматривается установка двух скользящих контактов, которые устанавливаются симметрично с обеих сторон шкафа.

Шкафы КРУ снабжены блокировочными устройствами, *не допускающими*:

- выкатывания выдвижного элемента из рабочего положения при включённом выключателе;
- вкатывания выдвижного элемента в рабочее положение при включённом выключателе;
- включения выключателя при помощи оперативного тока в промежуточных положениях между рабочим и контрольным положениями выдвижного элемента.

В шкафах, снабжённых заземляющими разъединителями, дополнительно предусмотрены блокировки включения заземляющего разъединителя при рабочем положении выдвижного элемента и блокировки вкатывания выдвижного элемента в рабочее положение при включённом положении заземляющего разъединителя. В шкафах с разъёмными контактами и в шкафах с силовыми предохранителями предусмотрена блокировка, препятствующая выкатыванию выдвижного элемента из рабочего положения под нагрузкой.

Габаритные, установочные и присоединительные размеры КРУ2-10Э/Э такие же, как и у КРУ2-10-20, поэтому они непосредственно стыкуются между собой и сетка электрических схем главных цепей КРУ2-10Э/Э состоит только из шкафов КРУ с выключателями. Шкафы других присоединений заказываются из шкафов серии КРУ2-

10-20. Характерная особенность КРУ2-10Э/Э (в отличие от КРУ2-10-20) –это применение выключателя с электромагнитным гашением дуги, у которого разъёмные подвижные контакты вспомогательных цепей установлены на боковинах выключателя, а неподвижные – на боковых стенках корпуса шкафа.

КРУ наружной установки серии К-47 применяется в качестве РУ 6-10 кВ, в том числе и РУ трансформаторных подстанций, включая комплектные трансформаторные подстанции (КТП) 35/6-10 кВ, 110/6-10 кВ и 100/35/6-10 кВ.

КРУН серии К-47 представляет собой металлоконструкцию, состоящую из блока ячеек, коридора управления и блоков релейных шкафов, смонтированных на металлической раме с полностью выполненным монтажом первичной и вторичной коммутации.

Блок ячеек КРУН разделен вертикальными поперечными перегородками на несколько параллельных ячеек, которые могут иметь следующие исполнения:

- ввод (воздушный или кабельный);
- отходящая линия (воздушная или кабельная);
- с трансформаторами напряжения;
- секционирование;
- с конденсаторами.

В ячейках размещено высоковольтное оборудование, аппаратура вторичных цепей. Количество ячеек в блоке может быть от 3 до 6 шт.

КРУН серии К-47 выполняются с одной системой сборных шин, питание на которые подается через масляный выключатель вводной ячейки. Ошиновка выполнена неизолированными шинами с номинальным током 1000, 1600, 2000 или 3200 А. В ячейку К-47 встраивается следующее оборудование: выключатель ВК-10 (20 и 31,5 кА); разрядники РВО-10 (ограничители перенапряжений ОПН-10); трансформаторы напряжения ЗНОЛ-09, НОЛ-08, ИТМИ-10; трансформаторы тока ТЛМ-10-2, ТЗЛМ-10, трансформатор собственных нужд типа ТМ мощностью от 25 до 250 кВА и конденсаторы типа КМ-10,5.

Ячейки КРУН серии К-47 унифицированы и независимо от схем первичных и вторичных соединений имеют аналогичную конструкцию основных узлов и одинаковые габаритные размеры (высота 2,2 м; глубина 1,25 м и ширина 0,75 м). Исключение составляют шкафы трансформатора собственных нужд и высокочастотной связи.

Основанием ячейки К-47 (рис. 7.2) служит рама 1, в которой приварены направляющие для колес и узла заземления выкатной тележки. С помощью болтового соединения на раме закреплен узел фиксации положения выкатной тележки 2.

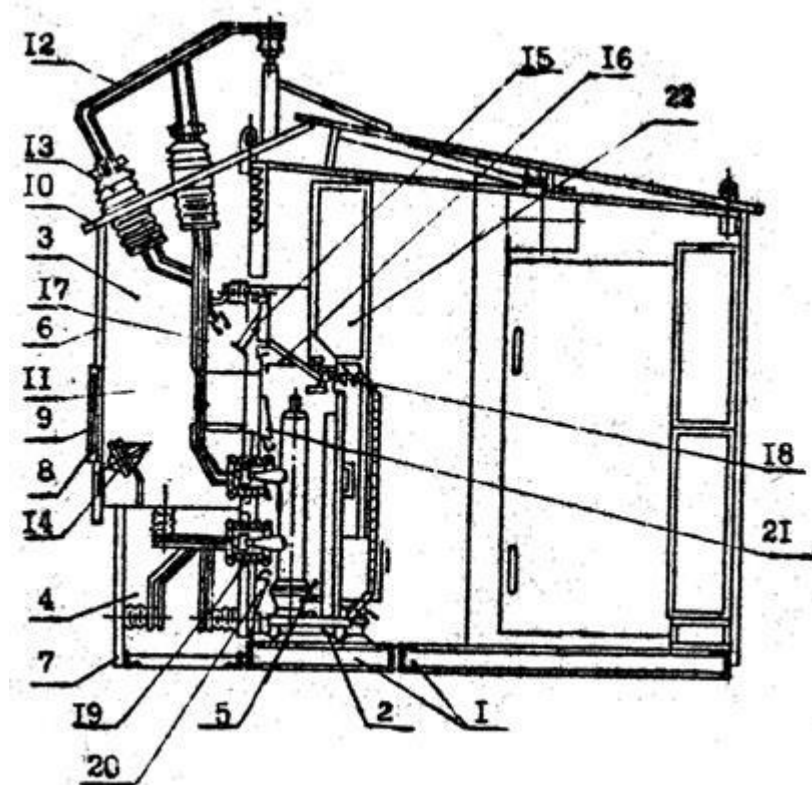


Рис. 7.2. Шкаф КРУН серии К-47 с выключателями ВК-10:

1 – рама; 2 – узел фиксации выкатной тележки; 3 – отсек ввода; 4 – отсек сборных шин; 5 – отсек выкатной тележки; 6, 7 – съемные стенки; 8 – дверь; 9 – предохранительная стенка; 10 – крыша; 11, 12 – шины; 13, 19 – проходные изоляторы; 14 – вентиляторы; 15, 16 – разгрузочные клапаны; 17 – короткозамыкатели; 18 – блокировочный замок; 20, 21 – защитные шторки

Высоковольтная часть ячейки с помощью стенок и панели разделена на три отсека: ввода 3, сборных шин 4 и выкатной тележки 5. С задней стороны отсеки ввода 3 и сборных шин 4 закрыты съемными стенками 7. В стенке отсека ввода 3 для удобства проведения регламентных работ предусмотрена дверь 8, в проеме которой установлена предохранительная сетка 9, обеспечивающая возможность безопасного осмотра оборудования без снятия напряжения. Задние стенки 6 и 7 отсеков ввода 3 и сборных шин 4, а также крыша 10 служат одновременно наружной обшивкой КРУН.

Для уравнивания температуры в отсеке ввода 3, а также для охлаждения трансформаторов тока, их контактных выводов, шин 12 и проходных изоляторов ввода (вывода) 13, в ячейках на номинальный ток 1600 А устанавливаются по два вентилятора 14, а крыши ячеек с воздушным вводом на номинальные токи 1000 и 1600 А выполнены из алюминия, что исключает местный перегрев и способствует лучшему охлаждению токоведущих частей.

Для обеспечения более надежной работы автоматики, ограничения времени горения открытой дуги КЗ в ячейках предусмотрены разгрузочные клапаны 15 и 16 и короткозамыкатели (заземляющие разъединители) 17. Короткозамыкатель 17 автоматически накоротко замыкает на землю все три фазы, шунтируя тем самым дугу КЗ не более чем через 0,15 с.

Ручные приводы и выкатные тележки снабжены блокировочными устройствами, препятствующими ошибочным операциям с ними. Блокировка тележек с выключателями, заземляющих разъединителей сборных шин участка секционирования и в ячейке ввода, а также разъединяющего устройства в шкафу трансформатора собственных нужд, выполняется с помощью механических блокировочных замков 18. Кроме того, на приводе заземляющего разъединителя в ячейке ввода устанавливаются электромагнитный замок и сигнальные блок-контакты для блокировки разъединителей со стороны высшего и среднего напряжения силовых трансформаторов.

В отсеке выкатной тележки 5 смонтированы: привод заземляющего разъединителя 17, клапан разгрузки по давлению 15, проходные изоляторы 19 с неподвижной частью разъединяющих контактов первичных цепей.

Безопасная работа в отсеке выкатной тележки 5 обеспечивается защитными шторками 20 и 21, которые при выкатывании тележки из рабочего положения в ремонтное автоматически закрываются, закрывая доступ к неподвижным контактам, находящимся под напряжением. В закрытом положении предусмотрена возможность запираания шторок на замок.

Для снижения воздействия низких температур в отсеке выкатной тележки 5 установлен электронагреватель, который автоматически включается при понижении температуры ниже -25°C , а также при положительной температуре, но влажности воздуха более 80%.

Выкатная тележка 5 представляет собой сварную конструкцию, на которой установлено высоковольтное оборудование с разъединяющими контактами, определяемое схемой соединения первичных цепей. На раме тележки установлен кронштейн, который при вкатывании и выкатывании тележки управляет работой шторочного механизма, и фиксатор, фиксирующий тележку в рабочем и контрольном положениях. Фиксатор приводится в действие педалью. Из контрольного положения в рабочее и обратно тележка перемещается с помощью рычага доводки. Из контрольного положения в ремонтное и обратно тележка перемещается вручную.

Релейный шкаф 22 представляет собой жесткую сварную конструкцию, установленную над отсеком выкатной тележки 5. На двери шкафа устанавливаются приборы сигнализации, измерения и ручного управления. Остальная низковольтная аппаратура монтируется на неподвижной панели внутри шкафа. Аппаратура вторичной коммутации собственных нужд, центральной сигнализации и автоматической частотной разгрузки монтируется в блоках релейных шкафов, установленных в коридоре управления, вдоль передней стенки.

В КРУ, предназначенных для установки на комплектных трансформаторных подстанциях, в блоке дополнительно устанавливаются релейные шкафы с аппаратурой защиты силовых трансформаторов и присоединений среднего напряжения. В этом случае в пределах блока выполняется междушкафный монтаж вторичных цепей.

Коридор управления выполнен сборным из отдельных элементов, имеет общее освещение, выполненное с помощью ламп накаливания, с использованием закрытых полугерметичных светильников. Для удобства обслуживания предусмотрена установка с обеих сторон РУ лестничных площадок, перил и лестниц.

Шкаф трансформатора собственных нужд может быть подключен к сборным шинам КРУ через ячейку трансформаторов напряжения, либо на ввод до вводного выключателя. Шкаф ТСН устанавливается между КРУ и силовым трансформатором, напротив ячейки ввода, на отдельном фундаменте. Электрическая связь шкафа ТСН с релейными шкафами, установленными в коридоре управления КРУ, осуществляется с помощью кабеля.

Шкаф высокочастотной связи выполнен аналогично шкафу ТСН, отдельностоящим. Он предназначен для размещения оборудования связи и телемеханики. В шкафу размещены: щит электрооборудования, стол, электронагреватель, отсек для аккумуляторов, вытяжная труба.

В ячейках К-47 в целях предотвращения неправильных операций при проведении ремонтно-профилактических и других работ выполнены блокировки, не допускающие:

- перемещения выкатной тележки из контрольного положения в рабочее при включенных ножах заземляющего разъединителя;
- включения масляного выключателя при нахождении выкатной тележки между рабочим и контрольным положениями;
- перемещения выкатной тележки из рабочего положения в контрольное и обратно при включенном масляном выключателе;

- включения заземляющего разъединителя в ячейке секционирования с выключателем при рабочем положении выкатных тележек секционного выключателя и секционного разъединителя;

- включения заземляющего разъединителя сборных шин секции при включенном выключателе ввода или секционирования;

- вкатывания выкатной тележки далее контрольного положения при включенном заземляющем разъединителе.

КРУ типа USN-10 предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока частотой 50 Гц напряжением 6, 10, 15, 20 кВ. USN-10 применяется в качестве распределительных пунктов городских и промышленных подстанций, для электрических сетей промышленности, сельского хозяйства, электрических станций и электрификации железнодорожного транспорта.

КРУ типа USN-10 представляют собой щиты одностороннего обслуживания (есть варианты и двухстороннего обслуживания) в металлическом корпусе. Ячейки могут выполняться в трехотсечном (при этом глубина каждой ячейки 1000 мм) или четырехотсечном вариантах (глубина 1400 мм). Все отсеки (автоматики, выключателя, кабельный, шинный) отделены друг от друга металлическими перегородками. Степень защиты оболочки шкафа КРУ IP40. Ячейки предназначены для работы внутри помещения при температурном режиме от – 50 до +40⁰С.

В КРУ типа USN-10 возможно применение вакуумных или элегазовых выключателей производителей: Таврида-Электрик, Siemens, ABB, Schneider Electric и других. Релейная защита может быть установлена любого завода–изготовителя (в стандартных вариантах применяется защита фирмы Siemens). Применяемые трансформаторы тока могут быть как российского (ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока», ОАО «Самарский трансформатор»), так и европейского производства (например, ABB).

Предусмотрены шторки и закрывающие контакты, автоматически управляемые от тележки. Съемная двухслойная конструкция отсека вторичных цепей позволяет

проводить монтаж компонентов автоматики и самих вторичных цепей независимо от монтажа корпуса ячейки и силового оборудования. Схемы вспомогательных цепей разработаны на переменном и постоянном оперативном токе на напряжение оперативного питания 110 и 220 В.

Распредустройство USN состоит из разных ячеек, соединенных между собой. Электрическое соединение ячеек внутри щита осуществляется посредством сборных шин. Постоянная электрическая связь всех металлических корпусов обеспечивается посредством подключения оцинкованного корпуса ячеек к главной заземляющей сборной шине распреустройства. Кабели вторичных цепей проходят через щит над отсеками автоматики. Подключение этих кабелей возможно с любой стороны, а также сверху и снизу каждой ячейки. Ячейка представляет собой заземленную металлическую оболочку, соответствующую требованиям стандарта МЭК-298.

Это ячейка «бронированного типа», все отсеки разделены металлическими перегородками друг от друга:

- сборные шины (изолированные или без изоляции);
- выкатной элемент (выключатель, тележка разъединителя или тележка трансформаторов напряжения);
- кабельные присоединения высокого напряжения, заземляющий разъединитель, датчики и, возможно, трансформаторы напряжения;
- отсек автоматики и [релейной защиты](#).

Изоляция между токопроводящими частями обеспечивается воздушными промежутками. Ячейка выключателя нагрузки с предохранителями, предназначенная для защиты вспомогательных трансформаторов, тоже разделена на два высоковольтных отсека – отсек сборных шин и общий отсек кабельного присоединения и привода выключателя нагрузки. Выключатель нагрузки является стационарным.

В отсеке сборных магистральных шин (рис. 7.3) монтируются плоские медные шины для токов до 3150 А. При специальном заказе или тропическом исполнении они покрываются защитным изоляционным материалом. Шины монтируются на

специальных эпоксидных изоляторах. Специальная защитная открывающаяся вверх крышка не дает возникнуть большому давлению при возникновении электрической дуги. При специальном заказе возможна поставка ячеек с изолированными друг от друга отсеками магистральных шин. Для этого используются специальные проходные изоляторы.



Рис. 7.3. Отсек сборных магистральных шин

В отсеке выключателя монтируются вакуумные выключатели ВВ/TEL-10-20/1000А, ВВ/TEL-10-20/1600А (Таврида Электрик) или NXACT 2500А (Siemens) (рис. 7.4).



ВВ/ТЕL-10-20/1000А NХАСТ 2500А

Рис. 7.4. Отсеки выключателей

Любой из этих выключателей, отключив все блокировки при закрытых дверях, можно выкатить на тележке.

Оборудование, находящееся в отсеке выключателя:

- проходные изоляторы с контактами;
- автоматические изоляционные шторки, закрывающие главные контакты;
- система механических блокировок между выключателем и заземлением;
- каналы для монтажа кабелей вторичных цепей по обеим сторонам ячейки;
- блок-контакты положения тележки выключателя;
- розетка вторичных цепей.

Кабельный отсек представлен на рис. 7.5.

Подход к кабельному отсеку разрешается с передней части (при поставке ячеек с односторонним обслуживанием) или задней части ячейки (двухстороннее обслуживание).

В отсеке установлены:

- заземлитель «быстрого действия» с пружинным механизмом и блок-контактами, управляемый механическим ручным приводом;

- три трансформатора тока;
- трансформатор нулевой последовательности;
- три трансформатора напряжения;
- емкостные датчики напряжения на кабеле;
- шины для присоединения до 6 кабелей.

Путем уменьшения отсеков магистральных шин и выключателя достигнут удобный подход в кабельный отсек. Он занимает до 45% объема всей ячейки и возможно подключение шести кабелей на одну фазу. В ячейках предусмотрены специальные держатели кабелей с изменяемыми крепежными размерами в горизонтальном направлении. Стандартные ячейки поставляются с освещением в кабельном отсеке.



Рис. 7.5. Кабельный отсек

Отсек автоматики (рис. 7.6) полностью и надежно защищен от других отсеков главных цепей. Съемная двухслойная конструкция отсека позволяет осуществлять

монтаж вторичных цепей и компонентов автоматики независимо от монтажа корпуса ячейки и первичного оборудования. Предусмотрена возможность испытания работы выключателя в выкатанном состоянии. В отсеке установлены: клеммники вторичных цепей, предназначенные для соединений с другими ячейками; приборы измерений, защитные реле, индикаторы положений, автоматические выключатели; многофункциональные микропроцессорные защитные реле.

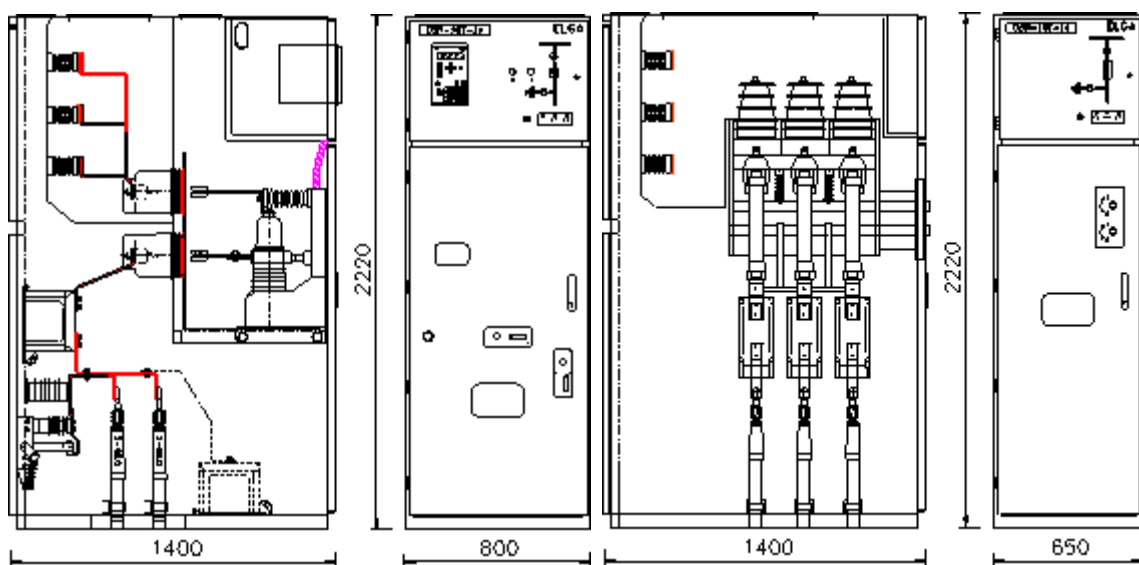


Рис. 7.6. Отсек автоматики

Ячейки поставляются с заземлителями «быстрого действия» с пружинным механизмом, предназначенными для заземления отходящих кабелей или магистральных шин. Заземлитель управляется при закрытых дверях ячейки. Механическая блокировка допускает включение заземлителя, только если выключатель находится в изолированном состоянии. Ячейки могут быть оборудованы электромагнитной блокировкой, не допускающей включение заземлителя при наличии высокого напряжения на кабеле.

Заземление тележки выключателя производится через неокрашенные цинкованные поверхности ее корпуса и конструкции ячейки (при токах КЗ 20 кА).

На рис. 7.7,а представлена ячейка 800 А (1000 А с охлаждением контактов выключателя) с вакуумным выключателем ВВ/ТЕЛ 1000 А, на рис. 7.7,б представлена ячейка 630 А с выключателем нагрузки ISARC2-12 630 А.



а) выключатель ВВ/ТЕЛ 1000 А

б) выключатель нагрузки ISARC2-2 630 А

Рис. 7.7. Ячейка КРУ типа USN-10

КРУ серии К-59 изготавливаются для самых различных условий эксплуатации:

- для эксплуатации на открытом воздухе КРУ (наружной установки) в условиях умеренного климата - серии К-59У1, в условиях холодного климата - серии К-59ХЛ1, в условиях тропического климата - серии К-59Т1, а также КРУ со специальными электрическими схемами для энергоснабжения буровых установок - серии К-59БРХЛ1 или К-59БРТ1 (комплектно с КРУ для буровых установок может быть поставлена рама-салазки, выполняющая роль фундамента и позволяющая перевозить распределительное устройство на небольшие расстояния);

- для эксплуатации внутри помещений (КРУ внутренней установки) - серий К-59УЗ, К-61УХЛЗ, КСО-96УЗ.

Основные технические характеристики ячеек типов: К-59У1, К-59ХЛ1, К-59УЗ, К-59Т1, К-59БРХЛ1, К-59БРТ1, КСО-96УЗ (изготовитель ОАО «Самарский завод «Электрощит») представлены в табл. 7.1. Устройство ячейки КРУ серии К-59 показано на рис.7.8

Таблица 7.1

ПОКАЗАТЕЛЬ	К-59У1	К-59ХЛ1	К-59У3	К-59Т1	К-ХЛ1	К-Т1	КСО-
Номинальное напряжение (номинальное), кВ и рабочее напряжение (номинальное), кВ	6,0; 10,0 7,2; 12,0	6,0; 7,2;	6,0; 10,0 7,2;				
Номинальный ток главных цепей к, А при частоте 50 Гц при частоте 60 Гц	630; 1000; ; 2600 630; 1000; ; 2300	630; 1000 ; 2000 630; 1000;	80; 400; 80; 400;	630; 800 630; 800			
Тип встроенного выключателя по способу гашения	масляный; вакуумный; газовый	масляный; вакуумный	масляный; вакуумный	вакуумный; выключатель с дугогасящими ручками газовый			
Номинальный ток отключения выключателя, кА в КРУ Номинальный ток термической устойчивости, кА	16,0; 20,0; 51,0;	20,0; 31,5 51,0;	20,0 26,0	16,0 51,0			

Габаритные меры, мм высота ина ширина й ячейки					2780)		
Масса спортного блока ести ячеек, кг							

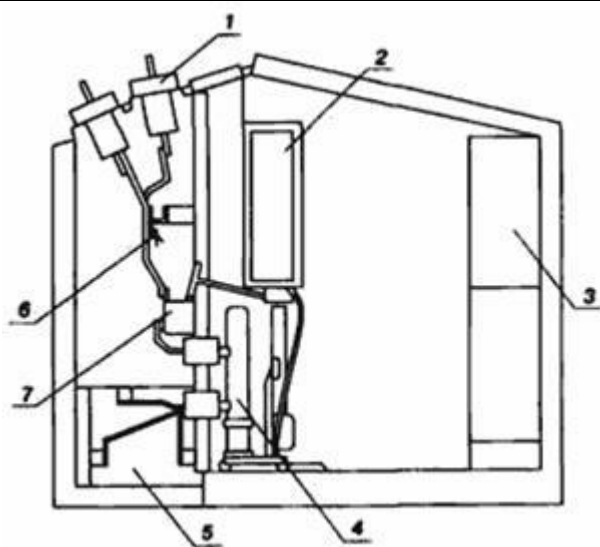


Рис. 7.8. Ячейка КРУ серии К-59:

1 – изолятор проходной; 2 – релейный шкаф; 3 – блок релейных шкафов;
4 – высоковольтный выключатель; 5 – отсек сборных шин;
6 – заземляющий разъединитель; 7 – трансформатор тока

Все серии КРУ наружной установки имеют закрытый коридор управления (это дает возможность обслуживания при любых погодных условиях), расположение высоковольтных выключателей на выкатных частях, автоматическое управление электроподогревом при низкой температуре и высокой влажности.

Для каждого климатического исполнения КРУН имеются варианты с нормальной и усиленной внешней изоляцией (категории А и Б по ГОСТ 9920-89). КРУ работоспособны при скорости ветра до 40 м/с.

Узлы и детали КРУ для ремонта и модернизации действующего электрооборудования:

- выкатные части КРУ:
- с масляным выключателем ВК-10 (630 А, 20 кА; 1000 А, 20 кА; 1600 А, 20 кА; 630 А, 31.5 кА; 1000 А, 31.5 кА; 1600 А, 31.5 кА);
- с масляным выключателем ВКЭ-10 (630 А, 20 кА; 1000 А, 20 кА; 1600 А, 20 кА; 630 А, 31.5 кА; 1000 А, 31.5 кА; 1600 А, 31.5 кА);
- с вакуумным выключателем ВВЭ-М 10-20 (1600 А, 20 кА);
- с вакуумным выключателем ВВ/ТЕЛ (800 А; 8.0, 12.6, 16.0. 20.0 кА; 6 или 10 кВ, с ОПН или без ОПН);
- выключатель нагрузки автогазового типа ВНА - 10/630У2;
- розеточный контакт типа «Тюльпан» (1600 А, 20 кА; 630-1600 А, 31,5 кА);
- неподвижная часть разъемного контакта с проходным изолятором (630 А, 20 кА; 1000 А, 20 кА; 1600 А, 20.0 и 31.5 кА; 630 и 1000 А, 31.5 кА; 1600 А, 31.5 кА);
- светодатчик дуговой защиты (ток КЗ 0.5 - 31.5 кА);
- блок-замки 31М и 32М и ключ К.

Применение вышеперечисленных КРУН позволяет резко сократить сроки и стоимость сооружения подстанций 6-10 кВ за счет отказа от строительства здания, необходимого для размещения КРУ внутренней установки.

Конструкция КРУ внутренней установки серий К-59УЗ и К-61УХЛЗ предусматривает двустороннее обслуживание; высоковольтные выключатели расположены на выкатных частях.

Конструкция КРУ внутренней установки серии КСО-96 разработана для одностороннего обслуживания со стационарно расположенным оборудованием.

Сетка схем главных соединений КРУ серии К-59УЗ обеспечивает возможность замены при необходимости КРУ серий К-104, КМ-1Ф, КР-10/20, а также стыковки с ними при расширении действующих распределительных устройств. Сетка схем главных соединений КРУ серии К-61 выполнена с учетом возможности использования в распределительных устройствах

собственных нужд тепловых и атомных электростанций. Имеется вариант исполнения ячеек шинного ввода и ячеек секционирования на номинальный ток 3150 А для использования в одном распределительном устройстве с ячейками КРУ серии К-59УЗ. Сетка схем главных соединений КРУ серии КСО-96 выполнена с учетом возможности их применения вместо КСО-285, КСО-292, КСО-366, КСО-386 и КСО-392.

Схемы защиты, автоматики, управления и сигнализации КРУ выполняются с применением электромеханических аппаратов, микроэлектронной аппаратуры, микропроцессорной техники.

Структура условного обозначения шкафов КРУ серии К-59:

К-59 – шкаф серии К-59

ХХ – номер схемы шкафа по сетке схем главных цепей

ХХ – тип встраиваемого выключателя:

- ВК-10, ВКЭ-10 – не указывается,
- ВВЭ-М-10, ВВП-10, ВВ-10 – буква «В»,
- ВВ/TEL-10 – буквы «ВТ»,
- ВБКЭ-10 – буквы «ВБ»,
- Fg-1 – буква «Г».

ХХХ/ – величина номинального тока, А; для шкафов ТН и ТСН – величина номинального напряжения, кВ.

ХХ – величина тока термической стойкости, кА; для шкафов ТСН – номинальная мощность трансформатора, кВА,

Х – тип привода выключателя (пружинный не указывается, электромагнитный – буква «Э»),

ХХ – климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69,

Х – категория внешней изоляции по ГОСТ 9920-89 (для КРУ с воздушными выводами категория А не указывается).

Примеры условных обозначений:

- К 59-01-1600/31,5 Э ХЛ1Б - шкаф КРУ серии К-59 с выключателем типа ВКЭ-10, изготовленный по схеме главных цепей 01, на номинальный ток 1600 А, на ток термической стойкости 31,5 кА, климатического исполнения ХЛ1, с внешней изоляцией категории Б;

- К 59-25-10/20 У1 - шкаф КРУ серии К-59, изготовленный по схеме главных цепей 25 на номинальное напряжение 10 кВ и ток термической стойкости 20 кА, климатического исполнения У1 с внешней изоляцией категории А.

Элегазовые КРУ (КРУЭ) в зависимости от схемы заполнения представляют собой комплекс аппаратов (ячеек, отдельных модулей и изделий, необходимых для подсоединения воздушных и кабельных линий).

Ячейки и модули состоят из отдельных элементов, заключенных в герметичные металлические оболочки цилиндрической или шаровой формы, заполненные элегазом. Для сочленения между собой оболочки элементов имеют фланцы и патрубки, контакты и уплотнения.

По функциональному назначению ячейки КРУЭ могут быть линейные, шиносоединительные, трансформаторов напряжения и секционные, с одной или двумя системами сборных шин. Ячейки, отдельные модули и элементы допускают возможность компоновки КРУЭ по различным электрическим схемам.

КРУЭ, не имеющие воздушных линий, предназначены для работы на высоте над уровнем моря до 2000 м.

С учетом конструктивных особенностей КРУЭ можно выделить основные области их применения, которые в настоящее время определены достаточно четко:

- крупные города, где из-за плотности застройки, большой стоимости земли и необходимости ввода напряжения в центральные районы (в основном по подземным кабелям) альтернативы КРУЭ просто не существует, строительство подстанций возможно как в виде отдельных зданий, так и в виде подвальных, подземных сооружений;

- труднодоступные районы, особенно вечной мерзлоты, с полностью автоматизированными подстанциями;
- объекты металлургии и химии, а также ТЭЦ с сильно загрязненной атмосферой;
- береговые районы с солевыми туманами;
- гидростанции в скальном грунте, с ограниченными или трудноосваиваемыми площадями под подстанции;
- курортные зоны;
- подстанции с ультравысоким напряжением (750 кВ и выше), где эксплуатация традиционного оборудования сильно затруднена, в том числе по соображениям экологии, а само оборудование не может быть выполнено с необходимыми характеристиками по надежности.

Современный уровень и технология изготовления КРУЭ позволяют с достаточной степенью надежности производить КРУЭ в общем кожухе на три фазы вплоть до напряжений 500 кВ, однако в настоящее время общепринято производство КРУ в общем кожухе до напряжений не более 170 кВ, что обеспечивает наиболее оптимальное построение подстанций.

С другой стороны, имеется тенденция к объединению в одном герметизированном отсеке разных аппаратов, например, выключателя с трансформаторами тока, сборных шин с разъединителями и заземлителями и т.д.

Объединение разных элементов определяется только критерием надежности и удобства эксплуатации, так как в некоторых случаях вообще исключает возможность вывода отдельных элементов в ремонт.

Подстанции с КРУЭ до 220 кВ в основном имеют поперечное размещение ячеек с чередованием полюсов, выходящих в один коридор обслуживания, хотя в отечественной практике были случаи размещения элегазовых КРУ, в каждом ряду которых установлены только одноименные фазы.

Такое построение иногда удобно при очень большом количестве ячеек для сокращения газовых объемов. Кроме того, при таком построении КРУЭ можно

разместить в виде трехлучевой звезды или на разных этажах в случае стесненности застройки.

В ряде случаев для удешевления КРУЭ сборные шины можно выполнить в открытом исполнении (гибридные подстанции).

Классификация ячеек КРУЭ производится по следующим признакам:

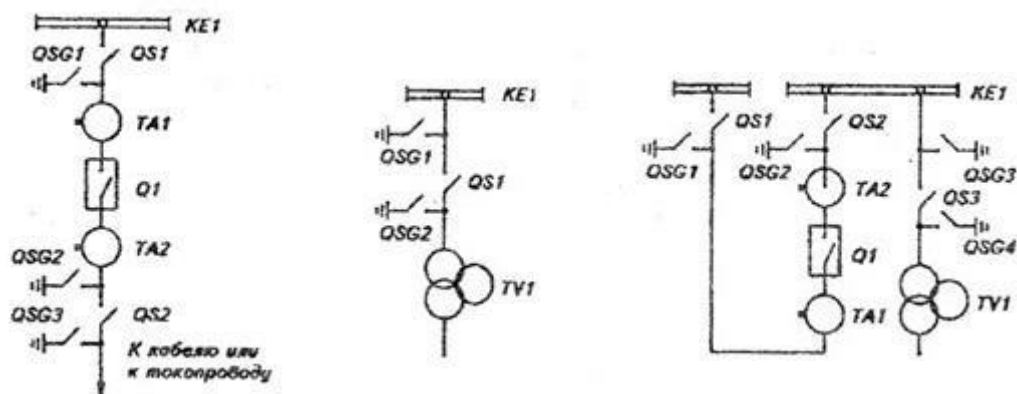
- по номинальному напряжению и назначению: Л - линейная, ТН - трансформатора напряжения, С - секционная и Ш - шиносоединительная;
- по числу полюсов сборных шин в одном элементе: однофазная и трехфазная;
- по числу систем сборных шин: с одной или с двумя системами;
- по расположению выключателя: горизонтальному или вертикальному; все остальные элементы ячейки в первом случае располагаются над выключателем, или под ним, или рядом с ним, а во втором - рядом с выключателем;
- по виду внешних присоединений: с кабельным вводом, с воздушным вводом, с токопроводом;
- по взаимному расположению полюсов ячейки: продольному, поперечному или комбинированному;
- по взаимной связи между полюсами: в однополюсном или трехполюсном исполнении;
- по роду установки.

На рис. 7.9 представлены электрические принципиальные схемы ячеек КРУЭ с одной системой сборных шин: а – ячейка линейная; б – ячейка трансформаторная, в – ячейка секционная.

Электрические принципиальные схемы ячеек КРУЭ с двумя системами сборных шин показаны на рис. 7.10: а, б – ячейка линейная; в – ячейка шиносоединительная; г – ячейка трансформаторов напряжения.

Отечественные КРУЭ изготавливаются только в одном климатическом исполнении и только для одной категории размещения, а именно УХЛ4 1-35°С, т.е. для установки внутри помещений с искусственно регулируемым климатом (без кондиционирования).

Температура воздуха в помещении, где устанавливаются КРУ, не должна быть ниже 1°C. В помещении для ревизии КРУ рекомендуется иметь относительную влажность не более 80% и температуру, близкую к 20°C.



а)

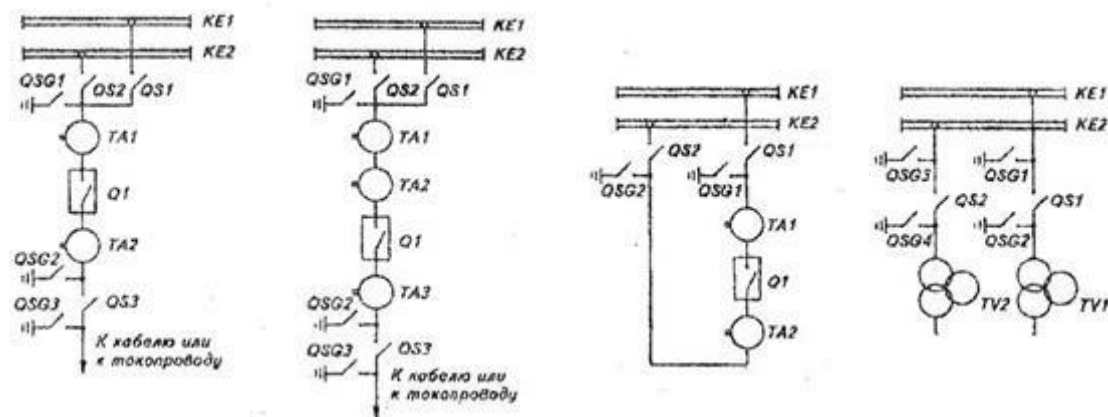
б)

в)

Рис. 7.9. Электрические принципиальные схемы ячеек элегазовых КРУ с одной системой сборных шин:

KE – шина сборная; QS – разъединитель; QSG – заземлитель;

ТА – трансформатор тока; Q – выключатель; TV – трансформатор напряжения



а)

б)

в)

г)

Рис. 7.10. Электрические принципиальные схемы ячеек элегазовых КРУ с двумя системами сборных шин:

KE – шина сборная; QS – разъединитель; QSG – заземлитель;

ТА – трансформатор тока; Q – выключатель; TV – трансформатор напряжения

Установка КРУ производится в помещениях, стены, потолок и пол которых окрашены пыленеобразующей краской. Пыль в помещении недопустима. Запыленность воздуха не более 15 мг/м^3 . Все отверстия, кабельные каналы и прочие углубления должны быть закрыты съемными крышками. Помещения должны быть снабжены фильтрами, предотвращающими попадание пыли, а также иметь хорошее освещение. Предельная допустимая концентрация элегаза в воздухе рабочей зоны - не более 5000 мг/м^3 или 0,08% по объему (ГОСТ 12.1005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны», ТУ 6-02-1249-83 «Элегаз повышенной чистоты»).

Безопасность персонала при эксплуатации и ремонте КРУЭ должна соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75 и ГОСТ 12.2.007.4-75. Меры безопасности при работе с продуктами разложения элегаза, в частности, их регенерация, установлены в РД 16-066-83 «Электрооборудование высокого напряжения. Технические требования к производству и методы контроля для обеспечения качества элегаза».

«Правила техники эксплуатации электротехнических установок потребителей и правила техники безопасности при эксплуатации установок потребителей» соответствуют РД 34.20.501-96.

Неправильное оперирование коммутационными аппаратами исключается с помощью электрических, механических и газотехнологических блокировок, не допускающих:

- отключения и включения разъединителя (разъединителей) при включенном выключателе;
- включения заземлителя (заземлителей) при включенном разъединителе и включения разъединителя при включенном заземлителе (включенных заземлителях);
- включения и отключения выключателя при снижении плотности (давления) элегаза в резервуаре выключателя за нижний предел и давления сжатого воздуха в

резервуаре привода (в случае пневматического или пневмогидравлического привода) вне нижнего и верхнего пределов;

- включения заземлителя сборных шин при напряжении на шинах.

Металлические конструкции, служащие основанием КРУ, каждый полюс КРУЭ и все корпуса шкафов имеют площадку для присоединения заземляющего проводника, защищенную от коррозии и заземляющий зажим по ГОСТ 21130-75. Оболочки элементов каждого полюса электрически соединяются между собой с тем, чтобы при заземлении концевых заземляющих зажимов полюса обеспечить безопасность обслуживания и фиксированный путь наведенных в оболочках токов. При этом оболочки изолируются от металлического основания.

Оболочки должны соответствовать требованиям «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением». В оболочках элементов, находящихся под давлением элегаза, должна быть предусмотрена защита от чрезмерного повышения давления, либо материал и прочность оболочек должны быть такими, чтобы не было необходимости в защитных устройствах. Один из способов защиты – деление полюсов на отсеки; при существенном повышении давления в одном из отсеков происходит разрушение дискового изолятора, разделяющего отсеки, в результате чего увеличивается объем, занимаемый элегазом, и давление в отсеке снижается. Другой способ защиты – установка на отсеках предохранительных разрывных мембран.

Возникновение внутренней дуги при длительности, не превышающей 0,5 с, не должно вызывать разрывов отсека или оболочки в целом, а при длительности менее 0,1 с – прожига отверстий в оболочке.

При случайном понижении давления элегаза в отсеках от нормированного до атмосферного изоляция главных цепей 110 и 220 кВ относительно земли должна выдерживать в течение 15 мин напряжение, равное фазному наибольшему рабочему напряжению.

Механический ресурс каждого из встроенных в ячейки коммутационных аппаратов до капитального ремонта - не менее 10 000 циклов ВО для выключателей и 4000 циклов ВО для разъединителей и заземлителей (В – произвольная пауза – О).

Средний срок службы ячеек до первого среднего ремонта – не менее 15 лет, а до списания - не менее 30 лет.

Пример условного обозначения элегазовых ячеек ЯЭГ-Х-ХХ-Х/Х-ХЗ УХЛ4:

ЯЭГ – ячейка элегазовая с гидроприводом;

Х – ОУ: три фазы в общем кожухе (может отсутствовать); унифицированный;

Х – 110, 220, 500 номинальное напряжение, кВ;

Х – ячейка, ВО – выключателя обходного, ЛО – линейного с обходной системой сборных шин, Л – линейная; ТН – трансформаторов напряжения, С – секционная, Ш – шиносоединительная;

Х – номинальный ток отключения, кА (кроме ячеек трансформаторов напряжения);

Х – номинальный ток, А;

Х – 1 или 2 (одна или две системы сборных шин);

З – разноименные фазы в ряду;

УХЛ4 – климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69.

Пример обозначения линейной ячейки с обходной системой сборных шин на 220 кВ с номинальным током отключения 50 кА и номинальным током 2000 А с двумя системами сборных шин с тремя разноименными фазами в ряду: «ЯЭГ-220ЛО-50/2000-23 УХЛ4».

Нормированные испытательные напряжения аппаратов с элегазовой изоляцией при нормальных атмосферных условиях, т.е. при температуре воздуха 20°С, атмосферном давлении 101300 Па (760 мм рт. ст.) и абсолютной влажности воздуха 11 г/м³ (относительная влажность 63%) по ГОСТ 1516.1-76 и ГОСТ 20690-75 приведены в табл. 7.2.

Таблица 7.2

Номиналь
Испытательн
напряжение,
яжение,

Полный
овой Коммутацио
льс й импульс Промышле
жительно жительной и частоты,
и цательной минутное
цательной рности, твующее³
рности, имальное
имальное ение²
ение¹

ГОСТ	МЭК	между		между		между	
		относитель	мкнуты	относитель	мкнуты	относитель	мкнуты
		мли	емли	емли	емли		
			актами		актами		актами
			-		-		
-			-		-		
			-		-		

Примечания:

¹ Для электромагнитных ТН указанные нормы относятся также и к срезанному грозовому импульсу

² Указанные напряжения относятся к изоляции в сухом состоянии, а для вводов КРУЭ воздух – элегаз категории размещения 1 – также к изоляции относительно земли под дождем

³ Одного и того же полюса выключателя или разъединителя.

В табл. 7.3 представлены основные параметры ячеек следующих типов: ЯЭО-110, ЯЭГ-220, ЯЭУ-330, ЯЭУ-500.

Таблица 7.3

Наименование параметра	Значение метра для типа ки			
ЯЭО-110	ЯЭГ-220	ЯЭУ-330	ЯЭУ-500	
Номинальное напряжение и ветствующее ему наибольшее рабочее яжение, кВ	110/126	220/252	330/362	500/525
Испытательное напряжение грозового льса относительно земли, кВ				
Номинальная частота тока, Гц	50/60	50/60	50/60	50/60
Параметры сквозного тока короткого кания:				
ток термической стойкости, кА				
ток электродинамической стойкости,				
номинальная длительность короткого кания во внешней цепи, с				

Номинальное напряжение постоянного
цепей управления (ЦУ) и
могательных цепей (ВЦ), В

Утечка элегаза из ячейки в год, %

Ячейки КРУЭ типа ЯГК-110 предназначены для приема и распределения электроэнергии в сетях переменного тока номинального напряжения 110 кВ частотой 50 Гц с заземленной нейтралью. Коэффициент замыкания на землю не более 1,4. Ячейки типа ЯГК-110, отдельные модули, и оригинальные элементы, входящие в состав КРУЭ, предназначены для работы в нормальном и аварийных режимах выполнения коммутационных операций, измерений и защиты.

Ячейки классифицируются по функциональному назначению ячеек, количеству сборных шин.

Структура условного обозначения ЯГК-110 [*] - [*] 3-УХЛ4:

Я – ячейка;

Г – газовая (элегазовая);

К – компактная;

110 – номинальное напряжение, кВ;

[*] – типоразмер ячеек: (Л – линейная, Ш – шиносоединительная; С – секционная; ТН – трансформаторов напряжения);

[*] – количество сборных шин (1 – одна система шин, 2 – две системы шин);
3 – трехфазная шина;

УХЛ4 – климатическое исполнение УХЛ и категория размещения 4 по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89.

Ячейка любого типа состоит из трех полюсов, смонтированных на одной общей раме, гидравлического привода выключателя (одного на три полюса), приводов разъединителей и заземлителей (по одному на три полюса), сборных шин (одной или двух в зависимости от типоразмера ячейки) и одного шкафа аппаратного (ША). В

шкафах размещена аппаратура цепей сигнализации, блокировки, дистанционного трехполюсного электрического управления.

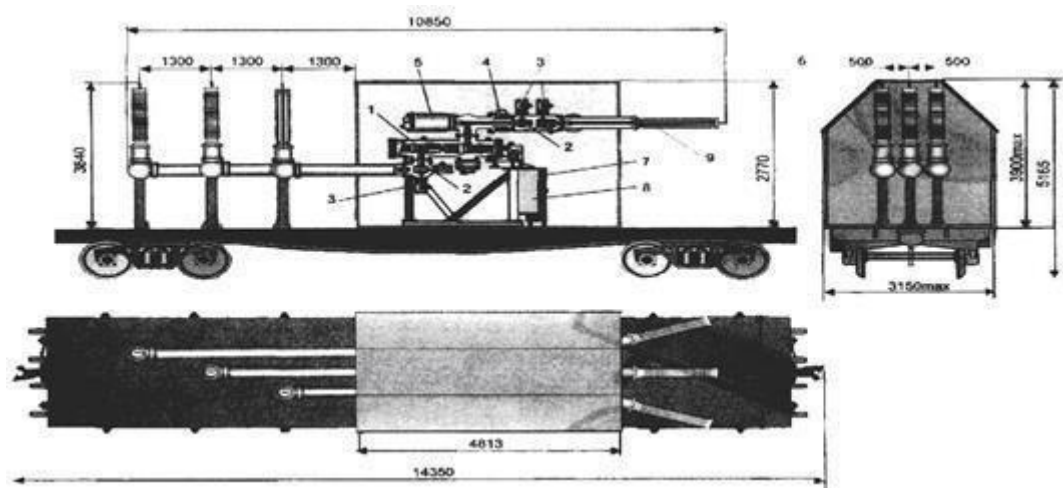
Полюс ячейки, кроме ячейки трансформаторов напряжения, состоит из полюсов коммутационных аппаратов (выключателя, разъединителей, заземлителей), измерительного трансформатора тока, сильфонных компенсаторов.

Полюс ячейки трансформаторов напряжения состоит из полюсов разъединителей, заземлителей, трансформатора напряжения, соединительных секций и сильфонных компенсаторов.

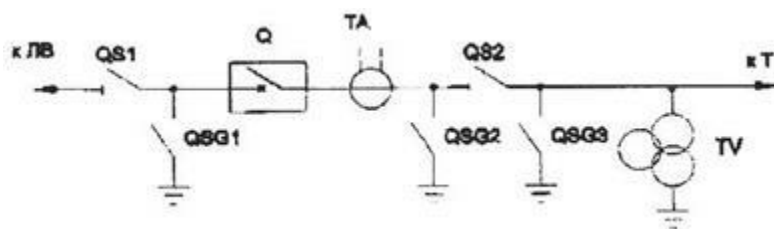
КРУЭ комплектуются вспомогательным оборудованием и приборами, обеспечивающими их нормальное обслуживание. К ним относятся: аппаратура опорожнения, сушки, сжижения, регенерации и заполнения газовых отсеков элегазом, аппаратура обнаружения мест утечки элегаза, устройства регистрации коммутационного (по требованию) и механического ресурсов выключателя.

В КРУЭ предусмотрены электрические блокировки выключателей, разъединителей и заземлителей. На рис. 7.11 представлена мобильная элегазовая подстанция на базе ячейки

ЯГК-110 кВ.



а)



б)

Рис. 7.11. Мобильная высоковольтная элегазовая подстанция на базе ЯГК-110 кВ в термостатированной оболочке:

а – общий вид и габаритные размеры; б – принципиальная схема;

1 – выключатель; 2 – разъединитель; 3 – заземлитель; 4 – трансформатор тока;

5 – трансформатор напряжения; 6 – термостатированная оболочка;

7 – шкаф аппаратный; 8 – гидропривод; 9 – ввод «воздух-элегаз»

Различные элементы ячеек по конструкции, особенностям эксплуатации, монтажу, ремонту газовой схемы могут быть объединены в газовые отсеки, а по условиям транспортировки - в транспортные блоки. Ячейки или их транспортные блоки транспортируются заполненными элегазом, либо азотом, при небольшом избыточном давлении.

Технические характеристики КРУЭ типа ЯГК представлены в табл. 7.4 (изготовитель ОАО «Энергомеханический завод», г. Санкт-Петербург).

Таблица 7.4

Наименование параметра	ЯГК- ЯЭГ-220	ЯЭУ-330	ЯЭУ-500	ЯЭУ-
Номинальное напряжение и соответствующее ему наибольшее рабочее напряжение, кВ	110/126	220/252	330/362	500/525

Испытательное напряжение ковременное (одноминутное) менное, кВ						
Испытательное напряжение ого грозового импульса сительно земли, кВ						
Испытательное напряжение утационного импульса сительно земли, кВ						
Номинальный ток, А сборные ы отводы			3150-8000	3150-6000		
			-4000	-4000		
Номинальная частота тока, Гц				50/60	50/60	
Нижний предел избыточного ения элегаза при температуре , МПа (кгс/см ²): для выключателя	0,35	0,50 (5,0)	0,50 (5,0)	0,62 (6,2)	0,62	
	(7,0)	(6,0)				
для трансформаторов напряжения	0,40	0,39	0,39 (3,90)	0,45 (4,5)	0,40	
		)				
для других модулей	0,25	0,29	0,29 (2,90)	0,45 (4,5)	0,40	
		)				
Тип выключателя	ВГ-110	ВГГК-	ВГК-330	ВГК-500	ВГК-	
Номинальный ток отключения, кА		40/50	40/63			
Число разрывов на полюс			1/2			
Коммутационный ресурс. стимое число операций «О/В» в азоне от 60 до 100 % $I_{о, ном}$ и $I_{в, ном}$	20/10	20/10	20/10	-	18/9	

Окончание табл.7.4

Полное время ючения, с, не более	0,055	0,055	0,055	0,04	0,04
Вид привода	гидравлический				
Собственное время ючения, с	0,030	0,030	0,030	0,030	0,017
Собственное время чения, с, не более	0,10				
Трансформатор тока					
Номинальный ичный ток, А	600-1200-2000	600- -2000	1000, , 1500, , 4000,	1000, , 1500, , 4000,	1000, , 1500, , 4000,
Номинальный ичный ток, А					
Количество вторичных ток					
Вторичная измерений	обмотка 15 -20-30 ВА класс ,2-0,2S	30 ВА с 0,5-0,2-	30 ВА 30	ВА 30	ВА 30
			с 0,5-0,2	с 0,5-0,2	с 0,5-0,2
Вторичная ащиты	обмотка 15 ВА класс 10P 0-30	30 ВА с 10P 25- 6	30 ВА 30	ВА 30	ВА 30
			с 10P, 21	с 10P, 21	с 10P, 21
Утечка элегаза в год, % ассы, не более					

Габаритные размеры
ки, мм ширина глубина
та

Контрольные вопросы

1. Изложите классификацию РУ и требования к их конструкциям.
2. Расскажите об устройстве и областях применения КРУ типа КРУ2-10П, К-47, USN-10, К-59.
3. Назовите элементы отсека выкатной тележки.
4. Для чего предназначены блокировки между разъединителями и выключателями?
5. Какие конструктивные особенности имеют разъединители в КРУ с выключателями на выкатных тележках?
6. Для чего ячейки КРУ разделены на несколько отсеков?
7. Какие положения может занимать тележка с выключателем в КРУ?
8. Расскажите о достоинствах комплектных РУ.
9. Изложите классификацию ячеек КРУЭ. Назовите области применения КРУЭ.
10. Какие конструктивные особенности имеют КРУЭ?
11. Нарисуйте электрические принципиальные схемы ячеек КРУЭ с одной и с двумя системами сборных шин.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 15

Изучение конструкции и устройства КСО

Теоретическая часть

Требования к КСО

Распределительные устройства типа КСО предназначены для тех же целей, что и КРУ. Они применяются в основном на подстанциях с простыми схемами главных

соединений, на которых ток короткого замыкания не превышает 20 кА, где возможно применение малообъемных масляных выключателей ВМГ-10, ВМП-10К или выключателей нагрузки. Камеры КСО широко применяют также для временного электроснабжения стройплощадок. Камеры КСО дешевле шкафов КРУ и требуют меньшей затраты металла.

Обозначение КСО расшифровывается следующим образом: К – камера; С – сборная; О – одностороннего обслуживания.

Распределительное устройство набирается из отдельных камер КСО со встроенными в них электрическими аппаратами, приборами релейной защиты, измерения, автоматики, сигнализации и управления.

Основным отличием камер КСО от КРУ является их открытое исполнение: сборные шины у камер КСО всех исполнений проложены открыто сверху камеры. Камеры КСО должны обладать достаточной механической прочностью, обеспечивающей нормальные условия работы.

В камерах КСО не должно происходить ложного срабатывания устройств релейной защиты и должно быть обеспечено нормальное функционирование приборов измерения и учета, реле защиты, а также устройств управления и сигнализации при возможных сотрясениях камер КСО, вызванных работой выключателей и разъединителей с их приводами.

Приводы выключателей, рукоятки приводов и аппаратура управления, а также приборы измерения и учета, реле защиты и сигнализации расположены с фасадной стороны камер КСО.

Камеры КСО укомплектованы приспособлениями (рымы, крюки, отверстия и др.) для подъема и опорами для настила при ремонте выключателя.

Вторичные цепи камер КСО выполняют проводом с медными жилами на рабочее напряжение 660 В.

На фасаде камер нанесены схемы главных соединений.

В камерах КСО предусмотрены механические блокировки, не допускающие:

- а) включения и отключения линейных и шинных разъединителей при включенном выключателе высокого напряжения или выключателе нагрузки;
- б) включения заземляющих ножей при включенных рабочих ножах разъединителей;
- в) включения рабочих ножей разъединителей при включенных заземляющих ножах;
- г) включения выключателя и выключателя нагрузки при включенных заземляющих ножах;
- д) включения заземляющих ножей выключателя нагрузки при включенном выключателе.

На фасаде камер КСО должен быть расположен заземляющий зажим для временного заземления элементов.

Работы внутри камер могут производиться только при полном снятии напряжения с шин и кабелей и при включенном положении заземляющих ножей.

Конструкции

КСО

К камерам КСО со стационарным оборудованием относятся камеры КСО-272, КСО-266, КСО-366 и др.

Камеры сборные одностороннего обслуживания КСО-266 рассчитаны для установки в помещениях при температурах окружающего воздуха от -5 до +35 °С и относительной влажности до 80 %. Категория установки УЗ. Обозначение камеры КСО-266 расшифровывается следующим образом: 2 – исполнение; 66 – конструкция 1966 г.

По типу основного и встраиваемого аппарата камеры КСО-266 подразделяют: на камеры с выключателями, камеры с выключателями нагрузки, камеры с трансформаторами напряжения, камеры с трансформаторами собственных нужд, камеры с кабельными сборками, камеры с трансформаторами напряжения и конденсаторами, камеры с трансформаторами напряжения и разрядниками.

Камера КСО-266 (рис. 3.1) с выключателем разделена глухой перегородкой на два отсека: отсек масляного выключателя, в котором размещены сборные шины, шинные разъединители и трансформаторы тока, и отсек линейного разъединителя. В перегородке между отсеками установлены трансформаторы тока ТПОЛ проходного типа. В каждом отсеке имеется дверь, а с боков камера имеет глухую металлическую боковину. Приводы к выключателю и разъединителю установлены на среднем листе фасада между дверьми. За дверью отсека выключателя имеется дополнительная сетчатая дверь для осмотра оборудования. Сетчатая дверь может быть открыта только при отключенных приводах шинного и линейного разъединителей.

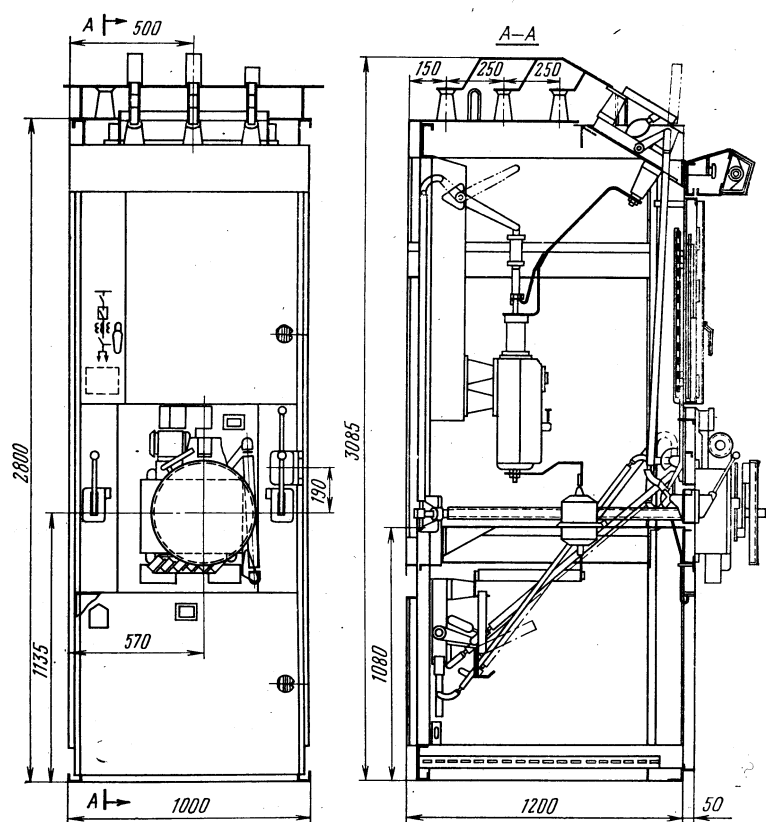


Рис. 3.1. Камера КСО-266 с выключателем ВМГ-133 с приводом ПП-67,220

Дверь кабельного отсека заблокирована с приводом шинного разъединителя так, что исключается возможность подачи напряжения со стороны сборных шин при открытой двери отсека. Камера с высоковольтным выключателем обозначается КСО-

2XX, а камера с выключателем нагрузки и предохранителями – КСО-3XX. В камерах КСО-266 предусмотрена механическая блокировка масляного выключателя с приводами разъединителей, а также блокировка заземляющих ножей с рабочими ножами разъединителей.

Приводы заземляющих ножей вводных и секционных камер могут быть заперты висячими замками в положениях «включено» и «отключено». В камерах выключателей нагрузки, силовых предохранителей, трансформаторов напряжения, разрядников и конденсаторов доступ к аппаратуре осуществляется через съемный люк, расположенный в среднем поясе фасада камеры.

Для заземления сборных шин в камере, в которой установлен разъединитель с приводом, размещен также привод разъединителя, установленного на шинном мосту. Для камеры, предназначенной для шинного ввода, комплектно поставляется проходная плита шинного ввода на 600 или 1000 А с проходными изоляторами и шинами от них. Проходная плита устанавливается на месте монтажа в проем стены помещения распределительного устройства, через который осуществляется шинный ввод.

Комплектно с камерами КСО-266 поставляют шинные мосты, предназначенные для соединения сборных шин камер, устанавливаемых в два ряда. Шинные мосты проложены открыто. Они имеют два исполнения: без разъединителей и с двумя разъединителями (для секционирования). Конструкции шинных мостов камер КСО-266 и КСО-272 аналогичны. Шинные мосты без разъединителей устанавливаются на высоте 3375 мм от пола. При этом расстояние от пола до конца межсекционной перегородки составляет 3700 мм. Шинные мосты имеют ряд исполнений, предназначенных для разных коридоров между камерами. Коридоры имеют ширину 2000–3750 мм. Высота помещения для установки камер КСО-266 от уровня пола до балки должна быть не менее 3,7 м, а от пола до потолка – не менее 4,1 м.

Схемы вспомогательных цепей камер КСО-266 с выключателями, выключателями нагрузки и приводами ПП-67, ПРБА и ПРА-17 выполнены на оперативном переменном токе 220 В. Питание цепей оперативного тока 220 В

осуществляется от трансформатора собственных нужд или от постороннего источника переменного тока. Питание цепей АВР как наиболее ответственных, предусматривается от трансформатора напряжения (100 В переменного тока). Аппаратура собственных нужд устанавливается на отдельной панели, которая выполняется в двух вариантах: с ручным переключением питания от вводов и с автоматическим переключением питания.

В случае применения электромагнитных приводов (ПЭ-11), которые работают от постоянного тока 110 или 220 В, в качестве источника постоянного тока может использоваться аккумуляторная батарея или выпрямительное устройство.

Типовые схемы вторичных цепей камер КСО-266 при использовании выключателей с электромагнитным приводом (ВМГ-10 и ВМГ-133) предусматривают дистанционное управление выключателем. При этом используются устройства автоматики и при необходимости — телемеханики. В случаях применения выключателей с пружинными приводами предусматривается, как правило, управление с места с помощью кнопок, установленных на приводе.

При применении дистанционного управления пружинным приводом или при наличии устройств АПВ предусматривается автоматический завод пружин привода.

Аппаратура вспомогательных цепей устанавливается на фасаде камер, рейка с зажимами для внешних кабельных присоединений расположена в верхнем корпусе камер, там же проложены оперативные шинки управления и питания. Шинки питания электромагнитных приводов проложены в кабельном канале.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 16

Организация технического обслуживания комплектного распределительного устройства элегазового (КРУЭ)

Теоретическая часть

Конструкции комплектных распределительных устройств и подстанций

Прогрессивным методом сооружения распределительных устройств является использование комплектного электрооборудования, полностью изготовленного и отрегулированного на заводах. Монтаж комплектных распределительных устройств (КРУ) сводится к их укрупнительной сборке, установке на подготовленные основания, выполнению внешних электрических соединений, наладке и испытаниям.

КРУ имеют ряд преимуществ в сравнении со сборными РУ:

- высокую степень готовности к монтажу, малые сроки монтажных работ;
- снижение стоимости монтажных работ;
- высокий уровень ремонтпригодности;
- быстроту расширения при реконструкции.

Комплектные распределительные устройства подразделяются на устройства напряжением до 1000 В и свыше 1000 В и представляют собой металлическую конструкцию, состоящую из закрытых шкафов. В шкафах смонтированы коммутационные и защитные аппараты, приборы измерения, устройства релейной защиты и вспомогательные устройства.

В зависимости от схемы аппаратура одного присоединения может быть размещена в одном или нескольких соединенных между собой шкафах КРУ.

Комплектные распределительные устройства напряжением до 1 кВ состоят из шкафов различных унифицированных конструкций (вводного, отходящих линий, секционного) со встроенными выдвижными автоматами втычного исполнения, измерительными, защитными и сигнальными приборами.

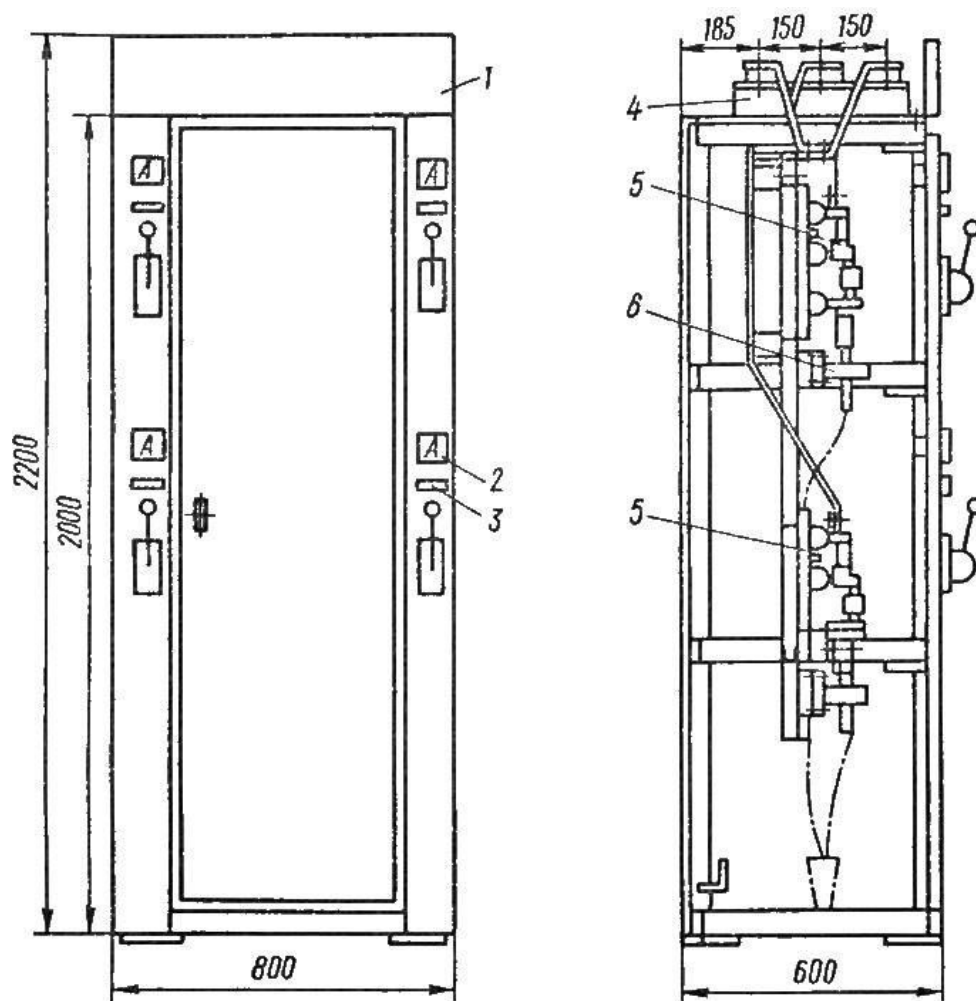


Рис. 130. Комплектное распределительное устройство ЩО-70:

1 — съемный карниз; 2 — амперметр; 3 — рамка для надписи; 4 — траверса с изоляторами; 5 — рубильник с предохранителями; 6 — трансформатор тока.

Для комплектации типовых подстанций промышленность выпускает для распределительного устройства 0,4 кВ унифицированные щиты серии ЩО (щиты одностороннего обслуживания) (рис. 130). Щиты серии ЩО-70 имеют несколько модификаций: вводные, секционные, распределительные, наружного освещения. Панели шкафов комплектуют рубильниками и предохранителями или автоматами. Шины 0,4 кВ секционируются воздушным автоматом или рубильником. Кабельные заделки 0,4 кВ располагаются внизу щитов. Для присоединения сети наружного

освещения имеется специальная панель щита с установкой на ней трансформаторов тока и электросчетчика.

Комплектные распределительные устройства напряжением 6—10 кВ изготавливают двух типов, стационарного и выкатного.

Стационарные КРУ типа КСО (камера комплектная стационарная одностороннего обслуживания) выпускают в сериях КСО-336 и КСО-272.

Камеры КСО комплектуются электрооборудованием с приводами и приборами, установленными стационарно, без выдвижных элементов. Камера делится на три отсека листовой сталью или асбестоцементными плитами. В верхнем отсеке размещены сборные шины и шинный разъединитель, в среднем - масляный выключатель и трансформаторы тока, в нижнем — линейный разъединитель и кабельные заделки. Аппаратура измерения, защиты и управления размещается на верхней двери. Каркас камеры сварной из гнутой листовой стали. На передней части камеры расположены верхняя и нижняя двери, а в средней части имеется стальной пояс толщиной 2 — 3 мм, на котором монтируются приводы разъединителей и выключателей. За верхней дверью установлено сетчатое ограждение для осмотра оборудования без отключения напряжения. По верхней части камеры проходит карниз для светового табло, освещения камеры и прокладки контрольных кабелей.

Камеры КСО с масляными выключателями имеют типовое обозначение КСО-272 (рис. 131).

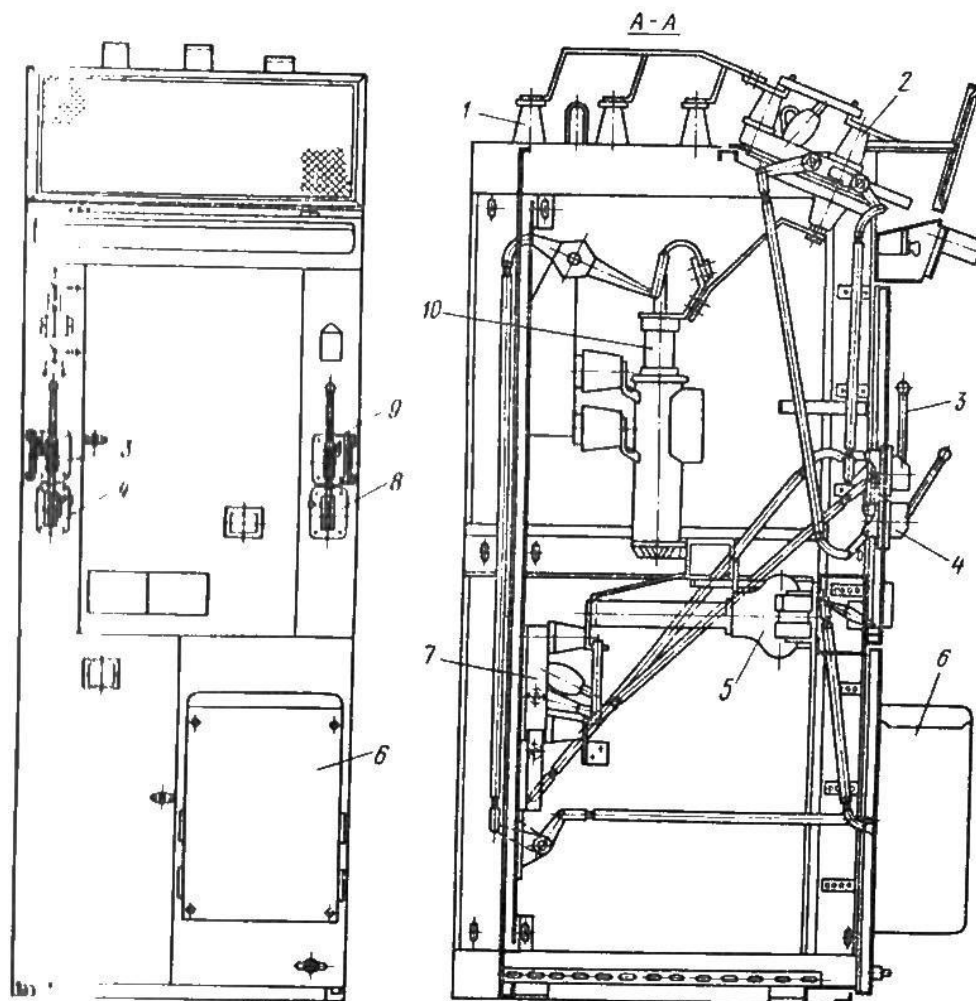


Рис. 131. Комплектная камера КСО-272:

1 — сборные шины; 2, 7 — разъединители; 3, 9 — приводы заземляющих ножей; 4 — привод шинного разъединителя; 5 — трансформатор тока; 6 — пружинный привод ПП-67; 8 — привод линейного разъединителя; 10 — выключатель ВМГ-10.

Камеры КРУ для внутренней установки (выкатные КРУ) смонтированы в сварных металлических шкафах, которые защищают персонал от случайного прикосновения к токопроводящим и подвижным частям, а оборудование — от вредных воздействий внешней среды. Распределительное устройство из камер типа КРУ состоит из необходимого набора отдельных шкафов со встроенными в них аппаратами коммутации, управления, измерения, защиты и регулирования, собранных на общей

раме и объединенных сборными шинами и контактными зажимами цепей вторичной коммутации.

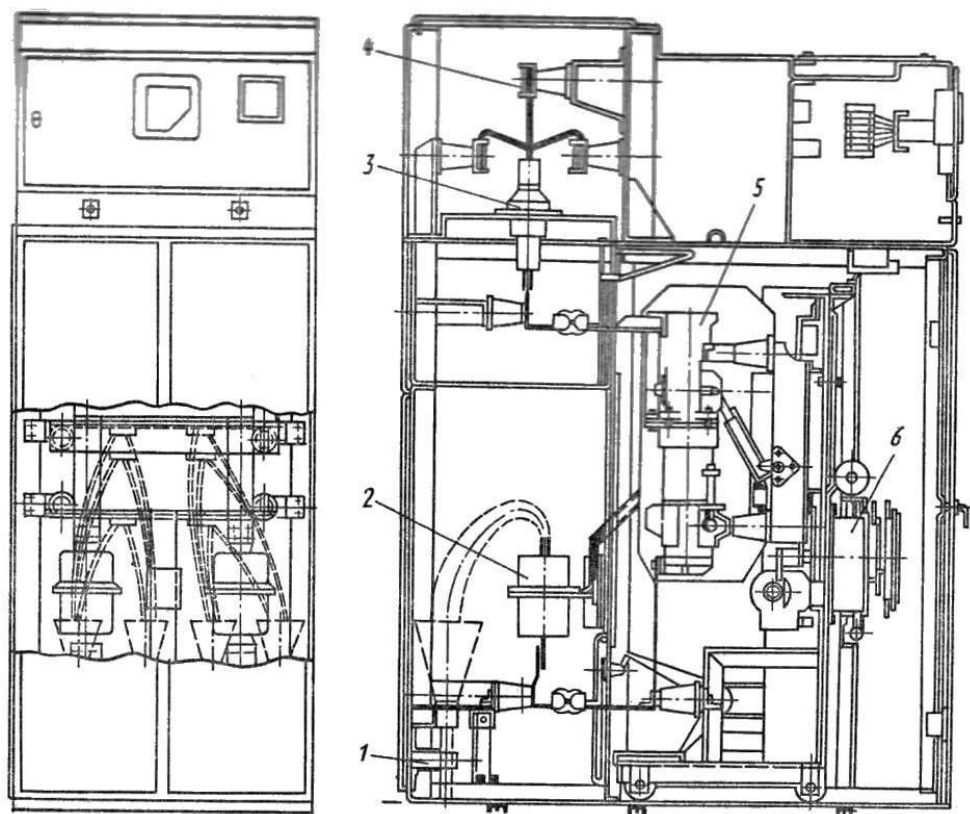


Рис. 132. Шкаф КРУ-2 с выключателем типа ВМП-10:

1 — трансформатор тока ТЗЛ; 2 — трансформаторы тока ТПЛ-10; 3 — проходные изоляторы; 4 — сборные шины; 5 — выключатель ВМП-10; 6 — привод ППМ-10.

Камера КРУ состоит из трех основных частей: корпуса, выкатной тележки с оборудованием и релейного шкафа (рис. 132). Она разделена стальными перегородками на отсеки: шинный, выкатной тележки, трансформаторов тока с кабельными заделками, верхних контактов разъединителей. На тележке установлено основное оборудование (масляный выключатель, трансформатор напряжения, привод, подвижный контактный разъединитель). Роль разъединителей (рис. 133) выполняют специальные штепсельные контакты, неподвижная часть которых находится в корпусе шкафа.

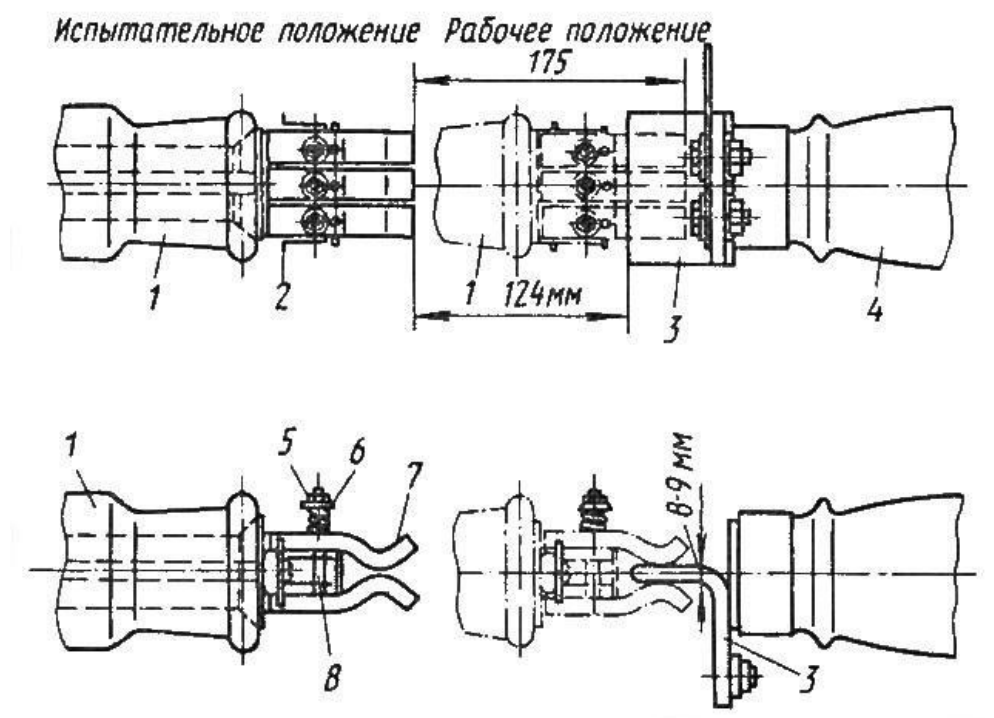


Рис. 133. Разъединяющие контакты первичных цепей:

1 — проходной изолятор; 2 — фиксирующая прокладка; 3 — неподвижный контакт; 4 — опорный изолятор; 5 — натяжная гайка; 6 — пружина, 7 — контактная пластина; 8 — шпилька.

При необходимости осмотра или ремонта аппаратуры тележка выкатывается из шкафа. Отсек трансформаторов тока и концевых заделок отделен от отсека тележки съемной крышкой и шторкой безопасности, открывающейся при вкатывании тележки в шкаф и закрывающейся при выкатывании ее.

Выкатная тележка может занимать три положения: рабочее, контрольное и ремонтное. При рабочем положении контакты первичной цепи и разъединяющие контакты вторичной цепи замкнуты, заземление тележки осуществлено через скользящие контакты на корпус шкафа. В рабочем положении тележка жестко закрепляется фиксаторами механизма вкатывания. В контрольном положении тележки первичные цепи остаются разомкнутыми, а вторичные могут быть замкнутыми. В этом положении производят опробование действия цепей защиты, сигнализации и управления. В ремонтном положении тележка полностью выдвинута из шкафа и

контактБ1 первичной и вторичной цепей разомкнуты. В этом положении обеспечивается безопасность производства работ по осмотру и ремонту оборудования, расположенного на тележке.

Шкафы снабжены блокировочными устройствами, исключающими выкатывание или вкатывание тележки при включенном выключателе.

Комплектные распределительные устройства для наружной установки (КРУН) изготавливают трех типов: выкатные, стационарные и объемные.

КРУН выкатного типа сконпонованы так же, как и соответствующие КРУ внутренней установки. Выпускаются нормального и малого габаритов.

КРУН стационарного типа выпускают без штепсельных разъединителей. Они комплектуются масляными выключателями типа ВМГ-10 и предохранителями типа ПК-10 и отдельными разъединителями с приводами типа РВ-10. Шкафы с выключателями снабжены механической блокировкой от неправильных действий при оперировании выключателем и разъединителями.

КРУН объемного типа изготавливают нормального и малого габаритов с однорядным и двухрядным расположением ячеек. Его оборудование смонтировано в собственном помещении из стальных листовых панелей. Коридор обслуживания образуется между фасадами ячеек и имеет ширину около 2 м. Малогабаритные объемные КРУН изготавливают только с двухрядным расположением ячеек. В них применяют выключатели типа ВММ-10 и предусматривается более плотный монтаж оборудования.

Вводы во все типы КРУН выполняются одним из трех вариантов — кабелем, токопроводом и с воздушной линии.

Комплектные трансформаторные подстанции могут быть внутренней (КТП) и наружной (КТПН) установок и состоят из блока ввода высокого напряжения, силового трансформатора и распределительного устройства низкого напряжения 0,4 кВ. Комплектные подстанции выпускают с одним и двумя трансформаторами, с защитно-коммутационной аппаратурой, приборами измерения, учета электроэнергии и сигнализации.

Вводы комплектных подстанций могут быть воздушные и кабельные.

Блок высокого напряжения КТП мощностью до 630 кВ•А представляет собой короб со съемной дверью на лицевой стороне или шкаф из листовой стали с сетчатой дверью. Специальная блокировка сетчатой двери не дает возможности включить выключатель при открытой двери.

В КТП применяются силовые трансформаторы типов ТМЗ с естественным масляным охлаждением и с совтоловым заполнением типа ТМЗ. Трансформаторы типа ТМЗ выпускаются мощностью до 2500 кВ•А включительно.

Для питания токовых обмоток измерительных приборов и реле применяют трансформаторы тока: для измерения токов и мощности, а также учета электрической энергии — катушечные опорные трансформаторы тока.

Питание электроизмерительных приборов, релейной защиты от замыканий на землю, цепей автоматики и сигнализации осуществляется от трансформаторов напряжения типа НОСК. Для включения приборов измерения, защиты и учета на напряжение 0,4 кВ применяют трансформаторы напряжения шил НОС-0,5. Если на подстанции совмещают питание цепей измерения, защиты и автоматики с цепями контроля состояния изоляции, в первичной цепи применяют трансформаторы типа НТМИ (пятистержневые) с дополнительной обмоткой, соединенной в разомкнутый треугольник.

Для питания сетей от комплектных трансформаторных подстанций применяют магистральные шинопроводы серии ШМА на токи 1600, 2500 и 4000 А в зависимости от мощности трансформатора (соответственно 1000, 1600 и 2500 кВ•А). Распределительные шинопроводы серии ШРА на токи 250, 400 и 630 А используют для распределительных сетей при большом количестве электроприемников. Для групповых сетей освещения применяют осветительные шинопроводы ШОС на токи 25 и 63 А.

Применение унифицированных комплексных шинопроводов позволяет обеспечивать высокую надежность электроснабжения, универсальность, индустриализацию монтажа и экономию материалов.

Комплектные распределительные устройства 110 кВ с элегазовой изоляцией



Новой ступенью в строительстве электрических подстанций стали компактные распределительные устройства, размещаемые в зданиях. Возможность строительства закрытых распределительных устройств на высокие напряжения появилась с развитием оборудования, имеющего повышенные изоляционные характеристики при небольших габаритных размерах.

Уменьшение габаритов оборудования связано с применением передовых технологий гашения дуги, исследованием изоляционных свойств различных газов, находящихся под давлением. Наиболее широкое применение в высоковольтном оборудовании получил электротехнический газ (элегаз), не имеющий запаха, цвета и абсолютно не горючий, к тому же при температуре до 225°C химически не активный.

Элегаз получил популярность за большую диэлектрическую прочность в сравнении с воздухом, а также способность быстро рекомбинироваться после диссоциации под воздействием температуры дуги. Гашение дуги в элегазовом промежутке состоит в том, что дуга при прохождении тока через ноль гаснет, а температура разогретых газов в межэлектродном пространстве забирается плазмой, которая при температуре около 1700 °C обладает повышенной теплоемкостью. В результате, элегаз в промежутке между контактами успевает восстановить свои диэлектрические свойства.

Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией имеют модульное строение. Каждый модуль представляет собой отдельный вид оборудования, и может быть скомпонован с другим модулем при помощи фланцевого соединения. Все оборудование размещается в алюминиевых трубах и постоянно находится под избыточным давлением.

С одной стороны повышенное давление ухудшает условия горения электрической дуги, с другой стороны не дает воздуху из окружающей среды проникнуть внутрь герметичного сухого пространства. Элегаз выполняет функцию изолирующей и охлаждающей среды для любого вида оборудования в КРУ-110 кВ.

Для сборки ячеек с элегазовой изоляцией предусмотрен следующий набор оборудования:



- полюс выключателя, служит для коммутации цепей под нагрузкой в нормальных и аварийных режимах;
- разъединитель, создает видимый разрыв при выводе оборудования в ремонт;
- заземляющие ножи, используют для вывода оборудования в ремонт;
- соединительные патрубки;
- сильфоны - для компенсации температурных расширений металлических составляющих ячейки;
- трансформаторы напряжения;

- трансформаторы тока;
- секции сборных шин;
- распределительные шкафы;
- шкафы контроля давления в оборудовании.

Ячейки КРУ-110 кВ выполняют следующих типов:

- линейная ячейка;
- секционная;
- шиносоединительная;
- ячейка трансформатора напряжения.

Линейная ячейка состоит из выключателя, двух шинных разъединителей, линейного разъединителя, двух заземляющих ножей в сторону выключателя, последовательно установленных трансформаторов тока по обе стороны выключателя, агрегатного шкафа в котором находится сигнальная и контрольная аппаратура.

Ячейки линейного типа связывают секции шин с отходящими линиями. Наличие двух шинных разъединителей позволяет запитывать потребителя от разных секций шин, при ремонтной схеме.

Секционные ячейки выключателем не оборудуются, они предназначены только для создания видимого разрыва при выводе в ремонт секции шин. Отключение разъединителя производят при отсутствии тока нагрузки в цепи, то есть когда СШ находится под напряжением со стороны питания. Секционные ячейки оснащают трансформаторами напряжения, для контроля уровня напряжения в сети, синхронизации СШ при вводе их в работу, а также для питания цепей учета.



Ячейка ТН состоит из трансформатора напряжения, разъединителя и заземляющих ножей в сторону ТН и в сторону СШ. Как правило, СШ на подстанциях заземляются только в одном месте в ячейке ТН. Для присоединения к линейной ячейке кабеля применяются кабельные вводы специальной конструкции, а для воздушных линий газонаполненные вводы.

Давление элегаза в модулях с выключателем и измерительными трансформаторами составляет 6 бар, при температуре 20 °С. В модулях с другим оборудованием давление составляет 2,5 бар. Крепление модулей между собой осуществляется фланцевыми болтовыми соединениями или эпоксидными литыми изоляторами.

В центре герметичных изоляторов предусмотрено отверстие для прохода токопроводов и выхода аппаратных зажимов. Для удобства обслуживания каждая полость оборудования разделена на отсеки. Отсеки между собой не герметизируются, но относительно окружающей среды они герметичны.

Такая конструкция позволяет производить замену отдельных элементов без полного демонтажа оборудования. Каждая герметичная полость имеет обособленную систему газоснабжения, индивидуальную арматуру для крепления манометров, вентиля и прочего вспомогательного оборудования.

Если последовательно соединены несколько типов модулей, работающих под одинаковым давлением, их объединяют в общую полость. Ячейки с ТН снабжаются элегазом отдельно. Алюминиевые корпуса, в которых проходят токопроводы СШ

соединены фланцами и объединены в общую магистраль с одним давлением. Изоляция токоведущих частей от корпуса выполнена литыми изоляторами, присоединяемыми к фланцам с помощью болтов.

Требования к качеству обработки всех деталей очень высоки. Мельчайшие шероховатости накапливают пыль и продукты разложения элегаза. В результате в полости создается неравномерно распределенное электрическое поле, которое ухудшает диэлектрические свойства элегаза.



Преимущество закрытых распределительных устройств очевидно. Оборудование не подвержено воздействию атмосферных явлений, отсутствует возможность перекрытия ошиновки посторонними предметами. Исключена возможность проникновения грызунов в герметичные шкафы со вторичными цепями.

Не требуется чистка изоляции, условия работы обслуживающего персонала намного комфортней, чем в открытых распределительных устройствах. Площадь размещения КРУ-110 намного меньше открыто установленного оборудования, что является немаловажным фактором при проектировании ПС.

Однако, есть и недостатки КРУ, связанные с оперативным обслуживанием, в части проведения переключений. О положении коммутационного аппарата можно судить только по указателю привода через технологическое окно. Однако, если тяга привода оборвана, то заземляющий нож может остаться включенным, несмотря на указатель отключенного привода.

Обслуживание КРУЭ.

При осмотрах проверяется общее состояние оборудования: отсутствие пыли, шума, треска и т.д. Проверяется работа аварийно-вытяжной вентиляции, температура воздуха в помещении РУ (она должна находиться в пределах 5-40°C), давление сжатого воздуха в резервуарах пневматических приводов выключателей (оно должно находиться в пределах 1,7-2,1 МПа), а также давление сжатого воздуха для пневмоприводов разъединителей (0,6 МПа), состояние заземляющих проводок и их контактных соединений.

Важной задачей обслуживания КРУЭ является сохранение неизменным количества элегаза в оболочках с оборудованием. Это предъявляет повышенные требования к плотности оболочек, уплотнений и сварных швов. При утечках элегаза снижается электрическая прочность изоляционных промежутков. Поэтому необходим надежный контроль за давлением элегаза в каждой секции установки. Давление контролируется при помощи манометров и должно проверяться при осмотрах оборудования. В случае утечки элегаза пополнение секции сухим элегазом осуществляется с помощью передвижной установки из баллонов с элегазом, которые через редуктор и влагопоглощающий фильтр подключаются через вентиль к секции. В аварийной ситуации при возникновении дуги и чрезмерном повышении давления внутри оболочки разрывается специальная защитная мембрана, давление в секции сбрасывается, и тем самым предотвращается разрушение оболочки. В остальных секциях КРУЭ давление сохраняется нормальным. Элементы оборудования, оболочки которых повреждены, должны выводиться из работы в соответствии с инструкциями, при этом запрещается выполнять операции под напряжением аппаратами, находящимися в объемах с пониженным давлением элегаза. Пребывание в помещении РУ персонала в этом случае возможно только при включенной приточно-вытяжной вентиляции и применении индивидуальных средств защиты.

Заметим, что КРУЭ практически не требуют технического обслуживания. Изоляция в них не теряет своих свойств из-за атмосферных загрязнений, что исключает

необходимость периодической очистки изоляции. Такие элементы, как сборные шины, измерительные трансформаторы, вообще не требуют ремонта. Интервалы между планово-предупредительными ремонтами коммутационных аппаратов, определяемые механической прочностью подвижных систем и свойствами деталей, подверженных старению, устанавливаются от 5 до 10 лет.

Обслуживание и ремонт комплектных распределительных устройств и подстанций

В зависимости от ширины помещения РУ и числа шкафов КРУ их устанавливают с возможностью одностороннего или двухстороннего обслуживания, а также с однорядным или двухрядным расположением шкафов. При однорядном расположении шкафов и одностороннем их обслуживании шкафы КРУ устанавливают вдоль стены на расстоянии 1 м от нее, а ширина прохода в коридоре должна быть не менее 1,8 м. При двухрядном расположении шкафов вдоль стен с односторонним обслуживанием ширина общего коридора должна быть не менее 2,5 м. При двухстороннем обслуживании ширина коридора с обратной стороны шкафов должна быть не менее 0,8 м. В помещении РУ предусматривают также место для установки ремонтируемой тележки.

Уровень пола помещения РУ должен быть таким, чтобы его отметка совпадала с плоскостью катания тележки в корпусе шкафа. В этом случае тележка вкатывается и выкатывается в шкаф без специальных металлических рам (конструкций).

В период эксплуатации периодические осмотры должны проводиться при каждой приемке смены дежурным персоналом; внеочередные осмотры — после каждого короткого замыкания. Периодически один раз в неделю должны проводиться осмотры ночью, без освещения, для проверки отсутствия разрядов, искрений и коронирования. При осмотрах проверяют уровень масла в масляных выключателях, отсутствие течи и следов выброса масла из цилиндров, состояние изоляции, плотность и достаточность нажатия размыкающих контактов разъединителей.

Кроме того, обращают внимание на состояние приводов, контактов КСА и КСУ; правильность работы сигнализации положения тележки в КРУ; состояние пружинного и масляного буферов выключателя; наличие смазки на трущихся частях механизмов (приводов, катках тележек и др.).

При осмотре проверяют также состояние помещения, исправность дверей, замков, отопления, вентиляции, освещения, сети заземления и наличие защитных средств. Все замеченные дефекты и неисправности записывают в журнал дефектов.

Во время передвижения тележки в корпусе КРУ необходимо: перед выкатыванием тележки из рабочего положения убедиться в том, что выключатель отключен: при вкатывании довести тележку до положения полного включения разъединителей и проверить надежность фиксации механизма вкатывания.

Текущие ремонты шкафов КРУ производят по мере необходимости. Капитальные ремонты КРУ проводят один раз в три года. Внеочередные капитальные ремонты необходимы после отключения выключателем четырех коротких замыканий или после отключения короткого замыкания со значительным выбросом масла из выключателя.

При текущем ремонте проверяют состояния болтовых креплений и контактных соединений тележки и корпуса, контактных соединений проводников вторичной коммутации; регулируют разъединяющие контакты первичных и вторичных цепей; проверяют и регулируют механизмы блокировки, фиксации, взаимодействие привода и выключателя, исправность масляного буфера.

Тщательно осматривают и очищают проходные и опорные изоляторы. Проверяют работу указателей уровня масла. При необходимости доливают масло в цилиндры. Отложения на фарфоровых изоляторах удаляют тряпками, смоченными в ацетоне, при обнаружении трещин и сколов их ремонтируют или заменяют на новые.

При текущем ремонте проводят осмотр выключателя с розеточным контактом; при небольшом и равномерном обгорают наконечники контактных стержней зачищают напильником или шкуркой и промывают растворителем, а при сильном обгорании наконечников — выключатель выводят в капитальный ремонт с полным вскрытием

цилиндров. Проверяется ход контактных стержней в розетке выключателя и их запасной ход.

Проверяется зазор между шайбой пружинного буфера и его корпусом при включенном положении выключателя и сжатие пружинного буфера при отключении выключателя. Пружины и стержень пружинного буфера очищают от старой смазки и заменяют новой. Осматривают и проверяют состояния контактов заземления.

После окончания текущего ремонта проверяют сопротивление изоляции катушек приводов и цепей первичных и вторичных соединений. Устраняют обнаруженные неисправности и дефекты изоляции.

В период капитального ремонта шкафов КРУ проводят следующие работы: слив масла и разборку выключателя, зачистку и ремонт контактов выключателя и ревизию внутренних деталей цилиндров; ремонт изоляторов, дугогасительных устройств, приводного механизма, разъединяющих контактов первичных и вторичных цепей.

После ремонта внутренних деталей выключатель собирают и проводят испытания аппаратуры.

Объем и методы производства капитального ремонта выключателей типа ВМП-10 и их приводов указаны ранее.

Разъединяющие контакты тщательно осматривают и зачищают. При наличии сильных оплавлений или износа ламели заменяют на новые, трущиеся части смазывают техническим вазелином. Болтовые контактные соединения ошиновки подтягивают и проверяют выборочно натяжение ламелей. Оно должно быть в пределах 150 Н. Если натяжение окажется меньше — меняют пружины и регулируют нажатие, после чего закернивают гайки в трех точках.

При ремонте разъединяющих контактов вторичных цепей тщательно осматривают место разъемных соединений, при незначительных подгораниях их зачищают шкуркой, а при оплавлении — поврежденные части заменяют. Подтягивают болтовые крепления и контактные винты для присоединения проводов и смазывают вазелином.

При ремонте блокировочных устройств и фиксаторов механизма вкатывания их трущиеся части очищают от пыли и грязи, проверяют работу защитных шторок и регулируют механизм.

После капитального ремонта проводится приемка шкафов КРУ, т. е. проверяют выполнение всех работ, указанных в ведомости объема ремонта. Приемка работы оформляется актом с приложением к нему протоколов испытаний.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 17

Изучение схемы электрических соединений на стороне 6-10 кВ

Теоретическая часть

Схемы электрических соединений должны удовлетворять требованиям, предъявляемым к главным схемам *по надежности, возможности проведения ремонта, оперативной гибкости, экономической целесообразности, возможности опробования и вывода в ремонт выключателей без нарушения работы присоединения*. Различают два основных типа схем электрических соединений с $U_{\min} = 6 \dots 10 \text{ кВ}$.

- схемы с одной системой сборных шин,
- схемы с двойной системой сборных шин.

Схема с одной системой сборных шин

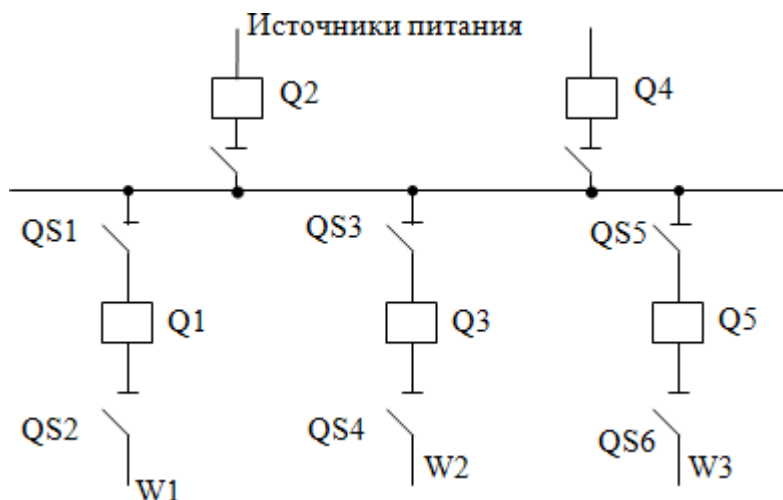


Рисунок 10.1. Схема с одной несекционированной системой сборных шин.

Наиболее простой схемой электроустановок на 6-10кВ является схема с одной *несекционированной* системой сборных шин (рисунок 10.1). Источники питания в схеме присоединяются к сборным шинам с помощью выключателей и разъединителей. Для отключения присоединения используется один выключатель.

Если же выключатель выводится в ремонт, то *алгоритм отключения следующий*:

- отключается выключатель Q5,
- отключается шинный разъединитель QS5,
- отключается линейный разъединитель QS6.

Операции с разъединителями необходимы только для обеспечения безопасности при ремонтных работах.

Основные достоинства схемы.

1. Однотипность и простота операций с разъединителями, благодаря чему снижается аварийность из-за неправильных действий персонала.
2. Возможность использования комплектных РУ, что позволяет снизить стоимость монтажа, широко использовать механизацию.

Недостатки схемы.

1. При ремонте сборных шин или шинных разъединителей необходимо снять напряжение с шин, что приводит к перерыву электроснабжения всех потребителей.
2. КЗ на сборных шинах вызовет отключение всех источников питания, следовательно, потерю электроснабжения всех потребителей.

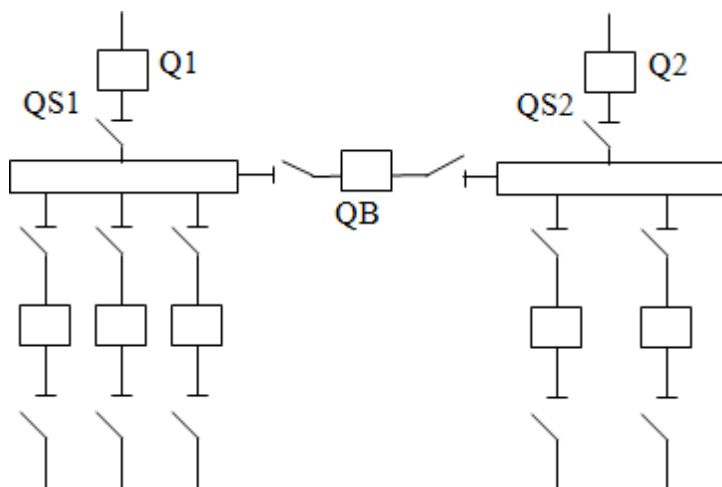


Рисунок 10.2. Схема с одной секционированной системой шин.

Секционированная система сборных шин

Указанные недостатки частично устраняются разделением сборных шин на секции. Рассмотрим одну секционированную систему сборных шин на примере рисунка 10.2.

Схема имеет те же достоинства и недостатки, что и схема с одной несекционированной системой шин. Вместе с тем, авария на сборных шинах приводит к отключению лишь части шин и половины потребителей, а вторая половина присоединений остается под питанием. В этой схеме секционный выключатель QB в нормальном режиме может быть включен, если надо обеспечить параллельную работу источников. Выключатель QB может быть в нормальном режиме и отключен. Тогда секции сборных шин получают питание каждая от своего источника. При выходе из строя одного источника или коротком замыкании на линии соответствующий выключатель Q и разъединитель QS отключаются, а секционный выключатель QB включается.

Недостатки схемы.

1. При ремонте одной из секций ответственные потребители, нормально питающиеся от двух секций, остаются без резерва.
2. Потребители, нерезервированные по питанию, отключаются на всё время ремонта секции.

Схема с одинарной секционированной системой шин получила широкое распространение в системе питания собственных нужд АЭС.

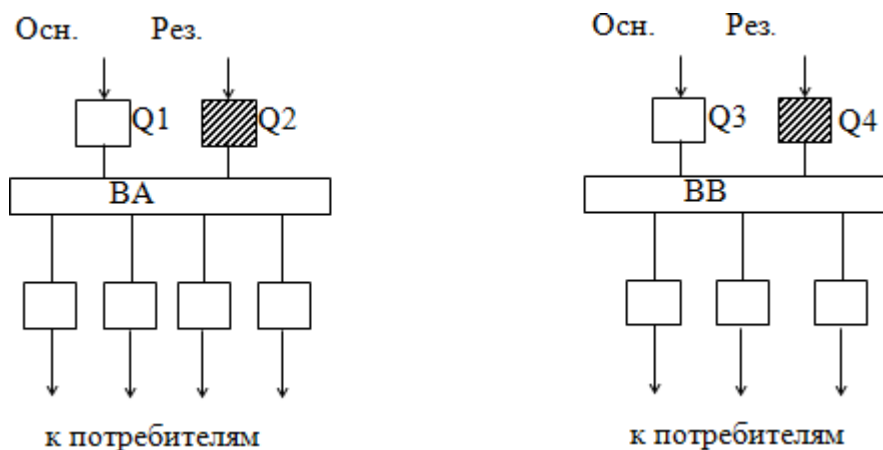


Рисунок 10.3. Две секции шин нормальной эксплуатации.

1. *Шины нормальной эксплуатации* выполняются секционированными. Каждая секция получает питание от основного и резервного источников (рисунок 10.3). Резервный источник подключается при отключении основного источника. Число секций определяется требованиями к надежности и безопасности технологического процесса на АЭС. В качестве основного и резервного источников используются трансформаторы.

Взаимное резервирование между секциями одинарной системы сборных шин в рассматриваемом случае не предусматривается, то есть секционные выключатели QВ не предусматриваются.

2. *Шины надежного питания потребителей 2 группы* выполняются одинарными секционированными. Между секциями, к которым подключены потребители систем аварийного расхолаживания (CAOЗ), резервирование не

предусматривается. Число секций шин надежного питания САОЗ определяется количеством систем САОЗ, которых для реакторов ВВЭР и РБМК устанавливается по три на блок.

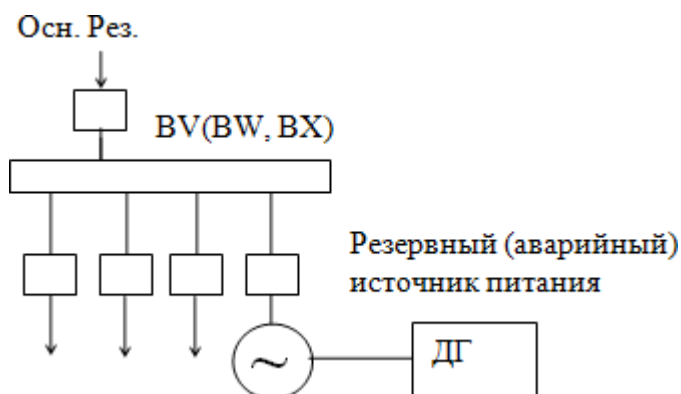


Рисунок 10.4. Одна секция надежного питания потребителей второй группы системы безопасности.

Каждая секция имеет два источника питания:

- источник основной - шины нормальной эксплуатации;
- источник резервный - дизель генератор.

На АЭС секции шин надежного питания потребителей машинного зала ВJ (паротурбинной установки и вспомогательного оборудования генератора) и реакторного отделения ВК связываются (рисунок 10.5) между собой секционными выключателями (QB1, QB2). В нормальных режимах питание на эти шины подается от шин нормальной эксплуатации через выключатели Q1 и Q3. При отключении одного из выключателей (Q1 или Q3) включаются секционные выключатели QB1 и QB2, обеспечивая резервирование питания потребителей шин ВJ и ВК. Если включение секционных выключателей не произойдет, то в качестве резервного источника питания секций ВJ и ВК будут использоваться дизель генераторы.

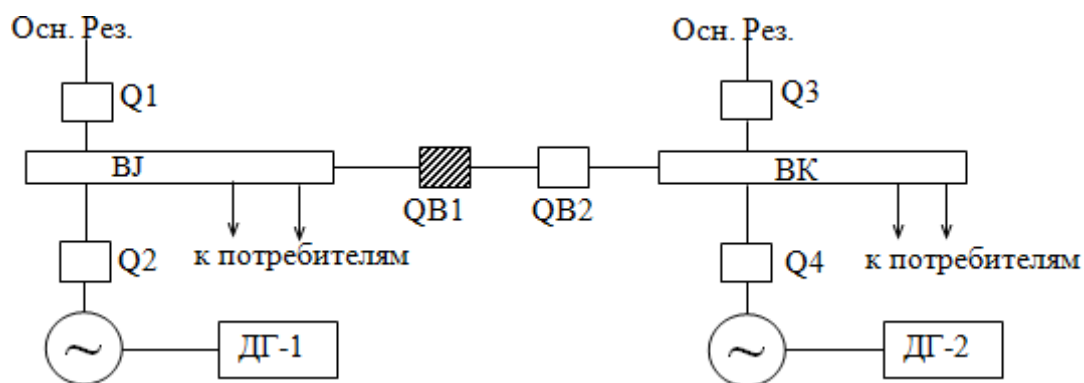


Рисунок 10.5. Секции надежного питания общешедных потребителей второй группы.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ 18

Техническое обслуживание осмотр оборудования и устройств подстанций, ремонт автотрансформаторов

Теоретическая часть

Техническое обслуживание – надежный, проверенный временем и экономически выгодный комплекс мер для продления рабочего ресурса всего высоко- и низковольтного электрооборудования в период эксплуатации трансформаторной подстанции.

Правильно выполненное по графику техническое обслуживание – это основа безопасной эксплуатации трансформаторной подстанции, являющейся одним из главных звеньев системы электроснабжения. Выполнение ТО является одним из условий по оперативному восстановлению электрической схемы в момент аварийной ситуации.

Предназначение технического обслуживания

- Обеспечение надежности схемы электроснабжения потребителей.
- Минимизация простоев потребительских объектов во время перебоев с электроснабжением.

- Предупреждение выхода из строя электрооборудования в результате износа или неправильной эксплуатации с помощью своевременного выполнения ремонта.
- Улучшение качества проведения работ по ремонту при небольших затратах на финансы, время и труд.

При обслуживании комплектных трансформаторных подстанций руководствуются нормами ГОСТ 14695-80. Мощностью от 25 до 2500 кВА на напряжение до 10 кВ.

Состав технического обслуживания трансформаторных подстанций

Важное значение для выполнения ТО оказывает периодический и внеочередной осмотр оперативным персоналом и проведение планового или внеочередного, при необходимости, ремонта.

При выполнении осмотров и ремонтов соблюдают правила безопасности, оговоренные в типовой инструкции по охране труда для электромонтера по обслуживанию подстанций. ТИ Р М-068-2002 и нормами ПТЭЭП (глава 2.2.) и ПТБ (глава 1.3).

Действия по техническому обслуживанию производятся по правилам ПУЭ-7, обозначенным в главе 4.2. 1-4.2.16 Распределительные устройства и подстанции напряжением выше 1 кВ. (дата введения 2003. 11. 01.)

Список приоритетных проверок работоспособного технического состояния электрооборудования подстанции

В перечень входят предваряющие обслуживание визуальные осмотры, которые проводятся в единой в установленном порядке с выполнением обязательных условий.

Общий список проверок включает:

- Периодический осмотр электрооборудования без вывода из работы и отключения от сети напряжения (периодичность по ПТЭ глава 1.6.).
- Внеочередной осмотр, производится после срабатывания защит при отключении тока КЗ (короткого замыкания). Проверяются ячейки закрытого распредустройства, через которые проходил ток к. з.
- Текущий ремонт выполняют по графику, установленному лицом ответственным за электрохозяйство. Во время ремонта устраняются обнаруженные при осмотрах неисправности. Ремонт производится с соблюдением межотраслевых правил ПТБ и на отключенном и выведенном из работы электрооборудовании.

- Капитальный ремонт проводят по нормам ПТЭ и местным инструкциям.

К ТО относятся аварийно-восстановительные работы, их объем зависит от тяжести и количества повреждений, появившихся во время аварии.

Перечень работ, которым руководствуются при выполнении ТО

Качество ремонтных работ обязательно подтверждается приемо-сдаточными испытаниями, которые выполняют, руководствуясь ГОСТ 50571.16-99 и нормами ПУЭ (глава 1. 8.)

Производство ТО фиксируется записями типа выполненных работ и результатами в эксплуатационных журналах по обслуживанию электрооборудования, актами со списком устраненных дефектов, а также результатами испытаний.

ТО включает надзор за работой электрооборудования, выполнение необходимых регулировок, периодических промывок, очисток и проветриваний помещений.

Таблица 1 - Перечень работ, проводимых в период ТО трансформаторных подстанций.

№	Наименование работ	Периодичность проведения
Очередные осмотры		
1	Осмотр ТП электромонтерами	Один раз в год
2	Осмотр инженерно-техническим персоналом выборочного числа ТП	Один раз в год
Внеочередные осмотры		
3	Осмотр после стихийных явлений (срабатываются все ТП, находящиеся в зоне стихийных явлений)	По окончании внеочередного осмотра или на следующий день
4	Осмотр ТП после каждого случая:	
	срабатывания выключателей ТП на короткое замыкание КЗ (включение на КЗ)	При устранении причины и ликвидации последствий или на следующий день
	перегорания предохранителей	При замене патрона с плавкой вставкой
5	Осмотр жизненно важных объектов (О)	Перед началом отопительного сезона
6	Проверка целостности заземления	Тоже

Измерения		
7	Измерения токовой нагрузки на линиях 0,4 кВ силового трансформатора и питающих линий	2 раза в год (в периоды максимальных и максимальных узок)
8	Измерение напряжения на шинах 0,4 кВ	Совмещается с замерами узок
9	Измерение уровня тока КЗ или отключения цепи "фаза-нуль" питающих линий 0,4 кВ	По мере необходимости, но не 1 раза в 6 лет
Испытания, измерения		
10	Измерение сопротивления изоляции или напряжения сносения к оболочкам и заземленным там	В сроки проведения ремонта ТП, раз в 6 лет
Отдельные работы		
11	Очистка изоляции оборудования ТП, ратов, баков и арматуры от пыли и и	По мере необходимости
12	Зачистка, смазка и затяжка активных соединений	Тоже
13	Устранение разрегулировки низмов приводов и контактной части ючателей и разъединителей лючателей нагрузки)	Тоже
14	Смазка шарнирных соединений и ихся поверхностей оборудования	По мере необходимости
15	Обновление и замена диспетчерских исей, мнемонических схем, упредительных плакатов и знаков пасности в РУ 0,4-10 кВ	Тоже
16	Замена плавких вставок охранителя	При изменении режимов работы и параметров защищаемого удования, при перегорании ких вставок
17	Доливка трансформаторного масла	По мере необходимости

Периодичность технического обслуживания комплектных трансформаторных подстанций производится согласно ПТЭЭП приведена в главе 1. 6 «Техобслуживание, ремонт, модернизация и реконструкция».

ТО трансформаторных подстанций выполняется в период эксплуатации электрооборудования с соблюдением нормального режима работы. Для этого разрешается использовать перерывы в работе, нерабочие дни и смены.

При проведении ТО по предварительному согласованию с диспетчерскими службами разрешается кратковременное отключение электрооборудования от сети напряжения согласно действующих предписаний.

Существуют два вида ТО – это регламентированное и нерегламентированное техническое обслуживание.

Регламент подразумевает надзор за работой и правильной эксплуатацией оборудования, уход и содержание устройств в исправном состоянии.

Нерегламентированное ТО

Необходимость нерегламентированных ТО возникает после проведения периодических осмотров и проверки, и диагностики состояния электрооборудования. ТО производится с целью устранения дефектов во время кратковременной остановки оборудования.

Нерегламентированное ТО включает:

1. Выполнение графика работы электрооборудования с целью сохранения непрерывности технических процессов и соблюдения условий использования. Руководствуются заводской инструкцией.
2. Соблюдение ограничений нагрузки на электрооборудование согласно паспортных сведений, необходимостью наблюдения за отсутствием перегруза, помимо специально оговоренных в инструкциях случаев, например, во время перезапуска.
3. Соблюдение эксплуатационных технических режимов работы электросетей.
4. Поддержание уровня охлаждения всей конструкции и отдельных узлов оборудования.
5. Выполнение порядка остановки и запуска в работу электроустановки с соблюдением инструкции.
6. Немедленная остановка электрооборудования при возникновении режимов, ведущих к появлению аварийной ситуации, выходу из строя для выполнения мер по обнаружению и ликвидации причин неисправности.

7. Определение износа и рабочего состояния узлов и отдельных деталей, и элементов механизма.

8. Проверка внешнего состояния оборудования, степени нагрева поверхности и определения нагрева контактных соединений, а также проверка функциональности систем охлаждения.

9. Контроль наличия утечек трансформаторного масла и прочих жидкостей, качественного состояния заземлений, пропуска газов в газовом реле трансформатора, состояние теплоизоляции.

Все замеченные нарушения и сведения о проведенном ТО заносятся в «Сменный журнал по учету выявленных дефектов и работ технического обслуживания».

Регламентированное техническое обслуживание

Регламентированное ТО выполняется по графику. Периодичность ТО меньше или равна расписанию выполнению текущего ремонта для плановых работ небольшого объема. (ПУЭ-7 гл. 4.2.)

Длительность ТО производимого по регламенту не более, чем выполнение текущего ремонта небольшой сложности.

Регламентированное ТО выполняется по графику, составленному энергетической службой предприятия или РЭС. Различаются плановые регламентированные ТО, периодические проверки и очередные и внеочередные визуальные осмотры.

Что входит в плановое регламентированное ТО

Плановое ТО в виде отдельных работ действует только для определенного типа оборудования и электросетей ввиду большой трудоемкости, длительности по времени и сложности подготовительных переключений, а также выполнения самих работ.

Техническое обслуживание включает:

1. Диагностирование электрооборудования.
2. Проверку функциональности и регулировку механизмов.
3. Очистку поверхностей от пыли, грязи и возможных подтеков масла
4. Протяжку контактных соединений.
5. Смазывание контактных и прочих трущихся деталей, и соединений.
6. Продувку оборудования и помещений.
7. Добавление при утечке трансформаторного масла и смазочных жидкостей.
8. Плановое ТО помогает выявить дефекты, возникающие при работе и несоответствие эксплуатации и нарушения техники безопасности.

9. Плановое ТО выявляет предполагаемую длительность ближайшего капитального ремонта, определением состояния электрооборудования.

Дефекты, не нуждающиеся в срочном устранении, заносят в «ремонтный журнал».

Регламентированные ТО включают осмотры оборудования, производимые по плану для оценки работоспособности инженерно-техническим персоналом.

Осмотры включают:

1. Определение правильности действий оперативного и ремонтного персонала при выполнении ТО и оценки качества и достаточности работ.
2. Выявление дефектов, вследствие которых возникает внезапный выход оборудования из строя.
3. Определение работоспособности и степени износа важных узлов и элементов оборудования для выявления задач предстоящего планового ремонта.

Перечень работ по ТО высоковольтного оборудования трансформаторных подстанций выполняется по графику планово-предупредительных ремонтов.

Таблица 2 - Расчет ТО на трансформаторную подстанцию и вводной фидер.

№ т	Наименование видов	Норма ени/ ицу ации н /час	Периодичность	Примечание
1	Осмотр предохранителей	0,14	Не реже 1 раза в ц	
2	Проверка целостности и ветствия нагрузкам охранителей 6кВ	1,22	Не реже 1 раза в ц	
3	Проверка соответствия ня масла температурной тке в расширителе и тствия течи масла сформаторов	0,46	Не реже 1 раза в ц	
4	Проверка состояния хов трансформаторов	0,20	Не реже 1 раза в ц	
5	Визуальная проверка ояния и крепления	0,82	Не реже 1 раза в ц	

	утационных аппаратов, яторов, ошиновок и кабелей			
6	Проверка наличия и авности заземляющих одников (по графику)	0,57	Не реже 1 раза в сяца	
7	Протирка доступных ей оборудования (по ику)	0,20	Не реже 1 раза в сяца	
8	Проверка отсутствия грева контактных инений токоведущих частей графику, по мере ходимости)	0,41	Не реже 1 раза в сяца	
9	Протяжка контактных инений (по графику)	0,61	Не реже 1 раза в сяца	
10	Осмотры ЛЭП-6кВ рочные / внеочередные (по ику / по мере ходимости)	1,5/1,7	Не реже 1 раза в	на 1 км
11	Проверка состояний к на кабеле (по графику)	0,12	Не реже 1 раза в сяца	
12	Укладка кабеля на льные конструкции (по необходимости)	0,53	Не реже 1 раза в сяца	на 10 м.п.
13	Проверка состояния ивопожарного инвентаря на танциях (по графику, по необходимости, лектация АО "ТТК")	0,1	Не реже 1 раза в сяца	
14	Проверка наличия, авности упредительных плакатов, ов безопасности и ждений (по графику, по необходимости, лектация АО "ТТК")	0,1	Не реже 1 раза в ц	
15	Проверка наличия и ояния диспетчерских	0,1	Не реже 1 раза в сяца	

	еновременный электроустановок (по мере необходимости)			
16	Проверка наличия надежности и соответствия и ПОТ РМ защитных устройств и сроков их испытаний (по графику АО "ТТК")	0,1	Не реже 1 раза в год	
17	Проверка наличия и надежности площадок обслуживания, замков и блокировочных устройств подстанций (по графику, по мере необходимости)	0,2	Не реже 1 раза в год	
18	Верховой осмотр линий (по графику / по мере необходимости)	6,93/6,98	Не реже 1 раза в год	На участок до конца раздела
19	Визуальный осмотр линейно-цепной структуры, заземляющих устройств на опорах ВЛ (по графику / по мере необходимости)	0,21/0,4	Не реже 1 раза в год	
20	Ведение технической документации	0,2	Постоянно	Комплект

Техническое состояние ПС оценивается в РЭС, который обслуживает данные электрические сети.

При обслуживании комплектных трансформаторных подстанций руководствуются нормами ГОСТ 14695-80. Мощностью от 25 до 2500 кВА на напряжение до 10 кВ.

Осмотр электроустановок подстанций оперативным персоналом

Одна из обязанностей электротехнического оперативного персонала – это осмотр оборудования электроустановок. Для чего нужно производить осмотр оборудования?

Во-первых, для своевременного обнаружения технических неисправностей, замечаний в работе оборудования, а также своевременной локализации и ликвидации аварийной ситуации.

Оперативный персонал при производстве осмотра того или иного элемента оборудования электроустановки должен знать на что обращать внимание и какие признаки являются не характерными для нормальной работы оборудования. В данной статье рассмотрим основные правила осмотра, когда необходимо производить осмотры, а также особенности осмотра основных элементов оборудования электроустановок.

Осмотр оборудования электроустановок производит персонал, который прошел соответствующее обучение по вопросам охраны труда, [пожарной безопасности](#), а также знающий инструкции по обслуживанию оборудования и другие нормативные документы. Для осмотра электроустановок, персонал должен иметь [III группу по электробезопасности](#).

Как правило, осмотр электроустановок с постоянным обслуживающим персоналом осуществляется не менее двух раз в сутки. Если на подстанции нет постоянного обслуживающего персонала, то осмотр осуществляет один раз в сутки.

Периодический осмотр оборудования электроустановок подстанции производится по утвержденному маршруту. То есть персонал осматривает оборудование в строгой последовательности, двигаясь по территории энергообъекта по установленным маршрутам.

Помимо плановых осмотров оборудования производятся так называемые внеочередные осмотры. Дополнительные или внеочередные осмотры производятся в следующих случаях:

- при неблагоприятных погодных условиях: при тумане, во время мокрого снега, дождя, бури, загрязнения, гололеда;
- после грозы. В данном случае производится осмотр оборудования открытых распределительных устройств, в частности разрядников и ограничителей напряжения на предмет работы во время грозы по установленным регистраторам срабатывания;
- при возникновении аварийной ситуации. Например, после автоматического отключения оборудования первое, что следует сделать – это осмотреть отключившееся оборудование на предмет наличия повреждений и других замечаний в работе (выброс масла, не отключившийся выключатель, посторонние шумы, запах гари и др.);
- в ночное время для выявления нагрева контактных соединений, разрядов и коронирования оборудования. В данном случае осмотр производится не менее двух раз в месяц в ночное время преимущественно во влажную погоду, например, после дождя или при сильном тумане.

Результаты осмотра оборудования фиксируются в оперативной документации электроустановки. Персонал после производства осмотра оборудования делает соответствующую запись в оперативный журнал и сообщает о результатах вышестоящему оперативному персоналу – дежурному диспетчеру.

Если во время производства осмотра оборудования были обнаружены какие-то замечания, дефекты, то необходимо об этом записать в оперативном журнале, а также в журнале дефектов оборудования. После этого дежурный персонал сообщает об обнаруженных замечаниях не только диспетчеру, но и вышестоящему руководству (ИТР предприятия) для планирования работ по устранению возникших нарушений в работе оборудования.

В некоторых случаях, например, при обнаружении аварии, которая может угрожать безопасности людей и целостности оборудования, оперативный персонал должен принять самостоятельно незамедлительные меры по устранению возникшей опасности.

Во всех остальных случаях, при обнаружении замечаний в работе оборудования оперативный персонал сначала ставит в известность вышестоящий персонал, а затем под его руководством осуществляет ликвидацию возникшей аварийной ситуации.

Теперь рассмотрим, на что следует обращать внимание при осмотре того или иного элемента оборудования электроустановки, в частности электрической распределительной подстанции.

Автотрансформаторы и трансформаторы

Первое, на что следует обратить внимание при осмотре данных элементов оборудования – это отсутствие посторонних шумов в работе трансформатора (автотрансформатора). Наличие нехарактерных для нормальной работы трансформатора звуков, потрескиваний свидетельствует о возможной неисправности того или иного конструктивного элемента.

Заземление действующего электрооборудования – это одна из основных мер защиты оперативного персонала от поражения электрическим током. Поэтому, прежде чем приблизиться к работающему (авто) трансформатору, необходимо убедиться в наличии и целостности заземляющей шины.

Необходимо также проверить уровень масла в баке трансформатора и РПН. Как правило, уровень масла на маслоуказателе должен примерно соответствовать температуре окружающей среды. При этом необходимо учитывать текущую нагрузку

трансформатора. Уровень масла в трансформаторе, работающем на холостом ходу, должен соответствовать средней температуре окружающей среды.

Если трансформатор нагружен, то его уровень масла, как правило, несколько выше температуры окружающей среды, так как при работе трансформатора под нагрузкой происходит нагрев его обмоток и соответственно его охлаждающей среды, то есть трансформаторного масла.

Помимо маслоуказателя, устанавливаемого на расширителе бака трансформатора и РПН, устанавливаются термометры, указывающие температуру верхних и нижних слоев масла. Показания данных термометров также фиксируются при осмотре трансформатора.

Допустимые значения данных термометров указываются в паспорте силового трансформатора (автотрансформатора), а также оговариваются в технической документации по обслуживанию электроустановок, в частности в правилах технической эксплуатации электрооборудования электростанций и сетей.

Во время осмотра необходимо проверить работоспособность системы охлаждения трансформатора (автотрансформатора). Как правило, в период высоких температур организывают дополнительные осмотры с целью своевременного обнаружения нарушений в работе трансформатора (автотрансформатора), некорректной работы системы охлаждения.

Если автоматическое включение системы охлаждения не работает, ее необходимо включать вручную при достижении определенного значения температуры трансформаторного масла и нагрузки. Например, автоматическое включение системы обдува силового трансформатора с системой охлаждения Д производится при достижении температуры верхних слоев масла значения 550 или в случае нагрузки трансформатора до номинального значения. Поэтому оперативный персонал должен контролировать показания термометров трансформатора, а также уровень нагрузки и при необходимости своевременно включать в работу систему обдува.

Кроме вышесказанного, следует обратить внимание на следующие моменты:

- целостность и отсутствие загрязнений изоляции вводов трансформатора;
- давление масла в маслонаполненных вводах;
- отсутствие нагрева контактных соединений;
- целостность предохранительного клапана выхлопной трубы;
- состояние силикагеля в воздухоосушительных устройствах;
- отсутствие внешних повреждений, в частности течи масла на баке трансформатора, а также элементах системы охлаждения;

- наличие первичных средств пожаротушения и соответствие их требованиям нормативных документов по пожарной безопасности.

Трансформаторы тока и напряжения

При осмотре трансформаторов тока и трансформаторов напряжения всех классов напряжения следует обращать внимание на следующее:

- уровень масла и отсутствие течи масла для масляных, давление элегаза для элегазовых ТН и ТТ;
- отсутствие внешних признаков повреждения изоляции вводов, корпуса, а также цепей вторичной коммутации;
- отсутствие посторонних шумов и потрескиваний.

Элегазовые, масляные и вакуумные выключатели

Общие моменты, на которые следует обратить внимание при осмотре высоковольтных выключателей, не зависимо от их типа:

- целостность и отсутствие загрязнения изоляции вводов;
- отсутствие нагрева контактных соединений;
- отсутствие шумов и потрескиваний внутри бака (полюса) выключателя;
- работоспособность обогрева шкафов приводов и бака выключателя (в период низких температур);
- наличие и целостность заземляющей шины бака выключателя;
- целостность цепей вторичной коммутации выключателя;
- соответствие указателей положения выключателя фактическому их состоянию.

При осмотре масляного выключателя, кроме вышеперечисленного, следует обращать внимание на уровень масла в баке выключателя, а также его цвет. Как правило, трансформаторное масло светлое, желтоватое. Если масло темное, то оно подлежит замене, так как такое масло не обеспечивает в полной мере своих изоляционных и дугогасительных характеристик. Уровень масла в баке выключателя должен примерно соответствовать средней температуре окружающей среды.

При осмотре элегазовых выключателей следует обращать внимание на давление элегаза. В паспортных данных к выключателю, как правило, приводится график зависимости давления элегаза в выключателе от температуры окружающей среды (номинальная кривая плотности). Поэтому при осмотре оборудования, в том числе элегазового выключателя, необходимо фиксировать текущую температуру воздуха. На основании полученных данных делается вывод о соответствии фактического давления

элемента в выключателе номинальному давлению для данного значения температуры окружающей среды.

Разъединители

При осмотре разъединителей всех классов напряжения необходимо обращать внимание на следующие моменты:

- целостность опорных и тяговых изоляторов, отсутствие сильных загрязнений изоляционного покрытия;
- целостность заземляющего контура, гибких связей;
- при наличии обогрева привода – его работоспособность в период низких температур;
- отсутствие видимых повреждений конструктивных элементов разъединителя, привода.

Осмотр щитов, установок, панелей защит

При выполнении осмотра оборудования подстанции одним из этапов является осмотр оборудования общеподстанционного пункта управления (щита управления). В данном случае осматриваются щиты постоянного и переменного тока, панели защит, автоматики и управления элементами оборудования, аккумуляторная батарея, зарядные устройства, шкафы связи, телемеханики, учета электрической энергии.

При осмотре щитов переменного и постоянного тока следует обращать внимание на положение автоматических выключателей, рубильников, уровни напряжения на шинах, отсутствие посторонних сигналов.

При осмотре панелей защит оборудования следует обращать внимание на следующее:

- соответствие положения переключающих устройств фактической схеме подстанции в соответствии с картой переключающих устройств того или иного присоединения;
- отсутствие посторонних сигналов;
- включенное положение автоматических выключателей, которые осуществляют питание защитных устройств.

Кроме того, при осмотре шкафов оборудования оперативный персонал фиксирует необходимые данные в соответствующие журналы и при необходимости выполняет проверку работы устройств и замеры основных электрических величин. Например, снятие показаний амперметров, ваттметров, вольтметров, проверка работоспособности

защиты линий электропередач (обмен высокочастотными сигналами), фиксация значения дифференциального тока устройств ДЗШ подстанции и др.

При ежедневном осмотре аккумуляторной батареи производится замер напряжения на контрольных элементах (банках), плотность электролита (на свинцово-кислотных батареях). Осматривают также зарядные устройства АБ, фиксируют значение напряжения на батарее и ток подзаряда. При выполнении осмотра аккумуляторной батареи необходимо обеспечивать все необходимые меры безопасности, предусмотренные инструкцией по обслуживанию АБ того или иного типа. Кроме того следует проверять работоспособность системы приточно-вытяжной вентиляции и обогрева помещения аккумуляторной батареи.

В заключении следует отметить, что осмотр электроустановок подстанций необходимо осуществлять в соответствии с требованиями правил безопасной эксплуатации электроустановок и с применением необходимых индивидуальных средств защиты.

Список рекомендуемой литературы

Основная

1. Сборник задач и упражнений по электрической части электростанций и подстанций. Часть 1 / Под ред. Б. Н. Неклепаева и В. А. Старшинова. – М.: Издательство МЭИ, 2004.

2. Л. Д. Рожкова, Л. К. Корнеева, Т. В. Чиркова. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – 2-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2005. – 448 с.

3. Околович М. Н. Проектирование электрических станций: Учебник для вузов. – М.: Издательство МЭИ, 2003.

4. Г. Ф. Быстрицкий, Б. И. Кудрин. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов: Учеб. пособие для вузов. – М.: Издательский центр Академия», 2003. – 176 с.

5. Ополева Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения. – М.: ФОРУМ: ИНФА-М, 2006.

6. Расчет коротких замыканий выбор электрооборудования / Под ред. И. П. Крючкова. – М.: Издательский центр «Академия», 2005.

7. Правила устройства электроустановок. – М.: НЦ ЭНАС, 2003.

Дополнительная

1. Неклепаев Б. Н., Крючкова И. П. Электрическая часть электро-станции и подстанции: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. –М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

2. Электрическая часть станции и подстанции / Под ред. А. А. Васильева. –М.: Энергоатомиздат, 1990. – 567 с.

3. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанции и подстанции –М.: Энергоатомиздат, 1986. – 640 с.

4. Долин А. П., Шонгин Г. Ф. Открытые распределительные устройства с жесткой ошиновкой. –М.: Энергоатомиздат, 1988. – 192 с.

5. Семчинов А. И. Токопроводы промышленных предприятий. Ленинград: Энергоатомиздат. Ленингр. отделение, 1982. – 208 с.

7. Михеев М. А., Михеева И. М. Основы теплопередачи. –М.: Энергия, 1977. – 344 с.

8. Исаченко В. П., Осипова В. А., Сухомел А. С. Теплопередача. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 416 с.

9. Церазов А. Л., Старшинов В. А., Васильева А. П. Электрическая часть тепловых электростанций. –М.: Изд-во МЭИ, 1995. – 366с.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по организации самостоятельной работы обучающихся
по дисциплине «Электрические станции и подстанции» для студентов
направления подготовки /специальности
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника Направленность (профиль)
Цифровые технологии в электроэнергетике

Ставрополь 2025

Введение

Основная задача высшего образования заключается в формировании творческой личности специалиста, способного к саморазвитию, самообразованию, инновационной деятельности. Решение этой задачи вряд ли возможно только путем передачи знаний в готовом виде от преподавателя к студенту. Для решения этой задачи в учебные планы всех специальностей включена самостоятельная работа.

В связи с этим, студенту из пассивного потребителя знаний необходимо превратиться в активного их творца, умеющего сформулировать проблему, проанализировать пути ее решения, найти оптимальный результат и доказать его правильность. В этом плане следует признать, что самостоятельная работа студентов является не просто важной формой образовательного процесса, а должна стать его основой. Это предполагает ориентацию на активные методы овладения знаниями, развитие творческих способностей студентов, переход от поточного к индивидуализированному обучению с учетом потребностей и возможностей личности.

В широком смысле под самостоятельной работой студентов следует понимать совокупность всей самостоятельной деятельности студентов как в учебной аудитории, так и вне ее, в контакте с преподавателем и в его отсутствие.

Самостоятельная работа реализуется:

- непосредственно в процессе аудиторных занятий – на лекциях, практических и семинарских занятиях, при выполнении лабораторных работ;

В контакте с преподавателем вне рамок расписания – на консультациях по учебным вопросам, в ходе творческих контактов, при ликвидации задолженностей, при выполнении студентом учебных и творческих задач.

Границы между этими видами работ достаточно размыты, а сами виды самостоятельной работы пересекаются.

Следует с первых дней обучения в вузе приучать себя к целесообразному распределению занятий по месяцам и неделям семестра. При этом очень важна

равномерная работа как основное условие успешных занятий в вузе.

Высшей ступенью обучения является приобретение навыков самостоятельной творческой работы, а творческому применению знаний нужно учиться параллельно с их приобретением.

1 Основные мотивы самостоятельной работы студентов

Активная самостоятельная работа студентов возможна только при наличии серьезной и устойчивой мотивации. Самый сильный мотивирующий фактор – подготовка к дальнейшей эффективной профессиональной деятельности. Среди внутренних факторов, способствующих активизации самостоятельной работы выделяют следующие:

1. *Полезность* выполняемой работ заключается в том, что результаты самостоятельной работы могут быть использованы на семинарских и практических занятиях, лабораторном практикуме, при подготовке публикации. Другим вариантом использования фактора полезности является активное применение результатов работы в профессиональной подготовке. Так, например, если студент получил задание на дипломную работу на одном из младших курсов, он может выполнять самостоятельные задания по ряду дисциплин гуманитарного и социально-экономического, естественно-научного и общепрофессионального циклов дисциплин, которые затем войдут в его выпускную квалификационную работу.

2. *Творческая деятельность*. Это может быть участие в научно-исследовательской, опытно-конструкторской или методической работе, проводимой на той или иной кафедре.

3. *Участие* в олимпиадах по учебным дисциплинам, конкурсам научно-исследовательских или прикладных работ и т.д.

4. *Участие* в научно – практических конференциях.

5. *Подготовка публикаций* для сборников тезисов и докладов научно-

практических конференций, журналов, учебных пособий и т.д.

6. *Участие в грантовых конкурсах.*

2 Способы самостоятельной работы при чтении учебной и научной литературы

При остром недостатке времени у студентов встает вопрос об оптимизации обучения, то есть такой организации учебного процесса, которая обеспечила бы условия для продуктивного самообучения и самовоспитания. Важнейшую роль здесь играет овладение способами самостоятельной работы. Речь идет о том, что чтобы, прежде всего, научиться рациональному использованию времени при работе с книгой.

Начинать самостоятельные занятия следует с первых же дней учебы в вузе. Первые дни семестра важны, чтобы включиться в работу, установить определенный равномерный ритм на весь семестр. Чтобы выполнить весь объем самостоятельной работы, необходимо заниматься самостоятельно по 4-5 часов ежедневно, кроме выходных дней.

Под ритмом работы понимают ежедневные занятия в одни и те же часы, при чередовании их с перерывами для отдыха. Вначале для организации ритмичной работы требуется сознательное напряжение воли, затем принуждение снимается, возникает привычка и работа становится потребностью.

Ритмичная работа позволяет студенту заниматься много, не уставая, не снижая производительности и не перегружая себя. Для этого необходимо:

- Сменять один вид работы другим, что позволяет сохранять высокую работоспособность, поскольку при однообразных видах занятий человек утомляется больше, чем при работе разного характера.
- Заниматься несколькими предметами в один и тот же день не всегда целесообразно, поскольку при каждом переходе нужно вновь концентрировать внимание и затрачивать время.

- Умение сосредотачиваться – необходимое условие для умственного труда, иначе работа оказывается малопродуктивной и даже бесполезной.
- Начинать занятия немедленно, как только сел за стол. Следует начинать с уверенностью, что вскоре придет сосредоточенное состояние, но если внимание наступает не сразу или нарушается на время, нужно выяснить и устранить причины этого.
- Нужно научиться не прерывать внимания, пока читаемое не получит логического завершения, пока не будет пройден какой либо этап. Нередко внимание отвлекается посторонними мыслями, которые во время занятий следует решительно отгонять. Перерыв в занятиях следует приурочить к концу изучения параграфа, раздела или главы книги, так как в этом случае не будет потери времени при возобновлении работы. Умение сосредоточиться, углубиться в работу приобретается в результате практики, создающей определенные навыки.
- Повысить производительность умственного труда может порядок на рабочем месте и обстановка, благоприятствующая работе.

Большая часть самостоятельной работы студента состоит в **изучении литературы**. Одна из задач студента – научиться самостоятельно работать с книгой, а это требует определенных затрат энергии и времени. Поэтому надо научиться делать эту работу рационально, то есть необходимо учиться читать.

Как работать с учебной и научной книгой

Методы эффективной работы с книгой в целях развития интеллекта можно условно разделить на две группы:

1. Правильная организация процесса чтения
2. Повышение скорости чтения и восприятия.

В комплексе оба метода могут в 2-3 раза сократить время прочтения различных материалов.

При чтении текста мозг формирует «свою трактовку содержания»

прочитанного. Происходит перекодирование сообщения на языке собственных мыслей читателя. Мозг выделяет «ядерное», сущностное значение из текста. Эффективность такой перекодировки зависит от осмысления и внимательности чтения.

Как показали эксперименты, знание и умелое применение некоторых упражнений дают возможность извлекать «ядерное» значение в тексте быстро и надежно. Эти упражнения основаны на использовании дифференциального алгоритма чтения. Центральное место в этом алгоритме занимает «блок доминанта». Это слово в переводе с латинского языка означает «господствующий, основной, главный». Что же такое доминанта применительно к тексту?

Доминанта – главная смысловая часть текста. Она выражается своими словами, на языке собственных мыслей, является результатом переработки текста, его осмысления в соответствии с индивидуальными особенностями читателя, выявления основного замысла автора.

Дифференциальный алгоритм чтения в соответствии с блоками позволяет реализовать логико-семантический анализ текста: вначале выделить ключевые слова, затем построить смысловые ряды и, наконец, выделив цепь знаний, сформулировать доминанту. Именно так и только так (по О.А. Андрееву) можно увидеть главное, действительно, проникнуть в суть вещей, явлений, излагаемых автором.

Возможны три основных способа чтения:

- Первый способ – артикуляция или проговаривание вслух (или почти вслух) того, что читаешь. Скорость такого чтения невелика.
- Второй способ – чтение про себя, при котором речевой процесс проявлен в форме внутренней речи, то есть без открытой артикуляции. Текст, при этом усваивается более эффективно. Способ в принципе допускает быстрое чтение.
- Третий, наиболее совершенный способ чтения – тоже молча, но в условиях максимального сжатия внутренней речи, при котором она проявляется в

виде коротких залпов ключевых слов и смысловых рядов, адекватно отражающих смысл текста.

Итак, артикуляция замедляет процесс чтения и от нее необходимо избавиться. Однако не приведет ли сокращение артикуляции при повышении скорости чтения к снижению качества восприятия и осмысления полученной информации?

Как показали исследования психологов, иногда при чтении слова могут быть заменены наглядными представлениями, пространственными схемами. Целые группы слов – одним словом.

Быстро читающие люди обладают способностью, не проговаривая читаемый текст, сразу улавливать и фиксировать замысел автора, а затем усваивать его на уровне внутренней речи. В этом случае, несмотря на высокую скорость чтения, происходит глубокое понимание и усвоение прочитанного, так как основная идея понятна с самого начала. Задачу научиться такому чтению можно решать в два этапа. Первый предполагает сокращение артикуляции, если она ярко выражена, второй – овладение приемами чтения, при которых текст воспринимается крупными информационными блоками.

Как известно, людей по способу восприятия и переработки информации делят на три типа: зрительный, слуховой и кинестетический. Люди зрительного типа при чтении используют код наглядных образов, тогда как люди слухового типа применяют менее производительный код речедвижений. Наблюдения за людьми, читающими быстро, показывают, что они, как правило, относятся к зрительному типу. Вот пример, как описывает О.Бальзак процесс быстрого чтения: «Впитывание мысли в процессе чтения достигло у него способности феноменальной. Взгляд его охватывал семь – восемь строчек сразу, и разум постигал смысл со скоростью, соответствующей скорости глаз. Часто одно-единственное слово позволяло ему усвоить смысл целой фразы».

Направленным обучением можно практически любого здорового человека научить в процессе чтения использовать код наглядных зрительных образов при соответствующем сокращении артикуляции.

С опорой на работу Л.Г. Одинцова «Как научиться хорошо учиться» (М., 1996) приводим следующие рекомендации по работе с книгой.

- В тексте всегда есть элементы, нахождение и использование которых позволяет извлечь требуемую информацию наиболее быстро. Например, при чтении учебника в первую очередь отыскивается наиболее важная информация данной главы, параграфа, а она часто следует после слов: в итоге, в результате, выводы и т.д.

- Попробуйте в процессе чтения мысленно заглянуть вперед, представить себе, о чем будет идти речь, к какому выводу придет автор, как далее будет строиться изложение и т.д. например, если описывается одна сторона явления, то, очевидно, далее будет описана и другая и т.д. Это позволяет предварительно подготовиться к последующей информации.

- Хорошим упражнением по развитию навыков «предвидения» является остановка чтения в момент, когда, по вашему мнению, заканчивается какая-то часть текста. Попытайтесь предугадать содержание следующей части.

- До начала чтения текста важно собрать о нем как можно больше информации, чтобы точнее представить, что можно получить из данного текста и как лучше работать с ним. Это помогут сделать название, автор, издательство, аннотация, оглавление, предисловие и заключение. Предварительное ознакомление с книгой перед настоящим чтением позволяет сберечь время и труд.

Как правило, предисловие пишется крупным специалистом в данной области, и поэтому излагаемая проблема показывается как бы целиком, в общем плане, без подробностей. А это позволяет лучше сориентироваться, начинать чтение, зная основную цель автора.

- Перед углубленным чтением любого текста (статьи, книги, конспекта, лекции перед экзаменом) сначала бегло просмотрите его целиком. При этом постарайтесь выявить основные стержневые идеи, наиболее крупные части и логику их изложения. Лишь после такого просмотра переходите к более детальному

чтению.

- Перед чтением статьи или параграфа учебника попробуйте проделать следующее: прочитайте внимательно первый абзац, потом бегло просмотрите первые или последние фразы следующих абзацев (в них обычно содержится основная информация), обратите внимание на курсивы, разрядки, подзаголовочный текста и, наконец, внимательно прочтите один-два последних абзаца; постарайтесь выявить основное направление текста и его построение.

- Прочитав в тексте интересную идею, полезно остановить свое внимание на ней, прислушаться к тем мыслям, которые она у вас вызвала, подумать о тех последствиях, которые из нее вытекают, попытаться развивать ее дальше.

- Существенно замедляют чтение регрессии – частые возвратные движения глаз, многократное повторное прочитывание материала. Возвратиться к уже прочитанному, но недостаточно хорошо понятому участку лучше всего, когда прочитан законченный смысловой фрагмент текста и сделана хотя бы попытка его осмысления, а не в процессе чтения предложения.

- Любой текст не однороден по своей информационной насыщенности. В некоторых предложениях, абзацах сконцентрировано очень много информации, например, формулируются основные положения, ведущие идеи и т.д., а другие служат лишь иллюстрацией, фоном. Таким образом, текст имеет «смысловой рельеф». Чем точнее читатель умеет определить степень важности каждого отрезка текста и приспособить к «смысловому барьеру» способ своего чтения (то есть замедлить и углубить в более важных местах и ускорять в менее важных), тем продуктивнее чтение. Постарайтесь гибко варьировать способ работы с текстом в соответствии с его «смысловым барьером».

- Чтобы чтение было эффективным, попробуйте по прочитанному всегда отвечать на 6 вопросов: «Кто делает? Что делает? Когда? Почему? Где? Как?»

Освойте технику быстрого чтения по специальной методике, например по книге О.А. Андреева, Л.Н. Хромова. Учитесь быстро читать (М., 1991).

Большое значение при чтении учебной и научной литературы имеет умение запоминать прочитанный материал, а для этого необходимо тренировать память. Существуют приемы, позволяющие тренировать память, которыми необходимо овладеть, что позволит повысить эффективность работы с учебной и научной литературой.

Тренировка памяти. В учебной деятельности важно не только, и не столько быстро читать, но и усваивать материал, сохранять в памяти. Память прекрасно тренируема и управляема. Однако прежде чем ее развивать, подумайте, какая именно память вам нужна: на идеи, на логику изложения материала, на схемы и формулы. Это разные виды памяти и развивать их надо по-разному.

Наблюдая за собой, выясните, как вам легче запомнить информацию – если вы ее видите, слышите или записываете. В дальнейшем постарайтесь так организовать работу, чтобы максимально использовать ведущий тип своей памяти.

Если у вас хорошая **зрительная память**, то хорошо запоминаются рисунки, расположение информации на странице, цвет и т.д. помогите себе, выделяя цветными карандашами отдельные места конспекта, обводя рамками, делая значки, пометки на полях, представляя зрительно отдельные аспекты текста.

При хорошей **слуховой памяти** лучше запоминается звучащая речь. Используйте эту особенность, выделяя интонацией, тембром голоса отдельные места текста, слушая его в записи на магнитофоне, рассуждая в слух и т.д.

В случае **памяти на движение** помогает повторная сокращенная запись запоминаемого материала, например выводов, основных положений текста, рисование таблиц, графиков, схем, а при выполнении лабораторных работ лучше все потрогать и проделать самому.

Наряду с использованием ведущего типа памяти, специально позаботьтесь и о развитии отстающих, так как при многих видах профессиональной деятельности они также могут потребоваться.

Использование приемов логического, осмысленного запоминания в несколько раз повышает продуктивность деятельности. Например, при

запоминании лекции, глав учебников особенно действенным является основные аспекты содержания, но и запомнить логику – целесообразную связь отдельных частей материала.

Постарайтесь с первого курса развивать память на то, что непосредственно касается вашей будущей профессии. Это и основной круг идей данной отрасли знаний, и методы, и наиболее интересные факты, и фамилии ведущих специалистов области и т.д. при этом лучше не ждать, что запомнится само, а специально стараться запомнить нужное.

Вообще установка на запоминание, особенно длительное, положительно сказывается на прочности и точности сохранения материала в памяти. Прикажите себе запомнить надолго, а не так как нерадивый студент, спешно «набивающий» себе голову информацией непосредственно перед экзаменом с единственной целью – удержать выученное на один – два дня.

Любая информация запоминается лучше, если в ней намечены какие-то спорные моменты – ориентиры. И как по камушкам переходят реку, так и по этим ориентирам потом легче воспроизвести содержание. При запоминании текста выделяйте «смысловые опорные пункты», которые легко запоминаются, но с которыми тесно связаны целые фрагменты материала. Это может быть крылатая фраза, яркая цитата, пример, идея и т.д.

Материал запоминается произвольно, то есть легко и без затраты специальных усилий, если он является целью какой-либо поисковой деятельности. Например, если вы задались вопросом и нашли ответ на то, что долго искали, или нашли подтверждение гипотезы, которую вы сами выдвинули, то это запоминается само собой. Отсюда вывод – организуйте свою деятельность так, чтобы предмет запоминался, являлся целью этой деятельности. Например, ищите, выделяйте в тексте наиболее важные его положения – и они запомнятся, делите текст на части, анализируйте связи между ними – и запомнится логика текста.

При повторении курса лекций, запоминая материал по отдельным темам или даже вопросам, не забывайте повторить связь между ними. Именно тогда в голове

укладывается система знаний, которая гораздо эффективнее, чем разрозненные обрывки.

В процессе развития памяти старайтесь не использовать стихийно сложившиеся мнения, механическое зазубривание, а применяйте научно обоснованные методы сознательной и рациональной организации развития памяти и поиск новых приемов.

Предпосылкой хорошей памяти являются осознание человеком своей деятельности и разграничение информации на ту, которая решающим образом помогает скорейшему достижению своих целей, и на менее существенную информацию. Начинайте любое дело с четкой и ясной формулировки его цели; определите, какая информация может оказать решающее воздействие на ее достижение, и сконцентрируйтесь на ней.

Прочному запоминанию способствует многомодельность восприятия, то есть запоминаемый текст читается, проговаривается и прослушивается. Везде, где это возможно, постарайтесь использовать три приема (слух, зрение и чувства) обработки запоминаемой информации сразу несколько органов чувств.

Не очень осмысленную вами информацию, которую, тем не менее, надо запомнить, можно удержать с помощью ассоциативных приемов мнемотехники, суть которых в том, что новое связывается с известным не прямо, а через цепочку дополнительных промежуточных ассоциаций (помните цвета спектра – «Каждый охотник желает знать, где сидит фазан»). Везде, где трудно запомнить прямо, найдите дополнительный связующий мостик. Такими «связующими» мостиками являются буквальные «узелки» на память, завязываемые многими на носовом платке. В течение дня человек неизбежно пользуется носовым платком, а там – узелок, «напоминающий», что нужно не забыть сделать определенное дело.

Память будет работать прекрасно, если наряду с имеющимися приемами вы будете придумывать все новые, адекватные различным видам информации. Если такая работа привычна для вас, то с каждым годом память будет становиться все более мощной и продуктивной.

4 Формы ведения записей

Самостоятельная работа с книгой может быть успешной, если текст не только прочитан, но и законспектирован. Существует несколько **форм записей**, но любая форма записи не даст нужного результата, если не будет пробуждать мысли того, кто ее ведет, если отсутствует активная работа ума и формирование своих выводов из прочитанного.

Выбор формы записи зависит от индивидуальных особенностей человека, его образованности и опыта. При этом не меньшую роль играет назначение записей, то есть то, какие задачи ставит перед собой человек (для самообразования, для выступления на семинаре, для использования в будущем).

Введение записей мобилизует наряду со зрительной памятью, также и моторную память. Кроме того, у человека, систематически ведущего записи изучаемой литературы, создается свой фонд материалов для быстрого повторения и мобилизации накопленных знаний.

Все записи должны быть убористыми и компактными. Интервалы между строками должны быть достаточными, чтобы вписывать дополнения. Рекомендуется вести записи ручкой, а карандашом или ручкой другого цвета пользоваться для отметок и выделений при последующей работе. Полезно также датировать записи.

Записи могут носить различный характер: план, выписки, тезисы, аннотирование, конспектирование, реферирование.

1. План - наиболее краткая формой записи. Это перечень вопросов, рассматриваемых в книге или статье. План обычно раскрывает структуру произведения, логику автора, способствует лучшей ориентации в содержании.

Так, составленным планом можно воспользоваться, чтобы вспомнить прочитанное или быстро отыскать в книге нужное место. Представление об основных пунктах плана дает оглавление книги, поэтому во многих случаях наименования глав и разделов можно использовать в качестве пунктов.

Составление плана приучает логически мыслить, вырабатывать умение сжато и последовательно излагать суть вопроса в письменной и устной форме.

Существует два способа составления плана: работа над ним по ходу чтения и составление плана после ознакомления с произведением. При этом план получается более последовательным и стройным.

Трудность составления плана состоит в том, что надо выяснить для себя, прежде всего, построение изучаемого текста, ход мыслей автора и лишь затем изложить содержание работы кратко и ясно. При всей своей краткости план дает представление о содержании прочитанного. Следует учесть, что форма плана не исключает цитирования отдельных мест и обобщений. Различают простой и развернутый план. В отличие от простого плана развернутый план не только содержит перечисление вопросов, но и раскрывает основные идеи произведения, может включать выдержки из него, схемы, таблицы. Планом, особенно развернутым, необходимо пользоваться при написании выступления или статьи.

В целом развернутый план дает гораздо большее представление о произведении, его основных идеях, задачах, которые в нем решаются. Он может включать положения, замечания, собственные мысли студента.

Важно знать, что составление планов помогает вырабатывать способность к отвлеченному, абстрактному мышлению, но наибольшую пользу составление плана даст подготовленным лицам, которые бывают достаточно лишь взглянуть на перечень основных вопросов, чтобы воспроизвести содержание прочитанного.

2. Тезисы – более сложная и совершенная форма записи, чем составление плана.

Это сжатое изложение основных мыслей прочитанного произведения или подготовляемого выступления. Особенностью тезисов является их утвердительный характер.

В них сосредотачивается самое главное, только выводы и обобщения, в них меньше доказательств, иллюстрации и пояснений. Тезисы не должны повторять дословно текст, но в ряде мест могут быть близки к нему, воспроизводя некоторые

характерные выражения автора, важные для понимания хода его мыслей. Составление тезисов помогает глубже понять основные идеи произведения, выделить главное в нем; приучают сжато, точно и четко сформулировать свои мысли, повышает культуру речи и письма. При составлении тезисов учитывают следующее. Прежде всего, если произведение небольшое, необходимо внимательно изучать его в целом, если большое – изучать по главам и разделам. Затем, когда будут ясны основные идеи, кратко и последовательно излагать их в виде пунктов.

Различают простые и сложные, развернутые тезисы. Если записывают только утверждение чего – либо, такой тезис называют простым, а сложным тезисом будет выражение главной мысли, содержащее, кроме утверждения, еще и краткое ее доказательство.

Часто тезисы формулируются самим автором как выводы и обобщения в заключении книги или разделах книги. Нередко тезисы выделяются в тексте другим шрифтом.

Рекомендуется делать тезисные записи своими словами, причем можно записывать один абзац за другим, учитывая смысловую связь между ними. Но в большинстве случаев следует составлять сводный тезис, сложный по форме. При этом объединяется несколько утверждений, тесно связанных между собой.

Тезисы по содержанию очень близки к **конспекту**, но конспект носит более описательный характер, и его положения не столь категоричны, как в тезисах. Кроме того, конспект представляет собой более полную форму записи.

Следует отметить, что различие между формами записей условно, но в любой форме запись – важнейшая часть самостоятельной работы с книгой.

3. Выписки. Это записи текста из книги: теоретических положений, статистических данных, имеющих по мнению читателя важное значение.

Достоинство выписок состоит в точности воспроизведения текста книги, удобстве пользования записями при последующей работе, в накоплении обобщений и фактического материала. Выписки полезны для повторения, освежения в памяти прочитанного, для быстрой мобилизации своих знаний, когда необходимо в

короткий срок вспомнить материал. Выписки выделяют из текста самое главное и тем самым помогают глубже понять его. Без них трудно обойтись при подготовке доклада, реферата, выступления. Выписки следует рассматривать как составную часть тезисов и конспектов.

Выписывать текст можно и по ходу чтения и после его завершения. В последнем случае надо замечать места, которые потом будут выписаны. Необходимо каждую выписку снабжать ссылкой на источник с указанием соответствующей страницы. Это нужно, чтобы в последствии можно было быстро найти в книге соответствующее место. Целесообразно выписывать из текста только такие места, в которых содержится самое главное, суть вопроса. Выписки должны быть ориентированы на изучение произведения в целом, а не отдельных мест, поскольку положения, вырванные из общего контакта, понимаются нередко совсем не так, как этого хотел автор. Иначе говоря, отдельно взятые, лишённые пояснений выдержки могут быть не поняты или поняты неправильно.

Выписки бывают дословные (цитаты) и «свободные», когда мысли автора излагаются своими словами. Следует учесть, что большие отрывки, которые трудно цитировать, целесообразнее в краткой форме переложить своими словами, но «яркие» и важные места лучше выписывать дословно. Каждую цитату следует заключать в кавычки. Если ее берут из середины предложения, то после вводных кавычек ставят три точки. Ставят их и в конце цитаты, если из предложения опущены последние слова.

Следует знать, что какого-либо единого метода выписок, годного для всех случаев, не существует, поскольку у каждого человека свои особенности мышления и восприятия, свой подход к теме. Все это влияет на содержание и характер выписок.

Выписки рекомендуется хранить в картотеке, конвертах или папках, на которых следует обозначить общую тему.

4. Аннотация – еще одна форма записи, являющаяся кратким обобщением содержания книги. Ею удобно пользоваться, если имеется намерение вернуться к

изучаемому произведению. Аннотация может быть необходима и для того, чтобы не забыть о нем.

Для составления аннотации надо сначала полностью прочитать и глубоко продумать произведение. При всей своей краткости аннотация может содержать отдельные фрагменты авторского текста, а не только оценку книги или статьи.

5. Резюме очень близко к аннотации. Это запись, являющаяся краткой оценкой прочитанного материала. Различие между ними состоит в том, что аннотация сжато характеризует произведение в целом, а резюме концентрирует внимание на его выводах, главных итогах.

6. Конспект – наиболее совершенная и наиболее сложная форма записи. Слово «конспект» происходит от латинского «*conspectus*», что означает «обзор, изложение». В правильно составленном конспекте обычно выделено самое основное в изучаемом тексте, сосредоточено внимание на наиболее существенном, в кратких и четких формулировках обобщены важные теоретические положения.

Конспект представляет собой относительно подробное, последовательное изложение содержания прочитанного. На первых порах целесообразно в записях ближе держаться тексту, прибегая зачастую к прямому цитированию автора. В дальнейшем, по мере выработки навыков конспектирования, записи будут носить более свободный и сжатый характер.

Конспект книги обычно ведется в тетради. В самом начале конспекта указывается фамилия автора, полное название произведения, издательство, год и место издания. При цитировании обязательная ссылка на страницу книги. Если цитата взята из собрания сочинений, то необходимо указать соответствующий том. Следует помнить, что четкая ссылка на источник – неременное правило конспектирования. Если конспектируется статья, то указывается, где и когда она была напечатана.

Конспект подразделяется на части в соответствии с заранее продуманным планом. Пункты плана записываются в тексте или на полях конспекта. Писать его рекомендуется четко и разборчиво, так как небрежная запись с течением времени

становиться малопонятной для ее автора. Существует правило: конспект, составленный для себя, должен быть по возможности написан так, чтобы его легко прочитал, и кто-либо другой.

Формы конспекта могут быть разными и зависят от его целевого назначения (изучение материала в целом или под определенным углом зрения, подготовка к докладу, выступлению на занятии и т.д.), а также от характера произведения (монография, статья, документ и т.п.). Если речь идет просто об изложении содержания работы, текст конспекта может быть сплошным, с выделением особо важных положений подчеркиванием или различными значками.

В случае, когда не ограничиваются переложением содержания, а фиксируют в конспекте и свои собственные суждения по данному вопросу или дополняют конспект соответствующими материалами их других источников, следует отводить место для такого рода записей. Рекомендуется разделить страницы тетради пополам по вертикали и в левой части вести конспект произведения, а в правой свои дополнительные записи, совмещая их по содержанию.

Конспектирование в большей мере, чем другие виды записей, помогает вырабатывать навыки правильного изложения в письменной форме важные теоретических и практических вопросов, умение четко их формулировать и ясно излагать своими словами.

Таким образом, составление конспекта требует вдумчивой работы, затраты времени и труда. Зато во время конспектирования приобретаются знания, создается фонд записей.

Конспект может быть текстуальным или тематическим. В **текстуальном конспекте** сохраняется логика и структура изучаемого произведения, а запись ведется в соответствии с расположением материала в книге. За основу тематического конспекта берется не план произведения, а содержание какой-либо темы или проблемы.

Текстуальный конспект желательно начинать после того, как вся книга прочитана и продумана, но это, к сожалению, не всегда возможно. В первую

очередь необходимо составить план произведения письменно или мысленно, поскольку в соответствии с этим планом строится дальнейшая работа. Конспект включает в себя тезисы, которые составляют его основу. Но, в отличие от тезисов, конспект содержит краткую запись не только выводов, но и доказательств, вплоть до фактического материала. Иначе говоря, конспект – это расширенные тезисы, дополненные рассуждениями и доказательствами, мыслями и соображениями составителя записи.

Как правило, конспект включает в себя и выписки, но в него могут войти отдельные места, цитируемые дословно, а также факты, примеры, цифры, таблицы и схемы, взятые из книги. Следует помнить, что работа над конспектом только тогда будет творческой, когда она не ограничена текстом изучаемого произведения. Нужно дополнять конспект данными из других источников.

В конспекте необходимо выделять отдельные места текста в зависимости от их значимости. Можно пользоваться различными способами: подчеркиваниями, вопросительными и восклицательными знаками, репликами, краткими оценками, писать на полях своих конспектов слова: «важно», «очень важно», «верно», «характерно».

В конспект могут помещаться диаграммы, схемы, таблицы, которые придадут ему наглядность.

Составлению **тематического конспекта** предшествует тщательное изучение всей литературы, подобранной для раскрытия данной темы. Бывает, что какая-либо тема рассматривается в нескольких главах или в разных местах книги. А в конспекте весь материал, относящийся к теме, будет сосредоточен в одном месте. В плане конспекта рекомендуется делать пометки, к каким источникам (вплоть до страницы) придется обратиться для раскрытия вопросов. Тематический конспект составляется обычно для того, чтобы глубже изучить определенный вопрос, подготовиться к докладу, лекции или выступлению на семинарском занятии. Такой конспект по содержанию приближается к реферату, докладу по избранной теме, особенно если включает и собственный вклад в изучение проблемы.

Следующим методом самостоятельной работы с книгой является **реферирование** на определенную тему. Слово реферат употребляется в двух различных значениях:

1. Краткое изложение содержания книги, научной работы;

Доклад за заданную тему на основе критического образа литературных источников.

7. Реферат – это один из самых сложных видов самостоятельной работы с книгой, а для этого следует овладеть более простыми приемами работы – разработкой плана, составлением тезисов и конспектов. Подготовка реферата и выступление с его изложением углубляет знания, расширяет кругозор, приучает логически, творчески мыслить, развивать культуру речи.

При просмотре литературы намечается ориентировочный план реферата, в который включается обычно 3-4 основных вопроса или раздела. Каждом из разделов формулируются подвопросы, помогающие последовательно раскрыть содержание проблемы.

В процессе изучения материала формулировки подвопросов и разделов обычно уточняются. При реферировании следует делать выписки, записывать мысли, возникающие при чтении; следует также точно записывать и определения тех понятий, которые будут использованы в реферате. Из прочитанной литературы нужно заимствовать не буквальный текст, а важнейшие мысли, идеи, теоретические положения; можно цитировать небольшие отрывки, приводить диаграммы, схемы, чертежи, но главное – высказывать собственные соображения по вопросам реферата. Приведенные выше советы следует рассматривать как примерные, предполагающие и другие подходы, поскольку у каждого человека вырабатываются свои приемы и навыки составления рефератов. Большую помощь в работе над рефератом оказывают предисловия к монографиям и сборникам. В них можно найти сведения о цели издания, а также о существующих пробелах в исследовании.

При разработке плана реферата важно учитывать, чтобы каждый его пункт раскрывал одну из сторон избранной темы, а все пункты в совокупности охватывали тему целиком. Различают несколько композиционных решений

реферата: во-первых, хронологическое, когда тема раскрывается в исторической последовательности; во-вторых, описательное, при котором тема расчленяется на составные части, в целом раскрывающие определенное явление; в-третьих, аналитическое, когда тема исследуется в ее причинно-следственных связях и взаимозависимых проблемах. Важно следить за тем, чтобы каждый пункт плана был соотнесен с главной темой и не содержал повторения в других пунктах. Важными разделами реферата является вступление и заключение. Во вступлении надо обосновать актуальность темы, обозначить круг составляющих ее проблем, четко и кратко определить задачу своей работы. В заключении делаются краткие выводы, подводятся итоги. В конце реферата должен быть приложен список литературы.

В отличие от тематического конспекта реферат требует большей творческой активности, самостоятельности в обобщении изученной литературы, умения логически стройно изложить материал, оценить различные точки зрения на исследуемую проблему и высказать о ней собственное мнение. В реферате важно связать теоретические положения с практикой.

Итак, реферат – это самостоятельное произведение автора, которое должно свидетельствовать о знании литературы по данной теме, ее основной проблематике, отражать точку зрения автора реферата на эту проблематику, его умение осмысливать явления жизни на основе теоретических знаний.

При оценке реферата обычно руководствуются следующими критериями:

1. Удалось ли его автору раскрыть сущность данной проблемы;
2. Сумел ли автор показать связь рассматриваемой проблемы с жизнью;
3. Проявил ли автор самостоятельность и творческий подход в изложении реферата;
4. Можно ли считать реферат логически стройным и т.д.

5 Как слушать и конспектировать лекции

Основы знаний закладываются на лекциях, им принадлежит ведущая роль в учебном процессе. На лекциях дается самое важное, основное в изучаемой дисциплине. Основные задачи, стоящие перед лектором: помочь студентам понять основы и усвоить материал на самой лекции, дать указания на то, что требует наибольшего внимания, учить правильному мышлению и создавать ясное представление о методологии изучаемой науки.

Лекции являются эффективным видом занятий для формирования у студентов способности быстро воспринимать новые факты, идеи, обобщать их, а также самостоятельно мыслить.

Лектор излагает теоретический и практический материал, относящийся к основному курсу. Из большого числа монографий, учебников, сборников лектор выбирает самое главное, помогает усвоить логику рассуждений. Интонацией голоса и манерой изложения лектором подчеркивает наиболее существенное, выделяет главное и второстепенное.

Лектор может приводить наблюдения и факты из своего личного опыта, что придает материалу убедительность, повышает интерес к предмету лекции, способствует его усвоению.

Важно помнить, что лекция – это творческий процесс, в котором участвуют одновременно и лектор, и студенты, поэтому она требует атмосферы сотрудничества и уважительного отношения к труду лектора.

Студенту следует научиться понимать и основную идею лекции, а также, следуя за лектором, участвовать в усвоении новых мыслей. Но для этого надо быть подготовленным к восприятию очередной темы. Время, отведенное на лекцию, можно считать использованным полноценно, если студенты понимают роль лектора, задачи лекции, если работают вместе с лектором, а не бездумно ведут конспект.

Подготовленным можно считать такого студента, который, присутствуя на

лекции, усвоил ее содержание, а перед лекцией припомнил материал раздела, излагаемого на ней или просмотрел свой конспект, или учебник.

Перед лекцией необходимо прочитывать конспект предыдущей лекции, а после окончания крупного раздела курса рекомендуется проработать его по конспектам и учебникам.

Для наиболее важных дисциплин, вызывающих наибольшие затруднения, рекомендуется перед каждой лекцией просматривать содержание предстоящей лекции по учебнику с тем, чтобы лучше воспринять материал лекции. В этом случае предмет усваивается настолько, что перед экзаменом остается сделать немного для закрепления знаний.

Важно помнить, что ни одна дисциплина не может быть изучена в необходимом объеме только по конспектам. Для хорошего усвоения курса нужна систематическая работа с учебной и научной литературой, а конспект может лишь облегчить понимание и усвоение материала.

Основная задача при слушании лекции – учиться мыслить, понимать идеи, излагаемые лектором. Большую помощь при этом может оказать конспект. Передача мыслей лектора своими словами помогает сосредоточить внимание, не дает перейти на механическое конспектирование. Механическая запись лекции приносит мало пользы.

Ведение конспекта создает благоприятные условия для запоминания услышанного, т.к. в этом процессе принимают участие слух, зрение и рука. Конспектирование способствует запоминанию только в том случае, если студент понимает излагаемый материал. При механическом ведении конспекта, когда просто записываются слова лектора, присутствие на лекции превращается в бесполезную трату времени.

Некоторые студенты полагают, что при наличии учебных пособий, учебников нет необходимости вести конспект. Такие студенты нередко совершают ошибку, так как не используют конспект как средство, позволяющее активизировать свою работу на лекции или полнее и глубже усвоить ее содержание.

Определенная часть студентов считает, что конспекты лекции могут заменить учебники, поэтому они стремятся к дословной записи лекции и нередко не задумываются над ее содержанием. В результате при разборе учебного материала по механической записи требуется больше труда и времени, чем при понимании и кратком конспектировании лекции.

Конспект ведется в тетради или на отдельных листах. Записи в тетради легче оформить, их удобно брать с собой на лекцию или практические занятия. Рекомендуется в тетради оставлять поля для дополнительных записей, замечаний и пунктов плана. Но конспектирование в тетради имеет и недостаток: в нем мало места для пополнения новыми материалами, выводами и обобщениями. В этом отношении более удобен конспект на отдельных листах (карточках). Из него нетрудно извлечь отдельную необходимую запись, конспект можно быстро пополнить листами, в которых содержатся новые выводы, обобщения, фактические данные. При подготовке выступлений, докладов легко подобрать листки из различных конспектов и свести их вместе. В результате такой работы конспект может стать тематическим.

Но вести конспект на отдельных листках или карточках более трудоемко, чем в тетради. Карточки легко рассыпать и перепутать, приходится обзаводиться ящичками для хранения карточек, возникает необходимость на каждом листке писать его порядковый номер.

Но затрата труда и времени окупается преимуществами конспектирования на карточках перед конспектом в тетради.

Рекомендуется делать такие карточки, которые помещаются в обычный почтовый конверт. Карточки удобно тасовать, менять при необходимости их последовательность, раскладывать на столе для обзора. Например, учителю истории карточки служили бы долго. Перед уроком можно взять соответствующий конверт и найти в нем материал по узловым вопросам темы, записанный еще в вузе.

При конспектировании допускается сокращение слов, но необходимо соблюдать меру. Каждый студент обычно вырабатывает свои правила сокращения.

Но если они не введены в систему, то лучше их не применять, т.к. случайные сокращения ведут к тому, что спустя некоторое время конспект становится непонятным.

Следует знать, что не существует какого-либо единого, годного для всех метода конспектирования. Каждый ведет записи так, как ему представляется наиболее целесообразным и удобным. Собственный метод складывается по мере накопления опыта, но во всех случаях надо стремиться к тому, чтобы конспективные записи были краткими и наилучшим образом содействовали глубокому усвоению изучаемого материала. Известный отечественный педагог В.А. Сухомлинский, рекомендовал учиться думать над конспектом уже на лекции и работать над записями ежедневно хотя бы в течение 2 часов. Он советовал также делить конспект на две графы: в первой кратко записывать изложенные лекции, а во второй – то, над чем надо подумать; сюда же следовало заносить узловые, главные вопросы, над которыми надо подумать постоянно, связывая с этим повседневное чтение. Он подчеркивал, что узловые вопросы предмета будут программой, на основе которой припоминается весь материал.

Использование компьютера в процессе самостоятельной работы студентов

Наиболее комплексный ряд заданий, выполняемых студентом в процессе учебы в вузе, развивающих самостоятельность – это написание реферативных, курсовых и дипломных работ, выполнение которых требует применения всего спектра знаний, умений и навыков, приобретенных студентом в процессе обучения. Алгоритм, методика и формы выполнения этих работ практически одинаковы, они различаются содержанием и глубиной проработанности материала. И реферат, и курсовая, и дипломная работы должны выполняться в соответствии с действующими требованиями ГОСТов.

На современном этапе никто уже не представляет себе самостоятельную работу без использования международной информационной сети – **Интернет**.

Необходимость использования Интернета возникает не только при подготовке к практическим и семинарским занятиям, но, в большей степени, при написании различных исследовательских и творческих работ. Многие современные монографии, периодические журналы изданы только в электронном виде и с ними можно познакомиться только в Интернете.

Написание работ творческого и исследовательского характера требует знания и умения применять различные компьютерные технологии. Можно предложить следующий алгоритм работы по написанию исследовательских и творческих работ с использованием компьютера.

- Первый этап заключается в наборе материала на компьютере. Для этого необходимо, чтобы на компьютер были установлен текстовый и графический редакторы для набора текста и выполнения различных рисунков, графиков или схем. Если материал неоднородный, т.е. содержит графики, схемы, чертежи, текст, то для этих целей лучше выбрать интегрированный пакет, который позволяет совмещать различного формата файлы (например, Word, PageMaker и др.). Цитаты из книг и журналов можно переснимать на сканере – удобно и быстро. Здесь как раз и понадобится база данных, которая значительно упростит работу с выбранной литературой.

- Второй этап - корректировка ошибок, недочетов. Практика показывает, что чтение с листа более привычно и корректировать удобнее файлы, имея распечатанный образец перед собой.

- Третий этап - печать начисто. Откорректированный и исправленный текст необходимо не забыть проверить на орфографию (по возможности и стилистику) перед тем как распечатать. Чертежи лучше выводить на бумагу на графопостроителе.

- Четвертый этап - рецензия специалистов, работающих в данной области.

- Пятый этап - защита курсовых или дипломных работ на кафедре или в

лаборатории. Желательно использовать презентационные компьютерные программы (например, Power point) при ответе – это увеличит наглядность доклада и использовать презентационные средства типа Proxima – проектор, позволяющий выводить на экран содержимое дисплея. Можно также использовать телевизор вместо монитора при наличии специального блока сопряжения.

Почти на всех этапах студент работает самостоятельно. За время выполнения исследования у него развиваются:

1. Навыки и методы работы с литературой: ее анализ, отбор необходимого материала.
2. Навыки и методы работы с персональным компьютером: профессиональный набор текста, выполнение рисунков и чертежей, схем и др.
3. Исследовательские навыки и др.

Поиск в Интернете

1. Поиск информации в Интернете лучше всего начинать с работы в **Интернет-каталоге**.

Один из наиболее полных и хорошо систематизированных каталогов в русскоязычном секторе Интернета находится на сайте www.aport.ru. Есть много других Интернет-каталогов: www.yandex.ru, www.list.ru, www.rambler.ru (русскоязычные), www.altavista.com (англоязычный) и др. Выбор каталога зависит от вкусов пользователя, степени проработанности его тематической структуры, скорости доступа к ресурсам каталога и т.д.

2. Чтобы попасть на эту страничку, вам надо вписать URL(адрес) данного сайта в адресную строку вашего Интернет-обозревателя (браузера), которая находится в верхней части окна.

3. Перед вами откроется главная страница поисковой системы, например «Апорт».

4. Находим на этой странице ссылку на подкаталог «Наука и образование» и

кликаем на ней мышью. Теперь мы попадаем на следующую страницу каталога, где пользователю предлагается выбрать интересующую его рубрику.

5. Ищем на этой странице ссылку на рубрики. Кликаем на нее. Загружается следующая страница, на которой будут ссылки на подрубрики. Под списком рубрик появятся ссылки на конкретные Интернет-ресурсы. Вы выбираете интересующий вас ресурс (при этом можно пользоваться краткой аннотацией, рейтингом популярности сайта, информацией о времени его последнего обновления) и кликаете на его ссылке. Откроется новое окно браузера, в которое будет загружен выбранный вами сайт.

Помимо **тематического поиска** в любом Интернет-каталоге есть **контекстный поиск**. Попробуем по Интернет-каталогу найти **ссылки** на газету «География».

1. Набираем в окне браузера адрес любого из русскоязычных каталогов.

2. В появившемся поисковом окне набираем целиком словосочетание, например «газета География», если система может работать со словосочетаниями, или слово «газета», а потом во втором поиске «география», если такой функции в системе не предусмотрено (www.aport.ru). Не забудьте только при втором поиске напротив поискового окна поставить галочку «Искать в найденном».

3. Через несколько секунд на экране вашего компьютера появятся первые десять или двадцать ссылок на Интернет-страницы, где поисковая система нашла указанные вами слова. При необходимости после просмотра первой порции ссылок на Интернет-ресурсы можно перейти к следующим. Ссылки на них вы найдете внизу экрана.

4. Для сохранения интересующих вас Интернет-страниц достаточно кликнуть мышкой на меню «файл» (оно находится в самой верхней части браузера) и выбрать пункт «сохранить как».

5. Появится диалоговое окно, где вам нужно будет указать папку для сохранения данной страницы, вписать имя, под которым она будет сохранена (по умолчанию страница сохраняется под тем же именем, что она имеет в Интернете).

6. Если все указано правильно, смело нажимайте на «ОК», в противном случае выбирайте «Отмену».

Часто бывает так, что всю страницу сохранять необязательно, так как интерес вызывают лишь отдельные ее элементы. Текстовая часть страницы без графики и средств мультимедиа сохраняется как файл языка HTML. Часто имеет смысл сохранять только текст, так как любые графические объекты занимают много места на дискетах и жестких дисках компьютера.

Если вам необходимо сохранить только графические элементы страницы (рисунки, фотографии и т.д.), достаточно кликнуть на интересующей вас картинке правой клавишей мыши. Появится диалоговое окно, в котором следует выбрать пункт «Сохранить рисунок как».

Следует помнить, что вы не сможете редактировать составленные в формате HTML Интернет-страницы. В случае если вам по каким-то причинам нужно **внести** в них **правку**, дополнить своими материалами, включить в готовый текстовый документ, то нужно:

1. Выделить мышью в окне браузера необходимый фрагмент текста (весь текст выделяется после нажатия на команды меню «правка» и «выделить все»);
2. Копировать его (команда «копировать» на вкладке «Правка» / «edit»);
3. Вставить в нужный текстовый файл в программе Word (команда «Вставить» / «Paste»).

Вы также можете **распечатать** нужные вам страницы:

1. Одновременно нажмите клавиши ctrl и P или выберите команду «Печать» / «Print» на вкладке «Файл».

2. Если вам не нужно распечатывать всю страницу, то вы можете распечатать ее фрагмент. Для этого вы выделяете интересующий участок страницы мышью, а в диалоговом окне печати, указывая диапазон печати, выберите пункт «Выделенный фрагмент».

3. Если вы хотите вернуться на предыдущую страницу, достаточно кликнуть мышкой кнопку «Назад», которая находится в левом верхнем углу окна

вашего браузера. Обратный шаг можно сделать, нажав на стрелку «Вперед».

Для того чтобы в следующий раз точно попасть на нужную вам страницу Интернета, совсем не обязательно переписывать ее адрес, часто громоздкий и сложный. Достаточно всего лишь добавить ссылку на страницу в папке «Избранное» (она расположена вверху экрана, на рабочей панели браузера). Если вы хотите запомнить много страниц и к тому же систематизировать их, то направляйтесь на специальный сайт www.zakladki.ru, где вы сможете сохранить гиперссылку на любую Интернет-страницу. В этом случае вы сможете работать не только со ссылками, подобранными вами, но и другими пользователями (при условии, что доступ к ним не закрыт паролем).

Использование электронной почты

Интернет предоставляет еще одну уникальную возможность – вступить в переписку с другими пользователями глобальной компьютерной сети посредством **электронной почты** (e-mail).

В настоящий момент существует много серверов (такие, как www.mail.ru, почтовый ящик).

Чтобы пользоваться почтовым ящиком вам надо:

1. Зарегистрироваться на этих сайтах.
2. Внимательно изучите все условия пользования своим электронным ящиком. Помните, что многие бесплатные почтовые ящики прекращают свое существование, если клиент к ним долгое время не обращается.
3. Не забывайте также и то, что сам электронный ящик находится у вас дома лишь виртуально. На самом деле он размещен на сервере обслуживающей вас компании, которая предоставляет вам определенный участок сервера (как правило, около 5 мб).

4. Чтобы не возникало проблем с приемом и пересылкой сообщений, не забывайте регулярно чистить свой электронный почтовый ящик, уничтожая старые сообщения или пересохраняя их на жестком диске вашего компьютера.

Чтобы пользоваться **электронной почтой**, вам необходимо уметь проделывать следующие операции:

1. Вызовите программу по отправке почтовых сообщений (например «Outlook»).
2. Если вы хотите отправить электронное сообщение, необходимо кликнуть мышкой на кнопке «Создать сообщение» или «Написать письмо».
3. Появится окно вашего письма.
4. В строке «Кому» указывается адрес электронной почты получателя. Адрес обязательно должен включать символ @.
5. Наберите с клавиатуры компьютера электронный адрес получателя вашего сообщения, например geo@1september.ru – адрес электронного почтового ящика газеты «География».
6. В строке «Копия» указываются адреса электронной почты тех адресатов, кому вы хотите послать копию данного сообщения (поле необязательно к заполнению).
7. В строке «Тема» указывается то словосочетание, которое увидит получатель вашего сообщения еще до ознакомления с его содержанием. Часто в этой строке в кратком виде формулируют основную идею послания (например, «Привет!» или «Материал к докладу» и др.).
8. После того как заполнена шапка письма, можете переходить в основное окно, где непосредственно пишете текст вашего сообщения.

По электронной почте вы можете **переслать любой файл с вашего компьютера** любому адресату.

1. При создании письма вам следует кликнуть по виртуальной кнопке «Вложить» в верхней части экрана.

2. Появится диалоговое окно, которое позволит выбрать нужный файл (или файлы) для пересылки. Вы должны знать, что прикреплять к вашему электронному сообщению можно не только текстовые файлы, но и графические, установочные и вообще любые.
3. Когда письмо готово, еще раз проверьте, верно ли указан адрес, после чего нажимаете клавишу «Отправить». Ваше сообщение отправлено.
4. Если вы по ошибке указали несуществующий адрес или электронный ящик вашего адресата по каким-нибудь причинам не работает, то ваше сообщение через несколько минут вернется обратно с уведомлением о существующих проблемах пересылки.

Для прочтения той почты, которая приходит к вам, необходимо:

1. Открыть папку «Входящие» вашей почтовой программы. Кликните мышкой на ссылке «Входящие».
2. Перед вами появится окно с обратными адресами, темами и сроками прихода всех неудаленных писем, которые пришли на ваш электронный адрес.
3. Чтобы прочесть письмо, достаточно кликнуть на его заголовке. Перед вами откроется окно с содержанием данного письма.
4. Вы можете ответить на это письмо, кликнув по ссылке «ответить». В этом случае компьютер автоматически заполнит строку с адресом, вписав туда адрес, с которого вам пришло это письмо. Весь текст исходного письма отобразится в основном окне и станет доступен для редактирования и дополнения.
5. Чтобы сохранить на своем компьютере пришедший к вам вложенный файл (письма с вложенными файлами помечены символом скрепки), надо открыть это письмо. Если вложен графический файл, он будет открыт в основном окне сообщения. В том случае, если прикрепленный файл имеет какой-либо другой формат, то, нажав на скрепку, вы можете ознакомиться с именами и форматом приложенных файлов. Эти файлы можно открыть, кликнув на них мышью, а можно сохранить, не открывая, выбрав пункт «сохранить

вложения» из нисходящего списка под изображением скрепки.

При необходимости вы можете **переслать** **пришедшее вам письмо** другому адресату по вашему выбору, для этого надо кликнуть правой клавишей мыши по ссылке на это сообщение в окне «Входящие» и выбрать из нисходящего списка команду «Переслать».

9 Подготовка к экзаменам

Экзаменационная сессия – очень тяжелый период работы для студентов и ответственный труд для преподавателей. Главная задача экзаменов – проверка качества усвоения содержания дисциплины.

На основе такой проверки оценивается учебная работа не только студентов, но и преподавателей: по результатам экзаменов можно судить и о качестве всего учебного процесса. При подготовке к экзамену студенты повторяют материал курсов, которые они слушали и изучали в течение семестра, обобщают полученные знания, выделяют главное в предмете, воспроизводят общую картину для того, чтобы яснее понять связь между отдельными элементами дисциплины.

При подготовке к экзаменам основное направление дают программы курса и конспект, которые указывают, что в курсе наиболее важно. Основной материал должен прорабатываться по учебнику, поскольку конспекта недостаточно для изучения дисциплины. Учебник должен быть проработан в течение семестра, а перед экзаменом важно сосредоточить внимание на основных, наиболее сложных разделах. Подготовку по каждому разделу следует заканчивать восстановлением в памяти его краткого содержания в логической последовательности.

До экзамена обычно проводится консультация, но она не может возместить отсутствия систематической работы в течение семестра и помочь за несколько часов освоить материал, требующийся к экзамену. На консультации студент получает лишь ответы на трудные или оставшиеся неясными вопросы. Польза от консультации будет только в том случае, если студент до нее проработает весь

материал. Надо учиться задавать вопросы, вырабатывать привычку пользоваться справочниками, энциклопедиями, а не быть на иждивении у преподавателей, который не всегда может тут же, «с ходу» назвать какой-либо факт, имя, событие.

На экзамене нужно показать не только знание предмета, но и умение логически связно построить устный ответ.

Получив билет, надо вдуматься в поставленные вопросы для того, чтобы правильно понять их. Нередко студент отвечает не на тот вопрос, который поставлен, или в простом вопросе ищет скрытого смысла. Не поняв вопроса и не обдумав план ответа, не следует начинать писать. Конспект своего ответа надо рассматривать как план краткого сообщения на данную тему и составлять ответ нужно кратко. При этом необходимо показать умение выражать мысль четко и доходчиво.

Отвечать нужно спокойно, четко, продуманно, без торопливости, придерживаясь записи своего ответа.

На экзаменах студент показывает не только свои знания, но и учится владеть собой. После ответа на билет могут следовать вопросы, которые имеют целью выяснить понимание других разделов курса, не вошедших в билет. Как правило, на них можно ответить кратко, достаточно показать знание сути вопроса. Часто студенты при ответе на дополнительные вопросы проявляют поспешность: не поняв смысла того, что у них спрашивают, начинают отвечать и нередко говорят не по сути.

Студент должен знать, что на экзамене осуществляется не только контроль и выставляется оценка, но это еще и дополнительная возможность, систематизация знаний. Если говорить о сверхзадаче экзаменатора, то она состоит в уяснении не только и не столько того, что студент выучил, сколько того, чему он научился и что останется у него после экзамена, поскольку этот остаток будет характеризовать образовательный уровень студента.

Следует помнить, что необходимым условием правильного режима работы в период экзаменационной сессии является нормальный сон, поэтому подготовка к

экзаменам не должна быть в ущерб сну. Установлено, что сильное эмоциональное напряжение во время экзаменов неблагоприятно отражается на нервной системе и многие студенты из-за волнений не спят ночи перед экзаменами. Обычно в сессию студенту не до болезни, так как весь организм озабочен одним – сдать экзамены. Но это еще не значит, что последствия неправильно организованного труда и чрезмерной занятости не скажутся потом. Поэтому каждый студент помнить о важности рационального распорядка рабочего дня и о своевременности снятия или уменьшения умственного напряжения.

11 Виды и содержание самостоятельной работы студента

Курсовой проект

Курсовой проект (сроки выполнения: 1-9 неделя, форма контроля - защита)

1 Разработка электрической части станций типа ТЭЦ

2 Разработка электрической части станций типа КЭС

3 Разработка электрической части станций типа АЭС

4 Разработка электрической части понизительной подстанции

Студенты получают свой вариант задания по одной из перечисленных тем.

Цель курсовой работы - привить будущему специалисту практические навыки по решению комплексных задач, возникающих в практической деятельности.

2. Подготовка к лабораторным, конспектирование источников, самостоятельное изучение тем.

Самостоятельно изучаются следующие вопросы:

Равел 2. Основное электрооборудование электрических станций и подстанций

Источники активной и реактивной мощности в энергосистемах электрооборудования. Технические характеристики трансформаторов и автотрансформаторов. Системы охлаждения. Номинальная, проходная и типовая мощности, коэффициент типовой мощности. Износ изоляции и срок службы трансформаторов. Определение нагрузочной способности и аварийных допустимых перегрузок

Раздел 3. Короткие замыкания в электрических установках

Виды, причины и последствия коротких замыканий. Методы ограничения токов короткого замыкания.

Раздел 4. Электрические аппараты и токоведущие части

Расчетные условия для выбора проводников и аппаратов по продолжительным режимам работы. Выключатели высокого напряжения. Измерительные трансформаторы и их выбор.

Раздел 6. Конструкции распределительных устройств

Закрытые распределительные устройства. Комплектные распределительные устройства высокого напряжения. Открытые распределительные устройства. Размещение распределительных устройств на территории электростанций и подстанций.

По самостоятельно изученным вопросам производится контроль в форме устного опроса.

Список рекомендуемой литературы

Основная литература:

- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации / [Минэнерго РФ]. - М.: ОМЕГА-Л, 2009. - 256 с.: ил., таб. - (Безопасность и охрана труда). - ISBN 978-5-370-01043-9
- Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. 4- изд. - М.: Энергоатомиздат, 2010. - 448 с.
- Околович М.Н. Проектирование электрических станций: Учебник для вузов. - М.: Издательство МЭИ, 2008. - 224 с.
- Сборник задач и упражнений по электрической части электростанций и подстанций / Под ред. Б.Н. Неклепаева и В.А. Старшинова. - М.: Издательство МЭИ, 2008. - 84 с.

Дополнительная литература:

- Котеленец, Н. Ф. Испытания, эксплуатация и ремонт электрических машин: учебник / Н. Ф. Котеленец, Н.А. Акимова, М. В. Антонов; под ред. Н. Ф. Котеленца.

- М.: Академия, 2003. - 384 с. - (Высшее профессиональное образование). - ISBN 5-7695-1281-4

– Двоскин Л. И. Схемы и конструкции распределительных устройств. - М.: Энерго-атомиздат, 1986. - 376 с.

– Правила вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации: утв. Правительством Российской Федерации 26.06.2007. - СПб.: Издательство ДЕАН, 2008. - 16 с. - (Безопасность труда России). - ISBN 978-5-93630-620-4

– Электрическая часть станций и подстанций / Под ред. А.А. Васильева. - М.: Издательство МЭИ, 2005. - 320 с.

– Быстрицкий, Г. Ф. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов: учеб. пособие / Г. Ф. Быстрицкий, Б. И. Кудрин. - М.: АСАДЕМА, 2003. - 176 с.: ил. - (Высшее образование). - Библиогр.: с.171-172. - ISBN 5-7695-1143-5

– Короткевич, М. А. Основы эксплуатации электрических сетей: учебное пособие / М. А. Короткевич. - Минск: Вышэйшая школа, 1999. - 267 с.: ил. - Мин- во образования Респ. Беларусь. - Библиогр.: с. 259. - Предм. указ.: с. 261. - ISBN 985-06-0437-9

– Сибикин, Ю. Д. Справочник электромонтажника: учеб. пособие / Ю. Д. Сибикин. - 2-е изд., стер. - Москва: Академия, 2008. - 329 с.: ил.; 22. - (Начальное профессиональное образование. Электротехника) (Федеральный комплект учебников). - Библиогр.: с. 3

– Техническое обслуживание измерительных трансформаторов тока и напряжения / сост. Ф. Д. Кузнецов; под ред. Б. А. Алексеева. - М.: ЭНАС, 2008. - 96 с. - Библиогр.: с. 95. - ISBN 978-5-93196-740

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

к выполнению курсового проекта
по дисциплине «Электрические станции и подстанции» для студентов направления
подготовки специальности
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Ставрополь, 2025

Содержание

Введение

- 1 Выбор и обоснование главной схемы электрических соединений
- 2 Расчет и построение годового графика нагрузки
- 3 Выбор типа, числа и мощности трансформаторов
- 4 Токи короткого замыкания
 - 4.1 Расчет токов короткого замыкания
 - 4.2 Меры и средства ограничения токов короткого замыкания
- 5 Выбор и проверка оборудования на стороне 110-35кВ подстанции
 - 5.1 Выбор шин
 - 5.2 Выбор изоляторов
 - 5.2. Выбор опорных изоляторов
 - 5.2. Выбор проходных изоляторов
 - 5.2. Выбор подвесных изоляторов
 - 5.3 Выбор и проверка высоковольтного выключателя
 - 5.4 Выбор разъединителей, отделителей и короткозамыкателей
 - 5.5 Выбор аппаратов в нейтрали трансформатора
 - 5.6 Выбор измерительных трансформаторов
- 6 Выбор и проверка оборудования на стороне 6-10кВ подстанции.
 - 6.1 Выбор типа и конструкции распределительного устройства на напряжение 6-10кВ
 - 6.1.1 Основные положения
 - 6.1.2 Комплектные РУ 6-35 кВ наружной установки
 - 6.1.3 Комплектные РУ 6-10 кВ внутренней установки
 - 6.1.4 Комплектные РУ 6-10 кВ типа КСО
 - 6.2 Выбор и проверка шинного моста
 - 6.3 Выбор и проверка сборных шин
 - 6.4 Выбор отключающих аппаратов
 - 6.4.1 Выбор масляных выключателей
 - 6.4.2 Выбор выключателей нагрузки
 - 6.4.3 Выбор предохранителей
 - 6.5 Выбор и проверка отходящих линий
 - 6.5.1 Выбор и проверка воздушных линий
 - 6.5.2 Выбор и проверка кабельных линий
 - 6.6 Выбор и проверка измерительных трансформаторов тока
 - 6.7 Выбор и проверка измерительных трансформаторов напряжения
 - 6.8 Выбор трансформаторов собственных нужд, оперативный ток
- 7 Расчет устройств заземления и грозозащиты подстанции
 - 7.1 Назначение, выполнение и расчет заземляющих устройств
 - 7.2 Последовательность расчета заземляющего устройства с учетом естественных заземлителей

- 7.3 Порядок расчета заземляющего устройства без учета естественных заземлителей
- 7.4 Защита подстанционного оборудования от перенапряжения
- 7.5 Выбор разрядников
- 8 Высокочастотная связь
 - Список использованных источников

Введение

В методическом пособии приведены рекомендации по выполнению курсового проекта по электрической части станций и подстанций. Рассмотрены вопросы по выбору главной схемы подстанции промышленного предприятия, по выбору аппаратов и проверке их.

Многообразие условий, которые необходимо учитывать при проектировании подстанций промышленных предприятий разных отраслей промышленности, не позволяет в ряде случаев дать однозначные решения по некоторым вопросам, поэтому приведенные в указаниях рекомендации не следует рассматривать как единственно возможные. В отдельных случаях возможны и неизбежны отступления от них, вытекающие из местных условий и из опыта проектирования в данной отрасли. Кроме этого имеются ссылки на литературу, где тот или иной вопрос рассмотрен более подробно.

Содержание курсового проекта

Цель работы:

- а) лучше освоить методику проектирования, ознакомиться с требованиями ПУЭ и передовым опытом проектирования отечественной и зарубежной электротехники, научиться работать с технической литературой;
- б) закрепить знание схем электрических станций и подстанций и

освоение методов построения этих схем;

в) производить технико-экономические расчеты и выбор оптимального варианта;

г) уметь произвести расчеты токов короткого замыкания и выбора оборудования на станциях и подстанциях.

Задание на курсовую работу

Курсовая работа по курсу «Электрическая часть станций и подстанций и Проектирование главной понизительной подстанции» является самостоятельной работой студента под руководством преподавателя. При выполнении курсовой работы можно использовать электронные и аналоговые машины, имеющиеся на кафедре и в институте, для производства таких расчетов как, например токов К.З., технико-экономическое сравнение вариантов и другие.

Задание на курсовую работу выдаётся преподавателем индивидуально в соответствии с номером варианта. Темой курсового проекта является разработка электрической части станций типа ТЭЦ или понижающей подстанции и состоит из двух основных частей: разработка главной схемы электрических соединений проектируемой установки и разработки конструкции внутреннего распределительного устройства.

1 Выбор и обоснование главной схемы электрических соединений

Главная схема электрических соединений определяет основные качества электрической части станций и подстанций: надежность, экономичность, ремонтпригодность, безопасность обслуживания, удобство эксплуатации, удобство размещения электрооборудования, возможность дальнейшего расширения и т. д.

Выбор главной схемы – сложная задача. Многообразие исходных данных исключает возможность типовых универсальных решений, справедливых для любых условий. В большинстве случаев выбор схемы базируется на технико-экономических расчетах. А для подстанций с двумя напряжениями схема определяется однозначно и ее проектирование сводится к выбору уже существующих типовых схем – это упрощенные, с сокращенным числом выключателей или без них (блочные схемы), схемы мостиков, схемы с короткозамыкателями и отделителями.

В соответствии с нормами технологического проектирования /1/ главная схема электрических соединений подстанции выбирается с использованием схем РУ 35...750 кВ, утвержденных Минэнерго и согласованных с Госстроем. Ниже рассматриваются наиболее распространенные и характерные схемы электрических соединений

подстанций.

Блочные схемы являются наиболее простыми (рисунок 1.1).

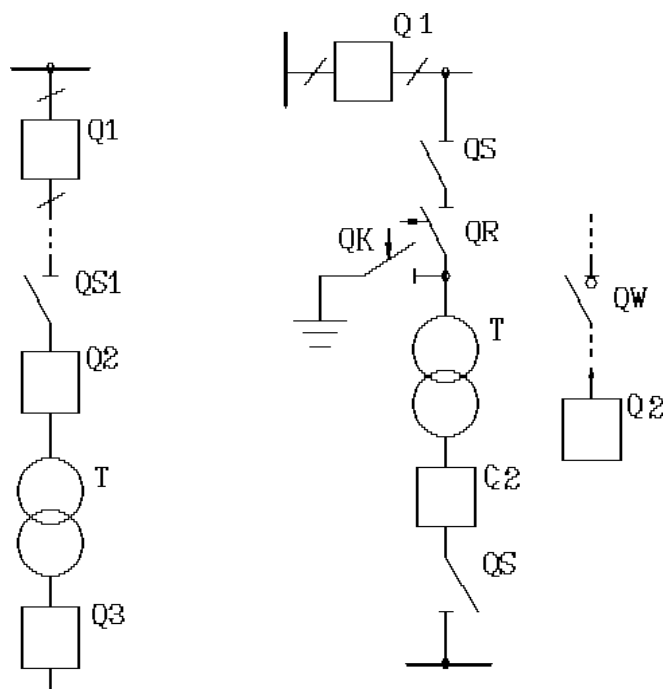


Рисунок 1.1 – Блочная схема однотрансформаторных подстанций

Они применяются на тупиковых подстанциях напряжением до 330 кВ включительно или на ответственных подстанциях, присоединенных к одной или двум параллельным линиям напряжением 220 кВ.

На двухтрансформаторных подстанциях небольшой и средней мощности напряжением от 35 до 220 кВ для присоединения к линиям с двухсторонним питанием применяются схемы с одной секционированной системой шин и схемы "мостика" (рисунки 1.2 –1.6).

Блочная схемы без перемычки (рисунок 1.2) целесообразна при небольшой длине линий, поскольку при этом вероятность отключения линии вместе с трансформатором относительно мала.

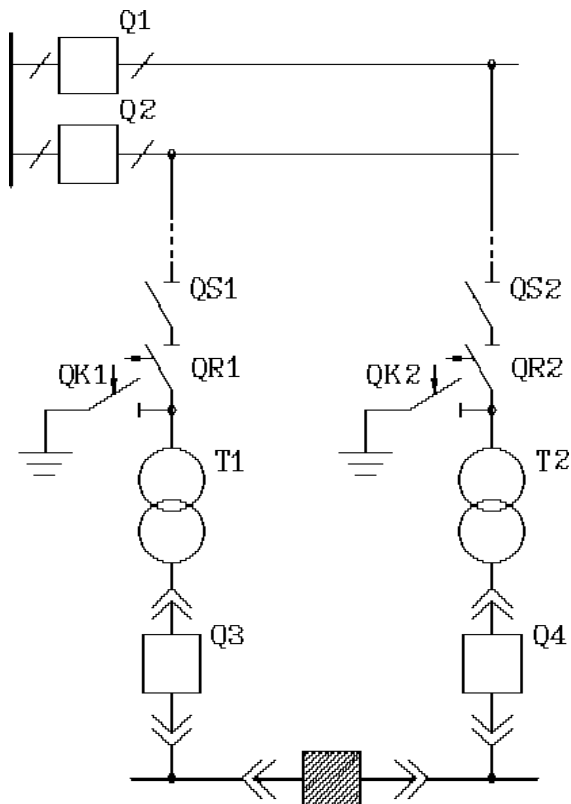


Рисунок 1.2 - Блочная схема двухтрансформаторной подстанции

Недостаток этой схемы заключается в том, что при повреждении и ремонте линии в работе остается один трансформатор. Электроснабжение не прерывается, но оставшийся в работе трансформатор может оказаться сильно перегруженным.

Схема с ремонтной перемычкой из разъединителей (рисунок 1.3) обеспечивает возможность присоединения обоих трансформаторов к

одной линии при ремонте второй. Это схема с "неавтоматической" перемычкой.

Схема с отделителем двухстороннего действия на перемычке (с "автоматической" перемычкой) (рисунок 1.4) обеспечивает при повреждении на линии и отключении соответствующего трансформатора возможность автоматического подключения ко второй линии, в связи с чем уменьшается время срабатывания защиты.

Для обеспечения большей надежности и уменьшения времени срабатывания защиты, перемычка может быть выполнена на выключателе (рисунок 1.5).

Место расположения перемычки "в сторону линии" (рисунок 1.3, 1.4) или "в сторону трансформатора" (рисунок 1.5, 1.6) зависит от длины линии и графика нагрузки подстанции. Если питающие линии короткие и график нагрузки подстанции неравномерный, то перемычку целесообразно ставить "в сторону линии". Если питающие линии длинные и график нагрузки подстанции равномерный, то перемычку ставят "в сторону трансформатора" (рисунок 1.5).

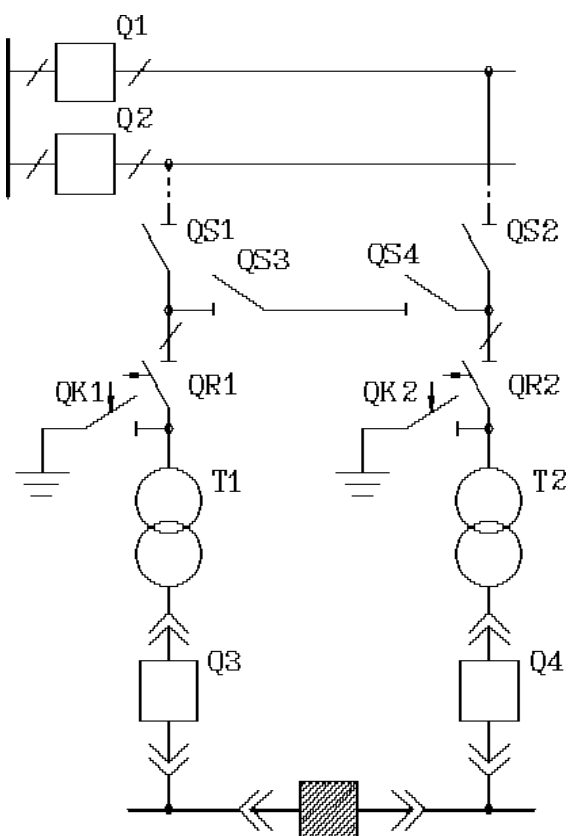


Рисунок 1.3 - Блочная схема двухтрансформаторной подстанции с
ремонтной перемычкой из двух разъединителей

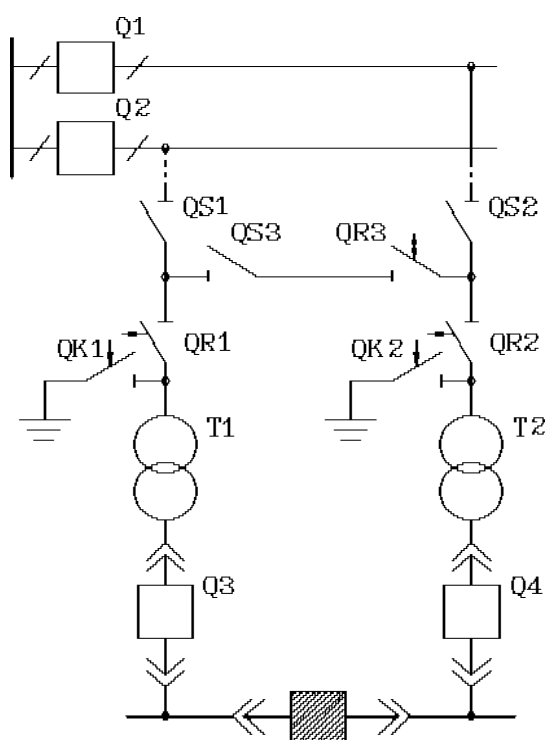


Рисунок 1.4 - Блочная схема двухтрансформаторной подстанции с автоматической перемычкой

Наиболее надежной, но и самой дорогой является схема, выполненная на выключателях (рисунок 1.5, 1.6). 80 процентов схем тупиковых подстанций выполняются без выключателей на высокой стороне.

При коротких линиях обходятся и без короткозамыкателя, так как повреждение трансформатора может быть отключено выключателем, стоящим в голове линии без дополнительного сигнала.

Характерные схемы транзитных (проходных) подстанций приведены на рисунках 1.5 – 1.11. Если допустимо прервать транзит мощности на высокой стороне, то можно применять схемы, представленные на рисунок 1.5 и 1.6. Мощность трансформатора при этом не должна превышать 125 МВ*А. Сюда относятся схемы сдвоенного мостика (рисунок 1.7, 1.8, 1.9). В противном случае применяются упрощенные схемы с ремонтной перемычкой (рисунок 1.10, 1.11). Для увеличения надежности данные схемы полностью выполняются на выключателях, применение которых должно быть экономически обосновано.

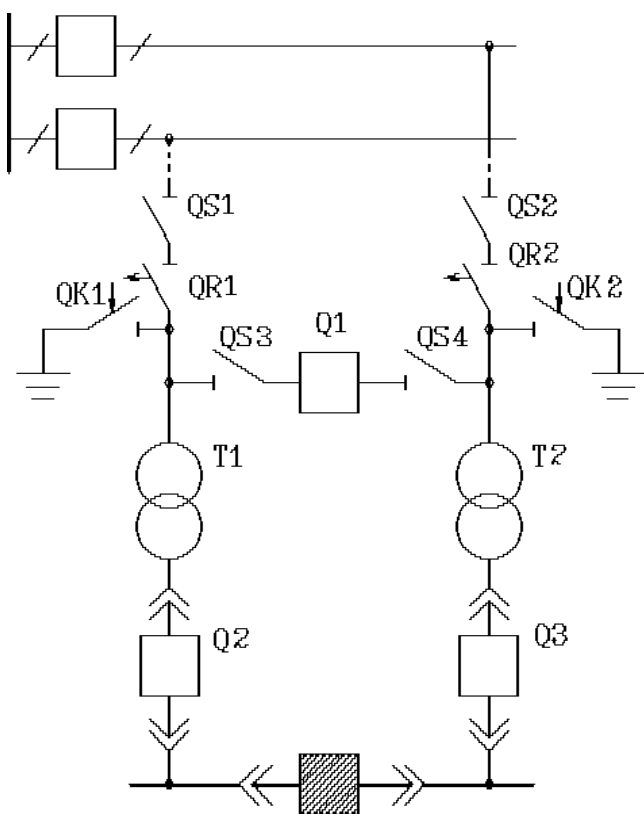


Рисунок 1.5

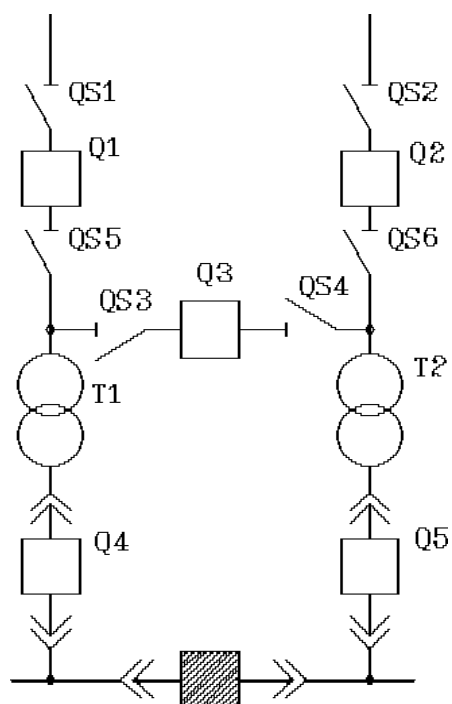


Рисунок 1.6

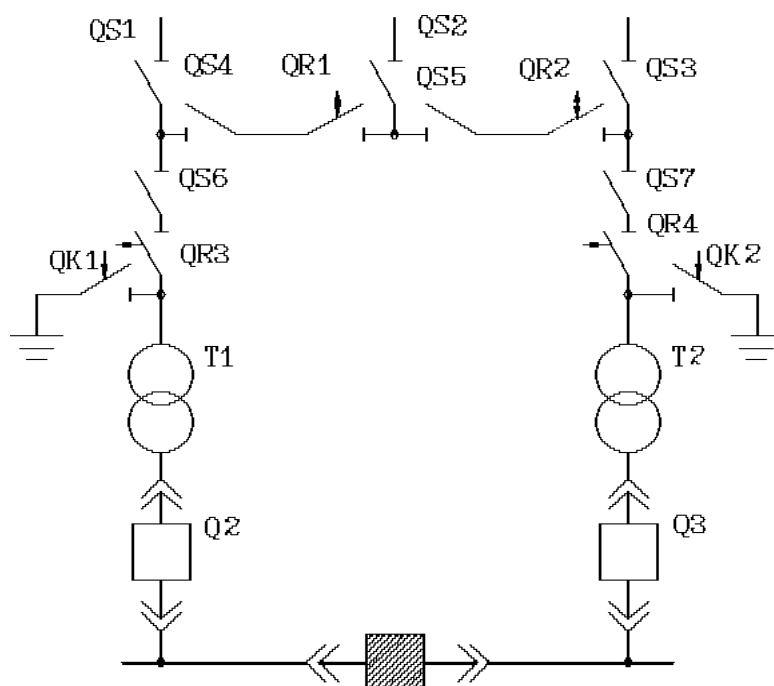


Рисунок 1.7

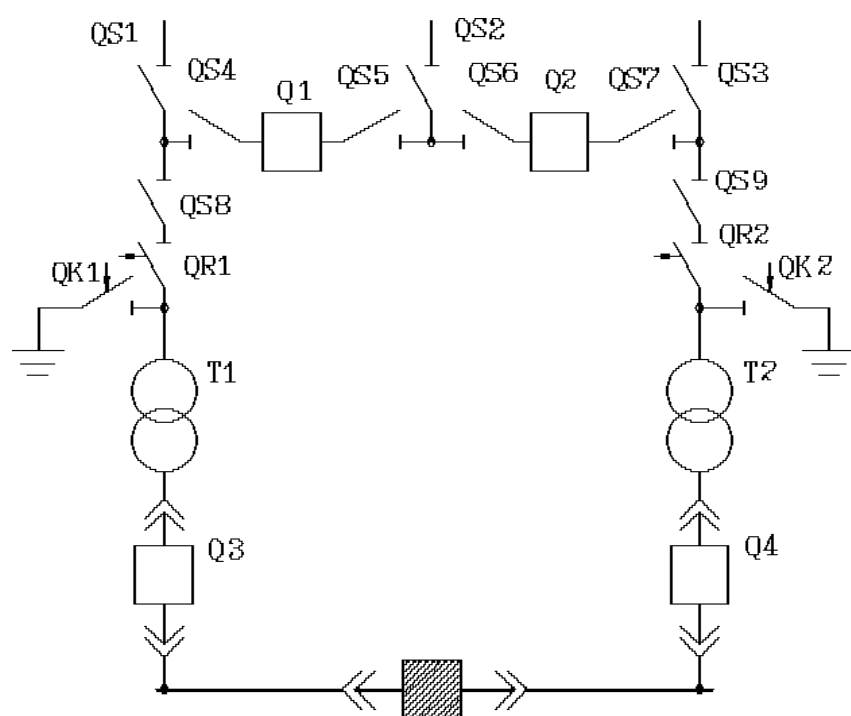


Рисунок 1.8

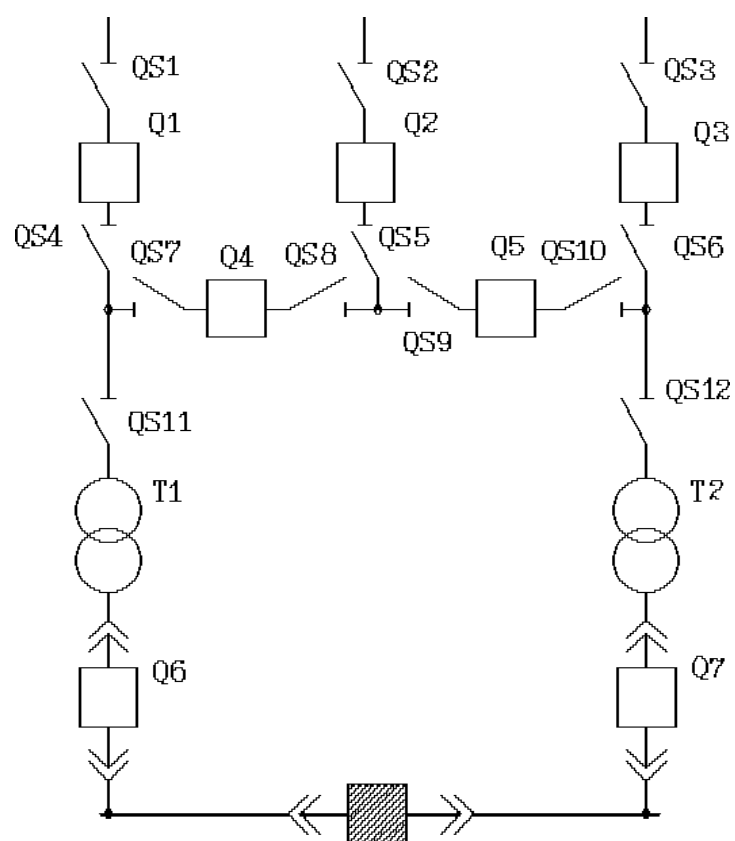


Рисунок 1.9

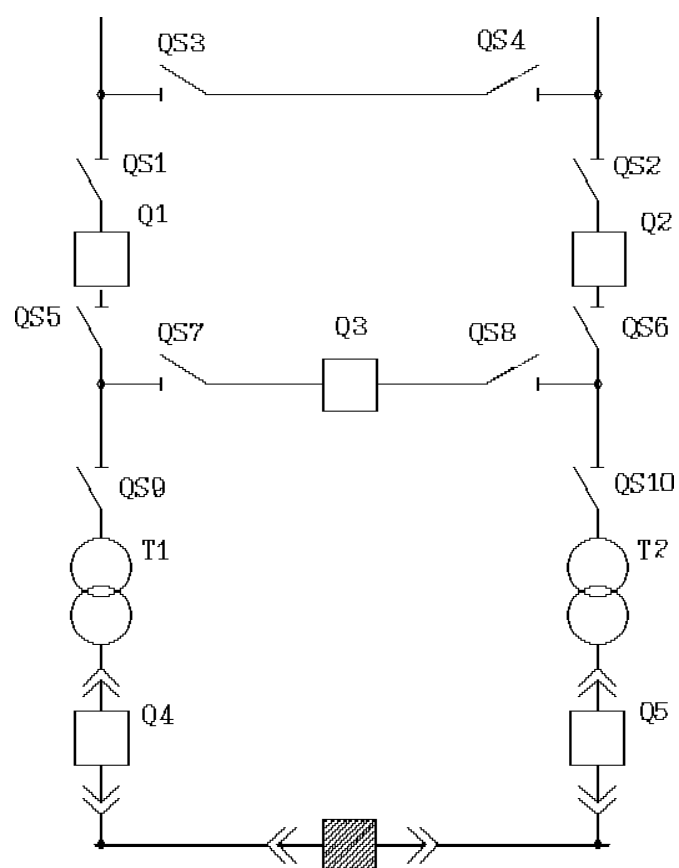


Рисунок 1.10

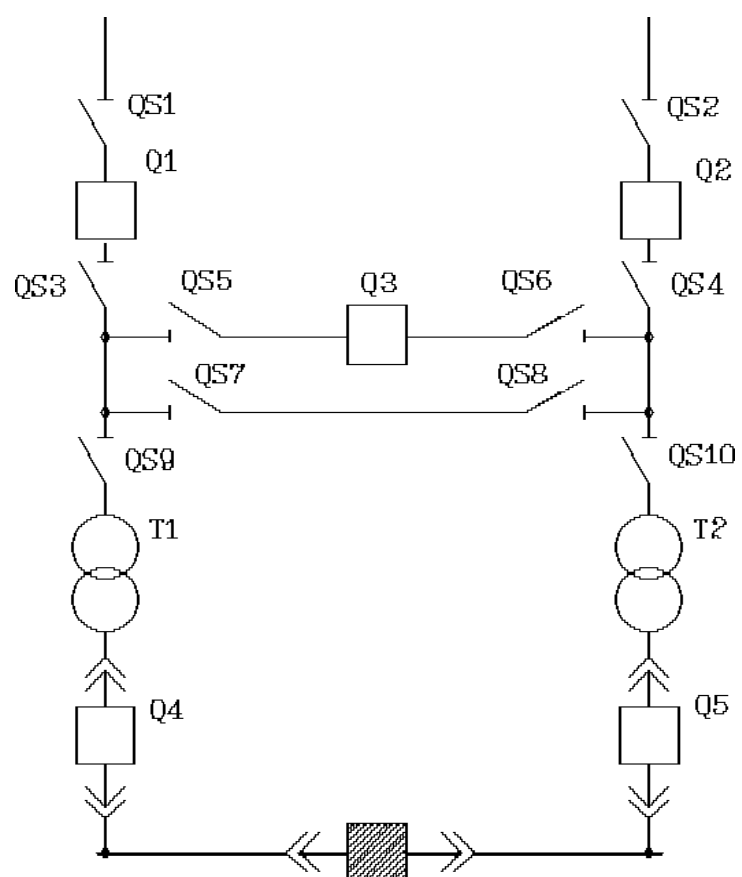


Рисунок 1.11

2 Расчет и построение годового графика нагрузки

В задании на курсовое проектирование указывается предприятие, для снабжения которого необходимо спроектировать подстанцию. Пользуясь /2, 3/ выбирается суточный график нагрузки, как правило, зимний, вычерчивается с привязкой к своему заданию, принимая максимальную нагрузку по графику равной заданной полной S_{max} или активной P_{max} мощности подстанции. При известной S_{max} , P_{max} типовой график нагрузки переводится в график нагрузки конкретного потребителя, используя следующие соотношения для каждой ступени графика:

$$P_i = \frac{n_i \%}{100} \cdot P_{max}, \quad (2.1)$$

где P_i – мощность на i -той ступени суточного графика, МВт;

$n_i\%$ – ордината соответствующей ступени суточного типового графика, %;

P_{max} – максимальная нагрузка подстанции,
указанная в задании, МВт;

Затем по суточному графику нагрузки определяют:

1) суточный расход электроэнергии W_c , МВт·ч:

$$W_c = \sum_{i=0}^{24} P_i \cdot t_i, \quad (2.2)$$

где t_i – продолжительность i -той ступени суточного графика, час;

2) среднесуточную нагрузку P_{cpc} , МВт и показывают ее на суточном графике нагрузок (рисунок 2.1):

$$P_{cpc} = \frac{W_c}{t_c}, \quad (2.3)$$

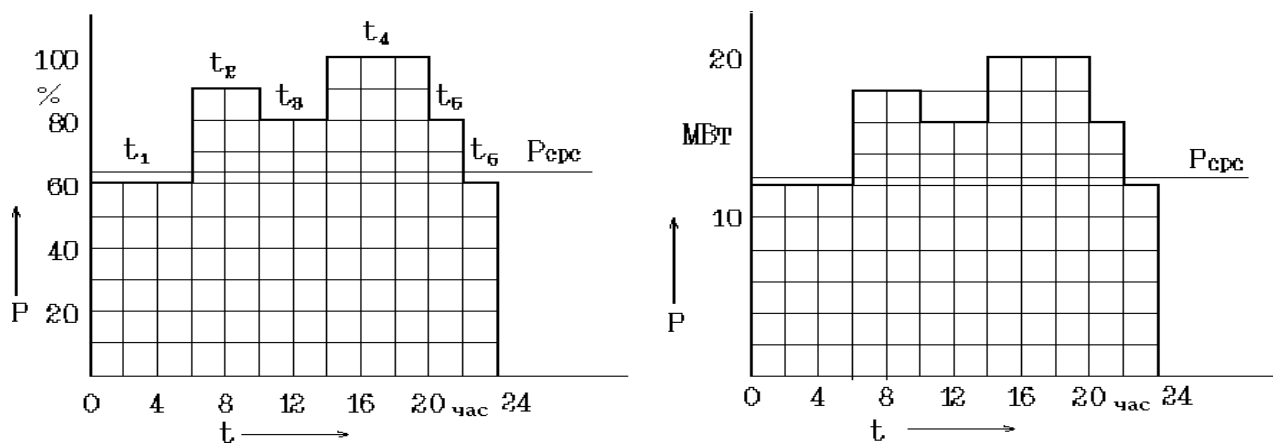
где t_c – продолжительность суток – 24 часа;

3) коэффициент заполнения графика $K_{зг}$, который показывает степень неравномерности графика работы установки:

$$K_{зг} = \frac{P_{cpc}}{P_{\max}} = \frac{W_c}{P_{\max} \cdot t_c}, \quad (2.4)$$

Затем строят годовой график нагрузки по продолжительности для заданной пр

справочной литературе приводится несколько суточных графиков, характеризующих работу потребителя в разное время года и в разные дни недели. Это типовые графики зимних и летних суток для рабочих дней, график выходного дня и т.д. Основным является зимний суточный график рабочего дня. Его максимальная нагрузка P_{max} принимается за 100% и ординаты всех остальных графиков задаются в процентах относительно этого значения (рисунок 2.1).



а) б)

а) – типовой график, б) – график нагрузки конкретного потребителя Рисунок

2.1 - Суточные графики нагрузок

Мощности каждой ступени графика, МВт:

$$P_{lcm} = \frac{60\%}{100} \cdot 20 = 12;$$

$$P_{2cm} = \frac{90\%}{100} \cdot 20 = 18;$$

$$P_{3cm} = \frac{80\%}{100} \cdot 20 = 16;$$

$$P_{4cm} = \frac{100\%}{100} \cdot 20 = 20;$$

$$P_{5cm} = \frac{80\%}{100} \cdot 20 = 16;$$

$$P_{6cm} = P_{1cm} = \frac{60\%}{100} \cdot 20 = 12.$$

Годовой график по продолжительности нагрузок показывает длительность работы подстанции в течении года с различными нагрузками. По оси ординат откладывают нагрузки в соответствующем масштабе, по оси абсцисс – часы года от 0 до 8760 час. Нагрузки на графике располагают в порядке их убывания от P_{max} до P_{min} (рисунок 2.2).

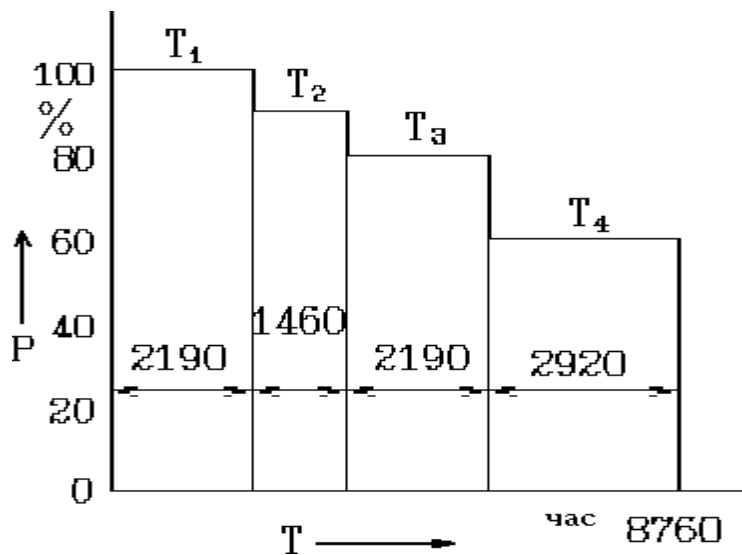


Рисунок 2.2 - Годовой график продолжительности нагрузок

Построение годового графика продолжительности нагрузок производится на основе известных суточных графиков (в процентах или в именованных единицах). По графику определяются:

1) годовое потребление электроэнергии W_z , МВт·ч:

$$W_z = \sum_{i=0}^n P_i \cdot T_i, \quad (2.5)$$

где $T_i = t_{iz} \cdot n_z + t_{il} \cdot n_l$;

$t_{i3}, t_{iл}$ — продолжительности ступеней
зимнем и летнем графиках нагрузок;
 $n_3, n_л$ — количество зимних и летних суток в году;

2) продолжительность использования максимальной нагруз

час:

$$T_{\max} = \frac{W_{\varepsilon}}{P_{\max}}, \quad (2.6)$$

Например, продолжительности ступеней годового графика нагрузки
(рисунок 2.2), построенного по суточному графику (рисунок 2.1):

$$T_1 = t_4 \cdot 365 = 6 \cdot 365 = 2190;$$

$$T_2 = t_2 \cdot 365 = 4 \cdot 365 = 1460;$$

$$T_3 = (t_3 + t_5) \cdot 365 = (4 + 2) \cdot 365 = 2190;$$

$$T_4 = (t_1 + t_6) \cdot 365 = (6 + 2) \cdot 365 = 2920;$$

Предполагается, что зимой и летом предприятие работает
по одному графику.

3 Выбор типа, числа и мощности трансформаторов

Силовые трансформаторы, установленные на подстанциях, предназначены для преобразования электроэнергии с одного напряжения на другое. Наибольшее распространение получили трехфазные трансформаторы, так как потери в них на 12 - 15% ниже, а расход активных элементов и стоимость на 20-25% меньше, чем в группе трех однофазных трансформаторов такой же суммарной мощности.

В задании на курсовое проектирование обычно указывается два напряжения подстанции – 110 (35) кВ и 10 (6) кВ, поэтому по количеству обмоток следует принимать двухобмоточные трансформаторы. Если мощность выбранного трансформатора 25000 кВА и более, то необходимо принимать трансформаторы с расщепленными обмотками по низшей стороне с целью ограничения токов короткого замыкания.

Выбор числа трансформаторов на подстанции определяется категорийностью потребителя (см. задание). Понижительные подстанции желательно выполнять с числом трансформаторов не более двух. Для потребителей третьей и частично второй категории возможно рассмотрение варианта установки одного трансформатора при наличии резервного питания от соседней трансформаторной подстанции.

На подстанциях с двумя трансформаторами рабочие секции шин низшего напряжения целесообразно держать в работе отдельно. При

таком режиме ток короткого замыкания уменьшается и облегчаются условия работы аппаратов низкого напряжения /1/.

В системах электроснабжения промышленных предприятий мощность силовых трансформаторов должна обеспечить в нормальных условиях питание всех приемников. При выборе мощности трансформаторов следует добиваться как экономически целесообразного режима работы, так и соответствующего обеспечения резервирования питания приемников при отключении одного из трансформаторов. При этом следует помнить, что на однотрансформаторной подстанции определяющим является нормальный режим работы, на двухтрансформаторной подстанции определяющий режим – послеаварийный.

Мощность трансформатора на двухтрансформаторной подстанции можно выбирать двумя способами: по заданной мощности подстанции; по графику нагрузки.

1) первый способ.

Мощность трансформатора на подстанции в соответствии с /1/ определяется:

$$S_{ном} = (0,65...0,7)S'_{max}, \quad (3.1)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора;

S'_{max} — максимальная
нагрузка подстанции с учетом

компенсирующих устройств.

$$S'_{max} = \sqrt{P_{max}^2 + (Q_{max} - Q_{ky})^2}, \quad (3.2)$$

где P_{max} — максимальная активная мощность;

Q_{max} - максимальная реактивная мощность подстанции;

Q_{ky} — мощность компенсирующих устройств;

$$Q_{max} = P_{max} \cdot tg \varphi, \quad (3.3)$$

$tg \varphi$ определяется по заданному $cos \varphi$;

$$Q_{ky} = Q_{max} - Q_{эс}, \quad (3.4)$$

где $Q_{эс}$ — реактивная мощность, которая может быть
выдана энергосистемой в сеть.

$$Q_{эс} = P_{max} \cdot tg \varphi_0, \quad (3.5)$$

Базовое значение $tg \varphi_0 = 0.4$ при питании подстанции на $U = 220 - 230$ кВ;

$\operatorname{tg} \varphi_{\delta} = 0.3$ при питании подстанции на $U = 110 - 150$ кВ; $\operatorname{tg} \varphi_{\delta} =$

0.25 при питании подстанции на $U = 35 \text{ кВ}$, /4/.

Расчетная мощность трансформаторов, полученная по формуле 3.1, округляется до ближайшей стандартной мощности $S_{ном}$ по шкале ГОСТ 11920-85, ГОСТ 12965-85. Затем выбранный трансформатор проверяется на перегрузочную способность по ГОСТ 14209-97

$$S_{ном} \cdot k_2 \geq S'_{max}, \quad (3.6)$$

где k_2 – коэффициент аварийной перегрузки при отключении одного из трансформаторов во время аварии, определяется по таблицам аварийных перегрузок /7/.

Он зависит от коэффициента начальной нагрузки (K_1), температуры охлаждающей среды во время аварии ($\theta_{охл}$), длительности перегрузки (h), а также от системы охлаждения трансформатора. В соответствии с /1, 5, 6/ $k_2 = 1,4$ при соблюдении следующих условий: в тех случаях, когда нагрузка трансформаторов (для систем охлаждения М, Д, ДЦ и Ц) до и после аварийной перегрузки не превышала 0,9 от его паспортной

мощности, его возможно перегружать в срок до 5 суток на 40 % при температуре охлаждающего воздуха $\theta_{охл}$ не более $+30^{\circ}\text{C}$, но при этом

продолжительность перегрузки в каждые сутки не должна превышать 6 часов (суммарная продолжительность перегрузки подряд или с разрывами), при температуре охлаждающего воздуха $\theta_{охл}$ более $+30^{\circ}\text{C}$

величина перегрузки снижается до 30 % и продолжительность ее у

Коэффициент начальной нагрузки K_1 определяется как:

$$K_1 = \frac{S_{ср.кв}}{n \cdot S_{ном}}, \quad (3.7)$$

где $S_{ср.кв}$ – среднеквадратичная нагрузка;

n – число трансформаторов.

Возможно использование коэффициента начальной нагрузки в максимальном режиме.

$$K_{1max} = \frac{S'_{max}}{n \cdot S_n}, \quad (3.8)$$

Если при проверке трансформатора в аварийном режиме не выполняется условие (3.6), то необходимо предусмотреть отключение части потребителей III категории, или увеличить мощность трансформатора на одну ступень.

2) второй способ.

В основу этого расчета положен график нагрузки предприятия и критерием выбора является износ изоляции трансформатора. По суточному графику нагрузки рассчитывается среднеквадратичная

нагрузка $S_{ср.кв}$:

$$S_{ср.кв} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T S_i^2 dt}, \quad (3.9)$$

где T – продолжительность графика, час;

S_i – полная мощность i -той ступени графика.

И тогда номинальная мощность трансформатора будет о

$$S_{ном} \geq S_{ср.кв} \quad \text{или} \quad (3.10)$$

$$S_{ном} \geq S_{*ср.кв} \cdot S'_{\max},$$

где $S_{*ср.кв}$ – среднеквадратичная нагрузка в
относительных единицах.

$$S_{*ср.кв} = \frac{S_{ср.кв}}{S'_{\max}}, \quad (3.11)$$

По среднеквадратичной мощности рекомендуется
выбирать мощность трансформаторов, питающих резкопеременную
нагрузку.

Полученная мощность округляется до ближайшей стандартной.

Затем $S_{ном}$ наносится на суточный график в виде прямой линии.

Выбранный трансформатор проверяется на аварийную перегрузку. Для этого задаются средней температурой охлаждающего воздуха (для Оренбургской области $\theta_{охл} = -13,4^\circ \text{C}$) /7/ и по графику определяется суммарное количество часов перегрузки трансформатора свыше номинальной мощности h .

Затем определяется начальная нагрузка (K_1) из выражения (3.7)

или:

$$K_1 = \frac{1}{n \cdot S_{ном}} \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}},$$

где S_m – средняя мощность интервала длительностью Δt_m .

По таблице 11 ГОСТ 14209-97 для известных K_1 и h , а также температуры окружающей среды и способа охлаждения трансформатора определяется допустимая аварийная нагрузка k_2 . Затем проверяется условие (3.6), если оно не выполняется, поступают также, как и в предыдущем случае (см. с. 19).

Например, задан график нагрузки предприятия (рисунок 3.1), для которого $S'_{max} = 23 \text{ МВА}$.

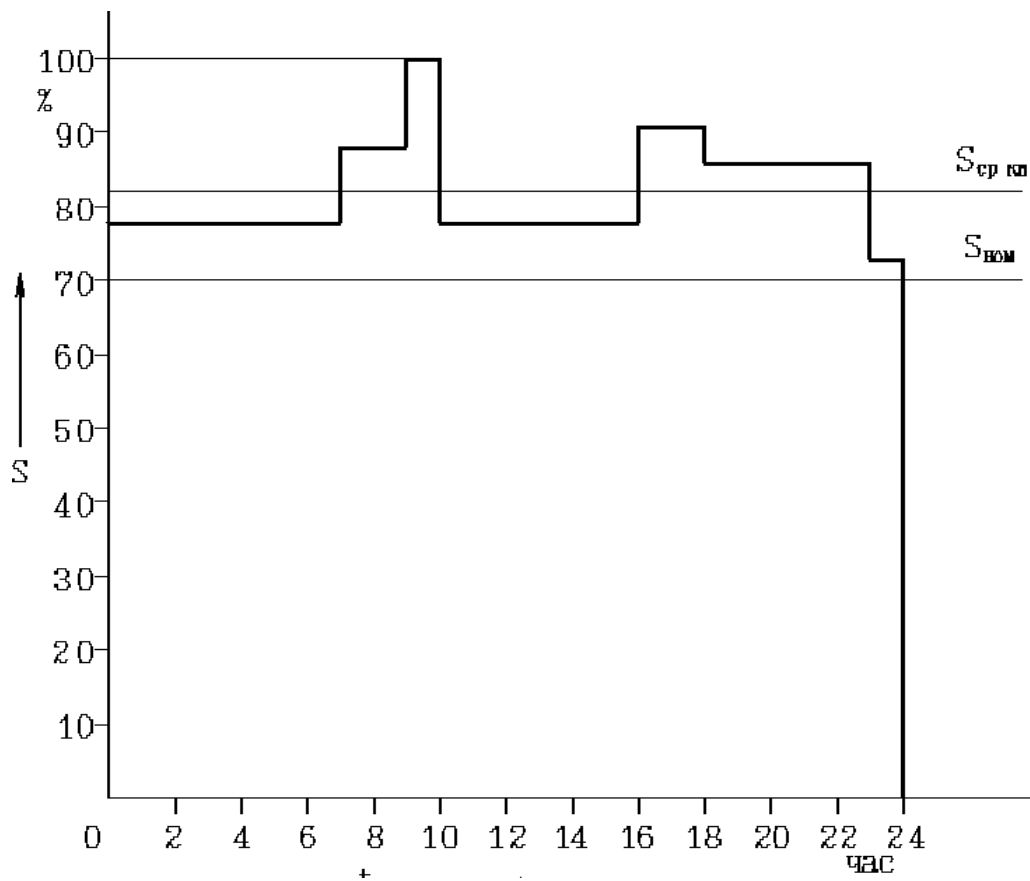


Рисунок 3.1

Определяется среднеквадратичная мощность:

$$S_{*cp.kв} = \sqrt{\frac{0.78^2 \cdot 7 + 0.88^2 \cdot 2 + 1^2 \cdot 1 + 0.78^2 \cdot 6 + 0.91^2 \cdot 2 + 0.86^2 \cdot 5 + 0.73^2 \cdot 1}{24}},$$

$$S_{*cp.kв} = 0.82$$

$$S_{ном} = 0.82 \cdot S'_{max} = 0.82 \cdot 23 = 18.9 \text{ МВА.}$$

По справочнику /10/ выбираются два трансформатора мощностью $S_{ном} = 16$ МВА. Откладывается данная величина на графике в процентах от максимальной нагрузки подстанции

$$S_{*ном} = \frac{S_{ном}}{S'_{max}} = \frac{16}{23} = 0,7.$$

Проверяется коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{S'_{max}}{2 \cdot S_{ном}} = \frac{23}{2 \cdot 16} = 0,72,$$

что соответствует экономической загрузке трансформаторов.

Систематическая нагрузка трансформаторов меньше их номинальной мощности ($S'_{max} < 2 \cdot S_{ном}$), поэтому выбранные трансформаторы проверяются только на аварийную перегрузку.

Коэффициент аварийной перегрузки (K_2), как было указано выше, зависит от системы охлаждения трансформатора (ТМ, ДЦ и т. д.), температуры охлаждающей среды ($\theta_{охл}$), числа часов аварийной перегрузки (h), коэффициента начальной нагрузки, (K_1 или K_{1max}).

$$K_2 = f(\theta_{охл}; h; K_{1max})$$

$$\theta_{охл} = -13.4^{\circ}\text{C}; h = 24 \text{ час}$$

$$K_{1\max} = \frac{23}{2 \cdot 16} = 0.72,$$

По таблице /27/ определяется $K_2 = 1,5$.

Проверяется выбранный трансформатор на аварийную перегрузку:

$$S_{ном} \cdot K_2 \geq S'_{max}; 16 \cdot 1,5 > 23 \text{ МВА.}$$

Выбранный трансформатор удовлетворяет требованиям ГОСТ 14209-97.

Выписываются все каталожные данные трансформатора из справочников /2, 3/.

Например: ТДН-16000/110/10

$$S_{ном} = 16 \text{ МВА}, U_{вн} = 115 \text{ кВТ}, U_{нн} = 11 \text{ кВ}, I_{xx} = 0,7 \%,$$

$$P_{xx} = 18 \text{ кВТ}, P_{кз} = 85 \text{ кВТ}, U_{кз} = 10,5 \%.$$

Габариты: длина 6 м, ширина 3,5 м, высота 5,5 м.

Выбор мощности трансформатора на однотрансформаторной ГПП

производится по среднеквадратичной мощности:

$$S_{ном} \geq S_{ср.кв} \quad \text{с проверкой перегрузочной способности трансформатора в часы максимума}$$

$$S_{ном} \cdot K_2 \geq S'_{max},$$

где K_2 – коэффициент допустимой систематической нагрузки.

Так как потребная мощность предприятия растет из года в год, при проектировании подстанций необходимо фундаменты и конструкции, а также ошиновку подстанции и аппараты ввода рассчитывать для трансформаторов на ступень выше расчетной мощности, т. е. предусмотреть возможность увеличения мощности подстанции без существенных переделов /1/.

4 Токи короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания

Для выбора электрооборудования, аппаратов, шин, кабелей, токоограничивающих реакторов необходимо знать токи короткого замыкания. При этом достаточно уметь определять ток трехфазного короткого замыкания в месте повреждения, а в некоторых случаях – распределение токов в ветвях схемы, непосредственно примыкающих к этому месту. При расчете определяют периодическую составляющую тока короткого замыкания для наиболее тяжелого режима работы сети. Учет апериодической составляющей производят приближенно, допуская при этом, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой фазе. Для решения большинства практических задач расчет ведут с рядом упрощений /8/.

Расчет токов при трехфазном коротком замыкании производят в следующем порядке:

- 1) Для рассматриваемой установки составляют расчетную схему;

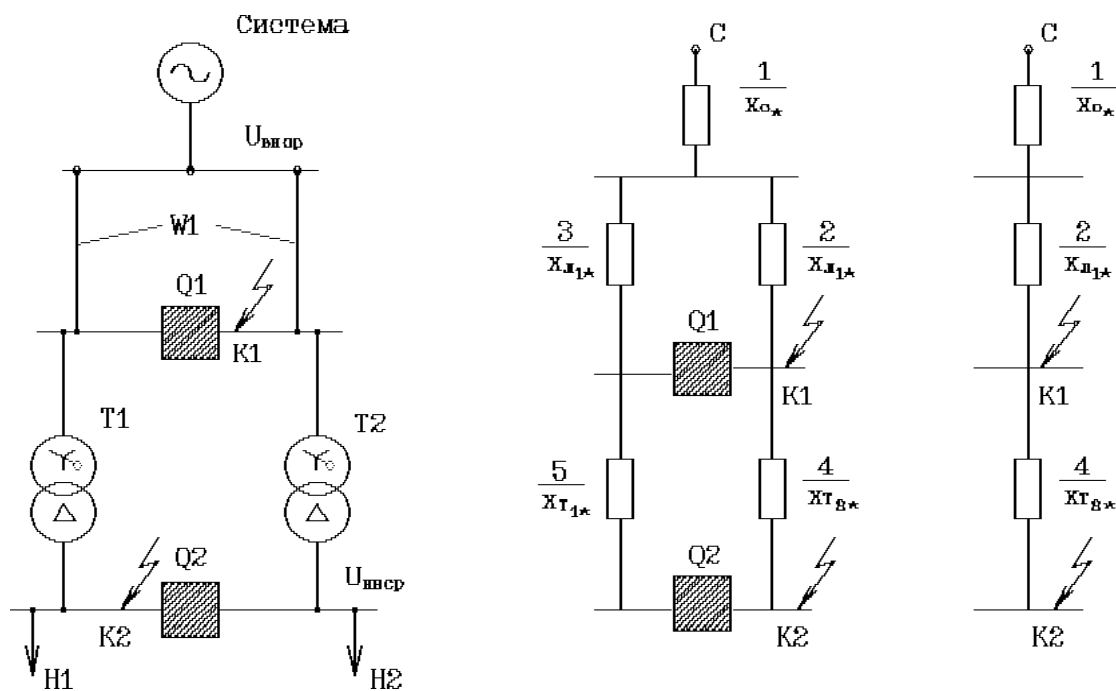
Расчетная схема - это однолинейная схема электроустановки с указанием тех элементов и их параметров, которые влияют на значение тока короткого замыкания и поэтому должны учитываться при выполнении расчетов. Расчетная схема установки должна отражать

нормальный режим работы. На расчетной схеме (рисунок 4.1 и 4.2) намечают расчетные точки короткого замыкания - так, чтобы аппараты и проводники попадали в наиболее тяжелые условия работы. Исключением являются аппараты в цепи присоединений с реактором, выбираемые по току короткого замыкания за реактором.

В приведенных схемах предусмотрена раздельная работа трансформаторов по низкой стороне.

2) По расчетной схеме составляют схему замещения, заменяя электромагнитные связи электрическими, источники вводят в схему замещения как ЭДС и сопротивления, остальные элементы – как сопротивления. Расчет токов короткого замыкания можно вести как в именованных, так и в относительных единицах. В сетях и установках напряжением до 1000 В обычно расчет производят в именованных единицах. В установках напряжением свыше 1000 В принято все сопротивления короткозамкнутой цепи приводить к базисным условиям и выражать в относительных единицах. Предварительно принимают базисную мощность S_b (100 или 1000 МВА). За базисное напряжение принимают среднее номинальное напряжение ($U_b = U_{cp}$) той ступени, на которой предполагается короткое замыкание, согласно следующей шкале: 6.3; 10.5; 37; 115; 154; 230; 340; 515; 770 кВ. Таким образом, для каждой точки короткого замыкания будут свои базисные напряжения U_b и токи I_b :

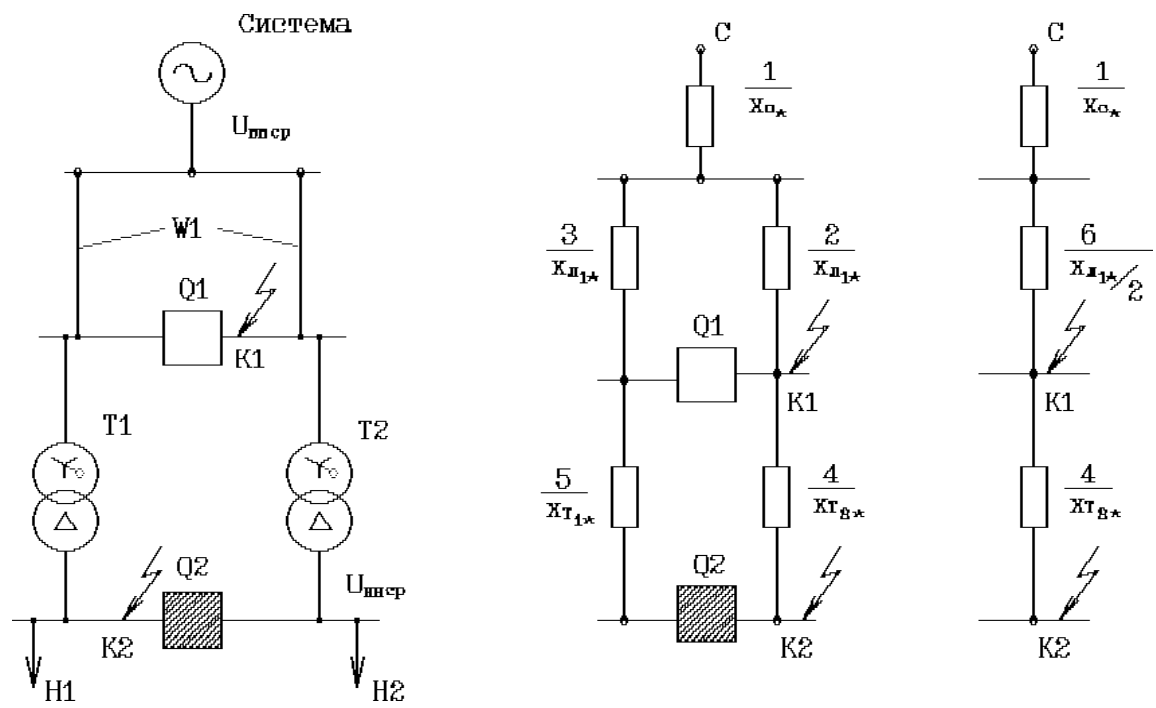
$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}, \quad (4.1)$$



а) б)

в)

Рисунок 4.1 - Расчетная схема (а) и схемы замещения (б) и (в) для тупиковой или отпаечной подстанции.



а) б)

в)

Рисунок 4.2 - Расчетная схема (а) и схемы замещения (б) и (в) для транзитной подстанции

Формулы для определения сопротивлений основных элементов короткозамкнутой цепи в относительных единицах при базисных условиях приведены ниже в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Расчетные выражения для определения приведенных значений сопротивлений

Элементы электро-ус тановки	Каталожные данные	Сопротивления	
		Именованные единицы	Относительные единицы
генератор	$x''_{d(n)} S_H$	$x_2 = x''_{d(n)} \cdot \frac{U_6^2}{S_H}$	$x_2 = x''_{d(n)} \cdot \frac{S_6}{S_H}$
энерго-сис тема	S_K	$x_c = \frac{U_6^2}{S_K}$	$x_{*c} = \frac{S_6}{S_K}$
	$I_{н.отк}$	$x_c = \frac{U_6^2}{\sqrt{3} \cdot U_{срн} \cdot I_{н.отк}}$	$x_{*c} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{срн} \cdot I_{н.отк}}$
	$x_{*c(n)} S_{in}$	$x_c = x_{*c(n)} \cdot \frac{U_6^2}{S_{in}}$	$x_{*c} = x_{*c(n)} \cdot \frac{S_6}{S_{in}}$
трансформ атор	$U_{к\%} S_H$	$x_m = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_6^2}{S_H}$	$x_{*m} = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_H}$
реактор	$x_{p\%} I_H$	$x_p = \frac{x_{p\%}}{100} \cdot \frac{U_6}{\sqrt{3} \cdot I_H} \cdot \frac{U_H}{U_6}$	$x_p = \frac{x_{p\%}}{100} \cdot \frac{I_6}{I_H} \cdot \frac{U_H}{U_6}$
линии электро-пе	$x_{nl} l U_L$	$x_L = x_{nl} \cdot l \cdot \frac{U_6^2}{U_{лср}^2}$	$x_{*L} = x_{nl} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{лср}^2}$

редачи			
енна я нагрузка	обобщ S_n $x''_{*он(н)}$	$x''_{он} = \frac{x_{*он(н)} \cdot U_{\delta}^2}{S_n}$	$x''_{*он} = \frac{x''_{*он(н)} \cdot S_{\delta}}{S_n}$

где S_n ; I_n ; $x''_{*d(н)}$ – номинальные параметры элементов схемы (генератор, трансформатора, системы и т. д.), МВА; кА;

S_{δ} – базисная мощность, МВА;

S_k – мощность короткого замыкания энергосистемы,

МВА; $I_{н.отк}$ – номинальный ток отключения

выключателя, присоединенного к шинам энергосистемы;

$U_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора

/9, 10/;

U_n – среднее номинальное напряжение в месте установки данного элемента, кВ;

$x_{пл}$ – погонное индуктивное сопротивление линии Ом/км;

l – длина линии, км.

Для трехобмоточных трансформаторов или автотрансформаторов

напряжения короткого замыкания, приведенные к

номинальной

мощности трансформатора или автотрансформатора, даны для каждой пары обмоток: $U_{кв-н}$, $U_{кв-с}$, $U_{кс-н}$ (в процентах). Схемы замещения таких трансформаторов (а также трансформаторов с расщепленными обмотками) и формулы для расчета сопротивлений каждой обмотки приведены в таблице 4.2.

Значения сопротивлений, найденные по формулам таблиц 4.1 и 4.2 указываются в схеме замещения в виде дроби, в числителе которой порядковый номер элемента, в знаменателе – его величина (в относительных или именованных единицах).

Таблица 4.2 - Определение сопротивлений обмоток силовых трансформаторов

Вид трансформатора	Исходная схема	Схема замещени я	Расчетные выражения
Двухобмоточный трансформатор			$x_{т\%} = U_{кв-н\%}$

Трехобмоточный трансформатор, автотрансформатор			$x_{m6\%} = 0.5 (U_{кв-н\%} + U_{кв-с\%} - U_{кв-н\%})$ $x_{mc\%} = 0.5 (U_{кв-с\%} + U_{кв-н\%} - U_{кв-н\%})$ $x_{mn\%} = 0.5 (U_{кв-н\%} + U_{кв-с\%} - U_{кв-н\%})$
Трехобмоточный трансформатор с обмоткой низкого напряжения, расщепленной на две ветви			а) $x_{m6\%} = 0.125 U_{кв-н\%} x_{mn1\%} =$ $x_{mn2\%} = 1.75 U_{кв-н\%}$ б) $x_{m6\%} = U_{кв-н\%} - 0.5 U_{кн1-н2\%} x_{mn1\%}$ $= x_{mn2\%} = U_{кн1-н2\%}$ $U_{кн1-н2\%}$ задается в каталогах относительно $S_{н1} = S_{н2} = 0.5 S_n$
Группа двухобмоточных трансформаторов с обмоткой низкого напряжения, расщепленной на две ветви			$x_{m6} = 0$ $x_{m1\%} = x_{m2\%} = 2 U_{кв-н\%}$

3) Путем постепенного (трансконфигурации)

преобразования

приводят схему замещения к простому виду – так, чтобы каждый источник питания или группа источников с эквивалентной ЭДС E_* , были связаны с точкой короткого замыкания одним сопротивлением $X_{*рез}$ (рисунок 4.3).

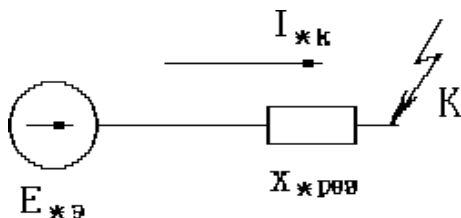


Рисунок 4.3 - Результирующая схема замещения

Преобразование (свертывание) схемы выполняется в направлении от источника питания к месту короткого замыкания. При этом используются известные правила последовательного и параллельного сложения сопротивлений, преобразование звезды сопротивлений в треугольник и обратно, метод расщепления схем и т. п. (подробнее см. /8, 11/).

4) Полученное в результате свертывания схемы результирующее сопротивление $X_{*рез}$ приводят к номинальной мощности источника, определяют $X_{*расч}$

$$X_{*расч} = X_{*рез} \frac{S_{нс}}{S_б}, \quad (4.2)$$

где $S_{нс}$ – номинальная мощность источника питания (системы),
 принимается равной мощности короткого замыкания на
 шинах этой системы, $S_{кз} = S_{нс} = I''_{кз} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ср.н}$ (в
 зависимости от задания).

Можно также принять, что $S_{нс} = S_{б}$, тогда $X^*_{расч} = X^*_{рез}$.

5) По расчетным кривым /8, 10, 11/ для интересующего момента времени t
 определяют периодическую слагающую тока при трехфазном коротком
 замыкании в относительных единицах, I^*_{nkt} , если $0 < X^*_{расч} < 3$.

6) Зная кратность тока короткого замыкания I^*_{nkt} определяют ток в
 именованных единицах I_{nkt} , кА:

$$I_{nkt} = I^*_{nkt} \cdot I^o_{н\Sigma}, \quad (4.3)$$

где $I^o_{н\Sigma}$ – суммарный номинальный ток источника, приведенный к той
 ступени напряжения $U_{ср.н.б}$, на которой рассчитывается ток к.з., равный:

$$I^o_{н\Sigma} = \frac{S_{н\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.н.б}}, \quad (4.4)$$

где $S_{н\Sigma}$ – суммарная мощность источников, питающих точку короткого замыкания.

Если $X_{*расч} < 0,6$, то для времени $t = \infty$ следует определять ток при двухфазном коротком замыкании, $I^{(2)}$ (подробно в /8/). При этом принимают, что $X_{\Sigma I} \approx X_{\Sigma 2}$ (т. е. суммарные сопротивления схем прямой и обратной последовательности одинаковы). Ток прямой последовательности, $I^{(2)}$, для особой фазы находится либо по кривым (для $X^{(2)} = 2 X$), либо аналитически:

$$I^{(2)}_{*KAl\infty} = \frac{1}{2 \cdot X_{*расчI}}. \quad (4.5)$$

В именованных единицах ток поврежденной фазы при двухфазном коротком замыкании

$$I^{(2)}_{K\infty} = \sqrt{3} \cdot I^{(2)}_{*KAl\infty} \cdot I_{н\Sigma}^o. \quad (4.6)$$

Если $X_{*расч} > 3$, то расчет по кривым вообще невозможен, периодическая слагающая тока короткого замыкания в любой момент времени постоянна и определяется аналитически как для системы

бесконечной мощности

$$I_{нк0} = I_{нк\tau} = \frac{I_{н\Sigma}^o}{X_{*расч}} = \frac{I_{\delta}}{X_{*рез}} = const. \quad (4.7)$$

Для проверки аппаратов на динамическую устойчивость определяют ударный ток короткого замыкания $i_{y\delta}$, который обычно имеет место через 0,01 секунды после начала короткого замыкания:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot K_{y\delta}, \quad (4.8)$$

где I_{n0} – начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания;

$K_{y\delta}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания T_a .

$$K_{y\delta} = 1 + e^{\frac{-0.01}{T_a}}, \quad (4.9)$$

где T_a - постоянная времени равна

$$T_a = \frac{L_k}{R_k},$$

где L_k – индуктивность схемы $L_k = \frac{X_k}{\omega}$.

Для конкретной схемы

$$T_a = \frac{X_{рез}}{R_{рез}}, \quad (4.10)$$

где $X_{рез}$ и $R_{рез}$ – соответственно индуктивное и активное результирующие сопротивления схемы.

Значения T_a и $K_{уд}$ могут быть взяты из таблицы 4.3

Ударный коэффициент может быть определен также из графика /11/, если известно T_a .

Для выбора коммутационной аппаратуры, кроме того, необходимо иметь значения периодической и апериодической составляющих тока короткого замыкания для расчетного момента времени τ .

Расчетное время τ , для которого требуется определить токи короткого замыкания, зависит от места к. з. и вычисляется как:

$$\tau = t_{pc} + t_{св} + n \cdot \Delta t, \quad (4.11)$$

)

где t_{pc} – время срабатывания релейной защиты (не более 0,1 с);

$t_{св}$ – собственное время отключения выключателя (по каталогу). Для современных выключателей оно не превышает 0,1 с;

n – количество ступеней селективности;

Δt – продолжительность ступени селективности (0,3 – 0,5 с)

Так для ячейки отходящих линий это время $\tau = t_{pc} + t_{св} + 0 \cdot \Delta t$; для ячейки секционного выключателя - $\tau = t_{pc} + t_{св} + 1 \cdot \Delta t$; для ячейки ввода - $\tau = t_{pc} + t_{св} + 2 \cdot \Delta t$ и т.д.

Таблица 4.3 - Средние значения отношения X/R , ударного коэффициента $K_{уд}$ и постоянной времени T_a для характерных ветвей, примыкающих к точке короткого замыкания

Наименование ветви или место К. З.	X/R	$K_{уд}$	T_a , с
Ветвь генератор – трансформатор	30-50	1,9-1,95	0,1-0,2
Ветвь асинхронного двигателя	6,3	1,6	0,02
К.З. за линейным реактором на эл. станции	30	1,9	0,1
К.З. за линейным реактором на подстанции	18-20	1,85	0,06
К.З. за кабельной линией 6–10 кВ	3	1,4	0,01
К.З. за трансформатором $S_n = 1000$ кВА	6,3	1,6	0,02
К.З. на присоединении РУ ВН подстанции	15	1,8	0,05
К.З. на присоединении НН подстанции	20	1,85	0,06

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания определяется:

$$i_{a\tau} = i_{a0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (4.12)$$

а при условии максимального значения:

$$i_{a\tau} = I_{nm\tau} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \sqrt{2} \cdot I_{nk0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (4.13)$$

Для ускорения расчетов значение $e^{-\frac{\tau}{T_a}}$, целесообразно определять по кривым /11/ при известных величинах τ и T_a .

Для проверки проводников на термическую стойкость при коротком замыкании пользуются понятием теплового импульса B_k , характеризующего количество теплоты, выделившейся в проводнике (иногда его называют импульсом квадратичного тока короткого замыкания).

$$B_k = I_{n\tau}^2 \cdot (\tau + T_a), \quad (4.14)$$

где $I_{n\kappa\tau}$ – значение периодической составляющей тока короткого замыкания при $t = \tau$;

τ – время действия релейной защиты, определяемое по формуле 4.11;

T_a – постоянная времени цепи короткого замыкания, определяемая по выражению 4.10 или по таблице 4.3.

Этот импульс учитывает как периодическую, так и апериодическую составляющую тока короткого замыкания, при этом значение B_k несколько завышено.

Для облегчения выбора аппаратуры и уменьшения объема расчетно-пояснительной записки результаты расчетов токов короткого замыкания рекомендуется свести в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 - Сводная таблица расчета токов короткого замыкания

Номер расчетной точки расположение на схеме подстанции	I_k и, к А	$I_{\Sigma k}$, к А	$I_{\Sigma k}^{(1)}$, к А	$I_{\Sigma k}^{(2)}$, к А	i_k , к А	S_k МВА	τ_k , с	B_k $\frac{E}{\sqrt{3} \cdot U_k}$ А · с

точка k_1								
точка k_2 (для ячейки ввода)								
ячейка секционного выключателя								
ячейка отходящих линий								

Примечание - Точки короткого замыкания см. на расчетной схеме рисунки 4.1, 4.2.

Меры и средства ограничения токов короткого замыкания

В течение последних десятилетий токи короткого замыкания в электрических системах сильно увеличиваются вследствие увеличения мощности станций и развития сетей. Применение электрооборудования и кабелей, рассчитанных на большие токи короткого замыкания, приводит к значительному увеличению затрат на сооружение электроустановок и их сетей. В некоторых случаях токи короткого замыкания могут быть настолько велики, что вообще оказывается невозможным выбор электрооборудования и кабелей, устойчивых при коротких замыканиях.

Поэтому в электроустановках применяют искусственные меры

ограничения токов короткого замыкания, чем обеспечивается возможность применения более дешевого электрооборудования.

В общем случае ограничение токов короткого замыкания достигается увеличением сопротивления цепи короткого замыкания. Для этого используют:

- 1) раздельную работу понижающих трансформаторов и линий питающей сети;
- 2) применение трансформаторов с расщепленными обмотками;
- 3) включение последовательно в три фазы сопротивлений – активных или индуктивных (реакторов);
- 4) применение системы с эффективно заземленной нейтралью в установках 110 кВ для ограничения токов однофазного короткого замыкания.

Для этой цели часть нейтралей трансформаторов разземляют. В нейтралях трансформаторов предусматривается аппарат – заземлитель нейтрали ЗОН (рисунок 4.4), который может включаться и отключаться обслуживающим персоналом по команде центрального диспетчера.

В приведенной схеме предусматривается также установка разрядника, который в режиме разземления нейтрали защищает ее как от коммутационных, так и от атмосферных перенапряжений.

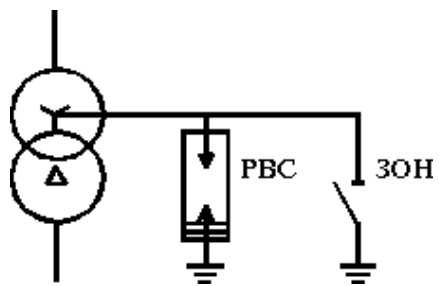


Рисунок 4.4 – Включение заземлителя нейтрали

5 Выбор и проверка оборудования на стороне 110–35 кВ подстанции

Выбор шин

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС, обладающие малым удельным сопротивлением и хорошей механической прочностью.

1) Сечение F , мм² питающей линии (при напряжении 220 кВ и ниже) выбирается по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{раб}}}{j_{\text{э}}}, \quad (5.1)$$

где $I_{\text{раб}}$ — рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции, А;

$j_{\text{э}}$ — экономическая плотность тока, определяемая материалом проводника, конструкцией сети, числом часов использования максимальной нагрузки, $T_{\text{м}}$, и т.д., А/мм²/5/.

Рабочий ток определяется:

$$I_{раб} = \frac{S'_{max}}{2\sqrt{3} \cdot U_{вн}}, \quad (5.2)$$

где S'_{max} – максимальная мощность подстанции, МВА, с учетом компенсирующих устройств;

$U_{вн}$ – напряжение подстанции с высокой стороны, кВ. Для транзитной подстанции:

$$I_{раб} = \frac{S'_{max} + S_{транз}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}}, \quad (5.3)$$

где $S_{транз}$ – мощность транзита, указанная в задании, МВА.

На ответвлениях к трансформаторам рабочий ток определяется по выражению 5.2.

Полученное сечение округляется до ближайшего стандартного значения, но при этом необходимо помнить, что по условиям короны минимальные сечения, рекомендуемые /6/, таковы:

70 мм^2 при $U_{вн} = 110 \text{ кВ}$,

120 мм^2 при $U_{вн} = 150 \text{ кВ}$, 240 мм^2 при $U_{вн} = 220 \text{ кВ}$,

- 2) Выбранное сечение необходимо проверить по нагреву в аварийном режиме, когда одна из цепей отключена:

$$I_{\text{дл доп}} > I_{\text{ав}}, \quad (5.4)$$

где $I_{\text{дл доп}}$ – длительно допустимый ток для выбранного сечения линии, А
(из справочной литературы);

$I_{\text{ав}}$ – аварийный ток, А.

Аварийный ток приближенно определяется по формуле:

$$I_{\text{ав}} = 2 I_{\text{раб}} \quad (5.5)$$

или более точно по одной из следующих формул:

$$I_{\text{ав}} = \frac{S'_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}}, \quad (5.6)$$

$$I_{\text{ав}} = \frac{S_{\text{ном}} \cdot k_2}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}}, \quad (5.7)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;

k_2 – коэффициент аварийной перегрузки.

Если условие 5.4 не выполняется, следует увеличить сечение

провода.

3) многопроволочные провода и трубчатые шины напряжением 35 кВ и выше, выбранные по экономической плотности тока и проверенные по нагреву в аварийном режиме, дополнительно должны быть проверены на коронирование, поскольку на подстанции расстояние между проводами значительно меньше, чем на линии.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, $E_{0кр}$, кВ/см:

$$E_{0кр} = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (5.8)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m = 0.82$);

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля E около

поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (5.9)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см; при горизонтальном расположении фаз $D_{cp} = 1.26 D$ (D - расстояние между соседними фазами, см);

При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе примерно на 7% больше величины, определенной по (5.8). Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля E_{max} у поверхности любого провода не более $0.9 E_{0кр}$, то есть должно выполняться условие:

$$E_{max} = 1,07 E < 0,9 E_{0кр}. \quad (5.10)$$

Если условие (5.10) не выполняется, то следует увеличить расстояние между фазами D или радиус провода r_0 .

4) Выбранные провода должны быть проверены по ветровым нагрузкам и нагрузкам по гололеду в соответствии с ПУЭ.

5) На термическое и электродинамическое действия токов короткого замыкания проверяют гибкие шины РУ при $I_{no}^{(3)} > 20$ кА и провода ВЛ при $i_y^{(n)} > 50$ кА /5/.

В качестве расчетного тока при этом принимают ток при двухфазном коротком замыкании:

$$I_{no}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{no}^{(3)}, \quad (5.11)$$

Выбор изоляторов

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах.

Выбор опорных изоляторов

1) по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (5.12)$$

2) по допустимой нагрузке:

$$F_{расч} \leq F_{доп}, \quad (5.13)$$

где $F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора.

$$F_{\partial on} = 0.6 F_{разр} , \quad (5.14)$$

где $F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб /9, 10, 11/.

При горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила $F_{расч}$, Н, определяется:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\partial}^{(3)2} \cdot l}{a} \cdot k_h, \quad (5.15)$$

где $i_{y\partial}^{(3)}$ – ударный ток при трехфазном коротком замыкании, А;

l – длина пролета между опорными изоляторами, м /11/;

a – расстояние между фазами, м /11/;

k_h – поправочный коэффициент на высоту шины. Если шина расположена на ребро, то k_h определяется:

$$k_h = \frac{H}{H_{из}}, \quad (5.16)$$

где $H_{из}$ – высота изолятора;

H – определяется исходя из размеров изолятора (рисунок 5.1)

$$H = H_{из} + b + h/2 . \quad (5.17)$$

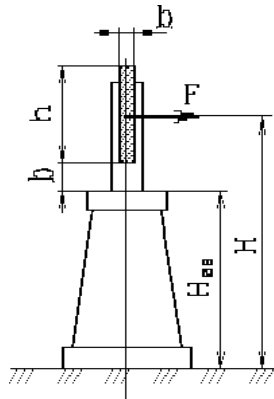


Рисунок 5.1 - К определению величины H

Выбор проходных изоляторов

- 1) по напряжению (формула 5.12);
- 2) по номинальному току:

$$I_{max} \leq I_{ном} , \quad (5.18)$$

где I_{max} – максимальный рабочий ток, проходящий через изолятор;

$I_{ном}$ – номинальный ток изолятора (по справочным данным).

- 3) по допустимой нагрузке (формула 5.13).

Для проходных изоляторов расчетная сила $F_{расч}, Н$:

$$F_{расч} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^{(3)2} \cdot l}{a}, \quad (5.19)$$

Выбор подвесных изоляторов

Подвесные изоляторы выбираются в зависимости от напряжения. В ОРУ для крепления гибких проводов применяются подвесные и натяжные гирлянды. Количество изоляторов в подвесной гирлянде зависит от номинального напряжения подстанции и условий окружающей среды. На механическую прочность подвесные изоляторы на высокой стороне можно не проверять, так как расстояния между фазами принимаются большими и при выборе количества изоляторов в гирлянде механические нагрузки уже учтены (вес провода, ветер, гололед и т. д.). Для установок нормального типа применяют: 35 кВ – 3 - 4 изолятора в гирлянде; 110 кВ – 6 - 7; 220 кВ – 13 - 14. В натяжной гирлянде количество изоляторов увеличивается на один. При значительном загрязнении атмосферы гирлянду увеличивают на 1 - 2 изолятора или применяют гирлянды из подвесных изоляторов специальной конструкции с более развитой поверхностью. Иногда подвесные изоляторы применяют и в открытых установках напряжением 6-20 кВ. В этом случае достаточно одного изолятора.

Выбор и проверка высоковольтного выключателя

Выключатели выше 1000 В, предназначенные для включения и отключения электрических цепей высокого напряжения под нагрузкой, а также для отключения их при коротких замыканиях должны обладать достаточной отключающей способностью, возможно меньшим временем действия, высокой надежностью в работе. Они должны быть взрыво- и пожаробезопасны, просты по конструкции и удобны в эксплуатации, размеры, вес и стоимость их должны быть минимальными.

Наиболее распространенными и наиболее разнообразными по конструктивному выполнению являются масляные выключатели.

Выключатели выбираются по:

- 1) назначению и роду установки;
- 2) по конструктивному исполнению (с большим объемом масла, с малым объемом масла, воздушные и так далее);
- 3) по номинальному напряжению установки:

$$U_{с ном} \leq U_{ном} , \quad (5.20)$$

где $U_{с ном}$ - номинальное напряжение установки.

- 4) по длительному току:

$$I_{расч} \leq I_{ном} , \quad (5.21)$$

где $I_{расч}$ - расчетный ток, выбирается из наиболее неблагоприятного эксплуатационного режима;

5) по отключающей способности:

$$I_{н0} \leq I_{пр.с} , \quad (5.22)$$

где $I_{пр.с}$ - предельный сквозной ток (действующее значение периодической составляющей).

Выключатели необходимо проверять на:

1) электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \leq i_{пр.с} , \quad (5.23)$$

где $i_{пр.с}$ - номинальный ток электродинамической стойкости выключателя (амплитудное значение предельного полного

тока).

2) термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{np.\tau}^2 \cdot t_\tau, \quad (5.24)$$

где B_k - тепловой импульс тока короткого замыкания по расчету;

- предельный ток термической стойкости по каталогу;

- длительность протекания этого тока.

Приводы к выключателям выбирают по каталогам на выключатели, в которых заводы-изготовители дают указания о рекомендуемых типах приводов. Необходимо учитывать достоинства и недостатки различных типов приводов, а также род тока и мощность оперативного тока, который предполагается использовать для питания приводов.

Выбор

разъединителей,

отделителей

и к

Разъединитель - это коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток.

При ремонтных работах разъединителем создается видимый разрыв между частями, оставшимися под напряжением, и аппаратами, выведенными в ремонт.

Разъединители могут быть внутренней и наружной установок. Заземляющие ножи могут быть расположены со стороны шарнирного или разъемного контакта или с обеих сторон. Заземляющие ножи имеют механическую блокировку, не позволяющую включать их при включенных главных ножах.

Включение и отключение разъединителей осуществляется электродвигательным приводом (ПДВ), позволяющим произвести эти операции дистанционно. Для управления заземляющими ножами используются ручные рычажные приводы (ПР, ПЧ).

Отделитель внешне не отличается от разъединителя, но у него для отключения имеется пружинный привод, который позволяет отключать отделитель автоматически. Включение отделителей производится вручную. Отделители, также как и разъединители, могут иметь заземляющие ножи с одной или двух сторон.

Короткозамыкатель - это коммутационный аппарат, предназначенный для создания искусственного короткого замыкания в электрической цепи. Короткозамыкатели применяются в упрощенных схемах подстанций для того, чтобы обеспечить надежное отключение поврежденного трансформатора после создания искусственного

короткого замыкания действием релейной защиты питающей линии. В установках 35 кВ применяют два полюса короткозамыкателя, при срабатывании которых создается искусственное двухфазное короткое замыкание. В установках с заземленной нейтралью (110 кВ и выше) применяется один полюс короткозамыкателя.

Выбор разъединителей и отделителей производится: по напряжению установки, по току (формулы 5.20, 5.21), по конструкции и роду установки. Их проверяют по электродинамической и термической стойкости (формулы 5.23, 5.24). При проверке по электродинамической стойкости ударный ток, i_{yd} , определяется:

$$i_{yd} = \sqrt{2} \cdot k_{yd} \cdot I_{no}^{(n)}, \quad (5.25)$$

где $I_{no}^{(n)}$ - начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания для расчетного вида к.з.

При проверке на термическую стойкость тепловой импульс B_k

определяется по выражению (4.13).

Короткозамыкатели выбирают по тем же условиям, но без проверки по току нагрузки. Результаты расчетов по выбору высоковольтных аппаратов для удобства необходимо свести в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 - Таблица по выбору высоковольтных аппаратов

Условия выбора	Расче тн ые данные сети	Каталожные данные		
		Выключате ли, ел и	Отделите разъедини те ли, ЗОН	Короткоза мы катели
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст}$	$U_{ном}$	$U_{ном}$	$U_{ном}$
$I_{расч} \leq I_{ном}$	$I_{расч}$	$I_{ном}$	$I_{ном}$	-
$I_{но} \leq I_{пр.с}$	$I_{но}$	$I_{пр.с}$	-	-
$i_{уд} \leq i_{пр.с}$	$i_{уд}$	$i_{пр.с}$	$i_{пр.с}$	$i_{пр.с}$
$I_{н\tau} \leq I_{откл.н}$	$I_{н\tau}$	$I_{откл.ном}$	-	-
$B_k \leq I_{пр.\tau}^2$	B_k	$I_{пр.\tau}^2 \cdot t_\tau$	$I_{пр.\tau}^2 \cdot t_\tau$	$I_{пр.\tau}^2 \cdot t_\tau$

Выбор аппаратов в нейтрали трансформатора

Как указывалось выше (раздел 4.1), в установках 110 кВ в нейтрали трансформатора предусматривается заземлитель нейтрали ЗОН-110, который выбирается по тем же показателям, что и разъединитель. Кроме заземлителя нейтрали ЗОН-110 в нейтрали трансформатора устанавливается разрядник, предназначенный для защиты нейтрали от коммутационных и атмосферных перенапряжений. Разрядники должны быть выбраны на то напряжение, на которое выполнена изоляция нейтрали трансформатора. Подробнее выбор разрядников приведен в разделе 7.5.

Выбор измерительных трансформаторов

На подстанциях, выполненных по упрощенным схемам без сборных шин на высокой стороне, обычно не предусматривается установка контрольно-измерительных приборов на стороне высокого напряжения

/11/, поэтому нет необходимости в трансформаторах напряжения и тока, за исключением трансформаторов тока, встроенных во вводы силовых трансформаторов и масляных выключателей (если таковые имеются). Такие трансформаторы тока (ТВТ или ТВД) идут в комплекте с основным аппаратом и предназначены лишь для цепей релейной защиты. Выбор

их сводится к выбору тока первичной обмотки, ближайшего к расчетному току:

$$I_{ном} \geq I_{расч} , \quad (5.26)$$

где $I_{ном}$ - номинальный ток первичной обмотки встроенного трансформатора тока;

$I_{расч}$ - расчетный ток в цепи силового трансформатора.

Номинальные токи первичной обмотки трансформаторов тока указываются в каталогах на силовые трансформаторы или масляные выключатели, расчетный ток определяется по одной из формул (5.2, 5.3) в зависимости от места расположения аппарата в схеме.

6 Выбор и проверка оборудования на стороне 6-10 кВ подстанции

Выбор типа и конструкции распределительного устройства на напряжение 6-10кВ

Основные положения

Исходя из выбранной ранее главной схемы электрических соединений подстанции, предварительно следует выбрать конструкцию РУ для последующей связи с ней выбираемых электрических аппаратов, токоведущих частей и их расположения.

Сводные рекомендации по выбору типа конструкции РУ представлены в таблице 6.1. На напряжение 35 кВ и выше, как правило, выполняется открытое распределительное устройство (ОРУ). При повышенной влажности и агрессивности окружающей среды выполняется закрытое РУ- ЗРУ. Однако стоимость ЗРУ обычно на 10 - 25 % выше стоимости соответствующих ОРУ.

Таблица 6.1 - Рекомендации по выбору конструкции РУ

$U_{ном}$, кВ	6-10 (35)	6-10	35	35- 220

Внешние условия	Любые			Нормальные		Стесненные площадка, тяжелые условия внешней среды
Электрическая схема	Одна на систему сборных шин	Две системы шин без реакторов	Одна система сборных шин с реакторами	Две системы сборных шин с реакторами	Любая	Одна или две системы сборных шин с обходной
Тип конструкции	КРУ, КРУН, СБРУ	ЭРУ	ЗРУ, шкафы КРУ, КРУН, СБРУ, КРУН	ЗРУ, шкафы КРУ для линейных выключателей	СРУ	ЗРУ, КРУЭ

Если невозможно выполнить ЗРУ, то применяется специальное защищенное оборудование. В последнее время широкое распространение получили

комплектные ячейки как внутренней, так и

наружной установок. (Подробнее см. /11, 17/ и др.)

Комплектные РУ 6 - 35 кВ наружной установки

Шкафы КРУН рассчитаны на эксплуатацию в районах с умеренным климатом, по устойчивости к внешним воздействиям должны быть пригодны для работы в условиях гололеда при толщине льда до 20 мм и при скорости ветра до 15 м/с.

Шкафы КРУН (таблица 6.2.) применяют, как правило, для комплектования РУ подстанций энергосистем, а также в составе КТП 35/6-110/6-10, 110/35/6-10, 220/6-10 и др.

Таблица 6.2 - Технические данные шкафов КРУН

Параметр или аппарат	Технические данные КРУН							
	К-47	К-33М	К-VIy,	К-44	КРУН-5(10)	К-34	К PH-VI	К III-I
1	2	3	4	5	6	7	8	
Номинальное напряжение (линейное), кВ	6, 10	10	6, 10	6, 10	6, 10	6, 10	6, 10	6
Номинальный ток, А	30, 50, 100, 160	32, 100	630, 100, 150	630, 100, 160	630, 1000, 1600	400, 630	630	

сборных шин	1000, 1 100, 1 600, 1 200, 3	20 32 0	630, 100 100 150	100 160 200	630, 1000, 1600	4 6 30	6 30	
Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей, кА	5 1, 81	80		52		2 5	5	
Номинальный ток отключения выключателей, кА	5 0, 3 1,5	31. 5		20		1 0	2 0	

Номинальный ток термической стойкости для промежуточного времени 4с, кА	20	31.5		20	20	10	20	
Выключатель	ВК-10 ВКЭ-10	ВМПЭ-10		ВМП-10	ВМП-10 ВКЭ-10	ВММ-10/400 ВММ-10/630	ВМГ-10 ВМП-10	ВМГ-10К

Продолжение таблицы 6.2

1	2	3	4	5	6	7	8	

Привод	Встроенный Пружинный и электромагнитный	Встроенный электромагнитный	Встроенный пружинный и электромагнитный	Встроенный пружинный и электромагнитный	Встроенный пружинный и электромагнитный	Встроенный пружинный	П П-67 К ППВ-10	П 57 К
Трансформатор тока	Т ТЛМ-1 0-2	Т ППЛ	ТВ ТЛМ-10 ТЛМ-10-1 ТПЛ-10	ТЛ М-10-2	ТВЛМ-10 ТЛМ-10-1 ТПЛ-10	Т ВЛМ-10 ТЛМ-10	Т ПЛМ-10 ПЛ-10 ТПОЛ-10	Т 10-2
Трансформатор напряжения	ЭНОЛ-09 НОЛ-08 (НТМИ, И,		НТ МИ НОМ	НТ МИ НОМ	НТМИ НОМ	Н ТМИ НОМ	Н ТМИ	Н И

	НОМ)							
Мак сима льное число и сечение силовых кабе лей, 2 мм	3 (3x24 0)		3(3x 240)	2(3x 240)	3(3x240)	2 (3x24 0)	3x 240	2 40)
Разм еры шка фа, мм шир ина,	7 50, 1 350	13 50	100 0	900, 1350	750, 1350	1 350	10 00	9 1350

дли на,	250, 500	1 3	00, 00	16 35	180 0	0, 0	160 442	1250, 3500	600, 500	1 3	00 18	1 4420
выс ота	200	2	00, 00	24 33	245 0	0, 0	240 340	2200	400, 300	2 3	50 24	24 3400

Комплектные РУ 6 - 10 кВ внутренней установки

Закрытое исполнение РУ выполняется там, где воздух может содержать вещества, ухудшающие работу изоляции или разрушающе действующие на оборудование и шины. КРУ предназначены для эксплуатации в климатических районах с умеренным климатом, в помещениях с естественной вентиляцией, в помещениях с искусственным климатом.

Нижнее значение температуры окружающего воздуха принято – 25

С. Наиболее надежной и удобной в эксплуатации конструкцией является КРУ с наличием выдвижных элементов, так как они обеспечивают удобство обслуживания и ремонта, в необходимых случаях позволяют производить замену поврежденных выдвижных элементов.

Существуют КРУ (таблица 6.3) с масляными и магнитными выключателями. Наиболее широко применяются шкафы КРУ с малообъемными выключателями - ВМПЭ-10 со встроенным электромагнитным приводом на постоянном оперативном токе; ВМПП-10 со встроенным пружинным приводом на переменном оперативном токе.

Таблица 6.3 - Технические данные КРУ

Параметр или аппарат	Технические данные КРУ										
	В-ХП	К-XXV I	XX VII	РУ2 10-- 043	РУ 2-10 20 3	Р-10/3 .5	М 10 3	-Х, К- XX I	-XX IV	РУ 2-10 Э/Э-125, КРУ 2-10 Э/Э-0	-10/2 0 -10/3 1
1	2	3							0	1	
Номинальный ток шкафа, А	30, 6000, 1500	630, 1000, 1600	630 000 3200 1	30, 000 3200 1600	30, 00 25 1600	30, 00 00 25 00	3 0 0,6 0	00, 000 500 2000	200	30, 000 000	00, 00 00 00

Номинальное напряжение, кВ	, 10 ⁶	, 10 ⁶	0	, 10 ⁶	0	10	0			, 10	

Номинальный ток сборных шин, А	1000, 1500, 2000	1000, 1500, 2000	2000, 3200	1600, 2000, 2500, 3200	1600, 2000, 2500, 3200	1600, 2000, 2500, 3200	1600, 2000, 2500, 3200	1600, 2000, 2500, 3200	1600, 2000, 2500, 3200	1600, 2000, 2500, 3200	1600, 2000, 2500, 3200
Электродинамическая стойкость, кА	2	5	8	2	2	1	1	28	28	1	81

Продолжение таблицы 6.3

1	2	3	4	5	6	7	8		0	1
Номиналь ный ток отключения выключателей, кА	20	1,5	1,5	20	0	1,5	20, 31,5	0	0	2.
Термическ ая стойкость трехсекундная , кА	20	1,5	1,5	20	0	1,5	20, 31,5	0	0	0
Выключат ель	В МП-10 К В 10 МПЭ-1 0 В П-10 МПП-1 0 ПЭ-11	В МП Э- 10 ВМП П-10	В МПЭ - 10	В МПЭ- 10	В МПЭ - 10	В МПЭ - 10	ВК --10	ЭМ ал 6-20 0 40-1 25	ал 6- 20 /4 -1 5	Э М-6 -1 000 ВЭ М-1 Э- 00

Привод	П П-67 Вс трое ный пружин ный и электро магнитн ый	стро енный пруж инный и элект ромаг нитн ый	стро енный пружи нный и электр омагн итный	трое нный пружин ный и электро магнитн ый	стро енный пружи нный и электр омагн итный	стро енный пружи нный и электр омагн итный	трое нный пружин ный	стро енный ый ПЭ-1 1 22	стро енный ый ПЭ Г-Т , ПЭ Г-8	стро енный ый ПЭ Г-Т , ПЭ Г-8
Трансформ атор тока	ТВ ЛМ-1 0ТЛМ-1 0-1	ЛМ- 10-1	Т ППЛ	ТП Л-10 ТПОЛ-1 0 ТПШЛ	Т ПЛ-1 0 ТППЛ- 10ТП ПЛ	Т ПЛ-1 0К ТППЛ	ТЛ -10	ЛМ- 6ТП ПЛ-1 0НТ МИ-	П ПЛ- 10	П Л ТП ОЛ

Продолжение таблицы 6.3

1	2	3	4	5	6	7		9	0	1	2
Трансформаторная напряженность	НТ МИ НОМ	ЭН ОЛ-0 9 Н ОЛ-08	-	Н ТМИ НОМ	НТ МИ НОМ	ЭН ОЛТ		Н ОМ-6 ЭНОЛТ- 6			Н Л- Н 5
Максимальное число и сечение силовых кабелей, мм ²	4(3 x240)	4(3 x240)	1 2(3x2 4 0)	4 (3x24 0)	6(3 x240) 16(3 x24 0)	4(2 x240) 10(3 x24 0)		4(3 x240)	(3x 40)	(3x 40)	(4 0 x

Комплектные РУ-6 - 10 кВ типа КСО

Камеры КСО (таблица 6.4) - стационарные одностороннего обслуживания (без выдвижных элементов) предназначены для тех же целей, что и шкафы КРУ. Они применяются в основном на подстанциях с простыми схемами главных соединений, на которых ток короткого замыкания не превышает 20 кА, где возможно применение малобъемных масляных выключателей ВМГ-10, ВМП-10К или выключателей нагрузки. Камеры КСО дешевле шкафов КРУ выкатного исполнения и требуют меньшей затраты металла. Основным отличием камер КСО от КРУ является их открытое исполнение - сборные шины проложены открыто сверху камеры.

Таблица 6.4 - Технические данные камер КСО

Параметр или аппарат	Технические данные камер КСО		
	КСО- 272	КСО- 366	КВВО-2
1	2	3	4
Номинальное напряжение, кВ	6, 10	6, 10	6, 10

Номинальный ток главных цепей камер, А	400, 630, 1000	200, 400	630, 1000
Номинальный ток сборных шин, А	630, 1000	200, 400	1000, 1500
Номинальный ток отключения камер, кА			
с выключателем	20	-	20
с выключателем нагрузки и предохранителями, при $U_{ном} = 6\text{кВ}$	20		20
При $U_{ном} = 10\text{кВ}$	12	10	—
Номинальный ток термической стойкости для промежутка времени 4с, кА			
с выключателем нагрузки	10	10	-

с выключателем	20	-	20

Продолжение таблицы 6.4

1	2	3	4
Номинальный ток электродинамической стойкости камер, кА			
с выключателем	52	-	52
с выключателем нагрузки	30	30	
Выключатель	ВМГ-10 ВМГП-10 ВМПП-10	-	ВМП-10 ВМПЗ-10
Привод к выключателю	ПП-67 ПЭ-11 ППВ-10 Встроенный электромагнитный	-	ПП-67 ПЭ-11 Встроенный электромагнитный и пружин

			ный
Привод к выключателю нагрузки	ПРА-17	ПРА-17	
Трансформатор тока	ТПЛ- 10ТПО Л-10	ТПЛ-10	ТВЛМ- 10
Трансформатор напряжения	НТМК, НОМ, НТМИ	НОМ, НТМИ	НОМ, НТМИ

Кроме названных серий РУ существуют КРУ целевого назначения для отдельных потребителей, например, угольных шахт, экскаваторов, нефтебуровых установок и т. д.

Подробные данные о всех видах РУ можно найти в /3, 11, 14, 17, 18, 19, 20/.

Прежде чем приступить к выбору ячеек РУ, необходимо обратить внимание

на задание (промышленность), величину токов короткого замыкания, полученную в расчете, а также на типы ячеек новых серии (таблица 6.5).

Таблица 6.5 - Ячейки новых серий

Параметр или аппарат	Технические данные ячеек новых серий					
	КМ-1	К-10 4	К-47	КЭ-6	К-XX V	К В-1
Номинальное напряжение, кВ	10	10	10	6	6	10
Номинальный ток шкафа, А	630, 1000, 1250, 2000	630, 1000	630, 1000, 1600	800, 1000, 1500, 2000	1000, 1600, 2000	630, 1000, 1600
Номинальный ток шкафа КРУ	630, 1000 1600, 2000 3200	630, 1000, 1600	630, 1000, 1600	1600, 2000, 3200	1600, 2000, 3200	630, 1000, 1600

сборных шин, А	1000, 1600, 2000, 3200	2000, 3200	2000	160 0, 200 0, 320 0	000, 2000, 600, 200 000, 200	1 0 1 2 0 3 200
Номинальный ток отключения выключателей, кА	20, 31.5	31,5	20, 31.5	40	4 0	2 0
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	51, 80	80	51, 80	128	1 28	5 2
Выключатель	ВМП Э-10 ВК-10	ВК- 10	ВК- 10	ВЭ- 6	В ЭМ- 6ВК-1 0	В В-10
Трансформатор тока	ТОЛ- 10 ТЛШ-10	ТОЛ- 10	ТОЛ- 10	ТЛ- 6	П М-5 ТЛШ- 1 0	Т ОЛ-6

Продолжение таблицы 6.5

Параметр или аппарат	Технические данные ячеек новых серий					
	КСО -292	КСО -392	КСО- 297 (297 М)	КСО- 386 М	КСО- 396	КСО- 396
Номинальное напряжение, кВ	6, 10	6, 10	6, 10	6, 10	6, 10	6, 10
Номинальный ток шкафа, А	400, 630, 1000, 1600	400, 630	630, 1000, 1600	630	200, 400 630	200, 400 630
Номинальный ток, А шкафа КРУ	630, 1000 1600	400, 630	630, 1000, 1600	630	400, 630	400, 630
сборных шин, А	630, 1000 1600	400, 630	630, 1000, 1600	630	400, 630	400, 630
Номинальный ток отключения выключателей, кА	20	-	20, 31,5	-	-	-
Номинальный ток электродинамическо й стойкости, кА	20, 12	10	20, 31,5	31,5	31,5	31,5

						1
Выключатель	ВН- 10	ВН- 10	ВВП Э	ВНП Б-10 ВНП- М-10	ВНП Б-10 ВНП- 10	А К
	вакуу мны й масля ный					
Трансформатор тока						

Продолжение таблицы 6.5

Параметр или аппарат	Технические данные ячеек новых серий			
	К-98	КРУ-С-10	К-98БР (с/х)	К-59
Номинальное напряжение, кВ	6, 10	6, 10	6, 10	6, 10
Номинальный ток шкафа, А	630, 1000, 1600	400, 630, 1000	400, 630	630, 1000, 1600
Номинальный ток, А шкафа КРУ	630, 1000, 1600	400, 630, 1000	400, 630	630, 1000, 1600
сборных шин, А	630, 1000 1600, 2000, 3000	630, 1000	800	1000, 1600, 2000, 3150
Номинальный ток отключения выключателей, кА	20, 31,5	8, 12,5, 16, 20	20	20, 31,5
Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	51	51	51	51, 81

Выключатель	вакуумный,	вакуумный	ВБУП, ВВПЭ	ВК-10, ВКЭ-М-10
	масляный, элегазовый	VAA, ВВ/TEL, выключатель нагрузки ВН-10		ВВЭ-М-10 ВВП-10 и др.
Трансформатор тока	-	ТПОЛ, ТОЛ, ТЛК, ТЗЛМ	-	ТЛМ, ТЛК

При выборе аппаратов с низкой стороны следует сначала выписать номенклатуру ячеек, предназначенных к установке в данном РУ в соответствии с заданием и принятой схемой электрических соединений

- а) ячейки ввода;
- б) ячейки секционирования; в) ячейки отходящих линий;
- г) ячейки трансформатора напряжения;
- д) ячейки трансформатора собственных нужд.

Количество этих ячеек также зависит от схемы подстанции. На каждой секции шин необходимо предусмотреть 1-2 резервные

ячейки, а также место для установки шкафа ККУ (комплектных компенсирующих устройств).

Затем для каждого типа ячеек следует выписать аппараты, поставляемые в комплекте с ней, шины, тип привода и сравнить их данные с расчетными.

Кроме того, необходимо произвести расчет шинного моста.

Выбор и проверка шинного моста

Шинный мост - это соединение трансформатора с распределительным устройством низкого напряжения (РУ НН). В качестве шинного моста могут использоваться как гибкие, так и жесткие шины, а также комплектные токопроводы. Технические данные их приведены в /10, 11/. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполюсные шины, при больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения, так как они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения. Кроме того, коробчатые шины имеют меньший вес при одних и тех же значениях допустимого тока. Для лучшей теплоотдачи и удобства эксплуатации шины окрашиваются: при переменном токе: фаза А - в желтый, фаза В - в зеленый и фаза С - в красный цвет; при

постоянном токе положительная шина окрашивается в красный, отрицательная - в синий цвет.

Шинный мост выбирается по экономической плотности тока (выражение 5.1) и проверяется по длительно допустимому току (выражение 5.4).

Рабочий ток шинного моста на стороне низкого напряжения подстанции можно рассчитать двумя способами:

1) используя мощность подстанции с учетом КУ ($S'_{\max}$):

$$I_{\text{раб}} = \frac{S'_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}} \cdot 2} \quad (6.1)$$

2) по номинальной мощности трансформатора:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} \cdot \quad (6.2)$$

Для трансформаторов с расщепленными обмотками:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S'_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}} \cdot 4} \quad (6.3)$$

или

$$I_{раб} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн} \cdot 2}. \quad (6.4)$$

В случае аварийного режима (при отключении одного из тр

$$I_{ав} = \frac{S'_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}} \quad (6.5)$$

или

$$I_{ав} = \frac{S_{ном} \cdot k_2}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}}. \quad (6.6)$$

Для трансформаторов с расщепленными обмотками:

$$I_{ав} = \frac{S'_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн} \cdot 2} \quad (6.7)$$

или

$$I_{ав} = \frac{S_{ном} \cdot k_2}{\sqrt{3} \cdot U_{нн} \cdot 2}. \quad (6.8)$$

Выбранные шины проверяются на электродинамическое действие тока короткого замыкания: гибкие шины - на схлестывание при $I_{нк}^{(2)}$ не менее 20 кА и $i_{уд}$ не менее 50 кА (подробнее см. /11/), жесткие шины - на изгиб.

При механическом расчете однополюсных шин наибольшая сила (F), Н, действующая на шину средней фазы (при расположении шин в одной плоскости), определяется при трехфазном коротком замыкании по формуле:

$$F = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_{уд}^{(3)2} \cdot \frac{l}{a}, \quad (6.9)$$

где $i_{уд}$ - ударный ток при трехфазном коротком замыкании, А;

l - длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции, м; (рекомендуется $l = 1-1.5$ м);

a - расстояние между фазами, м; (рекомендуется $a = 0,6-0,8$ м);

Сила F создает изгибающий момент (M), Н·м, при расчете которого шина рассматривается как многопролетная балка, свободно лежащая на опорах,

$$M = \frac{F \cdot l}{10}. \quad (6.10)$$

Напряжение в материале шин $\sigma_{расч}$, МПа, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{F \cdot l}{10 \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot i_{y\partial}^{(3)2} \cdot \frac{l^2}{a \cdot W}, \quad (6.11)$$

где W - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию силы, см³, (таблица 6.6). Шины механически прочны, если выдерживается условие:

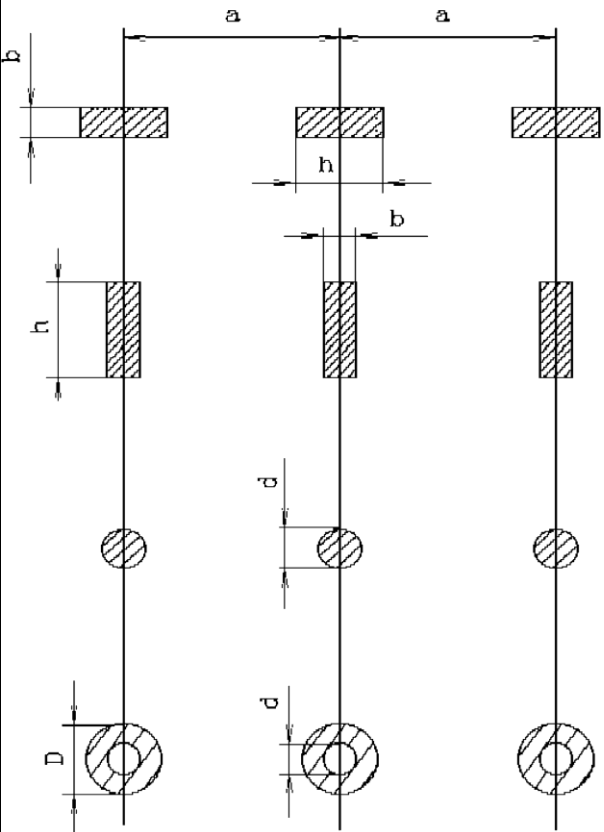
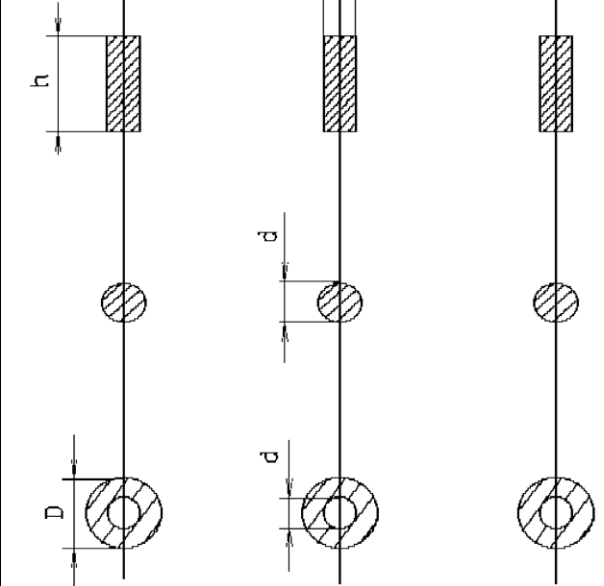
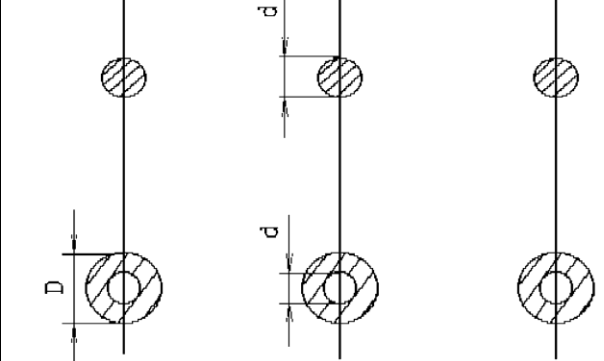
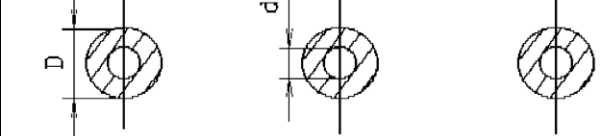
$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон}, \quad (6.12)$$

где $\sigma_{дон}$ - допустимое механическое напряжение в материале шины, МПа (таблица 6.7).

$$\sigma_{доп} = 0,7\sigma_{разр}, \quad (6.13)$$

где $\sigma_{разр}$ - предел прочности на разрыв материала шин, МПа. Таблица 6.6 -

Моменты сопротивления шин

Расположение шин	Момент сопротивления
	$\frac{b \cdot h^2}{6}$
	$\frac{h \cdot b^2}{6}$
	$\frac{\pi \cdot d^3}{32} \approx 0,1 \cdot d^3$
	$\frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot D}$

Подробнее см. /11/.

При невыполнении условия 6.12 необходимо либо уменьшить ток короткого замыкания, либо изменить взаимное расположение шин (расстояние между фазами, a , или длину пролета между изоляторами, l). Если и в этом случае условие 6.12 не выполняется, следует увеличить сечение шин (взять пакет шин из двух полос или использовать коробчатые шины). Расчет многополосных и коробчатых шин приведен в /11/.

Таблица 6.7 - Механические характеристики материала

шин

Материал	Марка	Разрушающее напряжение $\sigma_{разр}$, МПа	Допустимое напряжение $\sigma_{доп}$, МПа
Алюминий	АДО	60-70	40
Алюминиевые сплавы	АДЗ1Т	130	75
	АДЗ1Т1	200	90
Медь	МГТ	250-300	140
Сталь	СТЗ	370-500	160

Проверка шин на термическую стойкость при коротком замыкании
производится по условию:

$$\theta_{\kappa} \leq \theta_{\kappa \text{доп}} \quad (6.14)$$

)

или

$$F_{\min} \leq F, \quad (6.15)$$

)

где θ_{κ} - температура шин при нагреве током короткого замыкания;

- допустимая температура нагрева шин при коротком замыкании /10, 11/,
($\theta_{\kappa \text{доп}}$ - 200 °С для алюминиевых шин);

$F_{\min}$ - минимальное сечение шины по термической стоимости;

- выбранное сечение шин.

θ_{κ} определяется по кривой $\theta_{\kappa} = \varphi(A_{\kappa})$ /9, 11, 12/, в зависимости от величины A_{κ}

$$A_{\kappa} = A_n + \frac{B_{\kappa}}{F^2}, \quad (6.16)$$

)

где A_k – квадратичная плотность тока, $A \cdot c/mm^2$, характеризует тепловое состояние проводника к концу короткого замыкания;

A_n – то же к моменту начала короткого замыкания;

B_k – тепловой импульс (определяется по таблице 4.4).

θ_n определяется по указанной выше кривой в зависимости от температуры выбранной шины в предшествующем режиме работы:

$$\theta_n = \theta_0 + (\theta_{доп} - \theta_{ном}) \cdot \left(\frac{I_{раб\ max}}{I_{доп}} \right)^2, \quad (6.17)$$

где θ_0 – температура окружающей среды;

- $\theta_{доп}$ длительно допустимая температура проводника ($\theta_{доп} = 70^\circ C$ для алюминиевых шин);

- $\theta_{ном}$ номинальная температура окружающей среды, (согласно

/5/ $\theta_{ном} = 25^\circ C$ для воздуха, $15^\circ C$ для земли и воды;

- $I_{раб\ max}$ максимальный ток нагрузки;

- $I_{доп}$ длительно допустимый ток проводника;

Сначала по кривым для определения температуры нагрева токоведущих частей при коротком замыкании определяют A_n по найденной температуре θ_n предшествующего режима (выражение 6.17), затем определяют величину A_k по выражению (6.16), а по

величине A_k находят температуру нагрева проводника током короткого замыкания θ_k по той же кривой. Если условие 6.14 не выполняется, то целесообразно в целях ускорения расчетов определять минимальное

сечение шины, отвечающее требованию ее термической стойкости при коротком замыкании, согласно выражению:

$$F_{\min} = \sqrt{\frac{B_k}{A_{\text{кдоп}} - A_n}}. \quad (6.18)$$

Значения $A_{\text{кдоп}}$ и A_n следует определять по кривым рисунка 3.45 /11/ для соответствующих температур ($\theta_{\text{кдоп}}$ и θ_n).

При приближенных расчетах минимальное сечение шин, отвечающее требованиям термической стойкости при коротком замыкании, можно определить по формуле:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (6.19)$$

где B_k - тепловой импульс из таблицы 4.4;

C - постоянная (для алюминиевых шин $C = 91$, для медных шин $C = 167$),
 $A \cdot c^{1/2} / \text{мм}^2$;

По F_{min} определяют ближайшее большее стандартное сечение шины по справочникам.

Выбор и проверка сборных шин

В установках напряжением до 35 кВ включительно применяют сборные шины прямоугольного сечения, которые более экономичны, нежели круглые шины сплошного сечения. При одинаковой площади поперечного сечения прямоугольные шины лучше охлаждаются вследствие большей поверхности охлаждения.

Согласно [5] сечение сборных шин распределительных устройств всех напряжений по экономической плотности тока не выбирают, в связи с неопределенностью в распределении рабочего тока, режима работы и трудоемкости в определении экономического эффекта. Указанные шины выбирают по допустимому току нагрузки.

$$I_{\text{доп}} \leq I_{\text{раб max}}, \quad (6.20)$$

где $I_{\text{доп}}$ - допустимый ток нагрузки шины (определяется по справочнику в зависимости от сечения);

- $I_{\text{раб max}}$ - максимальный длительный ток нагрузки той цепи, для которой предназначена шина (определяется по одной из формул 6.1-6.8);

Сборные шины следует выбирать с учетом возможного токораспределения в них при различных режимах работы, при отключении одного из генераторов или трансформаторов и т.п. При этом необходимо помнить, что шины РУ НН фактически уже выбраны, если выбран тип ячеек. Их номинальные токи указаны и надо лишь сравнить данные ячейки с расчетными значениями. Расположение и крепление шин также определяется типом ячеек, и следовательно является заданным. Для проверки сборных шин справедливы все условия проверок, указанные в разделе 6.2.

Выбор отключающих аппаратов

Выбор масляных выключателей

Выключатели РУ НН выбираются по тем же условиям, что и на стороне ВН (см. раздел 5.3 или таблицу 5.1). С расчетными данными необходимо сравнивать номинальные данные тех выключателей, которые поставляются в комплекте с выбранной ячейкой. При этом проверку необходимо производить для трех типоразмеров выключателей: в ячейке ввода, секционной ячейке и в ячейках отходящих линий. Определяются токи для каждой из них:

для ячейки ввода:

$$I_{\text{ев расч max}} = \frac{S_{\text{ном}} \cdot k_2}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}}, \quad (6.21)$$

для ячейки секционирования:

$$I_{\text{вс расч max}} = \frac{S_{\text{ном}} \cdot k_2}{2 \cdot \sqrt{2} \cdot U_{\text{нн}}}, \quad (6.22)$$

для ячейки отходящих линий:

$$I_{\text{во расч max}} = \frac{S_{\text{max}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}}, \quad (6.23)$$

где $S_{\text{ном}}$ - номинальная мощность трансформатора;

k_2 - коэффициент аварийной перегрузки;

S_{max} - максимальная мощность потребителей на подстанции (в соответствии с заданием);

n - число отходящих линий НН по заданию.

Приводы к выключателям указываются в технических характеристиках ячеек.

Выбор выключателей нагрузки

Выбор выключателей нагрузки аналогичен выбору масляных выключателей, но, так как они рассчитаны на отключение токов нормального режима, то при отсутствии последовательного включенного предохранителя проверка по отключающей способности производится по условию:

$$I_{\text{раб max}} \leq I_{\text{откл ном}}, \quad (6.24)$$

где $I_{\text{раб max}}$ - наибольший возможный ток в рабочем режиме;
- предельный ток отключения дугогасительными контактами.

При наличии последовательно включенного предохранителя:

$$I_{\text{н0}} \leq I_{\text{откл}}, \quad (6.25)$$

где $I_{\text{н0}}$ - начальное действующее значение периодической составляющей тока в месте короткого замыкания (таблица 4.4);

- предельный симметричный ток отключения патрона предохранителя.

При проверке выключателей нагрузки по динамической устойчивости ударный ток $i_{уд}$ определяется с учетом токоограничивающей способности предохранителей.

Выбор предохранителей

Предохранители выбираются:

- 1) по номинальному напряжению сети:

$$U_{с ном} = U_{ном} ; \quad (6.26)$$

)

- 2) по номинальному току плавкой вставки $I_{вст ном}$, номинальному току патрона $I_{патр ном}$:

$$I_{вст ном} = k_n \cdot I_{Т ном} \leq I_{патр ном} , \quad (6.27)$$

)

где k_n - коэффициент надежности срабатывания предохранителя ($k_n = 1,5-2$);

$I_{т ном}$ - номинальный ток трансформатора.

Предохранители в цепях к ТН по номинальным токам плавких вставок не выбираются.

- 3) по отключающей способности:

$$I_{н0} \leq I_{откл} ,$$

где $I_{откл}$ - предельный симметричный ток отключения патрона предохранителя.

Для ряда токоограничивающих предохранителей типа ПКТ и ПКТУ отключающая способность не ограничена.

4) по селективности:

Селективность работы предохранителей с защитами смежных элементов сети проверяется путем сопоставления защитной (токовременной) характеристики предохранителя с защитными характеристиками отходящих и питающих линий. Характеристика защиты, расположенной ближе к источнику питания, должна быть выше характеристики защиты, расположенной ближе к потребителю.

Выбор и проверка отходящих линий.

Выбор и проверка воздушных линий

Воздушные линии выполняются голыми алюминиевыми (или сталеалюминиевыми) проводами. Сечение проводов воздушных линий определяется по экономической плотности тока по формуле (5.1). Полученное значение округляют в большую сторону до ближайшего стандартного, а затем уточняют по условиям механической прочности

(от собственного веса, гололеда, ветра и т. д.) в соответствии с /1, 5/.
Проверку по потерям напряжения ΔU производят, если известна длина отходящей линии.

Выбор и проверка кабельных линий

Кабели выбирают:

- 1) по напряжению установки;

$$U_{уст} \leq U_{ном} ; \quad (6.28)$$

- 2) по конструкции /11, 13/;

3) по экономической плотности тока по формуле (5.1). Выбранные кабели проверяют:

- 1) по допустимому току:

$$I_{max} \leq I_{дон} , \quad (6.29)$$

где I_{max} - максимально возможный ток, протекающий по кабелю;

$I_{доп}$ - длительно допустимый ток с учетом поправки на число рядом положенных в земле кабелей k_1 и на температуру окружающей среды k_2 .

$$I_{доп} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{доп ном} . \quad (6.30)$$

Поправочные коэффициенты k_1 , k_2 находят по справочникам или принимают в соответствии с /5/.

При выборе сечения кабелей следует учитывать допустимую перегрузку, определяемую по /5/ в зависимости от вида прокладки, длительности максимума и предварительной нагрузки.

2) по термической стойкости:

выбранные по нормальному режиму кабели проверяют на термическую стойкость по условиям (6.18) или (6.19) . При этом кабели небольшой длины проверяют по току короткого замыкания в начале каждого участка. Два и более параллельных кабелей проверяют по токам короткого замыкания непосредственно за пучком кабелей, то есть с учетом разветвления тока короткого замыкания.

Выбор и проверка измерительных трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле. (5 А, реже 1 или 2,5 А), а также для отделения цепей управления и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы тока, применяемые в РУ, выполняют одновременно роль проходного изолятора (ТПЛ, ТПОЛ). В комплектных РУ применяются опорно-проходные (стержневые) трансформаторы тока - ТЛМ, ТПЛК, ТНЛМ, шинные - ТШЛ. в РУ 35 кВ и выше - встроенные, в зависимости от типа РУ и его напряжения.

Расчет трансформаторов тока на подстанции, по существу, сводится к проверке трансформатора тока, поставляемого комплектно с выбранной ячейкой. Итак, марка трансформатора тока зависит от типа

выбранной ячейки; кроме того, трансформаторы тока выбирают:

- 1) по напряжению $U_{уст} \leq U_n$;
- 2) по току (первичному и вторичному) $I_{расч} \leq I_{1н}$.

При этом следует иметь в виду, что номинальный вторичный ток 1А применяется для РУ 500 кВ и мощных РУ 330 кВ, в остальных случаях применяют вторичный ток 5 А. Номинальный первичный ток должен быть как можно ближе к расчетному току установки, так как недогрузка первичной обмотки трансформатора приводит к увеличению погрешностей.

Выбранный трансформатор тока проверяют на динамическую и термическую стойкость к токам короткого замыкания. Кроме этого трансформаторы тока подбирают по классу точности, который должен соответствовать классу точности приборов, подключаемых ко вторичной цепи измерительного трансформатора тока (ИТТ) - Чтобы трансформатор тока обеспечил заданную точность измерений, мощность подключенных к нему приборов не должна быть выше номинальной вторичной нагрузки, указанной в паспорте

трансформатора тока.

Термическую стойкость трансформатора тока $I_{1н} \cdot k_T$ сравнивают с тепловым импульсом B_k :

$$(I_{1н} \cdot k_T)^2 \cdot t_T \geq B_k, \quad (6.31)$$

где $I_{1н}$ - номинальный первичный ток трансформатора тока;

k_T - коэффициент термической устойчивости;

t_T - продолжительность протекания тока короткого замыкания.

B_k - тепловой импульс из таблицы 4.4.

Величины $I_{1н}$, k_T , t_T , являются паспортными данными трансформатора тока.

Динамическую стойкость сравнивают с ударным током (i_{yd}):

$$\sqrt{2} \cdot I_{1н} \cdot k_{дин} \geq i_{уд}, \quad (6.32)$$

)

где $k_{дин}$ - коэффициент динамической устойчивости.

Нагрузка вторичной цепи трансформатора тока может быть подсчитана по выражению:

$$S_2 = I_{2н}^2 \cdot r_2, \quad (6.33)$$

)

где $I_{2н}$ - номинальный вторичный ток трансформатора тока;

- полное сопротивление внешней цепи.

$$r_2 = \sum r_{приб} + r_{пров} + r_{конт}, \quad (6.34)$$

)

где $\sum r_{приб}$ - сумма сопротивлений всех последовательно включенных обмоток приборов или реле;

$r_{пров}$ - сопротивление соединительных проводов;

- сопротивление контактных соединений ($r_{\text{конт}} = 0.05$ Ом, при 2 – 3-х приборах: при числе приборов большем 3 $r_{\text{конт}} = 0,1$ Ом).

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2}, \quad (6.35)$$

где $S_{\text{приб}}$ - полная мощность всех приборов, присоединенных к трансформатору тока.

Сопротивление соединительных проводов находится по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q}, \quad (6.36)$$

где ρ - удельное сопротивление провода;

$l_{\text{расч}}$ - расчетная длина проводов;

q - сечение проводов.

Длина соединительных проводов зависит от схемы соединения трансформатора тока:

$$l_{расч} = m \cdot l , \quad (6.37)$$

где m - коэффициент, зависящий от схемы включения;

l - длина проводов (для подстанций принимают $l = 5$ м).

При включении трансформатора тока в одну фазу $m = 2$, при включении трансформатора тока в неполную звезду, $m = \sqrt{3}$, при включении в звезду, $m = 1$.

Минимальное сечение проводов вторичных цепей трансформатора тока не должно быть меньше $2,5 \text{ мм}^2$ (для алюминия) и

$1,5 \text{ мм}^2$ (для меди) по условию механической прочности. Если к трансформатору тока присоединены счетчики, эти сечения должны быть увеличены на одну ступень.

В РУ НН подстанции следует выбирать (проверять) трансформаторы тока в ячейках следующих типов: ввода, секционных, отходящих линий, а также в ячейках трансформатора собственных нужд. Расчетные токи этих ячеек определяются по выражениям (6.21-6.23), а в ячейках ТСН:

$$l_{расч} = \frac{S_{нтсн} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U} , \quad (6.38)$$

где $S_{нтсн}$ - номинальная мощность ТСН. Результаты расчета сводятся в таблицу 6.8:

Таблица 6.8 - Сводная таблица по выбору трансформаторов тока РУ НН подстанции:

Параметр трансформатора	Условие выбора (проверки)	Типы ячеек			
		ввода	секционировании	отходящих линий	ТСН
Тип трансформатора	определяется серией ячейки (по справочнику)				
Номинальное напряжение	$U_{снн} \leq U_{ном}$				
Номинальный ток					
первичный	$I_{расч} \leq I_{1н}$				
вторичный	$I_{2н} = 5 \text{ А}$				
Класс точности	В соответствии с классом точности,				

	присоедине нных приборов				
Номина льная вторичная нагрузка	или $S_2 < S_{ном}$ $r_2 < r_{ном}$				
Динами ческая устойчивост ь	$i_{уд} \leq \sqrt{2} \cdot k_{дн}$				
Термич еская устойчивост ь	$B_k \leq (k_T \cdot I_{1н})$				

Рекомендуемый перечень приборов и их размещение приведены в таблице 4.11 /11/.

Пример 1

Выбрать трансформатор тока в ячейке ввода силового трансформатора на подстанции. Номинальная мощность трансформатора 6,3 МВА, коэффициент трансформации 110/10,5 кВ. На подстанции установлено два трансформатора. Расчетная нагрузка подстанции составляет S_{max} 10,75 МВА. Сеть 10 кВ не

заземлена. Ударный ток на стороне низкого напряжения составляет 27,5 кА.

К

трансформаторам тока должны быть присоединены амперметры и счетчики активной и реактивной мощности. Тип ячеек в РУ-10 кВ - КРУ-2-10П.

Максимальный расчетный ток ячейки ввода (для наиболее неблагоприятного эксплуатационного режима):

$$I_{расч} = \frac{S_{нт} \cdot k_{пер\ ав}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}} = \frac{6,3 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 486 \text{ А.}$$

Выбирается ближайший стандартный трансформатор тока, встроенный в ячейку ввода (КРУ-2-10П) - ТПОЛ-600/5-0,5/Р с двумя вторичными обмотками: для измерительных приборов и релейной защиты. Номинальная нагрузка такого трансформатора тока класса точности 0,5 - $S_2 = 10 \text{ ВА}$ ($r_2 = 0,4 \text{ Ом}$), кратность электродинамической устойчивости, $k_{дин} = 81$, кратность термической устойчивости, $k_T = 3 \text{ с}$. Эти данные указаны в /3, 10/.

Выбранный трансформатор тока проверяется на электродинамическую устойчивость:

$$\sqrt{2} \cdot k_{дин} \cdot I_{1н} \geq i_{уд} ,$$

$$\sqrt{2} \cdot 600 \cdot 81 = 68526 \geq 27500 ,$$

а также на термическую устойчивость:

$$(k_T \cdot I_{1n})^2 \cdot t_T \geq B_k ,$$

$$(600 \cdot 32)^2 \cdot 3 = 1105,92 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} ,$$

$$B_k = I_{no}^2 (t_{откл} + T_a) = 10,9^2 (1 + 0,025) = 121,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} .$$

$t_{откл} = 1$ с из расчета (таблица 4.4); $T_a = 0,025$ с по таблице 4.3;

$$I_{no} = i_{y\partial} \sqrt{2} \cdot k_y = 27,5 \sqrt{2} \cdot 1,8 = 10,9 \text{ кА} ,$$

$$1105,92 > 121,78.$$

В незаземленных цепях достаточно иметь трансформаторы тока в двух фазах, например, в А и С. Определяются нагрузки на трансформатор тока от измерительных приборов, данные сводятся в таблицу 6.9:

Таблица 6.9 – Нагрузка измерительных приборов по фазам

Наименование прибора	Тип	Нагрузка по фазам		
		A	B	C
Амперметр	Н-377	0,1		
Счетчик активной энергии	САЗ-И673	2,5		2,5
Счетчик реактивной энергии	СРЧ-И676	2,5		2,5
Итого		5,1		5

Из таблицы видно, что наиболее нагруженной является фаза А, ее нагрузка

составляет $S_{2\text{приб}} = 5,1$ ВА или $r_{\text{приб}} = \frac{S_{2\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{5,1}{5^2} = 0,204$

Ом.

Определяется сопротивление соединительных проводов из алюминия

сечением $q = 4$ мм², длиной $l = 5$ м.

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 5 \cdot \sqrt{3}}{4} = 0,061$$

Ом, где $\rho = 0,0283$ Ом/м·мм для алюминия;

2

Полное сопротивление вторичной цепи:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}} = 0,204 + 0,061 + 0,05 = 0,315 \text{ Ом,}$$

где $r_{\text{конт}} = 0,05 \text{ Ом}$.

Сравнивая паспортные и расчетные данные по вторичной нагрузке трансформаторов тока получаем:

$$r_{2н} > r_2;$$

$$0,4 > 0,315$$

Следовательно, выбранный трансформатор тока проходит по всем параметрам.

Выбор и проверка измерительных трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. В зависимости от назначения могут применяться трансформаторы напряжения с различными схемами соединения обмоток.

Более подробные сведения о конструкциях трансформаторов напряжения и областях их применения приведены в [11, 12]. Рекомендуемый перечень измерительных приборов и их размещение на подстанции приведены в таблице 4.11 [11].

Трансформаторы напряжения выбираются:

1) по напряжению

$$U_{сном} \leq U_{ном} ; \quad (6.39)$$

2) по конструкции и схеме соединения обмоток;

3) по классу точности (в зависимости от классов точности

подключаемых приборов);

Трансформаторы напряжения проверяются по вторичной нагрузке:

$$S_{2s} \leq S_{ном} , \quad (6.40)$$

где $S_{ном}$ - номинальная мощность трансформатора напряжения в выбранном классе точности;

- нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, В·А;

Нагрузка всех измерительных приборов и реле определяется:

$$S_{2s} = \sqrt{\left(\sum S_{прив} \cdot \cos \varphi_{прив}\right)^2 + \left(\sum S_{прив} \cdot \sin \varphi_{прив}\right)^2} = \sqrt{P_{прив}^2 + P_{при}^2} \quad (6.41)$$

Если вторичная нагрузка превышает номинальную мощность трансформатора напряжения в выбранном классе точности, то устанавливают второй трансформатор напряжения и часть приборов присоединяют к нему. Сечение проводов в цепях трансформаторов напряжения определяется по допустимой потере напряжения /5/.

Для упрощения расчетов при учебном проектировании можно принимать сечение проводов по условию механической прочности: 1,5 мм для медных жил и 2,5² мм для алюминиевых. ²

При выборе марки трансформатора напряжения следует ориентироваться на те трансформаторы, которые устанавливаются в ячейках выбранного типа, а уже затем, выписав их каталожные данные, производить проверку по всем параметрам. На действие токов короткого замыкания трансформаторы напряжения не проверяются.

Схему подключения приборов к трансформаторам напряжения, а также их технические данные приведены в /11, 12/.

Пример 2

Выбрать трансформатор напряжения на сборных шинах подстанции. Установленная мощность силовых трансформаторов 2х40 МВА. Количество отходящих линий - 19. В соответствии с выбранной схемой электрических соединений подстанции размещают необходимые приборы.

Измерительные приборы, их количество, технические данные для удобства расчета вносятся в таблице 6.10. Расчет ведется для наиболее загруженной секции шин.

Так как силовые трансформаторы мощностью 40 МВА выполняются с расщеплением обмоток, на подстанции будет 4 секции шин. Соответственно к каждой шине будет присоединено отходящих линий:

$$n = \frac{19}{4} = 4,75$$

по 5 линий на трех секциях и 4 на четвертой.

Расчет ведется по наиболее загруженной секции 1. Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения приведена в таблице 6.10.

Предполагая, что на стороне 10 кВ выбрано комплектное РУ внутренней установки, выбираем трансформаторы напряжения НТМИ-10, $S_{2ном} = 120$ ВА в классе точности 0.5. Полная мощность всех установленных на первой секции приборов:

$$S_{2s} = \sqrt{86^2 + 188,5^2} = 207,193 \text{ ВА.}$$

Так как мощность трансформатора напряжения меньше требуемой, предусматривается дополнительная установка двух однофазных трансформаторов НОЛ08-10У2, соединенных по схеме открытого треугольника /10/, общей мощностью $2 \cdot 75 = 150$ ВА. Полная

мощность всех установленных на первой секции трансформаторов напряжения:

$$S_{номS} = 120 + 150 = 270 \text{ ВА,}$$

что больше $S_{2\Sigma} = 207,193$. Таким образом, трансформаторы напряжения будут работать в выбранном классе точности - 0,5. Выбор трансформаторов напряжения на остальных секциях производится аналогично. Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКВРГ с сечением жил 2,5 мм² по условию механической прочности.

Таблица 6.10 - Данные расчета и выбора трансформаторов напряжения

Прибор	Место установки	Тип	Мощность одной обмотки, Вт	Число обмоток	cos φ	Соединение	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
								, Вт	, Вт
Вольтметр	сборные шины	335	2	1	1		4		0
Счетчик активной энергии	Ввод 10 кВ от трансформат	И-674	3	2	0,38	0,92	1		4,5

Выбор трансформаторов собственных нужд, оперативный

ток

Приемники собственных нужд подстанций делятся на три групп по степени надежности. Приемники 1 группы - это приемники, отключение которых приводит к нарушению нормального режима эксплуатации, к частичному или полному отключению или к авариям с повреждением основного оборудования. Для питания этой группы необходимо два источника с автоматическим включением резерва.

Приемники 2 группы - это приемники, отключение которых допустимо на 20 - 40 мин для подстанций с обслуживающим персоналом или до приезда обслуживающего персонала, если дежурного на подстанции нет. Восстановление питания у приемников этой группы осуществляется вручную.

К 3 группе относятся приемники, отключение которых допустимо на более длительное время.

По режиму включения в работу электроприемники собственных нужд подстанций разделяются на постоянно включенные в сеть; включаемые периодически в зависимости от температуры окружающего воздуха; включаемые во время ремонтов.

Постоянно включенные приемники 1 группы: оперативные цепи, электродвигатели системы охлаждения трансформаторов, аппаратура связи и телемеханики, электродвигатели системы смазки и охлаждения. Периодически включаемые приемники 2 группы: электродвигатели компрессоров, зарядно-подзарядные устройства аккумуляторных батарей, освещение, электроотопление помещения, электроподогрев аппаратуры и шкафов высокого напряжения.

Приемники 3 группы: вентиляция и технологическая нагрузка вспомогательного здания, мастерские.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они питаются от сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов. На двухтрансформаторных подстанциях 35-750 кВ устанавливаются два трансформатора собственных нужд (ТСН), мощность которых выбирают в соответствии с нагрузками и учетом допустимой перегрузки ($K_n = 1,3 - 1,4$) /11, 14/ при выполнении ремонтных работ и отказах одного из трансформаторов. Предельная мощность ТСН - 630-1000 кВА /14/.

Присоединение ТСН к сети зависит от системы оперативного тока. Постоянный оперативный ток используют на всех подстанциях 330-750 кВ и выше и на подстанциях с РУ 110-220 кВ со сборными шинами, переменный или выпрямленный - на подстанциях 35-220 кВ без выключателей высокого напряжения. На рисунке 6.1 показана схема

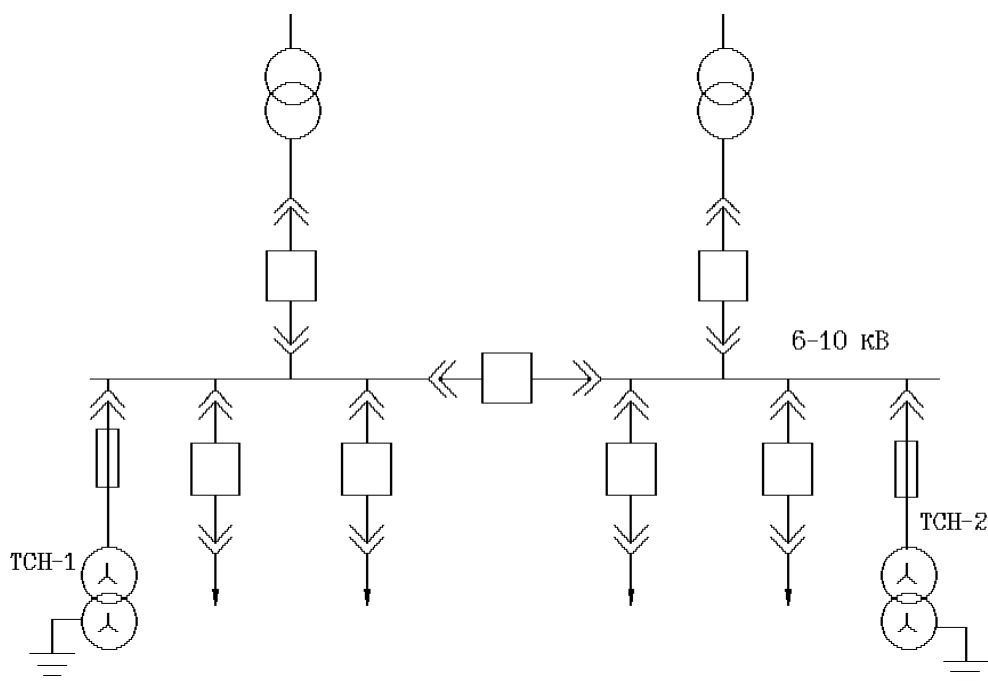


Рисунок 6.2 - Питание ТСН подстанции на постоянном оперативном токе

Здесь ТСН подключается непосредственно к шинам 6-10 кВ.

Обычно на подстанциях устанавливают один-два рабочих ТСН, но при наличии особо ответственных потребителей может предусматриваться резервный ТСН.

Номинальную мощность рабочих ТСН выбирают в соответствии с расчетной нагрузкой- Расчетная мощность ТСН определяется суммой мощностей всех электроприемников, которые присоединены к данному трансформатору /11/. При определении нагрузки собственных нужд подстанции можно пользоваться таблицей 5.4, приведенной в /11/.

При приближенных расчетах мощность, расходуемая на собственные нужды подстанции, составляет приблизительно 1 процент от полной мощности подстанции:

$$S_{сн} = 0,01S_{max} , \quad (6.42)$$

где $S_{сн}$ - мощность собственных нужд подстанции;
 S_{max} - полная мощность подстанции.

Мощность ТСН с учетом коэффициента спроса составит:

$$S_{тсн} = k_c \cdot S_{сн} , \quad (6.43)$$

где k_c - коэффициент спроса, равный (0.7-0.8) /11, 21/.

Силовые трансформаторы собственных нужд для шкафов КРУ имеют общепромышленное исполнение. Они, как правило, заказываются россыпью и в комплект поставки заводов-изготовителей не входят. В шкафах КРУ размещают трансформаторы мощностью до 63 кВА. Трансформаторы большей мощности устанавливают вне КРУ, при этом аппараты, предназначенные для их защиты, а также предохранители (для трансформаторов мощностью до 400 кВА) или

выключатели (для более мощных трансформаторов) устанавливают в шкафах КРУ.

В последнее время все большее применение в КРУ находят сухие трансформаторы мощностью 25 и 40 кВА. Эти трансформаторы обычно устанавливают на выдвижных элементах.

7 Расчет устройств заземления и грозозащиты подстанции

7.1 Назначение, выполнение и расчет заземляющих устройств

Для обеспечения безопасных условий работы обслуживающего персонала от поражения напряжением прикосновения и шаговым напряжением необходимо все части электрооборудования, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под таковым при повреждении изоляции, надежно заземлять.

Заземляющее устройство состоит из заземлителей и заземляющих проводников. Заземлитель - это металлический проводник (труба, уголок) или группа проводников, находящихся в непосредственном соприкосновении с землей. Заземляющие проводники (полоса, круглый прокат) служат для соединения заземлителей между собой и соединения их с заземляемыми частями оборудования.

В качестве заземлителей чаще всего используют вертикально забитые трубы длиной 2-3 м, диаметром 35-50 мм с толщиной стенки не менее 4 мм или уголки 50х50, 35х50 с толщиной стенки не менее 5 мм. Забитые в грунт трубы (уголки) на глубине 0,5-0,7 м соединяют посредством электродуговой сварки стальными полосами. Наименьшее

допустимое сечение стальных полос при прокладке в земле должно быть 48 мм².

Заземляющие устройства выполняются в соответствии с /5/:

1) для систем выше 1000 В с глухозаземленной и эффективно заземленной нейтралью заземляющие устройства следует выполнять с соблюдением требований либо к их сопротивлению R_z не менее 0,5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей, либо к напряжению прикосновения, а также с соблюдением требований к конструктивному выполнению заземления на заземляющем устройстве /5/;

2) в электроустановках выше 1000 В с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства должно быть не более:

при использовании заземляющего устройства одновременно для электроустановок напряжением до 1000 В:

$$R_z = \frac{125}{I_z}, \quad (7.1)$$

где I_z - расчетный ток замыкания на землю, А

при использовании заземляющего устройства только для э.

$$R_z = \frac{250}{I_z}, \quad (7.2)$$

но не более 10 Ом.

Для выполнения заземления используют естественные и искусственные заземлители. В качестве естественных заземлителей используют водопроводные трубы, металлические трубопроводы, проложенные в земле (за исключением трубопроводов горючих жидкостей и газов), обсадные трубы скважин, заземлители опор воздушных линий, соединенные с заземляющими устройствами грозозащитным тросом, рельсовые подъездные пути при наличии перемычек между рельсами. Естественные заземлители должны быть связаны с магистралями заземлителей не менее, чем двумя проводниками в разных точках, справочные данные по заземлителям приведены в /11/.

Количество искусственных заземлителей определяется расчетом в зависимости от необходимого сопротивления заземляющего устройства или допустимого напряжения прикосновения. Сопротивление заземлителя относительно земли определяется в основном сопротивлением грунта, размерами и формой заземлителя и глубиной заложения его в грунте. Формулы для расчета сопротивления заземлителя приведены в таблице 7.1.

Расчетное удельное сопротивление грунта ($\rho_{расч}$) определяется по формуле:

$$\rho_{расч} = k_{max} \cdot \rho , \quad (7.3)$$

где k_{max} - повышающий коэффициент, зависящий от климатических условий местности;

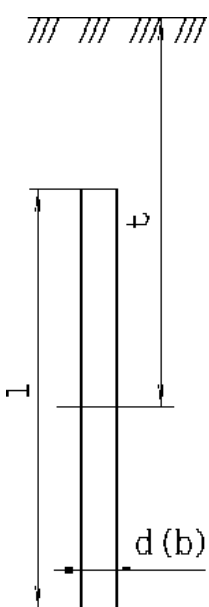
ρ - эквивалентное удельное сопротивление грунта при влажности 10-20 %.

Для электродов длиной 2 - 3 м при глубине заложения вершины 0,5

- 0,8 м, $k_{max} = 1,2 - 2$, а для протяженных электродов (случай характерный для скальных грунтов) полос и круглых, горизонтально лежащих в земле на глубине не более 0,8 м - $k_{max} = 1,5 - 7$. Физический смысл повышающего коэффициента состоит в том, чтобы обеспечить требуемую величину сопротивления в самых неблагоприятных условиях. Так, например, удельное сопротивление грунта увеличивается при промерзании почвы зимой и при уменьшении влажности в жаркие летние месяцы.

Эквивалентное удельное сопротивление грунта приведено в таблице 7.2.

Таблица 7.1 - Сопротивление заземлителя относительно земли

Форма электрода и его размеры , см	Расположени е электрода	Сопротивление заземлителя, Ом
Труба длиной l и диаметром d		$R_{mp} = \frac{0,365 \cdot \rho_{расч}}{l} \cdot \left[\lg \frac{2l}{d} + 0,5 \cdot \lg \frac{4t + l}{4t - l} \right] \quad (7.4)$
Уголок длиной l и шириной полки b		Формула (7.4) при $d = 0,35b$
Уголок 5х5 $l = 250$		$R_{yz} = 0,00318 \cdot \rho_{расч} \quad (7.5)$
Уголок 6х6 $l = 250$		$R_{yz} = 0,002318 \cdot \rho_{расч} \quad (7.6)$
Труба $d = 6$ $l = 250$		$R_{mp} = 0,00308 \cdot \rho_{расч} \quad (7.7)$

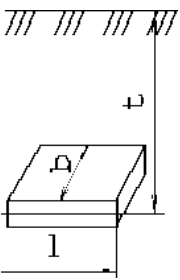
Полоса длиной l и шириной b		$R_{пол} = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч}}{l} \cdot \lg \frac{2l^2}{b \cdot t} \quad (7.8)$
Круглы й проводник длиной l и диаметр ом d		Формула (7.8) при $b = 2d$

Таблица 7.2 - Эквивалентное удельное сопротивление грунта

Грунт	ρ , Ом·см
Песок	$7 \cdot 10^4$
Супесок речной	$3 \cdot 10^4$
Суглинок	$2 \cdot 10^4$
Глина	$1 \cdot 10^4$
Глина, смешанная известняком и щебнем	$1,5 \cdot 10^4$
Садовая земля	$0,4 \cdot 10^4$
Чернозем	$2 \cdot 10^4$
Лесс	$3 \cdot 10^4$

Гранит, известняк, песчаник	⁷ 1·10

В грунтах с высоким удельным электрическим сопротивлением целесообразна обработка земли поваренной солью. Обработка выполняется путем поочередной засыпки в котлован для электродов слоев грунта и соли при одновременной обильной поливке водой. С течением времени грунт, обработанный солью, теряет свои качества из-за растворения в нем соли, поэтому необходима периодическая повторная обработка, особенно перед наступлением грозового сезона.

При подсчете сопротивления заземлителей, состоящих из труб (уголков), необходимо учитывать экранирующее действие одного электрода на другой путем ввода коэффициента использования заземлителя (η_{yz}), определяемого по кривым /11/. Для контурного расположения заземлителей коэффициент использования соединительных полос, необходимо принимать следующей величины:

при десяти трубах, уголках - $\eta_{пол} = 0,4 - 0,6$:

при двадцати-тридцати - $\eta_{пол} = 0,25 - 0,45$; при пятидесяти и более - $\eta_{пол} = 0,2 - 0,4$.

7.2 Последовательность расчета заземляющего устройства с учетом естественных заземлителей

1) устанавливается по нормам величина сопротивления заземляющего устройства R_z ;

2) определяется сопротивление относительно земли имеющихся в установке естественных заземлителей R_{ez} ;

Если $R_{ez} < R_3$ для установок с изолированной нейтралью напряжением выше 1000 В и для установок напряжением менее 1000 В, то устройство искусственного заземлителя не требуется, а в установках с напряжением выше 1000 В с большим током замыкания на землю устройство искусственного заземления необходимо, причем его сопротивление должно быть не более 1 Ома.

Если $R_{ez} > R_3$, то определяют величину сопротивления искусственного заземлителя:

$$R_{из} = \frac{R_3 \cdot R_{ez}}{R_{ez} - R_3}, \quad (7.9)$$

где $R_{из}$ - сопротивление искусственного заземлителя;

3) намечается расстановка электродов на площадке подстанции с учетом снижения напряжения прикосновения и шагового напряжения. Принимают размеры основного электрода (труба, уголок) и определяют его сопротивление по соответствующей формуле таблицы 7.1 для принятого значения удельного сопротивления грунта;

4) определяется число труб (уголков) с учетом экранирующего действия одного электрода на другой:

без учета соединительных полос

$$n = \frac{R_{mp(yz)}}{R_{из} \cdot \eta_{yz}}. \quad (7.10)$$

Значения коэффициента использования заземлителя η_{yz} приведены выше.

С учетом сопротивления соединительных полос определяется общая длина полос:

$$l = 2 \cdot (a + b), \quad (7.11)$$

где a и b - соответственно ширина и длина заземляющего контура, проложенного по периметру подстанции на расстоянии 2 м от внутренней стороны ограды;

определяется действительное сопротивление полос $R_{пол д}$ с учетом экранирующего действия:

$$R_{пол д} = \frac{R_{пол}}{\eta_{пол}}, \quad (7.12)$$

где $R_{\text{пол Д}}$ - сопротивление полосы по таблице 7.1;

η - коэффициент использования соединительных полос.

5) определяется необходимое сопротивление труб или уголков:

$$R_{\text{тр}} = \frac{R_{\text{из}} \cdot R_{\text{пол Д}}}{R_{\text{пол Д}} - R_{\text{из}}} , \quad (7.13)$$

6) находится количество труб или уголков:

$$n = \frac{R_{\text{тр(уг)}}}{R_{\text{тр(уг)}} \cdot \Sigma \eta} . \quad (7.14)$$

7.3 Порядок расчета заземляющего устройства без учета естественных заземлителей

1) уточняется для рассчитываемой установки:

– ток замыкания на землю I_z ; состав грунта и удельное сопротивление грунта ρ ;

– способ устройства заземления с указанием на чертеже геометрических размеров по периметру и между электродами требуемая величина сопротивления заземления в соответствии

с нормами R_z ;

– величина K_{max} , η_{yz} , кривые /11/, размеры полос электродов (в зависимости от значения тока короткого замыкания);

2) определяется расчетное удельное сопротивление грунта по формуле (7.3);

3) определяется сопротивление заземлителей по формулам таблицы 7.1;

4) определяется число уголков (труб) без учета соединительных полос:

$$n = \frac{R_{yz}}{R_z \cdot \eta_{yz}} ; \quad (7.15)$$

5) соединительные полосы учитываются так же как и при расчете заземляющего устройства с естественными заземлителями. После определения количества заземлителей и округления их до целого значения определяется действительная величина сопротивления заземляющего устройства, сравнивается с допустимой величиной R_z и

делаются соответствующие выводы. Расчет заземляющего устройства по напряжению прикосновения приведен в /11, 13/.

7.4. Защита подстанционного оборудования, от перенапряжения

Различают следующие виды перенапряжений:

1) внутренние (коммутационные и резонансные). Перенапряжения дуговых замыканий на землю в электросетях с незаземленной нейтралью достигают значений $(3,5 - 3,65) \cdot U_{cp}$; перенапряжения при отключении ненагруженных линий достигает $3,5 \cdot U_{cp}$; перенапряжения при отключении ненагруженных трансформаторов для сетей с заземленной нейтралью достигает значения $3 \cdot U_{cp}$, а для сетей с изолированной нейтралью - $(4 - 5) \cdot U_{cp}$;

2) атмосферные перенапряжения (перенапряжения прямого удара и индуцированные перенапряжения).

Для защиты линий электропередач от атмосферных перенапряжений применяют:

- трубчатые разрядники;
- грозозащитный трос;

- защитные свойства древесины на линиях с деревянными опорами в сочетании с устройствами автоматического повторного включения.

Для защиты подстанционного оборудования открытых распределительных устройств применяют:

- вентильные разрядники (или ограничители перенапряжений);

- трубчатые разрядники на подходах воздушных линий электропередач к подстанциям (для уменьшения амплитуды набегающей волны перенапряжения с линии);
- тросовые подходы к подстанциям (для уменьшения крутизны волны набегающей с линии);
- стержневые молниеотводы от прямых ударов молнии.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода r_x , м, (рисунок 7.1), определяется по следующей формуле:

$$r_x = h_a \cdot \frac{1,0}{1 + \frac{h_x}{h}}, \quad (7.16)$$

где h_a - активная часть молниеотвода (превышение молниеотвода над защищаемым уровнем);

h - полная высота молниеотвода;

h_x - высота защищаемых объектов;

P - постоянная (для молниеотводов при $h < 30$ м, $P = 1$; при $h > 30$ м,

$$P = 5,5 \sqrt{h}.$$

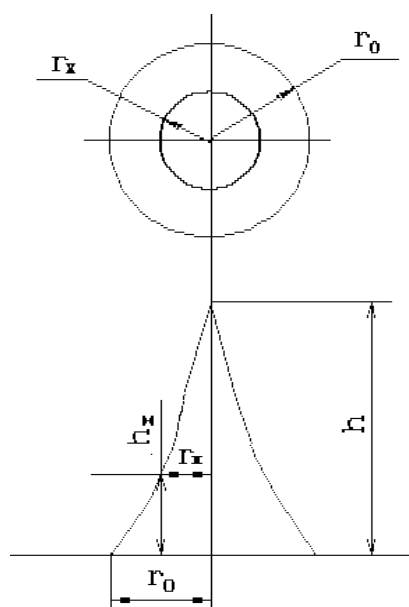


Рисунок 7.1 - Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода

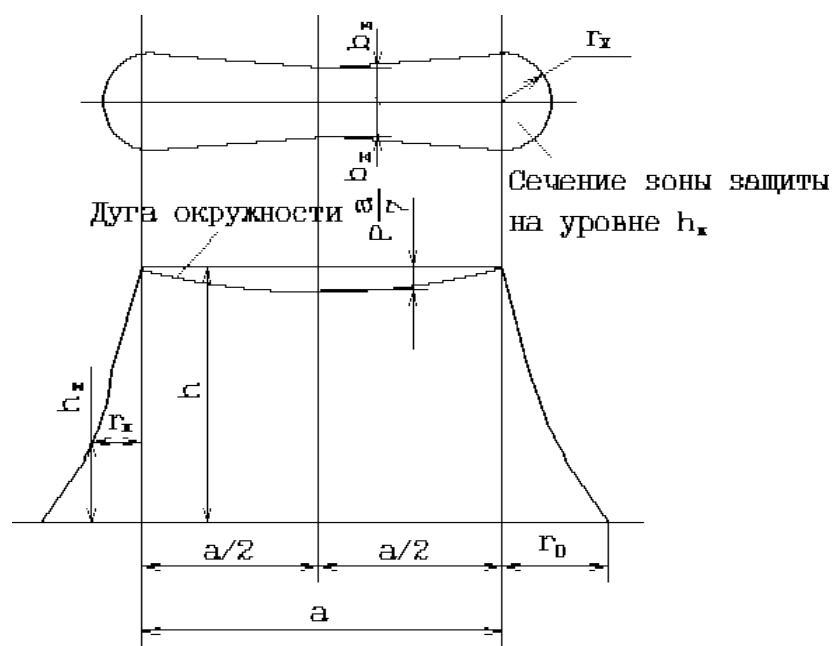


Рисунок 7.2 - Зона защиты двух стержневых молниеотводов

Ширина зоны защиты (b_x), м, определяется:

$$b_x = 4r_x \cdot \frac{7ha - a}{14ha - a}, \quad (7.17)$$

где r_x - радиус защиты для одиночного молниеотвода (определяется по формуле (7.16);

a - расстояние между молниеотводами.

В тех случаях, когда для защиты подстанции недостаточна установка одного или двух молниеотводов, устанавливают три, четыре, а иногда и более [11], устанавливая их на входных и трансформаторных порталах подстанции. При невозможности установки стержневых молниеотводов на указанных порталах устанавливают отдельностоящие молниеотводы высотой 19 - 21 м.

Необходимым условием защищенности всей площади, подстанции на высоте h_x является:

$$D = 8 \cdot (h - h_x) \cdot P, \quad (7.18)$$

где D - наибольшая диагональ четырехугольника (при четырех молниеотводах) или диаметр окружности проходящей через следы молниеотводов (при трех).

РУ 3 кВ и выше, к которым присоединены воздушные линии, должны быть защищены вентильными разрядниками.

Защиту подстанций 35-110 кВ с трансформаторами мощностью до 40 мВА присоединяемых к ответвлениям (протяженностью менее требуемой длины защищаемого подхода), от действующих ВЛ без троса, допускается выполнять по упрощенной схеме, включающей вентильные разрядники, устанавливаемые на подстанции на расстоянии не более 10 м от силового трансформатора.

Тросовые молниеотводы, защищающие подходы к подстанции по всей длине ответвления, при длине ответвления менее 150 м следует дополнительно защищать тросовыми или стержневыми молниеотводами по одному пролету действующей ВЛ в обе стороны от ответвления.

Защита подстанций, на которых расстояние между вентильными разрядниками и трансформаторами превышает 10 м, выполняется в соответствии с требованиями /5/,

Для защиты нейтралей обмоток 110-220 кВ силовых трансформаторов, имеющих изоляцию, пониженную относительно изоляции линейного конца обмотки и допускающую работу с разземленной нейтралью, следует устанавливать вентильные разрядники.

7.5 Выбор разрядников

Разрядники выбираются:

- по типу;
- по месту установки;
- по напряжению установки.

Для защиты вращающихся машин напряжением 6-10 кВ применяются магнитно-вентильные разрядники серии РВМ. Для защиты изоляции трансформаторов и оборудования РУ 3 - 10 кВ применяются вентильные разрядники серии РВП. Изоляцию оборудования напряжением 15 - 220 кВ следует защищать вентильными разрядниками серии РВС. Для защиты изоляции оборудования 15 - 35 кВ, испытательные напряжения которого снижены по сравнению с общими требованиями, должны применяться магнитно-вентильные разрядники серии РВМ. Изоляцию оборудования на номинальное напряжение 110 -

220 кВ с пониженными испытательными напряжениями, а также изоляцию оборудования 330 и 500 кВ следует защищать вентильными разрядниками с магнитным гашением дуги серии РВМГ. В тех случаях, когда на подстанции 110 кВ установлены автотрансформаторы со сниженным уровнем изоляции, для их защиты также применяют магнитно-вентильные разрядники типа РВМГ-110. Вентильные разрядники серии GZ, разрядники РС-10 и РВО-35 облегченной конструкции предназначены для защиты малоответственного

оборудования 6-35 кВ. Комбинированные вентильные разрядники серии РВМК на напряжение 330 и 500 кВ предназначены для защиты изоляции напряжением 330 и 500 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. Разрядники серии РВМК применяются лишь в тех случаях, когда необходима защита изоляции от внутренних перенапряжений, а разрядники серии РВМГ не могут быть установлены вследствие их ограниченной дугогасящей и пропускной способности,

В настоящее время для защиты сетей 110-500 кВ от атмосферных перенапряжений (а также от внутренних), наряду с вентильными разрядниками применяются ограничители перенапряжений ОПН, имеющие ряд преимуществ по сравнению с разрядниками (меньшие габариты и вес при тех же технических характеристиках), но пока еще более дорогие (подробнее см. /11/). По сравнению с серийно выпускаемыми разрядниками РВМГ нелинейные ограничители снижают уровень ограничения коммутационных перенапряжений на 30-40 процентов, атмосферных перенапряжений на 10-20 процентов.

Число и места установки вентильных разрядников следует выбирать, исходя из принятых на расчетный период схем электрических соединений, числа ВЛ и трансформаторов.

Вентильные разрядники на подстанциях 35-110 кВ с трансформаторами мощностью до 40 мВА, присоединяемых к ответвлениям, устанавливаются возможно ближе к защищаемому

оборудованию, особенно к оборудованию с пониженным уровнем изоляции (вращающиеся машины, силовые трансформаторы), на расстоянии не более 10 м от трансформатора.

Подходы к подстанции должны быть защищены тросовыми молниеотводами.

Для защиты РУ 6-10 кВ от волн атмосферных перенапряжений, набегающих с ВЛ, установка вентильных разрядников производится в соответствии со следующими рекомендациями:

1) установка одного комплекта вентильных разрядников на шинах РУ или у трансформатора достаточна для защиты, как трансформатора, так и изоляции РУ, если связь трансформатора с РУ выполнена кабелями длиной не более 90 м.

При выполнении связи трансформатора с РУ открытым токопроводом вентильный разрядник,, установленный на сборных шинах РУ 6 - 10 кВ, обеспечивает защиту изоляции, как РУ, так и трансформатора, если длина открытого токопровода, не превышает 60 м, а подход к линии 6-10 кВ к РУ имеет кабельную вставку;

2) при установке молниеотводов на трансформаторных порталах вентильный разрядник 6-10 кВ у вводов трансформатора обеспечивает защиту оборудования РУ при расстояниях между трансформатором и РУ не более 15 м. Защита от грозовых и кратковременных внутренних перенапряжений трансформаторов 110-220 кВ с уровнем изоляции

нейтралей I и II /5/ выполняется вентильными разрядниками серии РВС. Магнитно-вентильные разрядники рекомендуется применять только для защиты трансформаторов, имеющих неотключаемые кабельные линии длиной более 110 м.

Устройство защиты нейтралей рекомендуется устанавливать непосредственно у трансформаторов. Для защиты нейтралей трансформаторов рекомендуются разрядники: при напряжении 150 кВ - РВС-11; 110 кВ - РВС-60; 35 кВ - РВС-20.

В ОРУ вентильные разрядники (как и все остальное оборудование) должны устанавливаться на основаниях-фундаментах или на металлических конструкциях высотой 2,5 – 3,0 м от уровня планировки подстанции. Разрядники, у которых нижняя кромка фарфорового кожуха расположена над уровнем планировки подстанции на высоте не менее 2,5 м, разрешается не огораживать. При меньшей высоте кромки кожуха разрядники должны иметь постоянные ограждения.

На подстанциях, выполненных по упрощенным схемам, устанавливается по одному комплекту разрядников (на присоединение) и, как правило, по два комплекта на проходных и многофидерных подстанциях. На некоторых мощных ОРУ число устанавливаемых комплектов разрядников доходит до четырех-пяти.

8 Высокочастотная связь

На понизительных подстанциях 110/6-10 кВ без выключателей на стороне ВН во многих случаях целесообразно применение схем с передачей отключающего импульса от защит трансформатора на отключение головного выключателя питающей линии.

Наибольшее распространение получили способы передачи управляющего импульса по кабелям связи или по проводам ВЛ с помощью высокочастотной аппаратуры. Линия электропередачи является линией высокой надежности, ее надежность в десятки раз превосходит надежность проводных линий, построенных специально для целей связи. Кроме того, каналы связи по этим линиям значительно дешевле каналов связи по специальным проводным линиям, так как отпадают затраты на сооружение и эксплуатацию линии связи.

По линиям электропередачи возможна только высокочастотная связь (ВЧ-связь), поэтому необходимо отделить напряжение сигнала связи от напряжения промышленной частоты. Для создания каналов связи используются высокочастотные заградители, врезаемые в фазный провод вблизи шин подстанции.

Заградители предназначены для ограничения зоны распространения токов высокой частоты, то есть для уменьшения утечки токов высокой частоты каналов связи по линии электропередачи в

сторону противоположную направлению к корреспонденту. Заградитель представляет собой высокочастотный заградительный фильтр и состоит из силового реактора и элемента настройки. Реактор заградителя рассчитан на длительное прохождение по нему рабочего тока линии и кратковременное - токов короткого замыкания. Элемент настройки включается параллельно реактору и служит для того, чтобы повысить сопротивление заградителя на определенной частоте или полосе частот. Элемент содержит конденсаторы, катушки индуктивности и резисторы. Высокочастотные заградители подвешивают на одноцепных, двухцепных гирляндах на траверсах порталов либо устанавливают на колонке конденсатора связи или шинной опоре. Характеристики высокочастотных заградителей приведены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 - Характеристики высокочастотных заградителей

Тип заградителя	Номинальные параметры сети		Тип силового реактора	Индуктивность реактора, Гн	Тип элементов, настройки	Габаритные размеры, мм	
	Напря- жение, кВ	То- ок, А				Диаметр	Высота
ВЗ-600-0,25	35-330	600	РЗ-600-0,25	0,25	ЭН-0,25 ЭН-600-50	900 900	135 145
ВЗ-1000-0,6	110-500	1000	РЗ-1000-0,6	0,6	ЭН-0,6-М	1100	195
ВЗ-2000-1,2	330-750	2000	РЗ-2000-1,2	1,2	ЭН-1,2	1622	265

Список использованных источников

- 1 Правила устройства электроустановок. - СПб.: издательство Деан, 2003. – 928с.
- 2 ПТЭ электрических станций и сетей Российской Федерации. – М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2003. - 264с.
- 3 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. - М.: Минэнерго, 1995. - 40 с.
- 4 Справочник по электроснабжению промышленных предприятий/ Под ред. А.А.Федорова, Г.В. Сербиновского - М.: Энергия, 1985. - 820 с.
- 5 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов кз и выбору электрооборудования. / Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 152с.
- 6 Электротехнический справочник в 4-х томах Т. 2,3. / Под общ. ред. В.Г. Герасимова, А.Ф. Дьякова, Н.Ф. Ильинского и др. – М.: Изд-во МЭИ 2001. – 518с., 2002. – 964с.
- 7 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. - М.: Энергоатомиздат, 1986. - 352 с.
- 8 ГОСТ 14209-97. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. - Введ. с 01.07.97 - М.: Изд-во

стандартов, 1997. - 30 с.

9 Быстрицкий Г.Ф., Кудрин Б.И. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов. – М.: Издательский центр «Академия», 2003. – 176с.

10 Электротехнический справочник. В 2-х томах. Т. 2/Под общ. ред.

П.Г. Грудинского - М.: Энергия, 1972. - 752 с.

11 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. - М.: Энергоиздат, 1989. - 608 с.

12 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. - М.: Энергия, 1986. - 648 с.

13 Алиев И.И., Казанский С.Б. Кабельные изделия: Справочник. – М.: ИП Радиософт, 2002. – 224с.

14 Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов: Учебное пособие для студентов учреждений среднего профессионального образования. – М.: Изд-во «Мастерство», 2001. – 320 с.

15 Электрическая часть станций и подстанций./ Под ред. А.А. Васильева - М.: Энергия, 1980. - 576 с.

16 Абрамова Е.Я., Трунилов В.Ф. Методические указания по расчету заземляющих устройств. - Оренбург: ОрПИ, 1988. - 46 с.

17 Гук Ю.Б., Кантан В.Э., Петрова С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций. - Л.: Энергоатомиздат, 1985. 312 с.

- 18 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. - М.: Энергоатомиздат, 1987. - 356 с.
- 19 Электрическая часть электростанций; /Под ред. Усова С.В. - Л.: Энергия, 1987. - 536 с.
- 20 Дорошев К.И. Эксплуатация комплектных распределительных устройств 6-220 кВ. - М.: Энергоатомиздат, 1987. - 152 с.
- 21 Двоскин Л.И. Схемы и конструкции распределительных устройств. - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 220 с.
- 22 Дорошев К.И. Комплектные распределительные устройства 6-35 кВ. - М.: Энергоиздат, 1982. - 376 с.
- 23 Околович М.Н. Проектирование электрических станций. - М.: Энергоиздат, 1982. - 400 с.
- 24 Справочник по проектированию подстанций 35-500 кВ / Под ред. С.С. Рокотяна, Я.С. Самойлова - М.: Энергоиздат, 1982. - 352 с.
- 25 Крючков И.П., Кувшинский Н.Н., Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций.- М.: Энергия, 1987. - 605 с.
- 26 Белецкий О.В., Лезнов С.И., Филатов А.А. Обслуживание электрических подстанций. - М.: Энергоиздат, 1985. - 208 с.
- 27 Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учебн. пособие для вузов. - М.: Энергоатомиздат, 1987. - 386 с.

28 Авакян В.Л., Опель Г.Г. Электромонтаж распределительных устройств. - М.: Энергия, 1973. - 352 с.

29 Лисовский Г.С., Хейфиц М.Э. Главные схемы и электротехническое оборудование подстанций 35-750 кВ. - М.: Энергия, 1977. - 368 с.

30 Электрические кабели, провода и шнуры. Справочник/ Под. ред.

Н.И. Белоусова и др. - М.: Энергоатомиздат, 1987. - 192 с.

31 Филатов А.А. Обслуживание электрических подстанций. - М.: Энергоатомиздат, 1980. - 180 с.

32 Филатов А.А. Оперативное обслуживание электрических подстанций. - М.: Энергия, 1980. - 152 с.