

В.С. Почаевец

Электрические подстанции

*Утверждено Департаментом кадров и учебных заведений
МПС России в качестве учебника для студентов техникумов
и колледжей железнодорожного транспорта*

Москва
2001

Почаевец В.С. Электрические подстанции: Учеб. для техникумов и колледжей ж.-д. трансп. — М.: Желдориздат, 2001. — 512 с.

Приведены сведения о распределении электрической энергии, дана методика расчета токов короткого замыкания в системах переменного тока. Рассмотрены оборудование, токоведущие части и аппараты распределительных устройств переменного и выпрямленного тока. Приведены и описаны схемы электрических соединений трансформаторных и тяговых подстанций, их конструктивное выполнение. Изложены вопросы расчета мощности подстанций и максимальных рабочих токов, выбора и проверки оборудования распределительных устройств. Даны сведения о релейных защитах, заземляющих устройствах, потребителях и схемах собственных нужд тяговых и трансформаторных подстанций.

Книга предназначена в качестве учебника для студентов техникумов и колледжей железнодорожного транспорта, может быть использована для профессионального обучения эксплуатационного персонала тяговых и трансформаторных подстанций.

Рецензенты:

зам. начальника технического отдела Департамента электрификации и электроснабжения МПС России, канд. техн. наук — А.В. Кузнецов;

доцент кафедры "Управление и информатика в технических системах" Института систем управления, телекоммуникации и электрификации МГУПС — В.М. Максимов;

преподаватель Московского колледжа железнодорожного транспорта — В.Ф. Кирюхина.

Учебник написан в соответствии с программой дисциплины "Электрические подстанции" специальности "Электроснабжение на железнодорожном транспорте" техникумов и колледжей МПС России.

В процессе работы над учебником автор учитывал, что за те многие годы, когда в учебном процессе использовалась книга А.А. Прохорского "Тяговые и трансформаторные подстанции", преподавателями на ее основе были разработаны пособия, конспекты лекций, изготовлены плакаты и макеты, лабораторные стенды. Поэтому автор стремился сохранить структуру построения учебника, его методические основы изложения материала.

В то же время произошли значительные изменения в электроэнергетике, появилось много нового оборудования, возникли новые требования к устройству и эксплуатации электроустановок. Все это, а также значительное уменьшение объема учебника по сравнению с предыдущим, потребовало от автора существенно изменить изложение материала.

В книге нашли отражения новые Правила устройства электроустановок и Правила эксплуатации электроустановок потребителей, содержатся данные об оборудовании подстанций, находящемся в эксплуатации и поступающем с заводов.

Автор выражает глубокую благодарность рецензентам:

Кирюхиной В.Ф. — преподавателю Московского колледжа железнодорожного транспорта;

Кузнецову А. В. — заместителю начальника технического отдела Департамента электрификации и электроснабжения МПС России, кандидату технических наук;

Максимову В.М. — доценту Московского государственного университета путей сообщения за замечания и предложения, изложенные в рецензиях, которые способствовали улучшению книги.

Все пожелания и предложения по содержанию книги будут приняты автором с благодарностью. Их следует направлять по адресу: 107078, Москва, Басманный пер., д. 6, издательство "Желездориздат".

Глава 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ, СТАНЦИЯХ И ПОДСТАНЦИЯХ

1.1. ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ ОБ ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ

Трудно представить без электроэнергии жизнь современного общества, экономическое, техническое и культурное развитие которого во многом обусловлено ее широким применением.

Разнообразное использование электроэнергии во всех областях народного хозяйства и быта объясняется рядом весьма существенных преимуществ ее по сравнению с другими видами энергии:

- возможностью экономичной передачи на значительные расстояния;

- простотой преобразования в другие виды энергии (механическую с помощью электродвигателей, тепловую с помощью электронагревательных приборов, световую с помощью электроламп и т.д.);

- простотой распределения между любым числом потребителей любой мощности;

- возможностью получения электроэнергии из других видов энергии (тепловой, гидравлической, атомной, энергии ветра и солнца и т.д.).

Комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенный для производства или преобразования, передачи, распределения или потребления электрической энергии, называется **электроустановкой**. В соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) различают электроустановки напряжением до 1 кВ и выше 1 кВ.

Электроустановка, на которой вырабатывается электрическая, а нередко и тепловая энергия, называется **электростанцией**.

Электроэнергия, вырабатываемая на электростанции, поступает на **электрические подстанции**, на которых происходит преобразование электроэнергии по напряжению, частоте или роду тока. Электрическая подстанция, предназначенная для преобразования электрической энергии одного напряжения в энергию другого напряжения с помощью трансформаторов, называется **трансформаторной подстанцией**.

Электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии на одном напряжении, называется **электрическим распределительным устройством (РУ)**. Распределительное устройство используется во всех звеньях системы электроснабжения:

- на электростанциях для распределения электроэнергии, вырабатываемой генераторами;
- в электрических сетях для приема электроэнергии по одним линиям и распределения ее для передачи по другим линиям;
- у потребителей для распределения поступающей электроэнергии между приемниками.

Совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их линий электропередачи (ЛЭП), предназначенная для передачи и распределения электрической энергии на определенной территории, называется **электрической сетью**.

Совокупность генераторов, установленных на электростанциях, электрических сетей и питающихся от них приемников электрической энергии, объединенных общностью производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии, называется **электроэнергетической системой**.

Энергетической системой (энергосистемой) называется совокупность электростанций электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической и тепловой энергии при общем управлении этим режимом.

Приемник электрической энергии (электроприемник) — устройство, в котором происходит преобразование электрической энергии в другой вид энергии для ее использования. Приемники электроэнергии весьма разнообразны. К ним относятся:

- электрические двигатели, служащие приводом различного станочного оборудования и электрического транспорта;
- осветительные приборы с лампами накаливания, люминесцентными, ртутными и другими газоразрядными лампами;
- электротехнологическое оборудование (сварочные машины и аппараты, электрические печи, станки для искровой обработки металлов);
- электробытовые приборы (холодильники, пылесосы, электрические плиты и утюги, радио- и телеаппаратура);
- электромедицинские приборы и аппараты;

— приборы и установки научных учреждений, информационных и вычислительных центров.

Перечень приемников электроэнергии можно продолжать и дальше, но и то, что уже указано, дает представление об их разнообразии.

Потребителем электрической энергии называется предприятие, организация, учреждение, территориально обособленный цех, строительная площадка, квартира, у которых приемники электрической энергии присоединены к электрической сети и используют электрическую энергию.

Степень надежности электроснабжения потребителей определяется категорией его электроприемников. ПУЭ разделяют электроприемники на три категории.

К I категории относятся электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей; значительный ущерб народному хозяйству; повреждение дорогостоящего основного оборудования; массовый брак продукции; расстройство сложного технологического процесса; нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства.

Ко II категории относятся электроприемники, перерыв в электроснабжении которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества людей.

К III категории относятся все остальные электроприемники, не подходящие под определение I и II категорий.

1.2. ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Электрическая энергия вырабатывается на электростанциях, которые можно классифицировать по ряду характерных признаков. Классификация электростанций приведена на рис. 1.1.

Районные электростанции служат для электроснабжения электроэнергией большого экономического района. Электрическую энергию районные электростанции, как правило, отдают в энергосистему, откуда ее получают потребители всего обслуживаемого района. Местные электростанции строятся в местах, удаленных на большие расстояния от энергосистемы, для обеспечения электроэнергией одного или нескольких потребителей. Передвижные

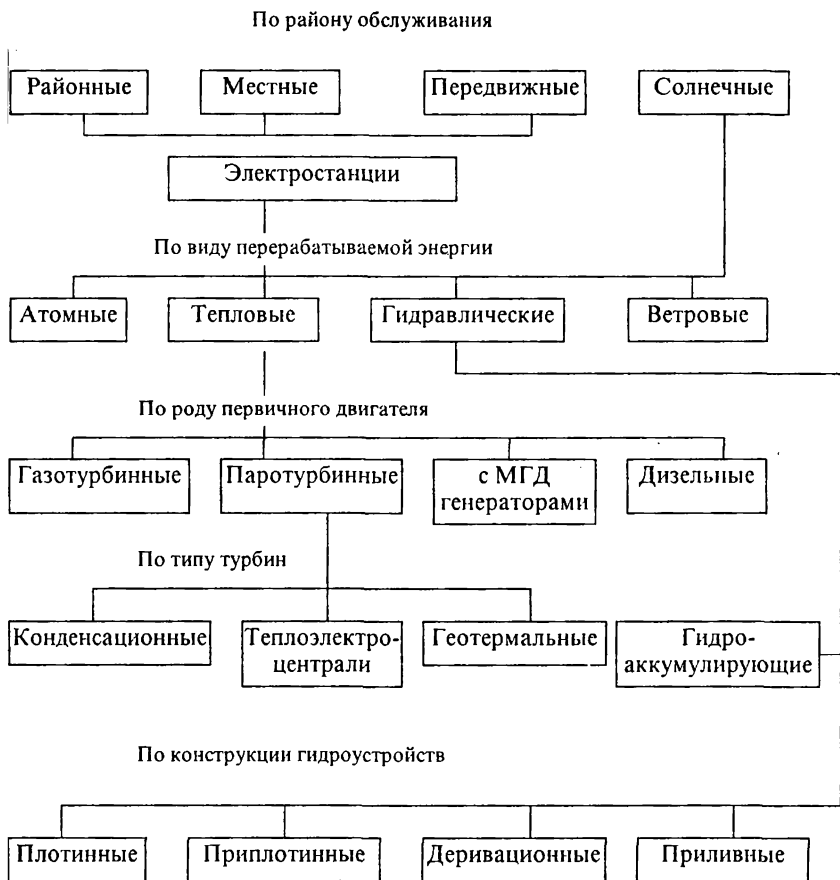


Рис. 1.1. Классификация электростанций

электростанции используются чаще всего при ремонтно-восстановительных работах, новом строительстве или для временного электроснабжения потребителей до их подключения к постоянному источнику электроэнергии.

Для выработки электроэнергии в больших масштабах используются электростанции атомные (АЭС), тепловые (ТЭС), гидравлические (ГЭС). ТЭС вырабатывают около 72% всей электроэнергии, производимой в России. Примерно 15% электроэнергии дают ГЭС, остальные 13% электроэнергии вырабатываются на АЭС. Солнечные (СЭС) и ветровые (ВЭС) электростанции находятся в стадии опытной разработки и большого промышленного значения в России не имеют.

Основу электроэнергетики в нашей стране составляют паротурбинные электростанции, которые по типу турбины делятся на конденсационные (КЭС), теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) и геотермальные (ГЕОТЭС). Тепловые электростанции с газовыми турбинами имеют ограниченное применение, так как требуют для своей работы специального очищенного газообразного и жидкого топлива. В стадии опытной промышленной разработки находятся электростанции с магнетогидродинамическими (МГД) генераторами, в которых тепловая энергия преобразуется непосредственно в электрическую, минуя промежуточную стадию преобразования тепловой энергии в механическую. Электроэнергия в МГД-генераторах вырабатывается в результате взаимодействия потока горячих электропроводящих газов с неподвижным магнитным полем. Дизельные электростанции (ДЭС) имеют небольшую единичную мощность и используются в качестве стационарных резервных источников электроэнергии и передвижных на автомобильном или железнодорожном ходу при строительстве и ремонтно-восстановительных работах.

Конденсационные электростанции (КЭС) сооружают обычно вблизи мест добычи топлива, транспортировка которого на значительные расстояния экономически невыгодна. Важнейшим условием, определяющим место строительства мощной КЭС, является наличие источника водоснабжения. Обычно таким источником является водохранилище, создаваемое вблизи КЭС, что требует при строительстве наличия значительной свободной территории.

На рис. 1.2 приведена схема выработки электроэнергии на КЭС. Со склада топлива 1 уголь по транспортерам поступает в угледробильное 2 и пылеприготовительное 3 устройства. В после-

днем уголь размалывается до пылевидного состояния и через горелку вдувается в топку 4 котла 5 вентилятором 7. Воздух предварительно проходит воздухоподогреватель 6, где подогревается отходящими дымовыми газами, отсасываемыми дымососом 8 в атмосферу. Угольная пыль сгорает в топке котла во взвешенном состоянии, образуя факел, имеющий высокую температуру. Пар из котла под высоким давлением и с высокой температурой (на современных КЭС устанавливают агрегаты с параметрами пара до 24 МПа и 560°C) поступает в турбину 9 и приводит во вращение ее вал, соединенный муфтой с валом ротора генератора 10. С генератора электроэнергия поступает на повышающую подстанцию 13, где напряжение повышается с помощью трансформатора, и по отходящим высоковольтным линиям передается потребителям и в энергосистему.

В турбине пар проходит ряд ступеней, совершая механическую работу, при этом давление и температура пара снижается. Из последней ступени отработавший пар поступает в конденсатор 11, где он охлаждается проточной водой из водохранилища и конденсируется. При этом требуется проточной воды в 50–80 раз больше количества отработавшего пара. В конденсатор вода подается насосом 16, а из него по специальному каналу сливается в водохранилище на значительном расстоянии от электростанции. Вместе с проточной водой уносится более 50% тепловой энергии, выделяющейся при сгорании топлива. Эжектор 17— специальный пароструйный аппарат для удаления воздуха, проникающего в конденсатор вместе с отработавшим паром, и создания в конденсаторе разрежения (3–4 кПа), чтобы повысить коэффициент полезного действия турбины. Работа, совершаемая паром, пропорциональна разности давлений на входе и выходе из турбины.

Образующийся в конденсаторе 11 конденсат представляет собой дистиллированную воду, он насосом 16 откачивается в питательный бак 15, откуда насосом через водоподогреватель 17 подается в котел 5. Подогрев воды, поступающей в котел, необходим для поддержания температуры в котле. Для подогрева берется пар из турбины, который прошел часть ее ступеней. Таким образом, в паротурбинной установке питательная вода, пар и конденсат циркулируют по замкнутому контуру, обеспечивая наименьшее его загрязнение. В целях компенсации потерь воды в этом контуре в питательный бак 15 добавляется сырая вода из водопровода, прошедшая установку химической очистки воды 14.

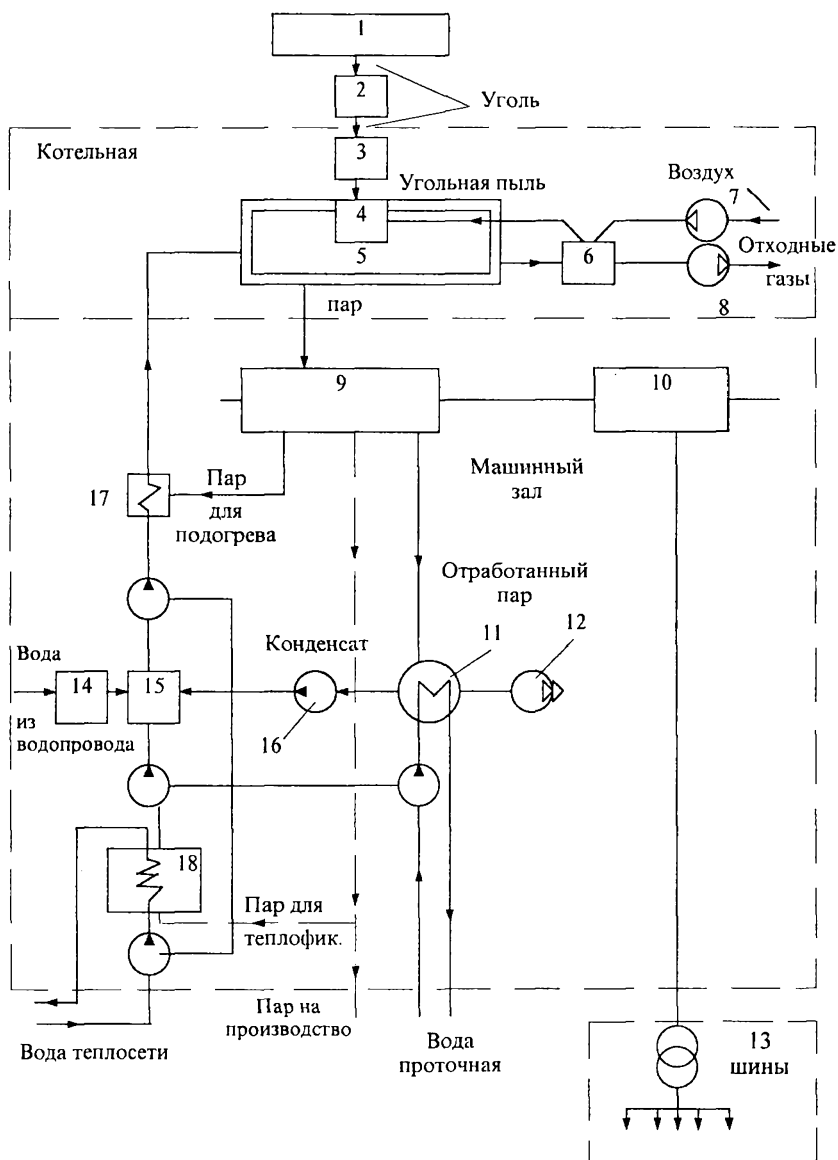


Рис. 1.2. Схема выработки электроэнергии на КЭС и ТЭС

К.п.д. КЭС составляет 35–40%. С увеличением параметров пара и единичной мощности агрегатов станции к.п.д. возрастает.

Теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) представляют собой паротурбинные теплофикационные электростанции, предназначенные для снабжения потребителей электрической и тепловой энергией в виде пара и горячей воды. Располагают ТЭЦ в местах потребления тепловой энергии и работают они на привозном высококалорийном топливе. Теплофикационные турбины имеют несколько ступеней отбора пара. На рис. 1.2 пунктирной линией показан отбор пара для теплофикации. Часть пара поступает непосредственно на производство, другая часть — в водоподогреватель 18 (бойлер), через который вода тепловой сети насосом 16 подается в отопительные системы и для бытовых услуг. В бойлере пар, отдав тепло, конденсируется, и конденсат насосом 16 подается в питательный бак 15.

К.п.д. достигает 60–70%. Комбинированная выработка на ТЭЦ тепловой и электрической энергии позволяет экономить 15–20% топлива по сравнению с отдельной выработкой электроэнергии на КЭС и тепловой энергии в котельных установках. Наиболее экономичным режимом работы ТЭЦ является такой, при котором по графику отдается наибольшее количество пара потребителям тепла при наименьшем пропуске его через конденсатор.

Геотермальные электростанции (ГЕОТЭС) имеют хорошие технико-экономические характеристики. Это доказывает опыт работы первой в России Паужетской ГЕОТЭС, построенной на Южной Камчатке. Недалеко от первой ГЕОТЭС расположена подобная ей Паратунская электростанция. ГЕОТЭС работают на принципе использования подземных термальных вод, пригодных по своим параметрам для выработки электроэнергии. Термальные зоны — это естественные подземные котлы, которые могут выдавать пар без всяких затрат обычных видов топлива. Пароводяная смесь, выведенная из термальной зоны на поверхность земли с помощью скважин, направляется в сепарационное устройство, где происходит разделение пара и воды. Пар поступает в турбины, а горячая вода используется для теплоснабжения и производственного применения. Преимуществом ГЕОТЭС является простота их компоновки, станция состоит из машинного зала и помещения для приема и распределения электроэнергии. Практически все работающие ГЕОТЭС построены на месторождениях с температурой пара или воды порядка 170°C, расположенных на глубинах 200–500 м, но таких термальных зон мало.

Атомные электростанции (АЭС) — это тепловые станции, использующие энергию ядерных реакций. В качестве ядерного топлива используют обычно изотопы урана $U-233$ и $U-235$, плутоний $Pu-239$. На рис. 1.3 представлена технологическая схема АЭС. Реакция деления ядерного топлива происходит в ядерном реакторе 1. Ядерное топливо используют обычно в твердом виде. Его заключают в предохранительную оболочку. Такого рода тепловыделяющие элементы называют твэлами 3. Их выполняют в виде вилок и устанавливают в рабочих каналах графитовых блоков 2. Графит используется в качестве замедлителя быстрых нейтронов, образующихся при делении ядер урана или плутония. Тепловая энергия, выделяющаяся при ядерной реакции деления, отводится из активной зоны реактора с помощью теплоносителя, который прокачивается под давлением насосом 7 по находящимся внутри каналов 5 U-образным стальным трубам 4. Нагретая до 320°C вода с давлением 20 МПа поступает в сепаратор 6, в верхней части которого собирается насыщенный пар, в нижней — вода.

Насыщенный пар подсушивается и перегревается, проходя по трубам 4 каналов 5 ядерного реактора, после чего поступает в парогенератор, состоящий из пароперегревателя 8, парогенератора насыщенного пара 9 и подогревателя конденсата 10. Пройдя подогреватель 10, пар конденсируется, и конденсат вместе с водой из сепаратора 6 насосом 7 подается в реактор на следующий цикл. Второй водяной контур нерадиоактивен. Перегретый пар из пароперегревателя 8 поступает в паровую турбину 11, которая приводит во вращение генератор 12. Отработавший в турбине пар идет в конденсатор 13, где с помощью эжектора 14 создается разрежение путем откачки воздуха. Конденсат с помощью насоса 7 подается в подогреватель 15, где паром из турбины подогревается и поступает в подогреватель 10 парогенератора. Пар второго контура перегревается до 500°C и под давлением 13 МПа подается в турбину. Электроэнергия с генератора 12 трансформируется на повышающей подстанции трансформатором 16 и распределяется между потребителями или поступает в энергосистему.

Реактор и охлаждающий его теплоноситель являются источниками опасных радиоактивных излучений. Поэтому помещения реактора и парогенератора ограждают защитными конструкциями, выполненными из толстых слоев бетона, свинца, воды и других защитных материалов.

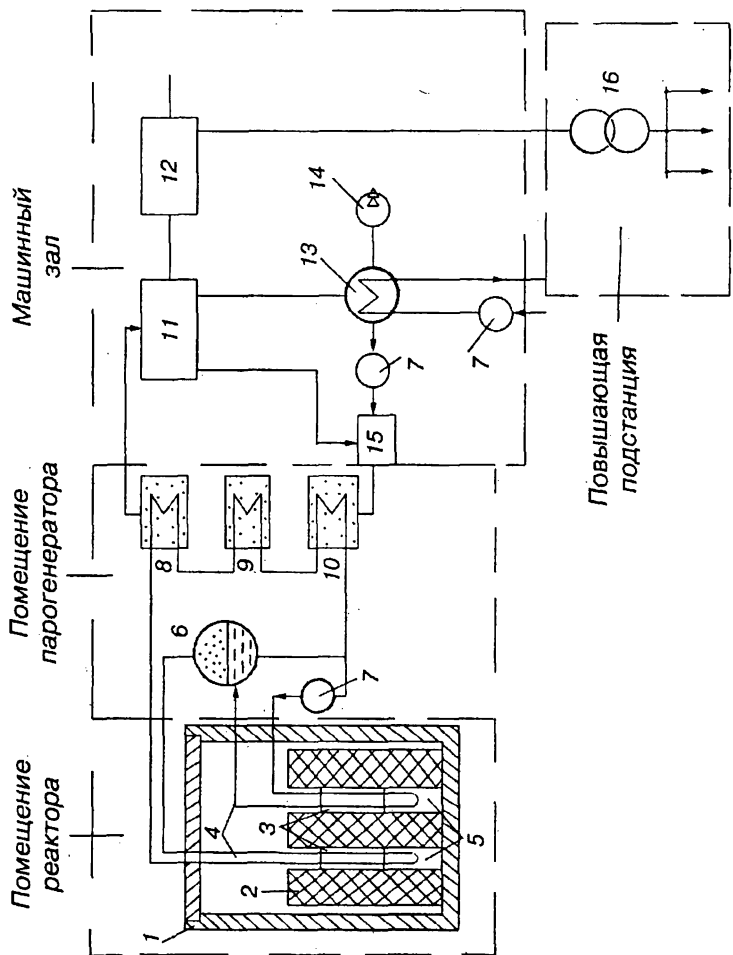


Рис. 1.3. Схема выработки электроэнергии на АЭС

При работе АЭС не расходуется органическое топливо (уголь, нефть, газ), не выбрасываются в атмосферу вредные окислы серы, азота, углекислый газ, что позволяет снизить "парниковый эффект", ведущий к глобальному изменению климата. Во многих странах АЭС вырабатывают значительную часть электроэнергии (во Франции — 75%, в Бельгии — 65%).

Уроки аварии на Чернобыльской АЭС (1986 г.) потребовали существенно повысить безопасность АЭС и заставили отказаться от их строительства в густонаселенных и сейсмоактивных районах. Тем не менее с учетом экологической ситуации атомную энергетику следует рассматривать как перспективную.

Гидроэлектростанции (ГЭС) используют для производства электроэнергии поток падающей воды, приводящий во вращение гидротурбины, которые в свою очередь вращают электрогенераторы. Наряду с производством электроэнергии решаются вопросы улучшения судоходства на реке и орошения сельскохозяйственных земель, снижения угрозы наводнений.

На полноводных реках равнин необходимый напор воды создается плотиной, перегораживающей русло реки. Такие ГЭС называются **плотинными**. При небольших напорах воды (до 30 м) здание электростанции размещают в теле плотины. Это сокращает затраты на строительство ГЭС.

При напорах более 30–40 м обычно сооружают ГЭС приплотинного типа, у которых здание располагается ниже плотины (рис. 1.4). Плотина 1 воспринимает напор воды, которая из верхнего бьефа 2 (водное пространство перед плотиной) по каналу 3 плотины поступает в спиральную камеру 6 и попадает на лопасти колеса турбины 5 и по каналу 4 — в нижний бьеф 7 (водное пространство ниже плотины). Разность уровней верхнего и нижнего бьефов является напором H , под действием которого вода отдает свою энергию турбине, вращающей генератор 9. Турбина и генератор располагаются обычно вертикально и связаны общим валом 8. Электроэнергия, выработанная генератором, поступает на повышающий трансформатор 10, с которого по воздушной линии электропередачи 11 передается в электросеть и потребителям.

На горных реках строятся деривационные гидроэлектростанции (рис. 1.5), для работы которых необходимый напор воды H создается путем использования значительных естественных уклонов таких рек. Вода из створа A реки отводится через водоприемник в деривационный канал 2 или туннель в обход основного

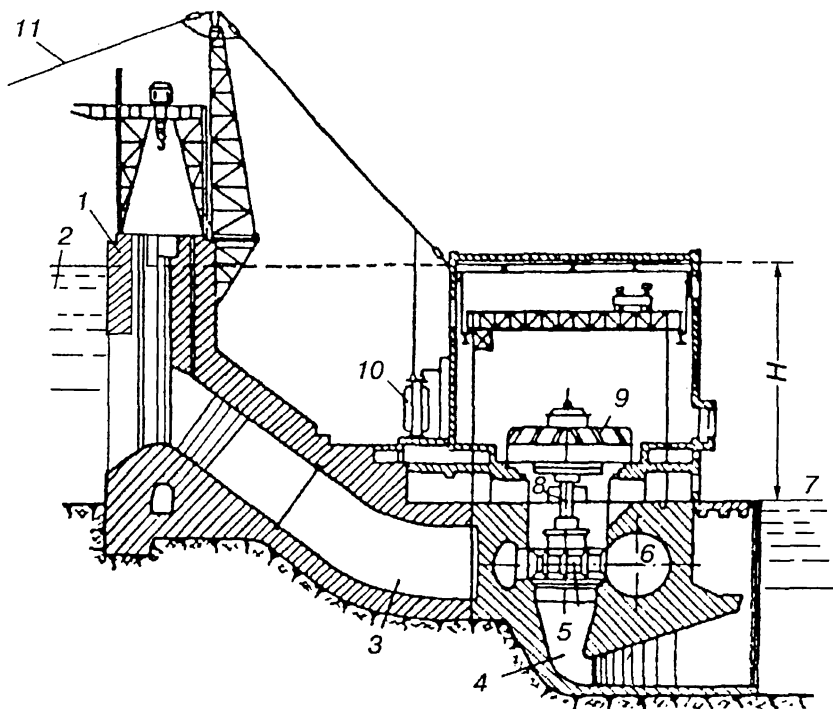


Рис. 1.4. Разрез гидроэлектростанции приплотинного типа

русла реки и попадает в напорный бассейн 3. Из бассейна вода по напорным трубам 4 течет в гидротурбины 5, приводя их во вращение. На одном валу с турбиной находится генератор, вырабатывающий электрическую энергию. Так как канал 2 проложен с небольшим уклоном, то напор воды H на турбинах ГЭС несколько меньше напора реки H_p на участке А-Б. Отработавшая вода из турбины по отводному каналу 6 возвращается в реку. При помощи плотины 7 можно создать искусственное водохранилище с определенным запасом воды и дополнительно поднять уровень воды, увеличив напор на турбинах гидроэлектростанции.

Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) сооружаются в энергосистемах, где отсутствуют ГЭС или их мощность недостаточна для покрытия максимальной нагрузки в часы "пиковых" нагрузок, когда расход электроэнергии резко возрастает. В часы мини-

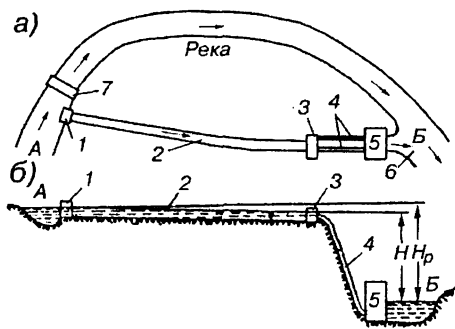


Рис. 1.5. Схема деривационной гидроэлектростанции

мальной нагрузки системы агрегаты ГАЭС работают в насосном режиме, перекачивая воду по трубопроводам из нижнего водохранилища в верхнее, запасая воду. В нужное время суток ГАЭС способна за несколько минут развить необходимую мощность и отдать ее в энергосистему, в то время как турбинам КЭС и АЭС для этого необходимо несколько часов. Сооружение подобных стан-

ций свидетельствует о нерешенной пока проблеме экономичного аккумулирования электрической энергии в больших количествах. К.п.д. ГАЭС составляет 70–75%.

Приливные электростанции (ПЭС) используют морские приливы и отливы в качестве источника полезной энергии. С помощью специальной плотины отгораживается часть моря, чтобы во время приливов вода поступала из моря в искусственный бассейн и при отливах возвращалась в море. В плотине ПЭС устанавливают обратимые горизонтальные гидрогенераторы в капсулах обтекаемой формы, которые позволяют независимо от направления потока воды подстраиваться к работе энергосистемы при приливах и отливах. В ночное время суток, когда имеется свободная мощность тепловых электростанций, производят подкачку воды в бассейн плотины. Гидрогенераторы работают при этом в насосном режиме, питаясь от энергосистемы. Такой режим работы ПЭС дает возможность использовать энергию запасенной в бассейне воды для выработки электроэнергии в дневные часы ее "пикового" потребления.

Удельная стоимость гидроэлектростанций c , руб./МВт, выше удельной стоимости тепловых станций той же мощности вследствие значительно большего объема строительных работ. Время строительства ГЭС также больше времени сооружения ТЭС. Однако себестоимость электроэнергии ГЭС значительно ниже себестоимости электроэнергии тепловых станций, так как отсутствуют затраты на топливо.

При совместной работе ГЭС с ТЭС и АЭС нагрузку энергосистемы распределяют так, чтобы при заданном расходе воды в течение определенного периода обеспечить спрос на электроэнергию с

минимальным расходом топлива в системе. ГЭС в течение большей части года целесообразно использовать в "пиковом" режиме. Это означает, что в течение суток мощность ГЭС должна изменяться в широких пределах: от минимальной — в часы малой нагрузки энергосистемы до максимальной — в часы наибольшей нагрузки. При таком использовании ГЭС нагрузка тепловых станций выравнивается и работа их становится более экономичной.

1.3. СИСТЕМЫ ТОКА И НОМИНАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

На электростанциях вырабатывается **трехфазный переменный ток** частотой 50 Гц и напряжением 3,15; 6,3; 10,5; 15,75 и 21 кВ. Часть электрической энергии передается потребителям по ЛЭП на генераторном напряжении, другая часть поступает на расположенную рядом повышающую трансформаторную подстанцию (см. рис. 1.2 и 1.3), где напряжение повышается до десятков или сотен киловольт. Передача электроэнергии высоким напряжением на большие расстояния более экономична, так как снижаются ее потери в проводах ЛЭП. Принято выбирать напряжение ЛЭП из расчета 1 кВ на 1 км длины ЛЭП. Изменение напряжения электросети в сторону увеличения или уменьшения влечет за собой изменение уровня изоляции линий электропередачи, сечения приводов, следовательно, затрат металла на ЛЭП и их стоимости. Экономически выгодное напряжение для передачи в каждом отдельном случае находят, выполняя соответствующие технико-экономические расчеты.

Трехфазные сети напряжением 380/220 В обычно используют для питания осветительных электроустановок и электродвигателей небольшой мощности. Эти сети выполняют четырехпроводными (три фазы и нулевой провод) с заземленной нейтралью, что обеспечивает автоматическое отключение поврежденной фазы при замыкании ее на землю, что повышает безопасность обслуживания таких сетей.

В ряде отраслей народного хозяйства наряду с системой трехфазного тока применяют **систему постоянного тока**.

Напряжение 600 В постоянного тока используют в тяговых сетях трамвая и троллейбуса; 825 В постоянного тока — для метрополитена; 3000 В — для электрифицированных магистральных дорог. Постоянный ток используется в цветной металлургии и химической промышленности.

Система однофазного переменного тока напряжением 25 кВ нашла широкое применение в тяговых сетях электрифицированных железных дорог.

Длительное или кратковременное состояние, возникающее в электрической установке и характеризующееся определенными параметрами (напряжение, ток, мощность, частота и т. д.), называется **режимом работы**. Режим, для которого спроектированы и изготовлены машины и аппараты, называется **номинальным**. Он характеризуется номинальными параметрами.

Номинальным параметром называется указанное изготовителем электротехнического устройства значение параметра, являющееся исходным для отсчета отклонений от этого значения при эксплуатации и испытаниях устройства. Номинальные параметры указываются в каталогах, справочниках, на щитках оборудования, их величина задается заводами-изготовителями. К номинальным можно отнести параметры, не указанные на заводском щитке электротехнического устройства, но относящиеся к номинальному режиму работы.

Одним из основных параметров, определяющим уровень изоляции оборудования электроустановки, является **номинальное напряжение**, при котором электроустановка предназначена для нормальной работы в течение срока, гарантированного изготовителем.

Ниже приведена шкала действующих значений номинальных межфазных напряжений приемников электроэнергии и линий электропередачи

$U_{\text{ном}}$, кВ: 0,22; 0,38; 0,66; 3; 6; 10; 20; 35; 110; 220; 330; 500; 750; 1150.

Номинальным током электрических аппаратов и оборудования называется наибольший допустимый ток, при прохождении которого сколь угодно длительное время температура нагрева токоведущих частей и изоляции не превышает установленной нормами величины при определенной расчетной температуре окружающей среды. Для электрических машин и аппаратов температура окружающей среды в большинстве случаев принимается $+35^{\circ}\text{C}$. В целях унификации оборудования установлены следующие значения номинальных токов $I_{\text{ном}}$, А: 1,0; 1,6; 2,5; 4; 6,3, а также десятичные кратные и дольные значения этих токов.

Номинальная мощность определяется номинальными напряжением и током, а также количеством фаз электрооборудования. Номи-

нальная мощность электрических машин и устройств:

постоянного тока — $P_{\text{ном}} = I_{\text{ном}} U_{\text{ном}}$, кВт;

однофазного переменного тока — $S_{\text{ном}} = I_{\text{ном}} U_{\text{ном}}$, кВ·А;

трехфазного переменного тока — $S_{\text{ном}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{ном}} U_{\text{ном}}$, кВ·А.

Номинальные мощности определяются при тех же условиях, что и номинальные токи, т.е. при расчетной температуре окружающей среды и длительно допустимой температуре нагрева токоведущих частей и изоляции.

1.4. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

Энергетическая система объединяет несколько электростанций, электрических и тепловых сетей с целью совместной непрерывной выработки и распределения между потребителями электрической и тепловой энергии.

Электрическая часть энергосистемы и питающиеся от нее приемники электрической энергии, объединенные общностью процесса производства, передачи, распределения и потребления **электрической энергии, называются электроэнергетической системой**. Входящая в нее **электрическая часть энергосистемы** представляет собой совокупность электроустановок электрических станций и электрических сетей энергосистемы.

На рис. 1.6 приведена в качестве примера принципиальная схема электроэнергетической системы. В системе объединены четыре различных электростанции: КЭС, ТЭЦ, АЭС и ГЭС. На каждой из них условно по два генератора G и два повышающих трансформатора. Электростанции связаны между собой и с трансформаторными подстанциями линиями электропередачи напряжением 110 и 220 кВ. При больших расстояниях между электростанциями применяются напряжения 330, 500 и 750 кВ. Нагрузка системы должна быть распределена между всеми электростанциями, входящими в нее. КЭС и АЭС, регулирование мощности которых затруднено, покрывают основную часть суточной нагрузки. ТЭЦ в первую очередь обеспечивают потребителей тепловой энергией, ГЭС, агрегаты которых допускают частые включения и отключения, используются для покрытия "пиковых" нагрузок системы. В остальное время суток они работают в режиме, соответствующем минимальному пропуску воды, необходимому по санитарным требованиям и условиям судоходства.

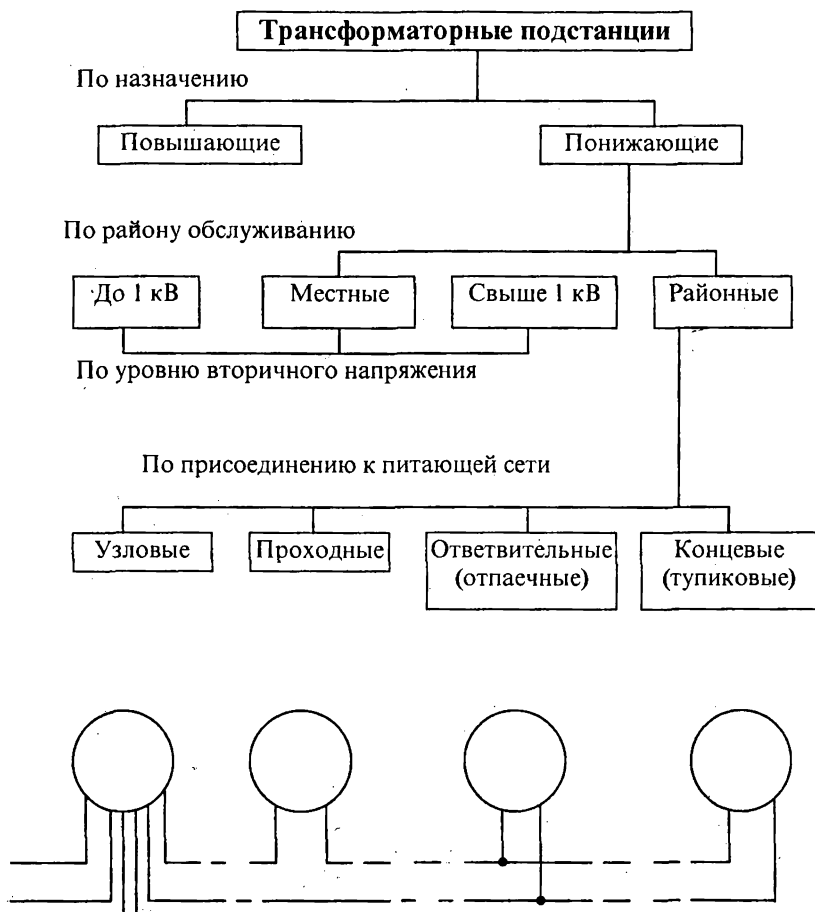


Рис. 1.7. Классификация трансформаторных подстанций

ческой системой и передачи электроэнергии потребителям высоким напряжением. **Понижающие** подстанции (рис. 1.6) P_1, P_2, P_3, P_4, P_5 сооружаются в районах потребления электроэнергии (районные) или непосредственно у потребителей (местные). Они предназначены для понижения высокого первичного напряжения питающей сети в более низкое вторичное напряжение, которое служит для питания потребителей и электроприемников. Понижающие подстанции бывают с одним и двумя вторичными напряжениями. На первых (P_4, P_5) установлены двухобмоточные трансформаторы, на вторых — трехобмоточные (P_1, P_2, P_3).

На рис. 1.7 приведена классификация трансформаторных подстанций. Несмотря на то, что она весьма условна и не затрагивает ряд признаков, тем не менее дает представление о разнообразии подстанций. На рис. 1.6 по способу присоединения к питающей сети подстанции P_2 и P_3 можно отнести к узловым, P_4 — проходная, P_5 — ответвительная, P_1 — конечная.

Узловыми являются подстанции, имеющие три и более ввода высшего напряжения (на рис. 1.6 — 220 кВ). Число узловых подстанций в системе относительно невелико. Узловые и проходные подстанции являются транзитными, поскольку мощность, передаваемая по линиям, проходит через сборные шины этих подстанций. Число подстанций, присоединяемых к ЛЭП–110 (220) кВ на ответвлениях (отпаечных) P_5 или находящихся в конце линий P_1 , очень велико, хотя область их применения сокращается ввиду недостаточной надежности из-за упрощенной схемы подключения к ЛЭП.

Глава 2. КОРОТКИЕ ЗАМЫКАНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

2.1. ВИДЫ ЗАМЫКАНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Электрические сети характеризуются нормальным, ненормальным и аварийным режимами работы. При **нормальном** режиме по всем элементам сети протекают рабочие токи, не превышающие допустимых, электроэнергия передается от источников питания к потребителям с нормальными расчетными потерями напряжения и электроэнергии на всех элементах сети. При **ненормальном** режиме (например, перегрузке) допускается работа электроустановки в течение определенного времени, после чего должно следовать отключение. **Аварийный** режим работы характеризуется резким изменением ряда параметров (повышение тока, снижение напряжения) и требует немедленного отключения электроустановки.

Большая часть аварий в электрических сетях вызывается **короткими замыканиями (КЗ)**, основной причиной которых является нарушение изоляции токоведущих частей. Механические повреждения изоляции возникают, например, при повреждении изоляции силовых кабелей во время земляных работ, при падении опор воздушных линий или обрыва проводов. Повреждения изоляции могут иметь место при перенапряжениях, например, при прямых ударах молнии в провода воздушных линий или открытых электроустановок. Короткие замыкания возможны также вследствие перекрытия токоведущих частей птицами и животными или ошибочных действий персонала.

При возникновении КЗ общее электрическое сопротивление электрической системы уменьшается, токи и углы между токами и напряжениями увеличиваются, напряжения в отдельных частях системы снижаются. Токи КЗ могут в десятки, сотни раз превышать рабочие токи элементов электроустановок и достигать десятков тысяч ампер. Наступление аварийного режима КЗ приводит к значительным электродинамическим (механическим) и термическим (тепловым) воздействиям на токоведущие части и электрооборудование.

В трехфазных сетях переменного тока различают пять основных видов коротких замыканий (рис. 2.1): однофазное $K^{(1)}$, двухфазное

$K^{(2)}$, двухфазное на землю $K^{(2,1)}$, трехфазное $K^{(3)}$ и трехфазное на землю $K^{(3,1)}$. Если все виды КЗ принять за 100%, то относительная частота появления замыканий в сети составляет: однофазных — 65%; двухфазных — 10%; двухфазных на землю — 20%; трехфазных и трехфазных на землю — 5%.

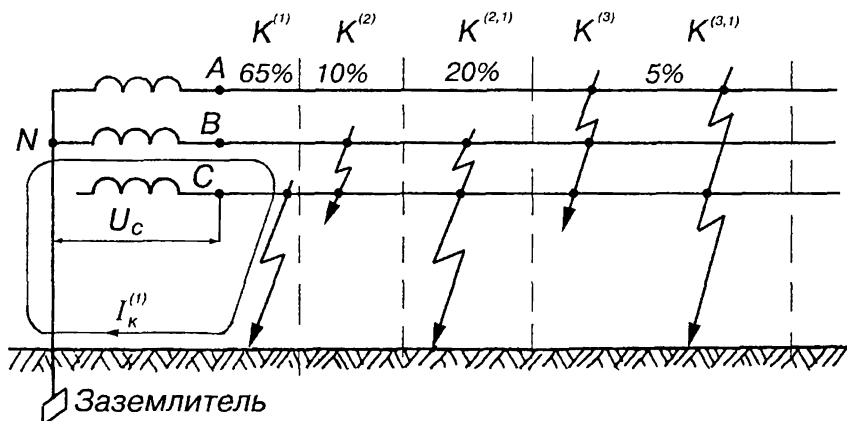


Рис. 2.1. Виды КЗ в трехфазной системе с заземленной нейтралью

Однофазные замыкания в системе с заземленной нейтралью возникают при пробое изоляции фазы системы на землю и являются короткими. Под действием напряжения поврежденной фазы (на рис. 2.1 — U_c) протекает ток, который достигает большого значения, так как сопротивление цепи невелико

$$I_k^{(1)} = U_c / Z_k^{(1)}, \quad (2.1)$$

где

U_c — напряжение фазы C источника питания, В;
 $Z_k^{(1)}$ — сопротивление цепи однофазного КЗ, Ом.

Величина однофазного тока при КЗ на шинах генератора в 1,5 раза превышает ток двухфазного КЗ и в 2,5 раза — трехфазного КЗ. Однако его можно существенно снизить за счет включения в заземление нейтрали N большого активного или индуктивного сопротивления. В результате этого наибольший возможный ток однофазного КЗ не превышает тока трехфазного КЗ.

Однофазные замыкания в системе с изолированной нейтралью не являются короткими, а значит и аварийными. На рис. 2.2, а показана схема системы с изолированной нейтралью. Каждая фаза системы обладает относительно земли некоторой емкостью, равномерно распределенной по длине линии. Для упрощения на схеме заменяем распределенную емкость фазы, емкостью, сосредоточенной посередине линии. При повреждении изоляции одной из фаз, например C_C , и замыкании ее на землю, через место соединения с землей будет проходить ток I_3 , который вернется в сеть через емкости C_B и C_A . Емкостные сопротивления между фазами и землей достаточно велики, поэтому ток I_3 , как правило, не превышает нескольких десятков ампер и носит емкостный характер ($I_3 = I_c$). Величина I_c зависит от напряжения и протяженности сети, конструктивного выполнения линий (кабельное или воздушное).

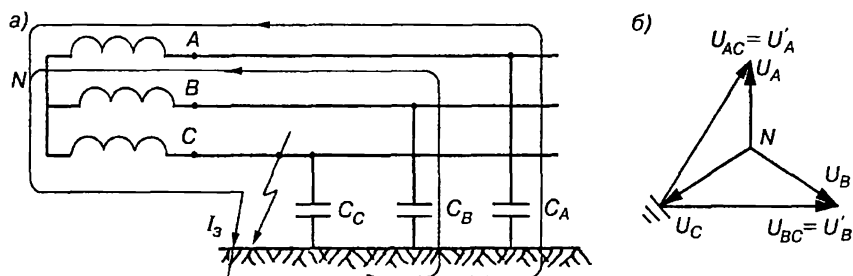


Рис. 2.2:

а — схема системы с изолированной нейтралью; б — векторная диаграмма напряжений системы при однофазном замыкании на землю

Приблизненно ток I_c можно определить по формулам: для сетей с воздушными линиями

$$I_c = \frac{U \cdot l}{350}, \text{ A} \quad (2.2)$$

для сетей с кабельными линиями

$$I_c = \frac{U \cdot l}{10}, \text{ A} \quad (2.3)$$

где

U — линейное напряжение сети, кВ;

l — длина электрически связанных линий сети данного напряжения, км.

Из векторной диаграммы (рис. 2.2, б) видно, что при замыкании на землю одной фазы напряжение нейтрали повышается относительно земли на величину фазного напряжения, а напряжения двух других фаз относительно земли становятся равными линейным $U'_A = U_{AC}$, $U'_B = U_{BC}$, то есть возрастают в $\sqrt{3}$ раз ($U'_A = \sqrt{3} U_A$; $U'_B = \sqrt{3} U_B$). Изоляция фаз сети относительно земли должна быть выполнена на линейное напряжение.

Длительная работа сети с замкнутой на землю фазой недопустима, так как в случае повреждения изоляции какой-либо другой фазы относительно земли возникает двухфазное КЗ через землю, сопровождающееся протеканием большого тока, который может вызвать значительное разрушение электрооборудования. Поэтому в сетях с изолированной нейтралью обязательно предусматривают защиту, извещающую персонал о возникновении такого ненормального режима работы. В сетях генераторного напряжения, а также в сетях, к которым подключены электродвигатели напряжением выше 1000 В, при появлении однофазного замыкания в обмотке статора машина должна автоматически отключаться от сети, если ток замыкания на землю превышает 5 А. При токе замыкания, не превышающем 5 А, допускается работа не более 2 ч, по истечении которых машина должна быть отключена. Если установлено, что место замыкания на землю находится не в обмотке статора, по усмотрению ответственного за электрохозяйство, допускается работа вращающейся машины с замыканием в сети на землю продолжительностью 6 ч. В электрических сетях 6–35 кВ с изолированной нейтралью работа воздушных и кабельных линий электропередачи с замкнутой на землю фазой допускается, но персонал должен приступить к отысканию места повреждения и немедленно устранить повреждение в кратчайший срок.

Более опасно однофазное замыкание на землю через электрическую дугу, так как последняя может повредить электрооборудование. При определенных условиях в месте замыкания на землю может возникнуть так называемая **перемежающаяся дуга**, которая периодически гаснет и зажигается вновь. Так как сеть обладает индуктивностью, то в моменты гашения и зажигания дуги в ин-

дуктивных элементах наводится э.д.с., величина которой пропорциональна скорости изменения тока ($e_L = L \frac{di}{dt}$). Скорость изменения тока $\frac{di}{dt}$ в момент возникновения и гашения перемежающейся дуги велика, и возникающая э.д.с. может превышать напряжение сети в несколько раз: $e_L = (2,5+3)U_\phi$. Эти перенапряжения распространяются на всю электрически связанную сеть, в результате чего возможны пробой изоляции и образование коротких замыканий в частях электроустановки с ослабленной изоляцией.

В электросетях напряжением 6–10 кВ перенапряжения, вызванные перемежающейся электрической дугой, неопасны для изоляции электрооборудования. В противоположность этому в электросетях напряжением 35 кВ и выше перенапряжения, возникающие при образовании перемежающейся дуги, опасны для изоляции. В таких сетях ток замыкания на землю не должен превышать 10 А ($I_\Sigma \leq 10$ А), так как при большем токе в месте замыкания на землю, как правило, возникает перемежающаяся электрическая дуга. Сети напряжением 110 кВ с незаземленными нейтралями, как правило, не работают, так как при их значительной протяженности и высоком напряжении, смотри (2.2), ток I_Σ в этих сетях всегда превышает 10 А.

Заземление нейтрали приводит к увеличению числа аварийных ситуаций, т. к. замыкания на землю, составляющие 65% от всех видов замыканий, становятся короткими и требуют немедленного отключения поврежденного элемента сети, что является существенным недостатком такой сети. Практика эксплуатации электроустановок напряжением выше 1000 В показывает, что большая часть однофазных замыканий в воздушных электросетях носит кратковременный характер, изоляция в месте замыкания на землю быстро восстанавливается после отключения поврежденного участка, и линия электропередачи может быть немедленно включена в работу с помощью устройств автоматического повторного включения (АПВ). Если замыкание на землю носило временный характер (схлестывание проводов ЛЭП при сильном ветре, перекрытие изоляции птицами и т. д.), то линия включается и питание потребителей восстанавливается в течение нескольких секунд. В противном случае линия отключается вторично.

Достоинством сетей с заземленными нейтралями является то, что при однофазных замыканиях на землю напряжение неповрежденных фаз по отношению к земле не повышается, остается равным фазному. Благодаря этому, за счет облегчения изоляции фаз по

отношению к земле существенно уменьшаются расходы на сооружение таких сетей. Достигаемая экономия тем больше, чем выше напряжение сети.

Сети напряжением выше 1000 В с заземленными нейтралями и токами замыкания на землю более 500 А относятся к сетям с большими токами замыкания на землю. Сети с незаземленными нейтралями или с нейтралями, заземленными через токоограничивающие устройства с большими сопротивлениями, напряжением до 35 кВ и токами замыкания на землю до 500 А относятся к сетям с малыми токами замыкания на землю.

2.2. ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ ПРИ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ

Величина и характер изменения тока КЗ в электрической сети зависит от целого ряда факторов: параметров сети (мощности активного и реактивного сопротивлений до точки КЗ, напряжения в точке КЗ); вида КЗ (однофазное, двухфазное, трехфазное); фазы напряжения; времени с момента возникновения КЗ; режима работы сети до КЗ (холостой ход, нагрузка).

Рассмотрим наиболее простой и часто встречающийся случай КЗ в системе неограниченной мощности, за которую условно принимают очень мощную систему, напряжение на шинах которой (U_{cp}) и частоту можно считать неизменными при любых изменениях тока (даже при КЗ) в присоединенной к ней маломощной цепи. Мощность такой системы считается бесконечно большой ($S_c = \infty$), а сопротивления равны нулю ($X_c = 0$, $R_c = 0$), при этом падение напряжения в системе также равно нулю.

На рис. 2.3 представлена расчетная схема для определения тока трехфазного КЗ на линии. Действующее значение трехфазного тока КЗ можно определить по формуле

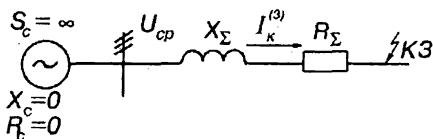


Рис. 2.3. Расчетная схема для определения тока трехфазного КЗ

$$I_k^{(3)} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_\Sigma^2 + X_\Sigma^2}}, \quad (2.4)$$

где

$I_{\kappa}^{(3)}$ — действующее значение трехфазного тока КЗ, кА;

$U_{\text{ср}}/\sqrt{3}$ — среднее напряжение фазы на шинах питающей системы, кВ;

R и X — суммарное активное и индуктивное сопротивления цепи КЗ, Ом.

Учитывая, что в электросетях напряжением выше 1000 В обычно $R_{\Sigma} \leq X_{\Sigma}$, и, упростив обозначение тока трехфазного КЗ ($I_{\kappa}^{(3)} = I_{\kappa}$), действующее значение трехфазного тока КЗ можно определить по формуле

$$I_{\kappa} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3}X_{\Sigma}}. \quad (2.5)$$

Рассмотрим процесс перехода от нормального режима работы сети к установившемуся режиму КЗ. На рис. 2.4 изображена векторная диаграмма напряжений и тока фазы B в момент возникновения КЗ ($t = 0$). Напряжение фазы B в этот момент равно 0, а ток $I_{\text{в}}$ отстает от напряжения на угол φ . При КЗ ток должен резко возрасти до $I_{\text{кв}}$ и отстать от напряжения $U_{\text{в}}$ на угол $\varphi_{\kappa} = 90^{\circ}$, так как

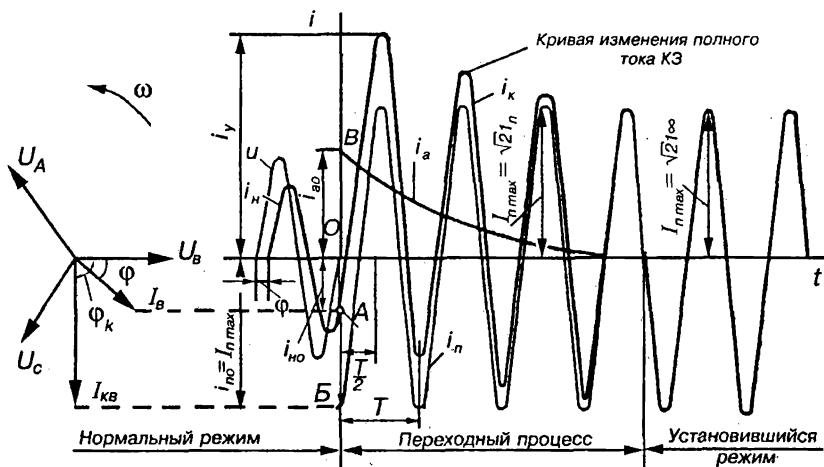


Рис. 2.4. Векторная и временная диаграммы изменения тока трехфазного КЗ

цепь КЗ практически чисто индуктивная. Во всех индуктивных элементах цепи КЗ наводится э.д.с., которая создает в цепи ток

$$i_{ao} = I_{п\ max} - i_{но}, \quad (2.6)$$

где

i_{ao} — аperiodическая составляющая тока в момент времени $t=0$;
 $I_{п\ max} = I_{кв}$ — амплитудное значение периодической составляющей тока КЗ;
 $i_{но}$ — ток нормального режима работы в момент времени $t = 0$.

Аperiodическая составляющая тока КЗ в начальный момент (отрезок OB) препятствует броску тока в цепи до амплитудного значения (отрезок AB), и он остается равным $i_{но}$. Переход от $I_{в}$ к $I_{кв}$ (векторная диаграмма) продолжается в течение $10 + 12$ периодов вращения векторной диаграммы с угловой скоростью ω .

Ток i_{ao} , возникший в результате перехода части энергии магнитного поля в электрическую, с течением времени уменьшается, так как электрическая энергия переходит в тепловую на активных сопротивлениях цепи R_{Σ} .

Затухание тока происходит по экспоненциальному закону

$$i_{at} = i_{a0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (2.7)$$

где

i_{at} — аperiodический ток в момент времени t ;
 i_{a0} — аperiodический ток в момент времени 0 ;
 $e = 2,72$ — основание натурального логарифма;
 t — время, прошедшее с момента возникновения КЗ до момента, где определяется i_{at} ;
 T_a — постоянная времени затухания аperiodического тока.

Постоянная времени цепи КЗ T_a определяется по формуле

$$T_a = \frac{L_{\Sigma}}{R_{\Sigma}} = \frac{\omega L_{\Sigma}}{\omega R_{\Sigma}} = \frac{X_{\Sigma}}{\omega R_{\Sigma}}, \quad (2.8)$$

где

L_{Σ} — суммарная индуктивность короткозамкнутой цепи;
 $\omega = 2\pi f$ — угловая частота.

При $f = 50$ Гц $\omega = 314$ об/с.

Таким образом, в цепи КЗ действуют две составляющие тока: периодический, протекающий под действием синусоидального напряжения сети, и аperiodический (непериодический), затухающий по экспоненте. На самом деле в цепи протекает один ток $i_{\kappa t}$, равный алгебраической сумме двух его составляющих токов в момент времени t

$$i_{\kappa t} = i_{\pi t} + i_{a t}. \quad (2.9)$$

Рассматривая кривую тока $i_{\kappa t}$, видим, что через полпериода (0,01 с) ток достигает максимального значения, которое называется ударным током короткого замыкания

$$i_y = I_{\pi \max} + i_{a0,01}. \quad (2.10)$$

Согласно выражению (2.7) $i_{a t}$ имеет наибольшее значение при максимально возможной величине i_{a0} . По выражению (2.6) это будет иметь место при $i_{\pi 0} = 0$, то есть до короткого замыкания ток в цепи отсутствовал. Таким образом, расчетными являются условия, при которых мгновенные значения напряжения и тока рассматриваемой фазы равнялись нулю непосредственно перед возникновением КЗ. При этих условиях можно записать

$$i_y = I_{\pi \max} + I_{\pi \max} \cdot e^{-\frac{0,01}{T_a}}. \quad (2.11)$$

В цепях напряжения выше 1000 В с относительно малым активным сопротивлением $T_a \approx 0,05$ с. Подставив в формулу (2.11) вместо $I_{\pi \max}$ его выражение через действующее значение тока I_{π} ($I_{\pi \max} = \sqrt{2} \cdot I_{\pi}$), получим формулу ударного тока

$$i_y = \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \right) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\pi}. \quad (2.12)$$

Ударный коэффициент K_y тока короткого замыкания учитывает долю участия аperiodической составляющей тока КЗ в образовании ударного тока:

$$K_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + \frac{1}{e^{\frac{0,01}{T_a}}}. \quad (2.13)$$

Учитывая, что в установившемся режиме КЗ действует только периодическая составляющая тока КЗ, то можно обозначить $I_n = I_k$. I_k определяется по формуле (2.5).

Окончательно получаем

$$i_y = K_y \sqrt{2} \cdot I_k. \quad (2.14)$$

Определим возможные пределы изменения ударного коэффициента. В цепях, обладающих только индуктивным сопротивлением ($R_\Sigma = 0$),

$$T_a = \frac{X_\Sigma}{\omega R_\Sigma} = \infty, \quad K_y = 1 + \frac{1}{e^{\frac{0,01}{\infty}}} = 1 + 1 = 2.$$

В цепях, обладающих только активным сопротивлением ($X_\Sigma = 0$),

$$T_a = \frac{X_\Sigma}{\omega R_\Sigma} = 0, \quad K_y = 1 + \frac{1}{e^{\frac{0,01}{0}}} = 1.$$

Таким образом, $2 > K_y > 1$.

При $T_a = 0,05$ с $K_y = 1,8$, при этом получим

$$i_y = 1,8 \sqrt{2} \cdot I_k = 2,55 I_k. \quad (2.15)$$

При расчете ударного тока КЗ с учетом активного сопротивления цепи следует вычислить T_a по формуле (2.8) и затем ударный коэффициент по выражению (2.13)

Наибольшее действующее значение ударного тока в течение первого периода КЗ определяется уравнением

$$I_y = \sqrt{I_n^2 + I_{a0,01}^2}, \quad (2.16)$$

где

$I_{a0,01}$ — действующее значение апериодической составляющей тока КЗ в момент времени 0,01 с, которое можно принять равным $i_{a0,01}$.

Из выражения (2.10) можно определить мгновенное значение апериодической составляющей ударного тока

$$i_{a0,01} = i_y - I_{n \max}. \quad (2.17)$$

Заменив в (2.17) i_y через его значение (2.14), а $I_{n \max}$ через действующее значение тока КЗ, получим

$$i_{a0,01} = K_y \sqrt{2} \cdot I_k - \sqrt{2} \cdot I_k = \sqrt{2} I_k (K_y - 1).$$

Уравнение (2.16) можно записать в виде

$$I_y = \sqrt{I_k^2 + 2I_k^2(K_y - 1)^2} = I_k \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2}. \quad (2.18)$$

Подставив в выражение (2.18) $K_y = 1,8$, получим

$$I_y = 1,52 I_k. \quad (2.19)$$

После затухания апериодической составляющей тока КЗ заканчивается переходный процесс и наступает установившийся режим КЗ, в котором ток изменяется синусоидально и его действующее значение до отключения не меняется.

2.3. РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ МЕТОДОМ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ЕДИНИЦ

Вычисление параметров электрических цепей в относительных единицах, т.е. в долях или процентах от некоторого наперед заданного параметра, называемого **базисным**, широко используется в практических расчетах.

За основу (базу) расчета может быть принят любой режим, например номинальный, тогда параметры любого другого режима можно выразить в долях соответствующих номинальных величин:

$$\begin{aligned} U_{*ном} &= \frac{U}{U_{ном}}; & I_{*ном} &= \frac{I}{I_{ном}}; \\ S_{*ном} &= \frac{S}{S_{ном}}; & X_{*ном} &= \frac{X}{X_{ном}}. \end{aligned} \quad (2.20)$$

Полученные таким образом параметры являются относительными номинальными (индекс звездочка * указывает, что параметр выражен в относительных единицах, а индекс **ном** — что он отнесен к номинальному параметру данного элемента).

При расчете токов КЗ в относительных единицах выражают сопротивления элементов цепи короткого замыкания. Приведенное

выше выражение $X_{*ном} = \frac{X}{X_{ном}}$ можно преобразовать, заменив в нем $X_{ном} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}I_{ном}}$, тогда получим

$$X_{*ном} = \frac{\sqrt{3}I_{ном} \cdot X}{U_{ном}}, \quad (2.21)$$

где

$I_{ном} \cdot X$ — падение напряжения в сопротивлении X ;

$\frac{U_{ном}}{\sqrt{3}}$ — номинальное напряжение фазы электрической цепи.

Отсюда следует, что **относительное номинальное сопротивление** равно отношению падения напряжения на сопротивлении данного элемента цепи при протекании через него номинального тока к номинальному напряжению фазы.

Умножив в выражении (2.21) на $U_{ном}$ числитель и знаменатель, получим

$$X_{*ном} = X \cdot \frac{S_{ном}}{U_{ном}^2}. \quad (2.22)$$

Относительные параметры можно вычислить по отношению к любой другой системе величин, положенной в основу расчета и называемой **базисной**. За базисную мощность можно принять любое число, если мощность питающей энергосистемы неизвестна и ее можно считать неограниченной. Практически наиболее удобно принять для расчетов $S_6 = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ или $S_6 = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Для каждой ступени электрической сети в качестве базисного напряжения принимают ее среднее линейное напряжение $U_6 = U_{cp}$, превышающее номинальное напряжение линий и приемников на 5%.

Шкала средних напряжений U_{cp} , кВ:

0,23; 0,4; 0,69; 3,15; 6,3; 10,5; 21; 37; 115; 230; 347; 525; 787; 1200.

По базисным величинам S_6 и U_6 определяется базисный ток

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_6}. \quad (2.23)$$

Относительное базисное сопротивление определяют по формулам, аналогичным (2.21) и (2.22):

$$X_{*6} = \frac{\sqrt{3}I_6 \cdot X}{U_6}, \quad (2.24)$$

$$X_{*6} = X \cdot \frac{S_6}{U_6^2}. \quad (2.25)$$

В справочниках, каталогах и заводских информационных материалах приводятся относительные **номинальные** параметры оборудования.

Относительное базисное сопротивление можно определить по известному относительному номинальному сопротивлению, которое можно отыскать в справочнике. Для этого преобразуем выражение (2.22) и получим

$$X = X_{*ном} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}. \quad (2.26)$$

Подставив в выражение (2.25) полученные значения X , получим формулу

$$X_{*6} = X_{*ном} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2}. \quad (2.27)$$

Расчет относительных базисных сопротивлений элементов цепи КЗ легко производится на основе формул (2.25) и (2.27).

Генераторы в каталогах характеризуются относительным сверхпереходным сопротивлением X''_d , мощностью $S_{ном.г}$ и напряжением $U_{ном.г}$. Учитывая, что $X''_d = X_{*ном}$ и $U_{ном.г} = U_{ср}$, получим из выражения (2.27)

$$X_{*6г} = X''_d \cdot \frac{S_{ном}}{S_{ном.г}}. \quad (2.28)$$

Двухобмоточные трансформаторы в каталогах характеризуются напряжением короткого замыкания $U_k, \%$, мощностью $S_{ном.т}$ и напряжением $U_{ном.т}$, которое равняется $U_{ср}$. Как известно, U_k — это относительное сопротивление двух обмоток трансформатора (относительное падение напряжения на них при опыте КЗ), выражен-

ное в процентах, тогда $X_{*ном.т} = \frac{U_k}{100}$.

Используя формулу (2.27), получим выражение относительного сопротивления двухобмоточного трансформатора в следующем виде:

$$X_{*бт} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном.т}}. \quad (2.29)$$

Трехобмоточные трансформаторы характеризуются в каталогах тремя напряжениями КЗ для каждой пары обмоток (рис. 2.5, а) $U_{кв-с}$, $U_{кв-н}$ и $U_{кс-н}$. Индексы показывают, к какой паре обмоток относится U_k (в — высшего напряжения, н — низшего и с — среднего). При расчете каждая обмотка трансформатора представляется как отдельный элемент цепи КЗ со своим сопротивлением (рис. 2.5, б). Решив систему уравнений $U_{кв-с} = U_{кв} + U_{кс}$; $U_{кв-н} = U_{кв} + U_{кн}$; $U_{кс-н} = U_{кс} + U_{кн}$, можно найти для каждой обмотки:

$$\left. \begin{aligned} U_{кв} &= 0,5 (U_{кв-с} + U_{кв-н} - U_{кс-н}); \\ U_{кс} &= 0,5 (U_{кв-с} + U_{кс-н} - U_{кв-н}); \\ U_{кн} &= 0,5 (U_{кв-н} + U_{кс-н} - U_{кв-с}). \end{aligned} \right\} \quad (2.30)$$

Используя полученные $U_{кв}$, $U_{кс}$ и $U_{кн}$, по формуле (2.29) можно получить относительное базисное сопротивление каждой обмотки трансформатора:

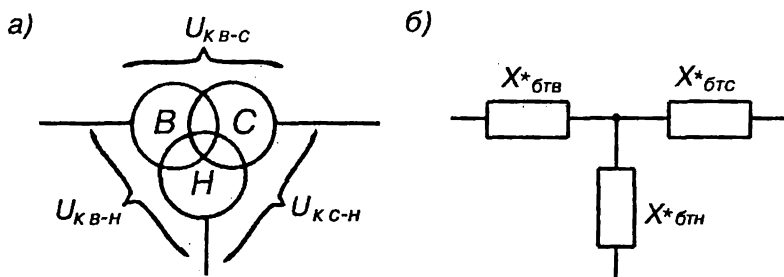


Рис. 2.5:

а — расчетная схема; б — схема замещения трехобмоточного трансформатора

$$\left. \begin{aligned} X_{*бТВ} &= \frac{U_{кв}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном.т}}; \\ X_{*бТС} &= \frac{U_{кс}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном.т}}; \\ X_{*бТН} &= \frac{U_{кн}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном.т}}. \end{aligned} \right\} \quad (2.31)$$

Формулы (2.31) используются в расчетах относительных сопротивлений трансформаторов тогда, когда при КЗ ток протекает к точке КЗ по всем трем обмоткам. Однако часто при КЗ на стороне низшего напряжения ток протекает по обмоткам высшего и низшего напряжения и отсутствует в обмотке среднего напряжения, а при КЗ на стороне среднего напряжения — отсутствует в обмотке низшего напряжения. В таком случае трансформатор можно рассматривать как двухобмоточный и рассчитывать относительное базисное сопротивление двух обмоток по их напряжению КЗ, используя выражение (2.29)

$$\begin{aligned} X_{*бТ В-С} &= \frac{U_{к В-С}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном.т}}; \\ X_{*бТ В-Н} &= \frac{U_{к В-Н}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном.т}}. \end{aligned} \quad (2.32)$$

Линии электропередачи характеризуются напряжением, сопротивлением 1 км линии (X_o , Ом/км) на фазу и длиной l , км. Для определения относительного базисного сопротивления линии можно использовать выражение (2.25), в котором принять $X = X_o \cdot l$:

$$X_{*бл} = X_o \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{ср}^2}, \quad (2.33)$$

где

$X_o = 0,4$ Ом/км — сопротивление воздушной линии напряжением 6–220 кВ (для линий напряжением 500 кВ – 0,3 Ом/км).

Индуктивное сопротивление кабельных линий напряжением 6 или 10 кВ принимают 0,08 Ом/км, а напряжением 35 кВ – 0,12 Ом/км.

Значения X_0 приведены для упрощения расчетов, более точные значения даются в справочниках.

Реакторы в каталогах характеризуются номинальным напряжением $U_{\text{ном.р}}$, номинальным током $I_{\text{ном.р}}$ и относительным значением индуктивного сопротивления $X_{\text{ном.р}\%}$. По аналогии с выражением (2.29) для двухобмоточного трансформатора базисное сопротивление реактора можно записать в виде

$$X_{*бр} = \frac{X_{\text{ном.р}\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} U_{\text{ном.р}} \cdot I_{\text{ном.р}}}, \quad (2.34)$$

где

$\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.р}} \cdot I_{\text{ном.р}}$ — номинальная проходная мощность трехфазной группы реакторов, т. е. мощность, при которой определено $X_{\text{ном.р}\%}$.

Система характеризуется мощностью короткого замыкания $S_{\text{кз}}$ на шинах распределительного устройства электроустановки. Для получения расчетной формулы относительного сопротивления системы используем выражение (2.5), домножив его левую и правую части на $\sqrt{3} U_{\text{ср}}$ и заменив X_{Σ} через выражение, полученное из (2.25)

$$\sqrt{3} U_{\text{ср}} \cdot I_{\text{к}} = \frac{U_{\text{ср}} \cdot S_6 \cdot \sqrt{3} U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot X_{*6} \cdot U_{\text{ср}}^2}, \quad (2.35)$$

$$S_k = \frac{S_6}{S_{\text{кз}}}.$$

Выражение (2.35) можно использовать для определения относительного базисного сопротивления системы

$$X_{*6с} = \frac{S_6}{S_{\text{кз}}}. \quad (2.36)$$

Аналогичное выражение для расчета $X_{*6с}$ используется, если задается номинальная мощность отключения выключателя на вводе электроустановки $S_{\text{ном.откл}}$:

$$X_{*6с} = \frac{S_6}{S_{\text{ном.откл}}}. \quad (2.37)$$

Расчетные формулы для определения относительных базисных сопротивлений отдельных элементов цепи КЗ приведены в табл. 2.1.

Расчет относительного сопротивления до точки КЗ выполняется в следующей последовательности:

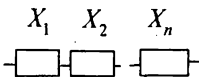
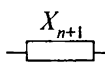
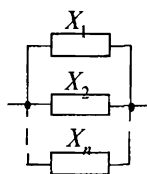
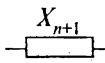
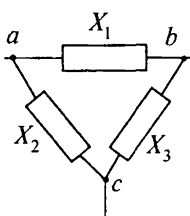
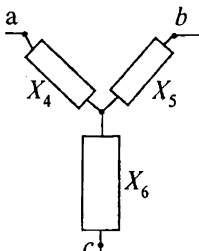
- составляют расчетную схему цепи КЗ;
- составляют по расчетной схеме эквивалентную схему замещения цепи КЗ;
- рассчитывают относительные сопротивления элементов цепи КЗ, указанных на схеме замещения;
- преобразуя схему замещения в соответствии с правилами, приведенными в табл. 2.2, получают результирующее относительного сопротивления цепи КЗ $X_{*бк}$.

Таблица 2.1.

Расчетные формулы относительных базисных сопротивлений элементов

| Элементы схемы | Исходные параметры | Расчетные формулы |
|----------------------------|------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------|
| Генератор | $X''_{*d}, S_{ном.г}$ | $X_{*бг} = X''_{*d} \cdot \frac{S_б}{S_{ном.г}}$ |
| Система | $S_{кс}$ или | $X_{*бс} = \frac{S_б}{S_{кс}}$ или |
| | $S_{ном.откл}$ | $X_{*бс} = \frac{S_б}{S_{ном.откл}}$ |
| Трансформатор | $U_{к\%}; S_{ном.т}$ | $X_{*бт} = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном.т}}$ |
| Линия электро- передачи | $X_o; l; U_{ср}$ | $X_{*бл} = X_o \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2}$ |
| Реактор | $X_{ном.р \%}; U_{ном.р}$ $I_{ном.р}$ | $X_{бр} = \frac{X_{ном.р\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.р} \cdot I_{ном.р}}$ |

Схемы и формулы для преобразования схемы замещения

| Вид соединения | Схема до преобразования | Схема после преобразования | Расчетные формулы |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Последовательное |  |  | $X_{n+1} = X_1 + X_2 + \dots + X_n$ |
| Параллельное |  |  | $X_{n+1} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \dots + \frac{1}{X_n}}$ <p>(при $X_1 = X_2 = \dots = X_n$)</p> $X_{n+1} = \frac{X_1}{n}$ |
| Треугольник (звезда после преобразования) |  |  | $X_4 = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2 + X_3};$ $X_5 = \frac{X_1 \cdot X_3}{X_1 + X_2 + X_3};$ $X_6 = \frac{X_2 \cdot X_3}{X_1 + X_2 + X_3}.$ |
| Примечание: Относительные базисные сопротивления указаны условно, опущены индексы звездочка (*) и б. | | | |

Составленная расчетная схема (рис. 2.6) представляет собой упрощенную электрическую схему, на которой указываются только те элементы, сопротивления которых учитываются в расчете (см. табл. 2.1). Рядом с каждым элементом проставляются исходные параметры, необходимые для расчета его сопротивления. На схеме указываются все точки КЗ, в которых необходимо произвести расчет токов КЗ.

По расчетной схеме составляется схема замещения (рис. 2.7). Все элементы расчетной схемы заменяются их сопротивлениями. Каж-

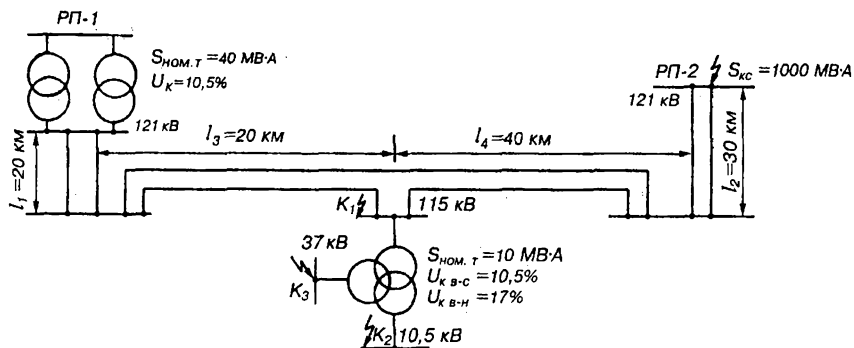


Рис. 2.6. Расчетная схема к примеру 2.1.

дое сопротивление обозначается дробью, в числителе которой указывается порядковый номер элемента цепи, в знаменателе — его относительное сопротивление, рассчитанное по формулам табл. 2.1.

В процессе преобразования схемы замещения появляются новые, эквивалентные отдельным участкам схемы сопротивления, нумерацию которых удобнее продолжить, как это сделано в табл. 2.2. Если сопротивление элемента переходит без изменения из одной схемы преобразования в другую, то его номер должен сохраняться.

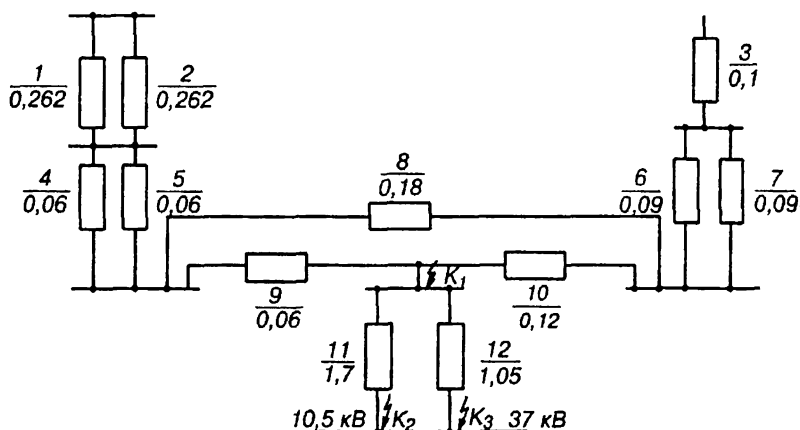


Рис. 2.7. Схема замещения к примеру 2.1.

Пример 2.1. Определить относительные результирующие сопротивления $X_{\bullet 6к1}$, $X_{\bullet 6к2}$ и $X_{\bullet 6к3}$ до точек K_1 , K_2 и K_3 расчетной схемы на рисунке 2.6, на которой указаны все необходимые расчетные величины. Активные сопротивления не учитывать, так как они значительно меньше индуктивных. Номинальные напряжения всех элементов считать равными средним напряжениям соответствующих ступеней, указанным на расчетной схеме.

Схема замещения приведена на рис. 2.7.

Принимаем $S_6 = 100$ МВ·А и рассчитываем все сопротивления схемы замещения при этой базисной мощности.

Сопротивление трансформаторов расчетной и районной подстанции $РП_1$ определяем по формуле (2.29):

$$X_1 = X_2 = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,262;$$

$$X_{11} = \frac{U_{\text{КВ-Н}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{17}{100} \cdot \frac{100}{10} = 1,7;$$

$$X_{12} = \frac{U_{\text{КВ-С}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{10} = 1,05.$$

Сопротивление системы до шин районной подстанции $РП_2$ определяем по формуле (2.36):

$$X_3 = \frac{S_6}{S_{\text{Кс}}} = \frac{100}{1000} = 0,1.$$

Сопротивления линий при напряжении 115 кВ определяем по формуле (2.33):

$$X_4 = X_5 = X_0 \cdot l_1 \frac{S_6}{U_{\text{cp}}^2} = 0,4 \cdot 20 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,06;$$

$$X_6 = X_7 = X_0 \cdot l_2 \frac{S_6}{U_{\text{cp}}^2} = 0,4 \cdot 30 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,09;$$

$$X_8 = X_0(l_3 + l_4) \frac{S_6}{U_{\text{cp}}^2} = 0,4(20 + 40) \frac{100}{115^2} = 0,18;$$

$$X_9 = X_0 \cdot l_3 \frac{S_6}{U_{\text{cp}}^2} = 0,4 \cdot 20 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,06;$$

$$X_{10} = X_0 \cdot l_4 \frac{S_6}{U_{\text{cp}}^2} = 0,4 \cdot 40 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,12.$$

Результаты расчетов проставляем на схеме замещения (рис. 2.7).

Пользуясь формулами преобразования табл. 2.2, заменяем как параллельные X_1 и X_2 на X_{13} , X_4 и X_5 на X_{14} , X_6 и X_7 на X_{15} , а X_8 , X_9 и X_{10} , соединенные в треугольник, заменяем на X_{16} , X_{17} и X_{18} , соединенные в звезду:

$$X_{13} = \frac{X_1}{2} = \frac{0,262}{2} = 0,131;$$

$$X_{14} = \frac{X_4}{2} = \frac{0,06}{2} = 0,03;$$

$$X_{15} = \frac{X_6}{2} = \frac{0,09}{2} = 0,045;$$

$$X_{16} = \frac{X_8 \cdot X_9}{X_8 + X_9 + X_{10}} = \frac{0,18 \times 0,06}{0,18 + 0,06 + 0,12} = 0,03;$$

$$X_{17} = \frac{X_8 \cdot X_{10}}{X_8 + X_9 + X_{10}} = \frac{0,18 \times 0,12}{0,18 + 0,06 + 0,12} = 0,06;$$

$$X_{18} = \frac{X_9 \cdot X_{10}}{X_8 + X_9 + X_{10}} = \frac{0,06 \times 0,12}{0,18 + 0,06 + 0,12} = 0,02.$$

Полученные результаты проставляем на схеме преобразования (рис. 2.8, а), сопротивления X_3 , X_{11} и X_{12} переносим на схему без изменений.

Упрощаем полученную схему, заменив последовательные сопротивления X_{13} , X_{14} и X_{16} на X_{19} и сопротивления X_3 , X_{15} и X_{17} на X_{20} , получим

$$X_{19} = X_{13} + X_{14} + X_{16} = 0,131 + 0,03 + 0,03 = 0,191;$$

$$X_{20} = X_3 + X_{15} + X_{17} = 0,1 + 0,045 + 0,006 = 0,205.$$

Полученный результат проставляем на схему (рис. 2.8, б), X_{11} , X_{12} и X_{18} переносим без изменения.

Определяем относительное базисное сопротивление до точки K_1 :

$$X_{6K_1} = X_{22} = X_{21} + X_{18} = 0,1 + 0,02 = 0,12.$$

Определяем относительное базисное сопротивление до точки K_2 :

$$X_{6K_2} = X_{23} = X_{22} + X_{11} = 0,12 + 1,7 = 1,82.$$

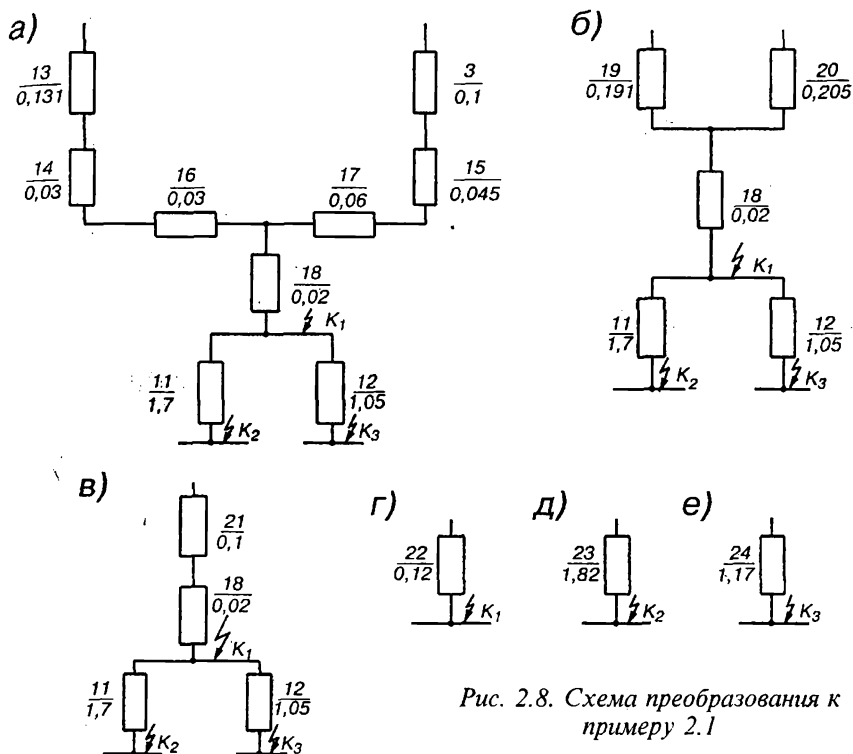


Рис. 2.8. Схема преобразования к примеру 2.1

Определяем относительное базисное сопротивление до точки K_3 :

$$X_{6K_3} = X_{24} = X_{22} + X_{12} = 0,12 + 1,05 = 1,17.$$

Расчет токов и мощности КЗ выполняется в следующей последовательности:

- определяют базисный ток по формуле (2.23);
- определяют действующее значение тока КЗ, формула для определения которого выводится из выражений (2.5) и (2.25):

$$I_K = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3}X_\Sigma} \quad \text{и} \quad X_{*6} = X_\Sigma \frac{S_6}{U_{cp}^2}$$

$$X_\Sigma = \frac{U_{cp}^2}{S_6} \cdot X_{*6} \quad I_K = \frac{U_{cp} \cdot S_6}{\sqrt{3}U_{cp}^2 \cdot X_{*6}},$$

произведя в полученном выражении необходимые преобразования, будем иметь

$$I_{\kappa} = \frac{I_6}{X_{*6}}, \quad (2.38)$$

где

$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{cp}}$ — базисный ток;

$X_{*6} = X_{*6K_3}$ — относительное базисное сопротивление до точки K_3 ; — определяют ударный ток i_y и его действующее значение I_y по формулам (2.15) и (2.19):

$$i_y = 2,55I_{\kappa}, \quad I_y = 1,52I_{\kappa};$$

— определяют мощность трехфазного КЗ по выражению (2.35):

$$S_{\kappa} = \frac{S_6}{X_{*6}}.$$

Пример 2.2. Определить токи и мощность короткого замыкания в точках, указанных на расчетной схеме на рис. 2.6. Для расчетов используем значения относительных базисных сопротивлений, определенных в примере 2.1:

$$X_{6K_1} = 0,12; \quad X_{6K_2} = 1,82; \quad X_{6K_3} = 1,17.$$

Вычисление токов и мощностей КЗ сводим в табл. 2.3 (см. след. страницу).

2.4. РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ МЕТОДОМ ИМЕНОВАННЫХ ЕДИНИЦ

Метод именованных единиц чаще применяется при расчете токов КЗ в простых неразветвленных сетях и установках напряжением до 1000 В. Расчет обычно производится по полному сопротивлению цепи КЗ, так как суммарное активное сопротивление оказывается соизмеримым с индуктивным и должно быть учтено.

Необходимо в некоторых случаях учитывать сопротивление трансформаторов тока, катушек максимального тока автоматических выключателей и их контактов, рубильников, пакетных выключателей. В большинстве же случаев сопротивление вышеперечисленных элементов цепи КЗ не превышает 1–3% от полного сопротивления этой цепи и может быть в расчете опущено.

Расчет токов и мощностей КЗ в точках K_1 , K_2 и K_3

| Точки КЗ | Расчетные формулы | Расчеты |
|---------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| K_1 $(U_{cp} = 115 \text{ кВ})$ | $I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{cp}}$ $I_K = \frac{I_6}{X_{*6K_1}}$ $i_y = 2,55 I_K$ $I_y = 1,52 I_K$ $S_K = \frac{S_6}{X_{*6K_1}}$ | $I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5 \text{ кА}$ $I_K = \frac{0,5}{0,12} = 4,17 \text{ кА}$ $i_y = 2,55 \cdot 4,17 = 10,7 \text{ кА}$ $I_y = 1,52 \cdot 4,17 = 6,35 \text{ кА}$ $S_K = \frac{100}{0,12} = 835 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ |
| K_2 $(U_{cp} = 10,5 \text{ кВ})$ | $I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{cp}}$ $I_K = \frac{I_6}{X_{*6K_2}}$ $i_y = 2,55 I_K$ $I_y = 1,52 I_K$ $S_K = \frac{S_6}{X_{*6K_2}}$ | $I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}$ $I_K = \frac{5,5}{1,82} = 3 \text{ кА}$ $i_y = 2,55 \cdot 3 = 7,65 \text{ кА}$ $I_y = 1,52 \cdot 3 = 4,56 \text{ кА}$ $S_K = \frac{100}{1,82} = 55 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ |
| K_3 $(U_{cp} = 37 \text{ кВ})$ | $I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{cp}}$ $I_K = \frac{I_6}{X_{*K_3}}$ $i_y = 2,55 I_K$ $I_y = 1,52 I_r$ $S_K = \frac{S_6}{X_{*6K_3}}$ | $I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА}$ $I_K = \frac{1,56}{1,17} = 1,342 \text{ кА}$ $i_y = 2,55 \cdot 1,42 = 3,62 \text{ кА}$ $I_y = 1,52 \cdot 1,42 = 2,16 \text{ кА}$ $S_K = \frac{100}{1,17} = 85,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ |

При вычислении удобно выражать расчетные параметры в следующих единицах: напряжение в вольтах; ток в килоамперах, мощность в киловаттах и киловольтамперах, сопротивления в миллиомах.

Расчет сопротивлений элементов цепи КЗ обычно сводится к определению сопротивлений силовых трансформаторов и линий электропередачи.

Активное сопротивление трансформатора определяют по активным потерям ΔP_{κ} в его трех фазах при опыте КЗ

$$\Delta P_{\kappa} = 3 \cdot I_{\text{ном.т}}^2 \cdot R_{\text{т}}, \quad (2.39)$$

где

$R_{\text{т}}$ — активное сопротивление обмоток одной фазы трансформатора;
 $I_{\text{ном.т}}$ — номинальный ток вторичной обмотки трансформатора.

Исходя из выражения (2.39), получим формулу активного сопротивления трансформатора

$$R_{\text{т}} = \frac{\Delta P_{\kappa}}{3 \cdot I_{\text{ном.т}}^2}. \quad (2.40)$$

Домножив числитель и знаменатель на $U_{\text{ср}}^2$ и считая $U_{\text{ср}} = U_{\text{ном.т}}$, получим

$$R_{\text{т}} = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot U_{\text{ср}}^2}{3 \cdot I_{\text{ном.т}}^2 \cdot U_{\text{ср}}^2} = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot U_{\text{ср}}^2}{S_{\text{ном.т}}^2}. \quad (2.41)$$

Полное сопротивление трансформатора можно получить из опыта короткого замыкания, при котором определяется напряжение КЗ U_{κ} :

$$U_{\kappa} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ном.т}} \cdot Z_{\text{т}}}{U_{\text{ном.т}}} \cdot 100, \%, \quad (2.42)$$

Домножив числитель и знаменатель на $U_{\text{ном.т}}$ и выразив затем $Z_{\text{т}}$ из полученной формулы, будем иметь

$$Z_{\text{т}} = \frac{U_{\kappa}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ср}}^2}{S_{\text{ном.т}}}. \quad (2.43)$$

Индуктивное сопротивление трансформатора определяется по известным $Z_{\text{т}}$ и $R_{\text{т}}$:

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}. \quad (2.44)$$

Индуктивное и активное сопротивления линии электропередачи зависят от конструкции линии (воздушная или кабельная), материала и сечения фазы линии, номинального напряжения и протяженности линии:

$$\left. \begin{aligned} R_{\text{л}} &= R_0 \cdot l_{\text{л}} \\ X_{\text{л}} &= X_0 \cdot l_{\text{л}} \end{aligned} \right\} \quad (2.45)$$

где

R_0 — активное удельное сопротивление фазы линии, мОм/м;

X_0 — индуктивное удельное сопротивление фазы линии, мОм/м;

$l_{\text{л}}$ — длина линии, м.

Активное удельное сопротивление фазы линии можно определить из выражения

$$R_0 = \frac{1000}{\gamma \cdot q_{\text{л}}}, \quad (2.46)$$

где

γ — удельная проводимость материала фазы, МСм/м $\left(\frac{\text{м}}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2} \right)$

($\gamma_{\text{м}} = 53$ МСм/м — удельная проводимость меди; $\gamma_{\text{а}} = 32$ МСм/м — удельная проводимость алюминия);

$q_{\text{л}}$ — сечение фазы линии, мм²;

1000 — переводной коэффициент в миллиомы.

Индуктивное удельное сопротивление X_0 фазы линии зависит от конструкции линии и ее напряжения (для кабельных линий напряжением до 1000 В $X_0 = 0,07$ мОм/м).

Порядок расчета токов КЗ в установках напряжением до 1000 В аналогичен порядку расчета токов КЗ с использованием системы относительных единиц.

Расчет начинается с составления расчетной схемы (рис. 2.9, а), на которой указываются все элементы, сопротивления которых необходимо учесть в расчете.

По расчетной схеме составляют эквивалентную схему замещения (рис. 2.9, б), на которой указываются активные и реактивные сопротивления элементов цепи КЗ. По исходным данным рассчитывают величины сопротивлений.

Суммируя отдельно активные и реактивные составляющие сопротивлений, определяют суммарные активное R_{Σ} , индуктивное X_{Σ} и полное Z_{Σ} сопротивления цепи КЗ

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}. \quad (2.47)$$

Определяют действующее значение тока КЗ по формуле (2.5)

$$I_K = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}.$$

По полученному значению I_K определяют ударный ток

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_K.$$

Ударный коэффициент приближенно для трансформаторов с $S_{\text{ном.т}} = 100 \div 400$ кВ·А можно принять $K_y = 1,2$; для трансформаторов $630 \div 1000$ кВ·А $K_y = 1,3$. Более точное значение ударного коэффициента можно получить расчетом

$$K_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}},$$

где $\frac{T_a}{T_a} = \frac{X_{\Sigma}}{314 R_{\Sigma}}$ — постоянная времени цепи КЗ.

Пример 2.3. Рассчитать установившийся ток трехфазного КЗ и ударный ток в точке К расчетной схемы на рис. 2.9, а. На схеме показан трансформатор типа ТМ–100/10 и кабель марки ААГ–3 × 95 + 1 × 35, нанесены все их параметры, необходимые для расчета активных и индуктивных сопротивлений элементов в цепи КЗ. Схема замещения приведена на рисунке 2.9, б.

Расчет сопротивлений трансформатора:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{ср}}^2}{S_{\text{ном.т}}^2} = \frac{1,97 \times 400^2}{100^2} = 31,5 \text{ мОм};$$

$$Z_T = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_{\text{ср}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{400^2}{100} = 72 \text{ мОм};$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{72^2 - 31,5^2} = 65 \text{ мОм}.$$

Расчет сопротивлений кабеля:

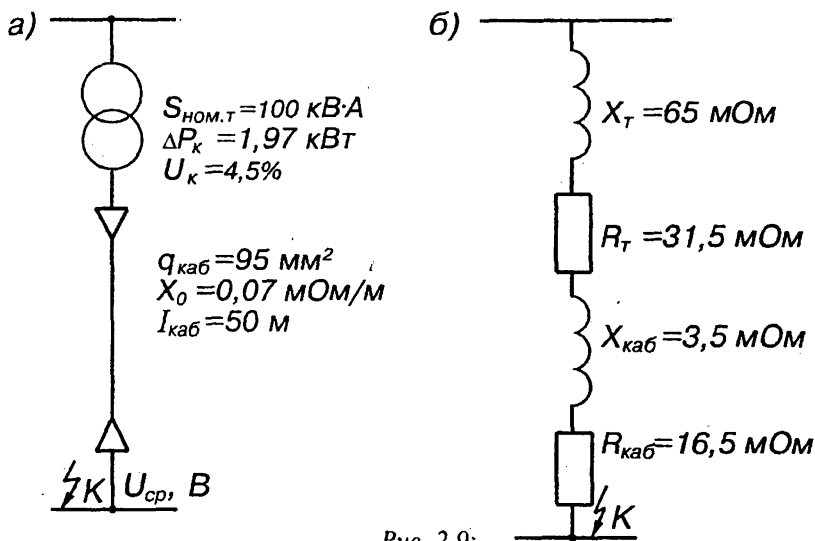


Рис. 2.9:

а — расчетная схема; б — схема замещения в установках напряжением до 1000 В

$$R_0 = \frac{1000}{\gamma_a \cdot q_{\text{каб}}} = \frac{1000}{32 \times 95} = 0,33 \text{ мОм/м};$$

$$R_{\text{каб}} = R_0 \cdot l = 0,33 \cdot 50 = 16,5 \text{ мОм};$$

$$X_{\text{каб}} = X_0 \cdot l = 0,07 \cdot 50 = 3,5 \text{ мОм}.$$

Результаты расчетов наносятся на схему замещения.
Расчет суммарного сопротивления:

$$R_{\Sigma} = R_T + R_{\text{каб}} = 31,5 + 16,5 = 48 \text{ мОм};$$

$$X_{\Sigma} = X_T + X_{\text{каб}} = 65 + 3,5 = 68,5 \text{ мОм};$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2} = \sqrt{48^2 + 68,5^2} = 84 \text{ мОм}.$$

Расчет действующего значения тока КЗ:

$$I_K = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}} = \frac{400}{\sqrt{3} \times 84} = 2,72 \text{ кА}.$$

Расчет ударного коэффициента:

$$T_a = \frac{X_\Sigma}{314 R_\Sigma} = \frac{68,5}{314 \times 48} = 0,0044 \text{ с};$$

$$K_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0044}} = 1,12.$$

Расчет ударного тока

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} I_k = 1,12 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,72 = 4,32 \text{ кА}.$$

2.5. ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКОЕ ДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КЗ

Токи КЗ в токоведущих частях и аппаратах вызывают динамические (механические) усилия, которые могут разрушить оборудование. В нормальных условиях токи в аппаратах невелики и их механические усилия незначительны, но при КЗ токи увеличиваются в десятки раз и их воздействие может достигнуть опасных значений.

Правильно выбранные токоведущие части и аппараты должны обладать достаточной электродинамической стойкостью против ударного действия токов КЗ, чтобы обеспечить надежную работу электроустановок.

В соответствии с законом Био–Саварра электродинамическую силу взаимодействия между двумя параллельными проводниками (рис. 2.10) произвольного сечения, отбекаемыми токами i_1 и i_2 , определяют по формуле

$$F = 2,04 K_\phi \cdot i_1 \cdot i_2 \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-1}, \quad (2.48)$$

где

F — сила, действующая на проводник, Н;

i_1 и i_2 — мгновенные значения токов в проводниках, А;

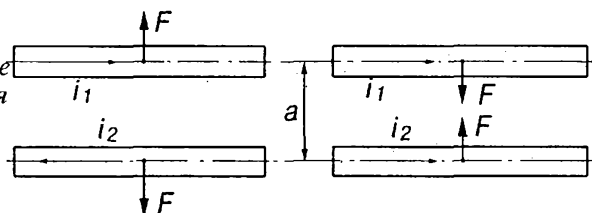
l — длина параллельных проводников, м;

a — расстояние между осями проводников, м;

K_ϕ — коэффициент формы.

Коэффициент формы K_ϕ зависит от формы сечения проводников и их взаимного расположения. Для круглых и трубчатых проводников $K_\phi = 1$, для проводников другой формы можно принять $K_\phi = 1$

Рис. 2.10.
Электродинамические
силы взаимодействия
между двумя
проводниками



в тех случаях, когда сечение проводников мало по сравнению с расстоянием между ними и их длиной. Для практических расчетов сил взаимодействия между проводниками в электроустановках принимают $K_\phi = 1$.

Между проводниками возникают усилия притяжения при одинаковом направлении токов и — отталкивания при разных направлениях.

При токе трехфазного КЗ и параллельном расположении проводников трех фаз в одной плоскости в наиболее тяжелых условиях находится средняя фаза, на которую действует сила

$$F = 2,04 \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot i_y^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-1} = 1,76 i_y^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-1}, \quad (2.49)$$

где

i_y — ударный ток при трехфазном КЗ, кА;

$\frac{\sqrt{3}}{2}$ — коэффициент, учитывающий несовпадение токов по фазе и
2 — неодинаковое значение ударных токов в разных фазах.

Рассматривая проводник как равномерно нагруженную многопролетную балку, получим изгибающий момент ($\text{Н} \cdot \text{м}$), создаваемый ударным током

$$M = \frac{F \cdot l}{10}. \quad (2.50)$$

Электродинамическая стойкость проводников прямоугольной формы, закрепленных на изоляторах, определяется по механическому напряжению, возникающему при протекании ударного тока:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} \cdot 10^{-6}, \quad (2.51)$$

где

$\sigma_{\text{расч}}$ — расчетное механическое напряжение в материале проводника, МПа;

W — момент сопротивления, м³;

10^{-6} — коэффициент перевода Па в МПа.

Момент сопротивления при расположении прямоугольных проводников на ребро (рис. 2.11, а)

$$W_p = \frac{b^2 \cdot h}{6} \cdot 10^{-9}, \quad (2.52)$$

при расположении плашмя (рис. 2.11, б)

$$W_{\text{п}} = \frac{h^2 \cdot b}{6} \cdot 10^{-9}, \quad (2.53)$$

где

b — толщина проводника, мм;

h — ширина (высота) проводника, мм.

Условие механической стойкости проводников при протекании ударного тока

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (2.54)$$

где

$\sigma_{\text{доп}}$ — допустимое механическое напряжение в материале проводника, МПа.

Допустимое напряжение при изгибе принимают для медных шин — 170 МПа, алюминиевых — 80 МПа, стальных — 190 МПа.

Пример 2.4. Проверить шины, закрепленные на опорных изоляторах (рис. 2.11) на электродинамическую стойкость. Тип шин А-30х4 (алюминиевые, $h = 30$ мм, $b = 4$ мм). Расстояние между опорными изоляторами $l = 1$ м. Расстояние между фазами $a = 0,25$ м. Ударный ток $i_y = 10$ кА.

Усилие, действующее на шину на длине пролета,

$$F = 1,76 i_y^2 \frac{l}{a} \cdot 10^{-1} = 1,76 \cdot 10^2 \frac{1}{0,25} \cdot 10^{-1} = 70 \text{ Н.}$$

Изгибающий момент

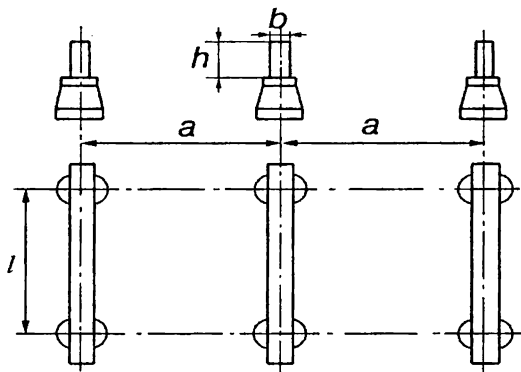


Рис. 2.11. Расчетная схема к примеру 2.4.

$$M = \frac{F \cdot l}{10} = \frac{70 \cdot 1}{10} = 7 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

Момент сопротивления шин при расположении на ребро

$$W_p = \frac{b^2 \cdot h}{6} \cdot 10^{-9} = \frac{4^2 \cdot 30}{6} \cdot 10^{-9} = 80 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3.$$

Расчетное напряжение в металле шин

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W_p} \cdot 10^{-6} = \frac{7}{80 \cdot 10^{-9}} \cdot 10^{-6} = 87,5 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\text{расч}} > \sigma_{\text{доп}} = 80 \text{ МПа}.$$

Условие устойчивости шин не выполняется, шины динамически не устойчивы.

Расположим шины плашмя и повторим проверку:

$$W_n = \frac{h^2 \cdot b}{6} \cdot 10^{-9} = \frac{4 \times 30^2}{6} \times 10^{-9} = 600 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3.$$

Расчетное напряжение в металле шин

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W_n} \cdot 10^{-6} = \frac{7}{600 \times 10^{-9}} \times 10^{-6} = 11,7 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}} = 80 \text{ МПа}.$$

Так как $\sigma_{расч} < \sigma_{доп}$, то есть условие динамической стойкости шин при расположении их плашмя выполняется, шины динамически устойчивы.

2.6. ТЕРМИЧЕСКОЕ ДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КЗ

Различают два основных режима нагрева элементов электроустановок токами: длительный нормальный режим работы и кратковременный режим короткого замыкания.

Температура нагрева проводника в нормальном режиме зависит от величины протекающего по нему рабочего тока $I_{раб}$ и определяется по формуле

$$\tau_n = \tau_{ос} + (\tau_{доп} - \tau_{ос}) \frac{I_{раб}^2}{I_{доп}^2}, \quad (2.55)$$

где

τ_n — начальная температура проводника в момент возникновения режима КЗ (рис. 2.12);

$\tau_{ос}$ — температура окружающей среды;

$\tau_{доп}$ — допустимая температура нагрева проводника максимальным рабочим током $I_{доп}$;

$I_{раб}$ — рабочий ток, протекающий по проводнику перед возникновением КЗ;

$I_{доп}$ — максимальный допустимый ток рабочего режима.

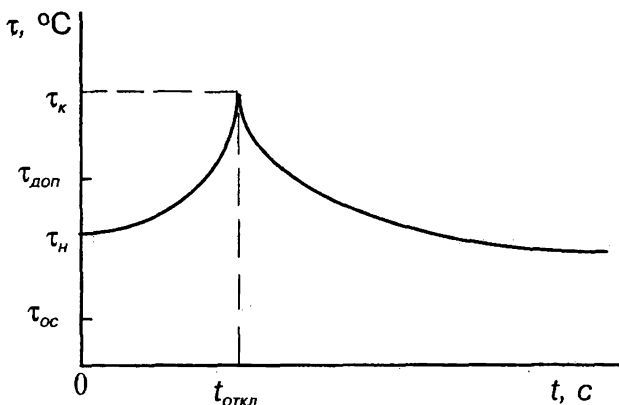


Рис. 2.12. Диаграмма изменения температуры проводника при нагреве его током КЗ

Допустимые температуры нагрева шин и кабелей длительными рабочими и кратковременными токами КЗ

| Вид проводника | $\tau_{\text{доп}}, ^\circ\text{C}$ | $\tau_{\text{макс}}, ^\circ\text{C}$ | $C, \frac{\text{кА} \cdot \text{с}^{\frac{1}{2}}}{\text{мм}^2}$ |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|-----------------------------------------------------------------|
| Шины: | | | |
| медные | +70 | 300 | 0,171 |
| алюминиевые | +70 | 200 | 0,088 |
| стальные | +70 | 300 | 0,06 |
| Кабели с бумажной пропитанной изоляцией на напряжение, кВ | | | |
| 3 | + 80 | 200 | 0,141/0,085 |
| 6 | + 65 | 200 | 0,141/0,085 |
| 10 | + 60 | 200 | 0,141/0,085 |
| 20 и 35 | + 50 | 125 | 0,141/0,085 |
| Кабели и изолированные провода с изоляцией: поливинилхлоридной (ПХВ) и резиновой полиэтиленовой | | | |
| | +55 | 150 | 0,114/0,075 |
| | +55 | 120 | 0,094/0,065 |
| Примечание: коэффициент C в числителе — для кабелей с медными жилами, в знаменателе — с алюминиевыми. | | | |

Надежная работа проводников электроустановки в нормальном режиме может быть обеспечена только при условии, что $\tau_n \leq \tau_{\text{доп}}$, т.е. $I_{\text{раб}} \leq I_{\text{доп}}$.

При коротком замыкании время протекания тока до отключения $t_{\text{откл}}$ обычно не превышает нескольких секунд или даже долей секунды, поэтому можно не учитывать отдачу тепла в окружающую среду и считать, что все тепло, выделяемое в проводнике за время КЗ, идет на повышение его температуры (адиабатический процесс нагрева). Так как токи КЗ во много раз превышают рабочие, температура провод-

Расчет правой части уравнения (2.66) осуществляется графически по кривым рис. 2.14. Зная τ_k и τ_n , находим по расчетным кривым $A_{\tau k}$ и $A_{\tau n}$ — значения правой части уравнения (2.66). В результате получаем выражение

$$\frac{1}{q^2} \cdot B_k = A_{\tau k} - A_{\tau n}. \quad (2.67)$$

Тепловой импульс B_k на рис. 2.13 представляет собой площадь фигуры, ограниченной осями координат и кривой I_k^2 , в пределах от 0 до $t_{откл}$

$$B_k = B_{кп} + B_{ка}, \quad (2.68)$$

где

$B_{кп} = I_k^2 \cdot t_{откл}$ — тепловой импульс периодической составляющей тока КЗ;

$B_{ка}$ — тепловой импульс аperiodической составляющей тока КЗ.

$B_{ка}$ создается аperiodическим током $I_{ат}$, который затухает в течение 0,1...0,2 с, поэтому при определении температуры нагрева проводника током КЗ его следует учитывать при $t_{откл} < 1$ с, так как только в этом случае выделяемое им количество тепла соизмеримо с количеством тепла, выделяемым периодической составляющей током. Если $t_{откл} \geq T_a$, то можно принять

$$B_{ка} = I_k^2 \cdot T_a. \quad (2.69)$$

Полный тепловой импульс B_k с учетом вышеуказанного для удаленного КЗ

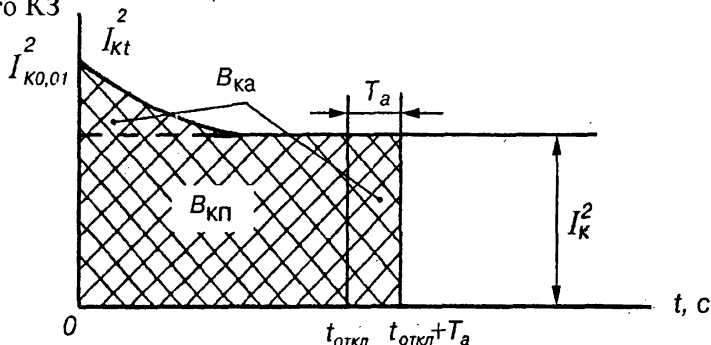


Рис. 2.13. Кривая зависимости квадрата тока КЗ от времени его протекания

$$B_k = I_k^2 \cdot t_{\text{откл}} + I_k^2 \cdot T_a = I_k^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (2.70)$$

где $T_a = \frac{\chi_s}{314 R_x}$ — постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

Можно принимать в расчетах $T_a = 0,05$ с.

Зная сечение проводника и рассчитав тепловой импульс B_k , можно определить $A\tau_k$:

$$A\tau_k = \frac{1}{q^2} B_k + A\tau_n, \quad (2.71)$$

где $A\tau_n$ — значение из правой части выражения (2.66), которое определяется по соответствующей кривой рис. 2.14, температура τ_n предварительно определяется по выражению (2.55).

Температура окружающей среды τ_{oc} может быть принята для воздуха $+25^\circ\text{C}$, для земли и воды $+15^\circ\text{C}$.

После определения $A\tau_k$ по кривым рис. 2.14 определяется τ_k и сравнивается с $\tau_{\text{макс}}$ согласно условию (2.57).

$\tau, ^\circ\text{C}$

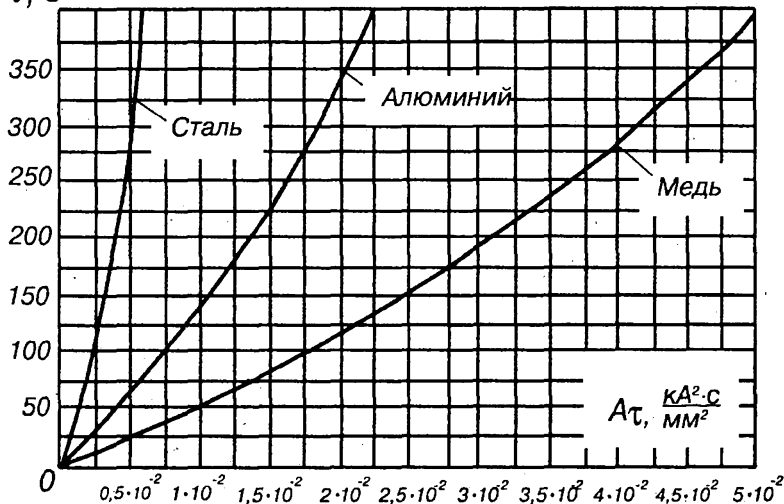


Рис. 2.14. Диаграмма для определения температуры нагрева проводника при КЗ

Пример 2.5. Проверить на термическую стойкость шины распределительного устройства типа А-30 × 4 с длительно допустимым током $I_{\text{доп}} = 365$ А, по которым в рабочем режиме протекает ток $I_{\text{раб}} = 200$ А. Ток короткого замыкания $I_{\text{к}} = 10$ кА отключается после возникновения режима КЗ через время $t_{\text{откл}} = 1,4$ с.

Так как шины расположены на воздухе, то принимаем температуру окружающей среды $\tau_{\text{oc}} = +25^\circ\text{C}$, допустимую температуру берем из табл. 2.4. $\tau_{\text{доп}} = +70^\circ\text{C}$.

Начальная температура шин в режиме КЗ по формуле (2.55)

$$\tau_{\text{н}} = \tau_{\text{oc}} + (\tau_{\text{доп}} - \tau_{\text{oc}}) \frac{I_{\text{раб}}^2}{I_{\text{доп}}^2} = 25 + (70 - 25) \frac{200^2}{365^2} = 38,5^\circ\text{C}.$$

Тепловой импульс $B_{\text{к}}$ по формуле (2.70)

$$B_{\text{к}} = I_{\text{к}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = 10^2 (1,4 + 0,05) = 145 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

По кривым рис. 2.14 определяем $A\tau_{\text{н}}$, соответствующее $\tau_{\text{н}} = 38,5^\circ\text{C}$ для алюминиевых шин $A\tau_{\text{н}} = 0,35 \cdot 10^{-2} \frac{\text{кА}^2 \cdot \text{с}}{\text{мм}^2}$.

По формуле (2.71) определяем $A\tau_{\text{к}}$:

$$A\tau_{\text{к}} = \frac{B_{\text{к}}}{q^2} + A\tau_{\text{н}} = \frac{145}{120^2} + 0,35 \cdot 10^{-2} = 1,35 \cdot 10^{-2} \frac{\text{кА}^2 \cdot \text{с}}{\text{мм}^2},$$

где

$q = b \times h = 4 \cdot 30 = 120 \text{ мм}^2$ — выбранное сечение проводника.

По кривым рис. 2.14 определяем $\tau_{\text{к}} = 200^\circ\text{C}$

$$\tau_{\text{к}} = 200 = \tau_{\text{макс}} = 200,$$

где

$\tau_{\text{макс}} = 200^\circ\text{C}$ из табл. 2.4.

Условие (2.57) выполняется, шины термически стойкие.

Если расчет показывает, что при принятом по нормальному режиму работы сечении токоведущих частей температура нагрева при КЗ получится недопустимо большой ($\tau_{\text{к}} > \tau_{\text{макс}}$), то целесообразно в целях ускорения расчетов определить минимально допустимое сечение токоведущей части по условиям нагрева ее током КЗ. Ми-

нимальное сечение определяется по наиболее сложным исходным условиям, когда нагрев проводника перед началом режима КЗ достигает максимально допустимого значения ($\tau_n = \tau_{\text{доп}}$), а в результате протекания тока КЗ температура нагрева к моменту отключения достигнет максимального значения ($\tau_k = \tau_{\text{макс}}$). На основе сказанного выражение (2.67) можно записать

$$\frac{1}{q_{\text{мин}}^2} \cdot B_k = A\tau_{\text{макс}} - A\tau_{\text{доп}}. \quad (2.72)$$

Правая часть этого выражения в каждом конкретном случае может быть определена по кривым рис. 2.14, а $\tau_{\text{макс}}$ и $\tau_{\text{доп}}$ для этого расчета могут быть взяты из табл. 2.4.

Из выражения (2.72) можно определить минимальное допустимое сечение

$$q_{\text{мин}} = \sqrt{\frac{B_k}{A\tau_{\text{макс}} - A\tau_{\text{доп}}}}. \quad (2.73)$$

Обозначим $\sqrt{A\tau_{\text{макс}} - A\tau_{\text{доп}}} = C$, тогда

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}. \quad (2.74)$$

Коэффициент C принимается по табл. 2.4.

По $q_{\text{мин}}$ подбирают ближайшее большее стандартное сечение проводника по соответствующим справочным таблицам.

Если сечение проводника предварительно выбрано по рабочему режиму, то он будет термически стоек, если выполняется условие

$$q \geq q_{\text{мин}}, \quad (2.75)$$

где

q — выбранное сечение проводника, мм².

Пример 2.6. Проверить на термическую стойкость по минимальному сечению шины РУ типа А-30 × 4. Ток короткого замыкания $I_k = 10$ кА отключается после возникновения режима КЗ через время $t_{\text{откл}} = 1,4$ с.

Определяем тепловой импульс B_k по формуле (2.70)

$$B_k = I_k^2 (t_{\text{откл}} + T_d) = 10^2 \cdot (1,4 + 0,05) = 145 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Рассчитываем минимальное сечение $q_{\text{мин}}$ по формуле (2.74), в которую подставляем коэффициент C из табл. 2.4 для алюминиевых шин:

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{145}}{0,088} = 136 \text{ мм}^2.$$

Условие термической стойкости (2.75) не выполняется, так как

$$q = 30 \cdot 4 = 120 < q_{\text{мин}} = 136.$$

Для обеспечения термической стойкости необходимо выбрать шины типа А-40 × 4, сечение которых $q = 40 \times 4 = 160$ больше $q_{\text{мин}}$:

$$160 > 136.$$

Примеры 2.5 и 2.6 показывают, что при проверке шин на термическую стойкость по конечной температуре нагрева током КЗ и минимальному сечению расчеты могут давать разные результаты.

Минимальное сечение, определенное при наиболее неблагоприятных условиях, может оказаться больше термически стойкого сечения, выбранного по конкретным условиям рабочего режима и проверенного на термическую стойкость по конечной температуре нагрева током короткого замыкания.

При выборе электрических аппаратов, как правило, не требуется определять температуру токоведущих частей, так как завод-изготовитель гарантирует ток термической стойкости I_T и время термической стойкости t_T . Тепловой импульс, гарантируемый заводом, равен $I_T^2 \cdot t_T$. Его следует сравнить с расчетным тепловым импульсом B_k . Условие проверки аппарата на термическую стойкость

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T. \quad (2.76)$$

В соответствии с ПУЭ можно не проверять на термическую стойкость провода воздушных линий и РУ напряжением 35 кВ и выше, провода цепей, защищенных плавкими предохранителями, цепей трансформаторов напряжения.

При проверке на термическую стойкость аппаратов и проводников линий, оборудованных устройствами быстродействующего автоматического повторного включения, должно учитываться повышение нагрева из-за увеличения суммарной продолжительности прохождения тока КЗ по таким линиям.

2.7. НЕСИММЕТРИЧНЫЕ КОРОТКИЕ ЗАМЫКАНИЯ

Разложение несимметричных систем на симметричные составляющие

Основными видами несимметричных коротких замыканий являются двухфазное и однофазное короткие замыкания, а также двухфазное короткое замыкание на землю. Однофазные КЗ и двухфазные КЗ на землю возможны только в сетях с нейтралями, заземленными наглухо или через сравнительно малые индуктивные сопротивления (реакторы), что практически происходит в сетях напряжением 110 кВ и выше. Однофазные КЗ возможны также в четырехпроводных сетях напряжением 380/220 В. Двухфазные КЗ преобладают в тяговых сетях напряжением 380/220 В. Двухфазные КЗ преобладают в тяговых сетях электрифицированных на переменном токе железных дорог.

Токи и напряжения несимметричных КЗ наиболее просто определяются при помощи метода симметричных составляющих, суть которого заключается в том, что любую несимметричную трехфазную систему можно однозначно разложить на три симметричные системы величин, отличающиеся одна от другой величиной и последовательностью чередования фаз, носящие название прямой (A_1, B_1, C_1), обратной (A_2, C_2, B_2) и нулевой (A_0, B_0, C_0) последовательностей.

На рис. 2.15 показана несимметричная система (а) и ее симметричные составляющие (б, в, г). Системы прямой и обратной последовательности отличаются чередованием фаз. В системе нулевой последовательности все три вектора (A_0, B_0, C_0) одинаковой величины и совпадают по фазе.

Каждый из заданных векторов \dot{A} , \dot{B} и \dot{C} несимметричной системы можно представить в виде геометрической суммы трех его симметричных составляющих

$$\begin{aligned}\dot{A} &= \dot{A}_1 + \dot{A}_2 + \dot{A}_0; \\ \dot{B} &= \dot{B}_1 + \dot{B}_2 + \dot{B}_0; \\ \dot{C} &= \dot{C}_1 + \dot{C}_2 + \dot{C}_0.\end{aligned}\tag{2.77}$$

На рис. 2.15, д исходные векторы \dot{A} , \dot{B} и \dot{C} получены из симметричных составляющих методом векторного сложения. В результате сложения получаем исходную несимметричную систему (рис. 2.15, а).

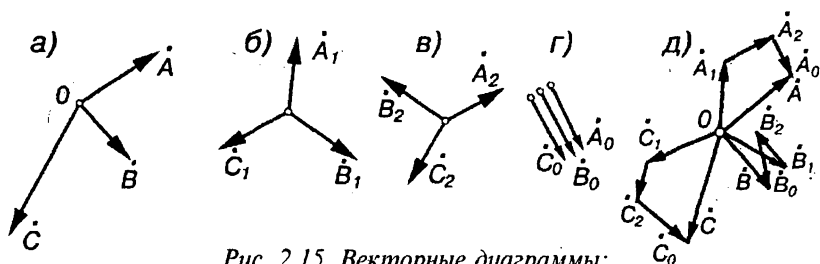


Рис. 2.15. Векторные диаграммы:

а — несимметричной трехфазной системы; б — ее составляющих прямой; в — обратной; г — нулевой последовательностей; д — их векторное сложение

В расчетах методом симметричных составляющих используют комплексное число $a = e^{j120^\circ} = \cos 120^\circ + j \sin 120^\circ = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$, называемое оператором фазы или фазным множителем, являющееся вектором, модуль которого равен единице, а аргумент 120° (угол между единичным вектором и осью вещественных величин). Умножение любого вектора на a соответствует его повороту на 120° против направления вращения часовой стрелки. Умножение вектора на $a^2 = e^{j240^\circ} = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}$ равносильно повороту его на 240° в положительном направлении вращения векторов (против часовой стрелки). Умножение вектора на $a^3 = e^{j360^\circ} = 1$ не приводит к изменению положения вектора.

При сложении трех единичных векторов a, a^2, a^3 получим

$$a + a^2 + a^3 = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} + 1 = 0.$$

Таким образом, $1 + a + a^2 = 0$.

Пользуясь оператором фазы, можно векторы симметричных составляющих выразить через векторы какой-либо одной фазы, например, через векторы A :

для векторов прямой последовательности

$$B_1 = a^2 \cdot A_1 \quad \text{и} \quad C_1 = a \cdot A_1; \quad (2.78)$$

для векторов обратной последовательности

$$B_2 = a^2 \cdot A_2 \text{ и } C_2 = a^2 \cdot A_2; \quad (2.79)$$

для векторов нулевой последовательности

$$A_0 = B_0 = C_0. \quad (2.80)$$

Подставляя эти значения в уравнения (2.77), получим

$$\begin{aligned} A &= A_1 + A_2 + A_0; \\ B &= a^2 \cdot A_1 + a \cdot A_2 + A_0; \\ C &= a \cdot A_1 + a^2 \cdot A_2 + A_0. \end{aligned} \quad (2.81)$$

Таким образом, при использовании метода симметричных составляющих достаточно вычислить значения симметричных составляющих только для одной какой-либо фазы, например A , на которой можно определить как симметричные составляющие для двух других фаз, так и полные значения соответствующих фазных величин.

В результате совместного решения уравнений (2.81) получим формулы, позволяющие определить симметричные составляющие фазы A , принятой за основную :

$$\begin{aligned} A_1 &= \frac{1}{3} \left(A + aB + a^2C \right); \\ A_2 &= \frac{1}{3} \left(A + a^2B + aC \right); \\ A_0 &= \frac{1}{3} \left(A + B + C \right). \end{aligned} \quad (2.82)$$

Руководствуясь этими выражениями, можно графическим путем определить симметричные составляющие заданной системы векторов.

Сопровитления прямой, обратной и нулевой последовательностей

В симметричных трехфазных цепях можно считать, что взаимосвязаны токи, напряжения и сопротивления только одной последовательности и симметричные составляющие действуют независимо.

При расчете токов несимметричных КЗ, как и в случае трехфазного КЗ, если $R_{\Sigma} \leq \frac{1}{3} X_{\Sigma}$, активное сопротивление цепи КЗ R_{Σ} не учитывают.

При трехфазном КЗ имеются только сопротивления, токи и напряжения прямой последовательности, т.е. сопротивления прямой последовательности (СПП) любого элемента цепи КЗ соответствуют его сопротивлению при трехфазном КЗ ($X_{1\Sigma} = X_{\Sigma}$). Сопротивления обратной последовательности (СОП) элементов короткозамкнутой цепи, у которых взаимоиנדукция между фазами не зависит от порядка чередования фаз (воздушные и кабельные линии, реакторы, трансформаторы), равны СПП ($X_{1\Sigma} = X_{2\Sigma}$). Схемы прямой и обратной последовательностей образуются так же, как и для трехфазного КЗ, и все преобразования расчетной схемы трехфазного КЗ полностью применимы к схемам прямой и обратной последовательностей.

Система токов, напряжений и сопротивлений нулевой последовательности (СНП) существенно отличается от систем прямой и обратной последовательностей, так как токи нулевой последовательности (ТНП) протекают по путям, отличным от путей протекания токов трехфазного КЗ. ТНП протекают по трем фазам и возвращаются через землю, заземленные тросы воздушных линий, металлические оболочки кабелей и т. д.

При составлении схемы нулевой последовательности необходимо прежде всего установить возможные контуры протекания ТНП. Для образования таких контуров необходимо, чтобы в цепи, электрически связанной с местом короткого замыкания, имелись заземленные нейтрали. При нескольких заземленных нейтралях, электрически связанных между собой, ТНП разветвляются между ними.

Схему нулевой последовательности начинают составлять от точки КЗ, полагая, что в ней три фазы замкнуты накоротко. Концы элементов схемы, через которые возвращаются ТНП, имеют потенциал земли, поэтому их можно объединить в одну общую точку, которая является началом схемы нулевой последовательности. Концом этой схемы считают точку КЗ.

СНП трансформаторов зависит от их конструкции, схемы соединения обмоток, режима заземления нейтрали и наличия заземленных нейтралей у других трансформаторов расчетной схемы. Если напряжение нулевой последовательности (ННП) приложено

к обмоткам, соединенным в звезду без заземления нейтрали или соединенным в треугольник, то в этих обмотках ТНП не возникают, и СНП равно бесконечности ($X_{0r} = \infty$). Конечное значение X_{0r} может быть только при приложении ННП со стороны обмотки трансформатора, соединенной в звезду с заземленной нейтралью или нулевым проводом. Для всех трансформаторов независимо от типа и конструкции при соединении обмоток по схеме Υ/Δ или Υ/Υ СНП равно СПП, т.е. $X_{0r} = X_{1r}$.

СНП реакторов вследствие малой взаимоиндукции между фазами можно в практических расчетах принимать равным СПП, т.е. $X_{0p} = X_{1p}$.

СНП воздушных линий определить точно достаточно сложно, так как оно зависит от правильного учета проводимости земли, параметров металлических сооружений, по которым протекают ТНП и других факторов. Обычно СНП линий в практических расчетах определяются по приведенным ниже средним значениям сопротивлений 1 км воздушных линий (при $X_{01} = X_{02} = 0,4$ Ом/км) для линий без тросов или со стальными тросами:

одноцепных — $X_{00} = 1,4$ Ом/км;

двухцепных — $X_{00} = 2,2$ Ом/км;

для линий с тросами из хорошо проводящего металла:

одноцепных — $X_{00} = 0,8$ Ом/км;

двухцепных — $X_{00} = 1,2$ Ом/км.

Индекс 00 сопротивления X_{00} означает удельное СНП.

СНП кабельных линий в приближенных расчетах можно принимать по соотношению с СПП $X_{0к} = (3,5 + 4,6) X_{1к}$.

Генераторы в схему нулевой последовательности обычно не включаются, т.к. их нейтрали, как правило, не заземляются.

Результирующее сопротивление комплексной схемы замещения, по величине которого находится ток прямой последовательности, определяется по выражению

$$X_{\kappa\Sigma}^{(n)} = X_{1\Sigma} + X_{\text{доп}}^{(n)}, \quad (2.83)$$

где

$X_{1\Sigma}$ — результирующее сопротивление прямой последовательности до точки КЗ;

$X_{\text{доп}}^{(n)}$ — дополнительное сопротивление, величина которого зависит от вида КЗ и определяется результирующими СОП $X_{2\Sigma}$ и СНП $X_{0\Sigma}$ (табл. 2.5);

(n) — условное обозначение вида КЗ.

Значение $X_{\text{доп}}^{(n)}$ и $m^{(n)}$ для различных видов КЗ

| Вид КЗ | Индекс КЗ (n) | $X_{\text{доп}}^{(n)}$ | $m^{(n)}$ |
|------------------------|----------------------|-------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|
| Трёхфазное | (3) | 0 | 1 |
| Двухфазное | (2) | $X_{2\Sigma}$ | $\sqrt{3}$ |
| Однофазное | (1) | $X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}$ | 3 |
| Двухфазное на землю | (2,1) | $\frac{X_{2\Sigma} \cdot X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}$ | $\sqrt{3} \sqrt{1 - \frac{X_{2\Sigma} \cdot X_{0\Sigma}}{(X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}$ |

Величина тока прямой последовательности в точке КЗ определяется выражением

$$I_{\text{лк}}^{(n)} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{к}\Sigma}^{(n)}}. \quad (2.84)$$

Абсолютная величина тока при любом виде КЗ пропорциональна ТПП $I_{\text{лк}}^{(n)}$ и определяется выражением

$$I_{\text{к}}^{(n)} = m^{(n)} \cdot I_{\text{лк}}^{(n)}, \quad (2.85)$$

где

$m^{(n)}$ — коэффициент пропорциональности, зависящий от вида КЗ (табл. 2.5)

При использовании в расчетах токов КЗ системы относительных единиц значения $X_{\text{доп}}^{(n)}$ и $m^{(n)}$, приведенные в табл. 2.5, и порядок расчета токов КЗ, изложенный в разд. 2.3, сохраняются.

По выражению (2.23) определяется базисный ток

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_6},$$

далее, используя выражение (2.38), находят ТПП

$$I_{\text{лк}}^{(n)} = \frac{I_6}{X_{*61\Sigma} + X_{*6\text{ доп}}^{(n)}}.$$

Пользуясь выражением (2.85), определяют полный ток заданного вида КЗ

$$I_{\text{к}}^{(n)} = m^{(n)} \cdot I_{\text{лк}}^{(n)}.$$

Пример 2.7. Определить установившийся ток двухфазного КЗ в точках K_1 , K_2 и K_3 (рис. 2.6)

Для расчетов используются значения относительных базисных сопротивлений, определенных в примере 2.1:

$$X_{*6к1} = 0,12; X_{*6к2} = 0,82; X_{*6к3} = 1,17.$$

Определение базисных токов для всех точек КЗ:

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{\text{ср1}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5 \text{ кА};$$

$$I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{\text{ср2}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА};$$

$$I_{63} = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{\text{ср3}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА}.$$

Определение ТПП для всех точек КЗ

$$I_{\text{лк1}}^{(2)} = \frac{I_{61}}{X_{*6к1} + X_{*6\text{ доп1}}^{(2)}} = \frac{0,5}{0,12 + 0,12} = 2,08 \text{ кА};$$

$$I_{\text{лк2}}^{(2)} = \frac{I_{62}}{X_{*6к2} + X_{*6\text{ доп2}}^{(2)}} = \frac{5,5}{1,82 + 1,82} = 1,5 \text{ кА};$$

$$I_{\text{лк3}}^{(2)} = \frac{I_{63}}{X_{*6к3} + X_{*6\text{ доп3}}^{(2)}} = \frac{1,56}{1,17 + 1,17} = 0,67 \text{ кА}.$$

Определение установившихся токов двухфазного КЗ для всех точек КЗ

$$I_{к1}^{(2)} = m^{(2)} \cdot I_{лк1}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 2,08 = 3,6 \text{ кА};$$

$$I_{к2}^{(2)} = m^{(2)} \cdot I_{лк2}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 1,5 = 2,6 \text{ кА};$$

$$I_{к3}^{(2)} = m^{(2)} \cdot I_{лк3}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 0,67 = 1,16 \text{ кА}.$$

2.8. МЕТОДЫ ОГРАНИЧЕНИЯ ТОКОВ КЗ

За последние десятилетия токи КЗ в электрических системах значительно возросли. Возникла необходимость замены оборудования электроустановок, которое не соответствует возросшему току КЗ. Во многих случаях электрооборудование и сечение кабелей электросети приходится выбирать не по условиям нормального режима работы, а исходя из обеспечения устойчивости работы их при коротких замыканиях. Замена оборудования, применение оборудования и кабелей, рассчитанных на большие токи, приводит к значительным затратам. В некоторых случаях токи КЗ могут быть настолько велики, что вообще оказывается затруднительным или даже невозможным выбор оборудования и кабелей, устойчивых при КЗ.

В мощных электроустановках применяют искусственные меры ограничения токов КЗ, что позволяет применять более дешевое электрооборудование. В общем случае ограничение токов КЗ достигается методами, связанными с осуществлением раздельной работы источников питания или увеличением сопротивления цепи КЗ путем отказа от параллельной работы элементов сети (пассивные методы), либо путем включения последовательно в цепь специальных токоограничивающих сопротивлений (активные методы).

Пассивные методы ограничения токов КЗ не связаны с дополнительными капитальными затратами и сводятся к отказу от параллельной работы генераторов электростанций, понижающих трансформаторов подстанций, линий питающей электросети и применению трансформаторов с расщепленными обмотками. Однако при этом теряется преимущество совместной работы: надежность электроснабжения; снижение потерь электроэнергии и т.д. В настоящее время получило применение автоматическое деление системы при КЗ. Такое деление позволяет ограничить ток КЗ, сохраняя при этом преимущества совместной работы станции в энергосистеме в нор-

мальных условиях. С этой целью предусматривают автоматические устройства, срабатывающие при возникновении токов КЗ, и отключающих секционные выключатели Q (рис. 2.16).

На рис. 2.16, *а* сплошными линиями показаны пути прохождения тока КЗ от генератора $G_1 - I'_{к1}$ и $G_2 - I_{к2}$ через трансформаторы T_1 и T_2 до отключения секционного выключателя Q и штриховой линией — тока генератора $G_1 - I'_{к1}$ после отключения Q . На рис. 2.16, *б* выключатель Q секционирует шины потребителя при возникновении КЗ и ток КЗ снижается от I_k (показан сплошными линиями) до I'_k (показан штриховой линией).

На рис. 2.17 трансформатор с расщепленной обмоткой низшего напряжения H ограничивает ток $I_{к1}$ после отключения секционного выключателя Q при возникновении короткого замыкания на одной из секций шин генераторного напряжения. Полный ток КЗ $I_k = I_{к1} + I_{к2}$ оказывается меньше, чем до отключения выключателя Q .

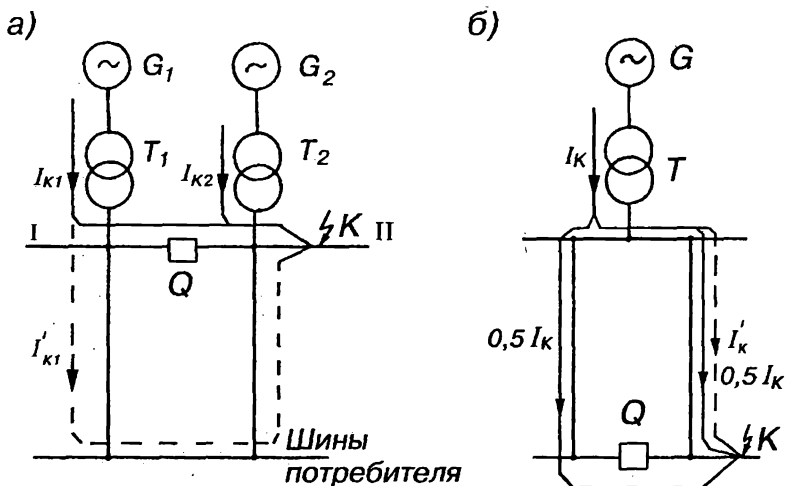


Рис. 2.16:

*а — схема секционирования со стороны источников питания;
б — потребителей*

Таким образом, отключение секционных выключателей в рассмотренных случаях приводит к снижению токов короткого замыкания. В кольцевых электросетях для уменьшения токов короткого замыкания можно держать кольцо линий нормально разомкнутым на одной из подстанций сети или размыкать его при возникновении КЗ.

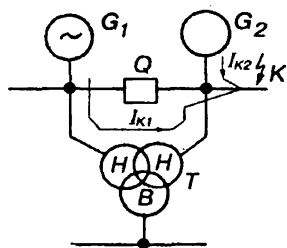


Рис. 2.17. Схема секционирования с применением трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения

Активные методы ограничения токов КЗ основаны на применении реакторов, представляющих собой однофазную индуктивную катушку без сердечника с постоянной большой индуктивностью. Реакторы включаются последовательно во все три фазы. Они характеризуются номинальным напряжением $U_{\text{ном.р}}$, номинальным током $I_{\text{ном.р}}$ и относительным индуктивным сопротивлением в процентах $X_{\text{р}\%}$. Величина последнего определяется по формуле

$$X_{\text{р}\%} = \frac{\sqrt{3} X_{\text{р}} \cdot I_{\text{ном.р}}}{U_{\text{ном.р}}} \cdot 100, \quad (2.86)$$

где

$X_{\text{р}} = \omega L_{\text{р}}$ — индуктивное сопротивление реактора. Активным сопротивлением реактора в расчетах обычно пренебрегают вследствие его малой величины.

Реакторы могут включаться между секциями шин распределительных устройств (секционные) и на отходящих от шин кабельных линиях (линейные). На воздушных линиях реакторы не устанавливаются из-за большого индуктивного сопротивления линий.

На рис. 2.18 показаны схемы включения секционного (а) и линейного (б) реакторов. Такие реакторы называют одинарными.

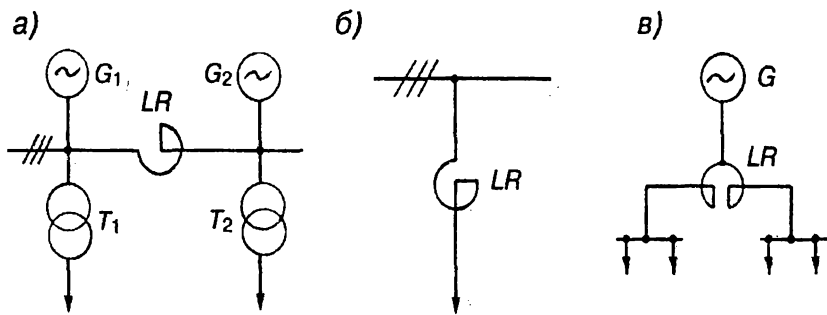


Рис. 2.18. Схема включения реакторов;

а — секционного; б — линейного; в — двойного

Наряду с ними получили применение сдвоенные реакторы (рис. 2.18, в), которые имеют две катушки на фазу, намотанные в одном направлении, включенные согласно, имеющие третий вывод от средней точки обмотки. Средним выводом реактор LR присоединяется к источнику энергии G . У сдвоенного реактора благодаря глубокой индуктивной связи между ветвями результирующее индуктивное сопротивление в нормальном режиме существенно меньше, чем при КЗ. Это свойство сдвоенного реактора обычно используют для уменьшения падения напряжения в нормальном режиме и ограничения токов при КЗ.

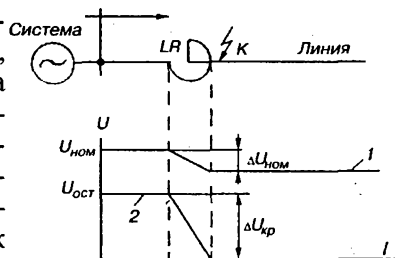


Рис. 2.19. Распределение напряжений в сети с реактором при нагрузке и КЗ

Включение реакторов в линии электросети (рис. 2.19), наряду с уменьшением токов КЗ, обеспечивает необходимое остаточное напряжение $U_{ост}$ при КЗ за реактором в точке K . $U_{ост}$, равное падению напряжения на реакторе $\Delta U_{кр}$ при протекании по нему тока КЗ, должно составлять 65–70% от номинального напряжения на шинах $U_{ном}$ в нормальном режиме работы ($U_{кр} = U_{ост} = 0,65U_{ном}$). Такое остаточное напряжение может обеспечить бесперебойную работу потребителей, питающихся от шин по другим линиям.

На рис. 2.20 представлен бетонный реактор РБА с обмоткой из многожильного изолированного алюминиевого провода. Обмотку укладывают на специальном каркасе горизонтальными и вертикальными рядами и заливают в особой форме бетоном. Бетонные стойки после затвердевания придают обмотке необходимую механическую прочность. Фазы реактора устанавливают на фарфоровых изоляторах.

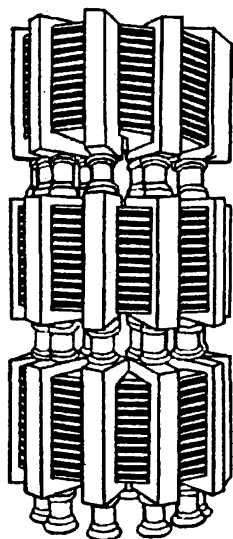


Рис. 2.20. Трехфазный бетонный реактор

Сдвоенные реакторы РБАС (бетонный, с алюминиевой обмоткой, сдвоенный) имеют конструкцию, аналогичную конструкции одинарных реакторов, с той лишь разницей,

что у первых имеются средние выводы обмоток, разделяющих их на две половины с одинаковым числом витков.

Потери мощности в реакторах относительно малы. Однако обмотки реакторов нагреваются. Выделяющееся тепло отводится в окружающую среду. Сечение проводов обмотки выбирают с таким расчетом, чтобы температура обмотки в наиболее нагретых точках не превышала допустимую температуру для применяемой изоляции обмоток. При внутренней установке реакторов необходимо обеспечить вентиляцию помещения. В особо тяжелых условиях применяют принудительное охлаждение с помощью вентиляторов.

Глава 3. СИЛОВЫЕ И ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

3.1. СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

Силовые трансформаторы служат для преобразования электрической энергии одного напряжения в энергию другого напряжения. Они являются основным оборудованием электрических подстанций. Электроэнергия, вырабатываемая на электростанциях, при передаче к потребителям претерпевает многократную трансформацию в повышающих и понижающих трансформаторах. Передача электроэнергии на большие расстояния более экономична высоким напряжением. Мощность трансформаторов, установленных в электроэнергетических системах, превышает установленную мощность генераторов в 4–5 раз. Несмотря на относительно высокий КПД трансформаторов стоимость энергии, теряемой ежегодно в них, составляет значительную сумму. Необходимо стремиться к уменьшению числа ступеней трансформации, уменьшению установленной мощности трансформаторов.

Трансформаторы изготавливают однофазными и трехфазными, двух- и трехобмоточными. Преимущественное применение в системах и сетях имеют трехфазные трансформаторы, экономические показатели которых выше показателей групп из однофазных трансформаторов. Группы из однофазных трансформаторов применяют только при самых больших мощностях и напряжениях 500 кВ и выше в целях уменьшения массы для транспортировки от места изготовления до места установки. Однофазные трансформаторы применяются также на тяговых подстанциях при электрификации железных дорог переменным током.

Трансформаторы и автотрансформаторы имеют номинальные мощности десятично кратные следующим значениям: 1; 1,6; 2,5; 4; 6,3 кВ·А.

Для удобства планирования работ, связанных с транспортировкой и ремонтом трансформаторов, их условно делят по габаритам в зависимости от мощности и напряжения обмоток ВН.

В табл. 3.1 приведено распределение трансформаторов по габаритам.

На рис. 3.1 показано устройство и компоновка основных частей силового масляного трансформатора третьего габарита. Основой

Распределение трансформаторов по габаритам

| Габарит | Номинальная мощность, кВ·А | | Напряжение обмотки ВН, кВ |
|---------|----------------------------|-------------------|---------------------------|
| | от | до (включительно) | |
| 1 | 10 | 100 | 35 |
| 2 | 160 | 630 | 35 |
| 3 | 1000 | 6300 | 35 |
| 4 | 10000 | 40000 | 35 |
| 4 | 6300 | 63000 | 110 |
| 5 | 100000 | 250000 | 110 |
| 5 | 10000 | 250000 | 220, 330 |
| 6 | Более | 250000 | При любом напряжении |
| 6 | Независимо от мощности | | 500 и выше |

конструкции трансформатора служит активная часть, состоящая из магнитопровода 17 с расположенными на нем обмотками 21 высшего напряжения (ВН) и низшего напряжения (НН), расположенными под ВН на стержнях магнитопровода, отводов НН₁₆ и ВН₁₈ и переключающего устройства 6. Магнитопровод, набранный из отдельных тонких листов трансформаторной стали с жаропрочным изоляционным покрытием, стягивается ярмовыми балками 19 и шпильками, пропущенными через сквозные отверстия стержней магнитопровода и ярмовых балок.

Отводами 16 и 18 называются соединительные провода, идущие от концов обмоток НН и ВН к вводам НН₁₄ и ВН₁₂.

Переключающее устройство 6 обмоток трансформатора служит для ступенчатого изменения напряжения в определенных пределах, поддержания номинального напряжения на зажимах обмотки НН при его изменении. С этой целью обмотки ВН трансформаторов снабжают регулировочными ответвлениями 20, которые присоединяют к переключателям 6. Необходимость регулирования вызвана тем, что в электросистемах возможны различные отклонения от нормального режима электроснабжения, приводящие к неэкономичной работе приемников электроэнергии.

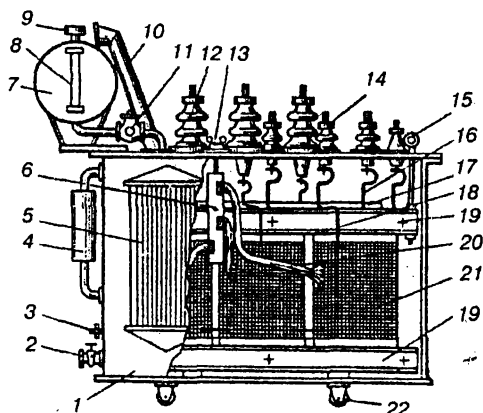


Рис. 3.1. Устройство силового масляного трансформатора третьего габарита:

- 1 — бак; 2 — вентиль; 3 — болт заземления; 4 — термосифонный фильтр; 5 — радиатор; 6 — переключатель; 7 — расширитель; 8 — маслоуказатель; 9 — воздухоосушитель; 10 — выхлопная труба; 11 — газовое реле; 12 — ввод ВН; 13 — привод переключающего устройства; 14 — ввод НН; 15 — подъемный рым; 16 — отвод НН; 17 — осто́в; 18 — отвод ВН; 19 — яровая балка осто́ва (верхняя и нижняя); 20 — регулировочные ответвления обмоток ВН; 21 — обмотка ВН (внутри НН); 22 — каток тележки

В трансформаторах могут быть два вида переключателей от-
ветвления: регулирование под нагрузкой (РПН) и без нагрузки
после отключения трансформатора, т.е. переключение без возбуж-
дения (ПБВ). Переключающее устройство приводится в действие с
помощью привода 13, расположенного на крышке бака трансфор-
матора 1.

Бак трансформатора представляет собой стальной резервуар
овальной формы, заполненный трансформаторным маслом, с по-
груженной в него активной частью трансформатора. Масло, явля-
ясь охлаждающей средой, отводит тепло, выделяющееся в обмотках
и магнитопроводе, и отдает его в окружающую среду через стенки
и крышку бака. Кроме охлаждения масло служит для повышения
уровня изоляции между токоведущими частями и заземленным ба-
ком. Для увеличения поверхности охлаждения баки делают ребри-
стыми, вваривают в них трубы или снабжают съемными радиато-

рами 5. В нижней части бака имеется кран для слива масла 2, а в днище — пробка для спуска осадков после слива масла через кран. Ко дну бака трансформатора массой выше 800 кг приваривают тележку с поворотными катками 22, позволяющими изменять направление передвижения трансформатора с поперечного на продольное. Для подъема трансформатора на верхних ярмовых балках крепятся подъемные шпильки с рым-кольцами 15.

Термосифонный фильтр 4 крепится к баку трансформатора двумя патрубками с фланцами и промежуточными плоскими кранами. Фильтр предназначен для поддержания изоляционных свойств масла, а следовательно, продления срока его службы. Он представляет собой цилиндрическое устройство, заполненное активным материалом — сорбентом, который поглощает продукты старения трансформаторного масла. Работа фильтра основана на термосифонном принципе: более нагретое масло верхних слоев попадет в фильтр, охлаждается и опускается вниз, непрерывно при этом очищаясь.

На крышке бака размещены вводы 12 и 14, расширитель 7, выхлопная труба 10, газовое реле 11.

Вводы представляют собой фарфоровые проходные изоляторы, к которым в баке крепятся выводы обмоток трансформатора, а снаружи — токоведущие части распределительных устройств. Вводы внутри бака имеют гладкую поверхность, для наружной установки, работающие в тяжелых условиях (под дождем, снегом, в загрязненном воздухе), отличаются более развитой поверхностью (имеют зонтообразные ребра) для увеличения пути поверхностного электрического разряда по фарфору и электрической прочности ввода.

Расширитель 7 служит для компенсации колебаний уровня масла в трансформаторе при изменении температуры и уменьшения площади соприкосновения с воздухом открытой поверхности масла, защиты его от преждевременного окисления кислородом воздуха и увлажнения. Расширитель представляет собой цилиндрический бак, закрепленный с помощью кронштейна на крышке трансформатора. Расширитель сообщается с баком трансформатора трубой, не выступающей ниже внутренней поверхности крышки трансформатора и заканчивающейся внутри расширителя выше его дна во избежание попадания осадков масла в бак. Объем расширителя должен обеспечивать постоянное наличие в нем масла во всех режимах работы трансформатора как в летних так и в зимних условиях.

Для наблюдения за маслом на боковой стенке расширителя устанавливают маслоуказатель 8, выполненный в виде стеклянной

трубки в металлической оправе. Воздухосушитель 9 предназначен для поглощения влаги из воздуха, поступающего в расширитель. Воздухосушитель, устанавливаемый на расширителе трансформатора, имеет металлический корпус, заполненный силикагелем, отбирающим влагу у воздуха, поступающего в расширитель при понижении уровня масла.

Газовое реле 11 встраивают в рассечку трубы, соединяющей бак трансформатора с расширителем. Оно защищает трансформатор при внутренних повреждениях, связанных с выделением газа или утечкой из бака.

Повреждения внутри трансформатора, сопровождаемые электрической дугой, приводит к интенсивному разложению масла с образованием большого количества газа и, как следствие, резкому повышению давления внутри бака, при этом может разорваться бак и возникнуть пожар. Выхлопная труба 10, устанавливаемая на крышке бака трансформатора, закрыта стеклянным диском. При повышении давления внутри бака стекло ломается и газы вместе с маслом выбрасываются наружу раньше, чем произойдет деформация бака.

При сборке схем обмоток трансформаторов большое значение придается не только получению результирующего напряжения на его зажимах, но и направлению векторов напряжений первичной и вторичной обмоток, определяющих группу соединения трансформатора. Стандартом предусмотрены группы соединения обмоток трансформаторов: нулевая (0) и одиннадцатая (11). За единицу группы принят угол смещения вектора линейного напряжения обмотки НН относительно соответствующего вектора линейного напряжения обмотки ВН, равный 30° . Смещение отсчитывают от вектора линейного напряжения ВН по часовой стрелке.

Начала фазных обмоток ВН трехфазных трансформаторов обозначают прописными латинскими буквами A, B, C , концы — буквами X, Y, Z . Начала обмоток НН обозначают строчными латинскими буквами a, b, c , концы — буквами x, y, z . Для трехобмоточных трансформаторов начала обмоток среднего напряжения (СН) обозначают буквами A_m, B_m, C_m , концы — буквами X_m, Y_m, Z_m .

Фазные обмотки трехфазных трансформаторов могут быть соединены в звезду (Υ), треугольник (Δ) или зигзаг (∇). Эти схемы в тексте обозначают буквами Y, D и Z .

В схеме соединения обмоток трансформатора ответвление нейтрالي, сделанное на внешний зажим, обозначается буквой N .

Схемы и группы соединения двухобмоточных трансформаторов, векторные диаграммы направлений холостого хода

| Схемы соединения обмоток | | Группы | Условные обозначения | Векторные диаграммы напряжений | |
|--------------------------|----|--------|----------------------|--------------------------------|----|
| ВН | НН | | | ВН | НН |
| | | 0 | Y/Y-0 | | |
| | | II | Y/D-11 | | |
| | | II | D/Y-11 | | |

Для отличия по конструкции, назначению, мощности, напряжению и другим признакам трансформаторы подразделяются на типы. Каждому типу присваивают обозначения, состоящие из букв и цифр.

Буквенные обозначения по конструктивному выполнению:

А — автотрансформатор (понижающий — А в начале обозначения, повышающий — А в конце);

Т — трехфазный; 0 — однофазный;

Р — с расщепленной обмоткой НН;

Т — трехобмоточный (вторая буква Т в обозначении трехфазного трансформатора).

Буквенное обозначение по видам охлаждения:

С — сухой (естественное воздушное);

М — масляный (естественное масляное);

Д — дутьевой (принудительная циркуляция воздуха при охлаждении радиаторов вентиляторами);

ДЦ — дутьевой, с принудительной циркуляцией масла через охладитель с помощью насоса;

МЦ — масляный, с принудительной циркуляцией масла и естественной — воздуха.

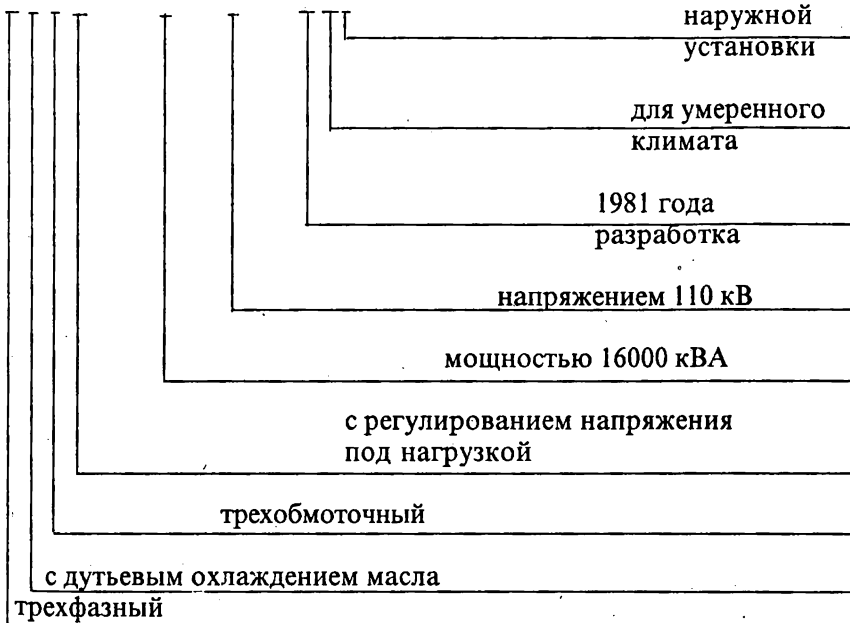
Буквенное обозначение при наличии регуляторов напряжения:

Н — с регулированием напряжения под нагрузкой (наличие РПН).

Число в числителе после буквенного обозначения указывает мощность трансформатора в киловольт-амперах, в знаменателе — класс напряжения обмотки ВН в киловольтах. В условном обозначении указывают также год разработки конструкции, климатическое исполнение и категорию размещения трансформатора (1 — на открытом воздухе, 3 — в закрытом помещении)

Пример обозначения типа трансформатора и его расшифровка:

ТДТН — 16000/110 — 81У1



3.2. ТРАНСФОРМАТОРЫ НАПЯЖЕНИЯ

Измерительные трансформаторы напряжения применяют в установках переменного тока напряжением 380 В и выше для питания обмоток напряжения измерительных приборов и реле защиты, расширения пределов измерения приборов, изоляции их и реле от высокого первичного напряжения.

Трансформаторы понижают напряжение, приложенное к первичной обмотке, до величины 100 В или $100/\sqrt{3}$ В при включении обмотки ВН между фазой и землей, что позволяет унифицировать конструкции измерительных приборов и реле, а шкалы приборов градуировать с учетом коэффициента трансформации в соответствии с измеряемым первичным напряжением. Такие приборы и реле имеют простую конструкцию, дешевы, надежны и могут обладать высокой точностью измерения.

Включение приборов и реле через трансформаторы напряжения обеспечивает безопасность их обслуживания и позволяют устанавливать их на значительном расстоянии от цепей высокого напряжения. По принципу выполнения, схемам включения и особенностям работы трансформаторы напряжения ничем не отличаются от силовых понижающих трансформаторов. Они состоят из стального сердечника, набранного из пластин листовой электротехнической стали, первичной обмотки и одной или двух вторичных обмоток. На рис. 3.2 показан однофазный трансформатор напряжения TV , подключенный первичной обмоткой W_1 к сети напряжением U_1 , ко вторичной обмотке W_2 подключены параллельно вольтметр PV , реле напряжения KV и счетчик активной энергии PI на напряжение U_2 .

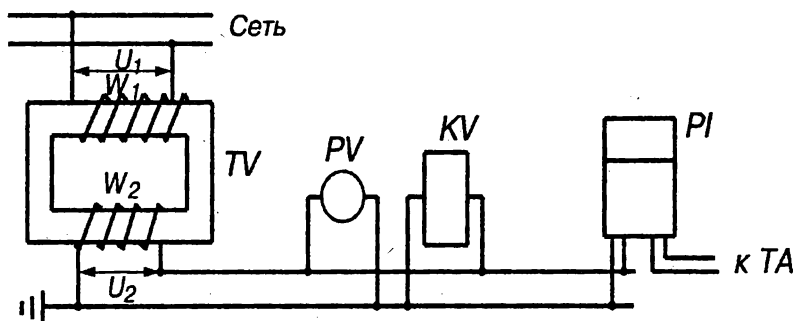


Рис. 3.2. Схема подключения приборов и реле к сети через однофазный трансформатор напряжения.

Важным параметром, характеризующим преобразование напряжения трансформатором напряжения, является его номинальный коэффициент трансформации

$$K_{\text{ином}} = \frac{U_{1\text{ном}}}{U_{2\text{ном}}} \approx \frac{W_1}{W_2}, \quad (3.1)$$

где

$U_{1\text{ном}}$ и $U_{2\text{ном}}$ — номинальные первичное и вторичное напряжения, В;
 W_1 и W_2 — число витков первичной и вторичной обмоток трансформатора напряжения.

Важнейшим требованием, предъявляемым к трансформаторам напряжения является требование точности измерения, т.е. необходимость возможно меньшей погрешности, зносимой в измерения. Погрешность, которую вносит трансформатор при измерении напряжения, возникающая вследствие того, что действительный коэффициент трансформации K_v отличается от номинального $K_{\text{ином}}$, выражается в процентах

$$\Delta U = \frac{K_{\text{ином}} \cdot U_2 - U_1}{U_1} \cdot 100\%, \quad (3.2)$$

где

U_1 и U_2 — действительные значения первичного и вторичного напряжения, В.

Кроме погрешности в величине напряжения U трансформатор напряжения вносит и угловую погрешность δ , которая представляет собой угол между вектором первичного напряжения U_1 и повернутым на 180° вектором вторичного напряжения U_2 .

Погрешность трансформатора напряжения в величине напряжения вносит ошибку в показания всех измерительных приборов. По ее величине в процентах трансформаторы напряжения делятся на четыре класса точности (табл. 3.3). Класс точности — погрешность, выраженная в процентах.

Трансформаторы напряжения класса точности 0,2 применяют в качестве образцовых, а также для точных измерений в лабораториях. Для подключения счетчиков денежного расчета используются трансформаторы класса точности 0,5. Для присоединения щитовых измерительных приборов используют трансформаторы классов 1 и 3. Требования, предъявляемые к трансформаторам для релейной защи-

Предельно допустимые погрешности трансформаторов напряжения

| Класс точности | Наибольшая погрешность | |
|----------------|------------------------|----------------|
| | в напряжении, % | угловая, мин |
| 0,2 | $\pm 0,2$ | ± 10 |
| 0,5 | $\pm 0,5$ | ± 20 |
| 1 | ± 1 | ± 40 |
| 3 | ± 3 | не нормируется |

ты, зависят от вида защиты. Здесь могут быть использованы трансформаторы классов 0,5; 1 и 3.

Для каждого класса точности устанавливается номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора $S_{\text{ном}}$, при которой его погрешность при номинальном первичном напряжении не превышает значений, указанных в табл. 3.4. С увеличением вторичной нагрузки трансформатора погрешность возрастает и класс точности снижается. Наивысший класс точности является номинальным.

Кроме номинальной мощности каждый трансформатор напряжения характеризуется максимальной мощностью, которую он может обеспечить, длительно работая вне классов точности в качестве понижающего силового трансформатора без недопустимого перегрева обмоток.

По конструкции и области применения трансформаторы напряжения классифицируются:

- по роду установки — для внутренней и наружной установки;
- по способу изоляции — с сухой (литой) изоляцией (от 380 В до 6 кВ) и масляной (от 3 кВ и выше);
- по числу фаз — однофазные и трехфазные (трехстержневые и пятистержневые);
- по числу вторичных обмоток — с одной и двумя обмотками;
- по количеству высоковольтных вводов однофазных трансформаторов — с одним вводом для подключения на фазное напряжение и двумя вводами для подключения на линейное напряжение;

Каждому типу трансформатора напряжения присваиваются буквенно-цифровые условные обозначения:

Н — трансформатор напряжения;
Т — трехфазный; О — однофазный;
З — с заземленным выводом первичной обмоткой (с одним вводом обмотки ВН);

С — сухой (сухая изоляция обмоток ВН и НН);

М — масляный (с бумажной изоляцией, погруженной в масло);

Л — литой (с литой смоляной изоляцией);

К — каскадный (однофазный на 110 кВ и выше);

К — с компенсирующей обмоткой для уменьшения угловой погрешности (трехфазный);

И — пятистержневой, с обмоткой для контроля изоляции фаз сети;

Ф — в фарфоровом корпусе;

— первая группа цифр — класс напряжения обмотки ВН в киловольтах;

— вторая группа цифр — год разработки конструкции.

На рис. 3.3 показан внешний вид и выемная часть трансформатора НОМ-10 (трансформатор напряжения однофазный масляный 10 кВ). Он состоит из бака 4, заполненного трансформаторным маслом и закрытого крышкой, на которой закреплены выводы обмоток $НН_1$ и $ВН_2$, расположена пробка 8 для долива масла, закреплен болт 2 для заземления трансформатора. На магнитопроводе 7 расположены обмотки 6. Магнитопровод однофазный, броневого типа. Обмотки слоевые, намотанные на цилиндр из электрокартона одна поверх другой (сверху — обмотка $ВН$, внутри обмотка $НН$). Такой трансформатор имеет значительные размеры и массу (высота 495 мм, масса — 36 кг). По мере повышения напряжения размеры, масса и стоимость трансформаторов такой конструкции быстро увеличивается.

В более новых конструкциях трансформаторов напряжения применяют однородную изоляцию из бумаги, пропитанной маслом, которая является про-

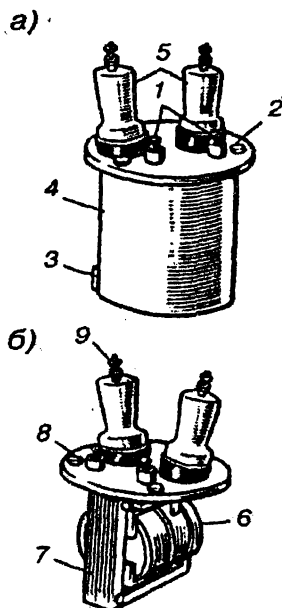


Рис. 3.3. Трансформатор напряжения НОМ-10:

а — внешний вид;

б — внешняя часть

должением изоляции обмоток и входит в фарфор высоковольтных вводов. Масло в изоляторах сообщается с маслом в кожухе, поэтому воздушное пространство под крышкой отсутствует, что ведет к резкому уменьшению изоляционных расстояний, размеров кожуха и количества масла.

На рис. 3.4, а показан внешний вид однофазного трансформатора типа НОМ-35-66 (напряжения однофазный масляный, 35 кВ, 1966 года разработки), предназначенного для измерения линейного напряжения. На рис. 3.4, б показан внешний вид трансформатора типа ЗНОМ-35-65 (напряжения однофазный масляный 35 кВ, 1965 года разработки), разработанного для измерения фазного напряжения. Трансформатор имеет один ввод BH_1 , изолированный на полное напряжение фазы, конец обмотки присоединен к заземленному кожуху (буква З в типе трансформатора). Вводы вторичных обмоток трансформаторов НОМ-35 и ЗНОМ-35 расположены в коробке 2. Заземление кожухов осуществляется путем соединения болта 3 с контуром заземления электроустановки. Уровень масла в высоковольтных вводах контролируется с помощью маслоуказателя 4.

Для напряжений 110 кВ и выше выпускают каскадные трансформаторы с фарфоровым корпусом типа НКФ. На рис. 3.5 пред-

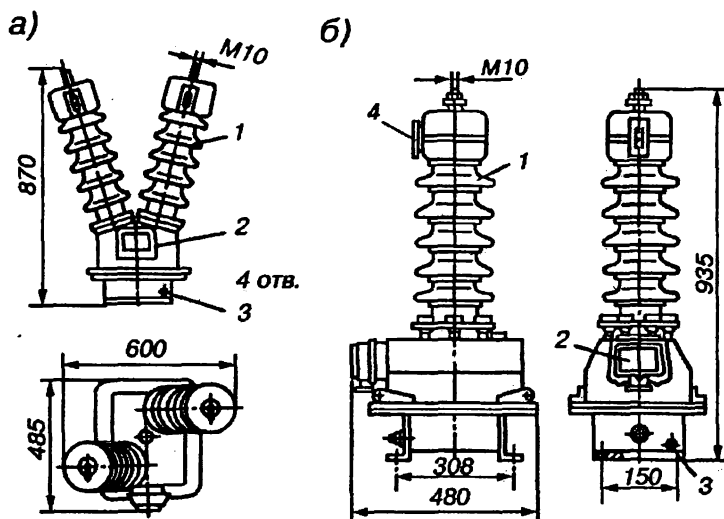


Рис. 3.4. Однофазные трансформаторы напряжения:

а — типа НОМ-35-66; б — типа ЗНОМ-35-65

ставлены общий вид и схема трансформатора напряжения на 100 кВ типа НКФ-110. Трансформатор состоит из фарфорового цилиндрического корпуса 4, смонтированного на транспортной тележке с катками 5. В верхней части расположен расширитель 2 с маслоуказателем 3 и вводом, к которому присоединяется начало обмотки ВН, а ее конец — к транспортной тележке. Вводы вторичной обмотки 1 располагаются в коробке 6. По углам тележки располагаются четыре подъемных рым-болта 7. Обмотка ВН трансформатора (рис. 3.5, б) состоит из двух секций 1 и 2, каждая из которых располагается на своем сердечнике 3 и 4. Средние точки секций первичной обмотки соединены с сердечниками.

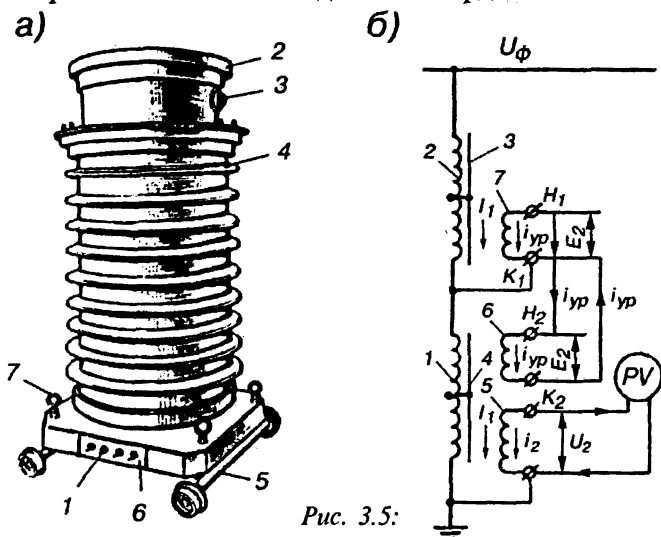


Рис. 3.5:

а — каскадный трансформатор напряжения НКФ-110; б — его электрическая схема

На каждую секцию обмотки при разомкнутой цепи вторичной обмотки 5 (холостой ход трансформатора) приходится половина на-

пряжения фазы $\frac{U_\phi}{2} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot 2}$. Сердечники изолируют друг от друга на

напряжение $U_\phi/2$, а крайние витки секций от сердечников — только на $U_\phi/4$. Такое облегчение условий работы изоляции между секциями и их сердечниками способствует снижению габаритов и массы трансформатора и снижению его стоимости. Вторичная обмотка 5 распола-

Неравенство токов по величине во вторичных обмотках трансформаторов тока приводит к появлению в реле $КА$ (рис. 7.29, а) тока небаланса рабочего режима, который значительно возрастает при возникновении внешнего КЗ. При вычислении тока небаланса учитывают три его составляющие. Первая из них обусловлена различием характеристик намагничивания трансформаторов тока, питающих защиту. Вторая связана с изменением коэффициента трансформации силового трансформатора при регулировании напряжения, поскольку при этом изменяется соотношение между токами I_{21} и I_{22} . Третья составляющая учитывает неполное равенство токов в реле от неточного их выравнивания в плечах циркуляции.

Компенсация неравенства тока осуществляется установкой автотрансформаторов со стороны более мощных и менее нагруженных трансформаторов тока (рис. 7.29, б). За счет отпаяк осуществляют регулирование тока I_{A2} , протекающего через реле $КА$ от автотрансформатора. Несмотря на установку автотрансформаторов в реле все-таки протекает некоторый ток небаланса, от которого защита должна быть отстроена по условию

$$I_{с.з} = K_3 \cdot K_I \cdot I_{нб.макс} = K'_3 \cdot I_{нб.макс}, \quad (7.45)$$

где

K_3 и K'_3 — коэффициенты запаса;

$I_{нб.макс}$ — максимальный ток небаланса при внешнем КЗ.

Броски токов намагничивания, возникающие в первичной обмотке трансформатора при его включении или восстановлении на нем напряжения, могут в 6–8 раз превышать амплитуду нормального тока. Для дифференциальной защиты такие броски токов намагничивания соответствуют КЗ в защищаемой зоне, так как ток в реле поступает только от одного трансформатора тока. Затухание броска тока происходит в течение 1...2 с. Однако уже по истечении 0,3...0,5 с его максимальное мгновенное значение становится меньше амплитуды номинального тока трансформатора. Отстройка защиты от бросков токов намагничивания может осуществляться загроублением защиты по току срабатывания (завышением $I_{с.з}$ и снижением ее чувствительности), выдержкой времени защиты на время до затухания броска тока (защита теряет свое быстроедействие).

Насыщающиеся трансформаторы тока (НТТ) обеспечивают отстройку защиты от бросков токов намагничивания с сохранением

необходимой чувствительности и быстрodeйствия. Для выполнения защиты применяется реле типа РНТ-565. Принципиальная схема защиты в однофазном изображении приведена на рис. 7.29, в. Реле состоит из насыщающегося трансформатора $TЛАТ$ с трехстержневым магнитопроводом и исполнительного органа $КА$ (реле типа РТ-40). На магнитопроводе имеются следующие обмотки: уравнильные W_{y1} и W_{y2} , дифференциальная W_d , рабочая W_p и две обмотки короткозамкнутого контура W_k . Обмотки W_{y1} , W_{y2} и W_d секционированы и имеют выводы для регулировки числа витков. С их помощью добиваются для нормального режима выполнения условия

$$I_{21}W_{y1} - I_{22}W_{y2} + (I_{21} - I_{22})W_d = 0. \quad (7.46)$$

При этом результирующий магнитный поток в магнитопроводе $TЛАТ$ отсутствует и в обмотке реле $КА$ тока нет. Таким образом, подбором числа витков осуществляют отстройку защиты от токов небаланса из-за разных величин I_{21} и I_{22} . Магнитопровод $TЛАТ$ выполняется из стали с широкой и близкой к прямоугольной форме петель гистерезиса. При этом ток намагничивания защищаемого трансформатора со значительной аperiodической составляющей в рабочую обмотку W_p практически не трансформируется и реле $КА$ при бросках токов включения трансформатора ложно не срабатывает. Таким образом, наличие в токе аperiodической составляющей как бы тормозит действие реле $КА$. Эффективность торможения можно регулировать резистором в цепи обмоток W_k . При КЗ в зоне защиты I_{22} равен нулю (при одностороннем питании) или изменяет свой знак (при двустороннем питании), в этом случае возникает МДС

$$F = I_{21}W_{y1} + I_{22}W_{y2} + (I_{21} + I_{22})W_d. \quad (7.47)$$

Созданный ею магнитный поток наводит в рабочей обмотке W_p ЭДС, и реле $КА$ срабатывает. Расчет тока срабатывания защиты производится по выражению (7.45), причем $K'_z = 1,3$.

В ряде случаев особенно при наличии встроенного регулирования напряжения под нагрузкой и на трансформаторах, имеющих источники питания с нескольких сторон, определяющим при выборе тока срабатывания является отстройка от максимального тока небаланса при внешних КЗ. В этом случае чувствительность защиты с реле РНТ может оказаться недостаточной. Тогда дифференциальная защита выполняется посредством реле с торможением типа ДЗТ также с НТТ, но имеющие дополнительные тормозные обмотки, увеличивающие ток срабатывания реле.

гается на нижнем сердечнике и дает напряжение $U_2 = 100/\sqrt{3}$ В (дополнительная, не показанная на схеме, дает $100/3$ В) При включении во вторичную обмотку приборов, например, вольтметра PV , происходит размагничивание сердечника секции 1 магнитным потоком вторичной обмотки и снижение сопротивления секции. Это приводит к неравномерному распределению напряжения между секциями, вольтметр PV будет давать заниженные показания, так как на обмотке 1 напряжение будет меньше $U_\phi/2$. Для выравнивания напряжений на секциях применяют уравнительные обмотки 6 и 7, расположенные на разных сердечниках и соединенные между собой параллельно ($H_1 - H_2$; $K_1 - K_2$). В обмотке 6 создается напряжение ниже, чем в обмотке 7, что приводит к возникновению уравнительного тока $i_{ур}$. Магнитный поток, создаваемый током $i_{ур}$, подмагничивает сердечник секции 1, увеличивая ее индуктивное сопротивление, и размагничивает сердечник секции 2, снижая ее сопротивление. Таким образом происходит выравнивание сопротивлений и, следовательно, напряжений на секциях при любой нагрузке вторичной обмотки.

Трансформаторы напряжения типа НКФ на напряжения выше 110 кВ собираются из одинаковых элементов, соединяемых последовательно и размещаемых по два в одном фарфоровом корпусе.

В электроустановках напряжением выше 1000 В трехфазные трансформаторы напряжения применяются на напряжение до 20 кВ включительно типов НТМК или НТМИ. Трансформаторы типа НТМК (напряжения трехфазный масляный компенсированный) имеют трехстержневой сердечник. На каждом стержне размещены обмотки ВН и НН одной фазы (рис. 3.6, а). Основные витки каждой фазы обмотки ВН соединены с небольшим числом витков другой фазы, чем достигается поворот вектора первичного напряжения на угол, соответствующий угловой погрешности. Трансформаторы типа НТМК могут быть использованы только для измерения линейных напряжений электроустановки.

На рис. 3.6, б схема подключения трансформатора типа НТМИ (напряжения трехфазный масляный для контроля изоляции) к шинам электроустановки и приборов к нему. Трансформатор выполняется с пятистержневым сердечником, крайние стержни которого обеспечивают замыкание в них магнитных потоков нулевой последовательности, соответствующих напряжениям и токам нулевой последовательности при замыканиях на землю.

Первичные и основные вторичные обмотки трансформаторов типа НТМИ соединяют в звезду с заземленной нейтралью, что позволяет

включать измерительные приборы и реле на линейные и фазные напряжения. Дополнительные вторичные обмотки соединяют в разомкнутый треугольник. В нормальном режиме работы сумма напряжений трех фаз треугольника равна нулю и напряжение на разомкнутых выводах треугольника отсутствует. При замыкании на землю одной из фаз сети шунтируется обмотка ВН этой фазы трансформатора, ток в ней отсутствует, не наводится напряжение в обмотке этой фазы разомкнутого треугольника. Суммарно напряжение двух других неповрежденных фаз появляется на реле контроля изоляции KV , которое своими контактами замыкает цепь звуковой сигнализации.

Первичные обмотки трансформатора напряжения оказываются под линейным напряжением, т.к. нейтраль трансформатора связана с фазой, на которой произошел пробой изоляции. Вольтметры фаз A и B , включенные на фазное напряжение, покажут линейное напряжение, а фазы C — нуль. По нулевому показателю вольтметра определяют фазу, в которой произошел пробой изоляции на землю.

Работа сети напряжением 6–35 кВ с изолированной нейтралью при однофазном замыкании на землю допускается, но персонал должен немедленно приступить к отысканию места повреждения и устранить его в кратчайший срок. При замыкании на землю в обмотке статора электродвигателя напряжением выше 1000 В, последний должен немедленно отключаться, если ток замыкания на землю превышает 5 А. Если ток замыкания не превышает 5 А, допускается работа не более 2 ч, по истечении которых машина должна быть отключена.

На рисунке 3.6, в изображена схема подключения трансформатора типа НАМИ (напряжения, антирезонансный, масляный, для контроля изоляции) к шинам 6 или 10 кВ. Трансформатор обеспечивает измерение трех линейных, трехфазных напряжений на вводах a, b, c, N и напряжения нулевой последовательности на вводах ад и хд дополнительной обмотки. В отличие от трансформаторов напряжения НТМИ–10 и ЗНОЛ–10 трансформатор НАМИ–10, благодаря антирезонансным свойствам имеет повышенную надежность и устойчивость к перемежающимся дуговым замыканиям сети на землю. Для обеспечения устойчивости он не требует принятия каких-либо дополнительных мер, при этом выдерживает однофазные металлические замыкания сети на землю без ограничения длительности, а дуговые замыкания — в течении 8 ч.

Трансформатор представляет соединение конструктивно в единое целое двух трехобмоточных трансформаторов, первичные об-

мотки одного из которых предназначены для включения на линейные напряжения U_{AB} и U_{BC} , а первичная обмотка другого трансформатора (заземляемого) включена на фазное напряжение U_B . Магнитопровод трансформатора, включаемого на линейные напряжения, двухстержневого типа из пластин электротехнической стали. Магнитопровод заземляемого трансформатора собран из пластин конструкционной стали. Магнитопроводы двух трансформаторов с насаженными на них обмотками, соединенные с помощью ряда конструктивных деталей в единую конструкцию, представляют активную часть трансформатора, которая помещается в бак, заполненный трансформаторным маслом.

На рис. 3.7 приведены схемы соединения однофазных трансформаторов напряжения и присоединения к ним приборов. Один трансформатор типа НОС или НОМ подключается на линейное напряжение (рис. 3.7, а) при необходимости измерять напряжение между двумя фазами. Если нужно подключать обмотки приборов и реле на любые линейные напряжения, применяют схему соединения трансформаторов в неполный (открытый) треугольник (рис. 3.7, б). Эта схема позволяет измерять непосредственно два линейных напряжения U_{AB} и U_{BC} . Она целесообразна во всех случаях, когда основную нагрузку составляют счетчики и ваттметры. Рассматриваемая схема позволяет получить и третье линейное напряжение U_{CA} .

Три однофазных трансформатора типа ЗНОМ и НКФ, включенные по схеме звезда с заземленной нейтралью высшего напряжения, представлены на рис. 3.7, в. Основные вторичные обмотки соединяются в звезду с заземленной нейтралью, что позволяет измерять напряжение трех фаз относительно земли вольтметрами PV_A , PV_B , PV_C , а также три линейных напряжения вольтметрами PV_{AB} , PV_{BC} , PV_{AC} . Дополнительные вторичные обмотки соединяются по схеме разомкнутого треугольника для подключения к нему реле контроля изоляции фаз сети KV как у трансформатора НТМИ (рис. 3.6). При пробое изоляции одной из фаз на зажимах Q_d-X_d разомкнутом треугольнике появляется напряжение 100 В, реле контроля изоляции срабатывает и замыкает цепь звонка, сигнализирующего о пробое.

Выбор трансформаторов напряжения

Тип выбираемого трансформатора определяется назначением его в электроустановке. При необходимости контролировать изоляцию электроустановки в РУ-6 (10) кВ применяют трансформато-

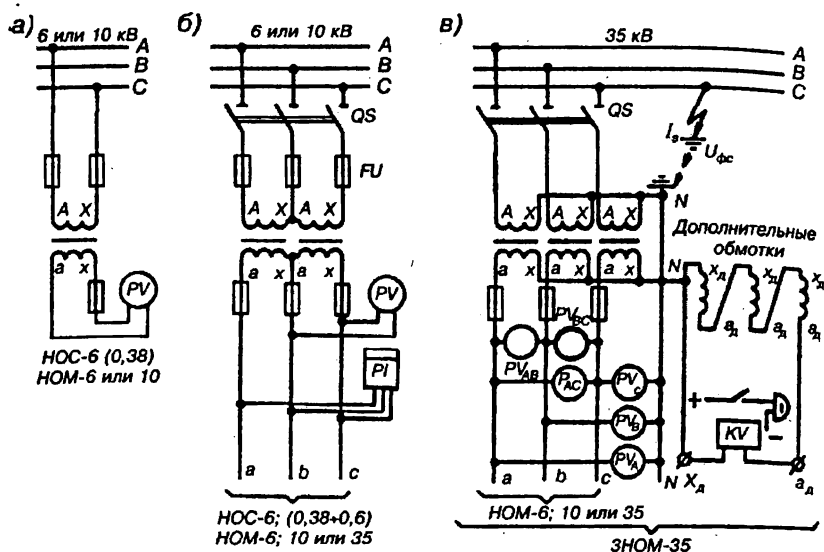


Рис. 3.7. Схемы соединения однофазных трансформаторов напряжения:

а — одного типа НОС или НОМ; б — двух в неполный (открытый) "треугольник"; в — трех типа ЗНОМ или НФК в "звезду" с заземленной нейтралью

ры типа НТМИ-10 и ЗНОЛ.06-10, в РУ-35кВ-ЗНОМ-35, в других случаях можно использовать трансформаторы типа НОМ. В РУ-110 (220) кВ применяют трансформаторы типа НКФ.

Выбирают трансформаторы по величине рабочего напряжения распределительного устройства согласно условию

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}, \quad (3.3)$$

где

$U_{\text{ном}}$ — номинальное первичное напряжение трансформатора, кВ;

$U_{\text{раб}}$ — рабочее напряжение распределительного устройства, кВ, шинам которого подключается трансформатор, кВ.

Выбранный трансформатор напряжения проверяют на соответствие классу точности согласно условию

$$S_{2\text{ном}} \geq S_{2\text{расч}}, \quad (3.4)$$

где
 $S_{2ном}$ — номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора в соответствующем классе точности, ВА;
 $S_{2расч}$ — мощность, потребляемая измерительными приборами и реле, подключенными к трансформатору, ВА.

При соединении двух однофазных трансформаторов в неполный (открытый) треугольник $S_{2ном} = 2 \cdot S'_{2ном}$, а трех — в трехфазную звезду $S_{2ном} = 3 \cdot S'_{2ном}$, где $S'_{2ном}$ — номинальная мощность одного однофазного трансформатора

$$S_{2расч} = \sqrt{\left(\sum P_{приб}\right)^2 + \left(\sum Q_{приб}\right)^2} \quad (3.5)$$

где
 $\sum P_{приб}$ — сумма активных мощностей приборов и реле, Вт;
 $\sum Q_{приб}$ — сумма реактивных мощностей приборов и реле, вар.

Активная и реактивная мощность приборов и реле определяется по известной полной мощности $S_{приб}$ и коэффициенту мощности прибора $\cos \varphi$ (дается в справочнике для каждого прибора или обмотки, если у прибора их несколько). В табл. 3.4 приведены данные некоторых измерительных приборов и реле.

Пример 3.1. Выбрать и проверить трансформатор напряжения для распределительного устройства напряжением 10 кВ, который

Таблица 3.4.

Данные измерительных приборов и реле

| Наименование прибора | Тип | Число катушек в приборе | Мощность, потребляемая одной катушкой, ВА | Коэффициент мощности $\cos \varphi$ |
|----------------------------|-----------|-------------------------|-------------------------------------------|-------------------------------------|
| Вольтметр | Э-378 | 1 | 2 | 1 |
| Счетчик активной энергии | САЗУ-И670 | 2 | 4 | 0,38 |
| Счетчик реактивной энергии | СР4У-И673 | 3 | 4 | 0,38 |
| Реле напряжения | РН-50 | 1 | 1 | 1 |
| Реле мощности | РБМ-171 | 1 | 35 | 1 |

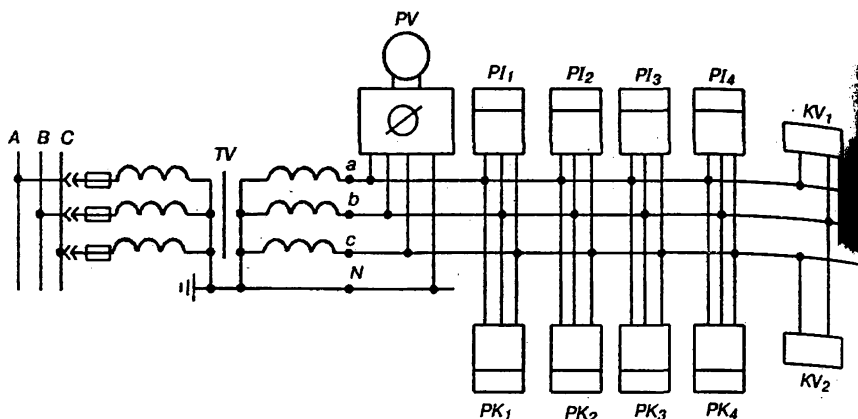


Рис. 3.8. Расчетная схема для проверки трансформатора напряжения

должен обеспечить контроль изоляции фаз распределительного устройства и питание приборов, указанных на рис. 3.8: вольтметра PV с переключателем для измерения любого фазного и линейного напряжения; счетчиков активной PI и реактивной PK энергии, установленных для учета энергии четырех потребителей; двух реле напряжения PV_1 и PV_2 .

Выбираем трансформатор напряжения НТМИ-10, который имеет обмотку для контроля изоляции (на рис. 3.8 не показана) и удовлетворяет условию (3.3) $U_{ном} \geq U_{раб}$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}.$$

Выбранный трансформатор проверяется на соответствие классу точности согласно условию. (3.4) $S_{2ном} \geq S_{2расч} \cdot S_{2ном} = 120 \text{ ВА}$ в классе точности 0,5, который необходим для нормальной работы счетчиков денежного расчета. Расчет $S_{2расч}$ производим в соответствии со схемой рис. 3.8 в табл. 3.5.

Расчетная вторичная мощность определяется по выражению (3.5)

$$S_{2расч} = \sqrt{34,4^2 + 74^2} = 81 \text{ ВА}.$$

Условие проверки трансформатора напряжения на соответствие классу точности выполняется, т.к.

$$S_{2ном} = 120 \text{ ВА} \geq S_{2расч} = 81 \text{ ВА}.$$

Данные для расчета суммарной мощности приборов к примеру 3.1

| Наименование | Тип | Число катушек напряжения в приборе | Число приборов | Мощность потребляемая одной катушкой, В · А | cos φ | sin φ | Суммарная потребляемая мощность | |
|----------------------------------------------------------------------------------------|-------|------------------------------------|----------------|---------------------------------------------|-------|-------|---------------------------------|---------------------------------|
| | | | | | | | $\Sigma P_{\text{приб}}$ Вт | $\Sigma Q_{\text{приб}}$ вар |
| Вольтметр Счетчик активной энергии Счетчик реактивной энергии Реле напряжения | Э378 | 1 | 1 | 2 | 1 | 0 | 2 | 0 |
| | СА 3У | 2 | 4 | 4 | 0,38 | 0,93 | 12,15 | 29,75 |
| | СР 4У | 3 | 4 | 4 | 0,38 | 0,93 | 18,25 | 44,25 |
| | РН-50 | 1 | 2 | 1 | 1 | 0 | 2 | 0 |
| ИТОГО | | | | | | | 34,4 | 74 |

3.3. ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА

Измерительные трансформаторы тока применяют в электроустановках переменного тока для питания токовых обмоток измерительных приборов и реле защиты, расширения пределов измерения приборов, изоляции их и реле от высокого первичного напряжения.

Применение трансформаторов тока обеспечивает безопасность персонала при работе с измерительными приборами и реле, так как цепи высшего и низшего напряжения разделены. Первичную обмотку трансформатора тока включают в цепь измеряемого тока последовательно. Она имеет один виток или несколько, выполненных проводом большого сечения.

При номинальном первичном токе $I_{\text{ном}}$ по вторичной обмотке протекает номинальный вторичный ток равный 5 А (реже 1 или 2,5 А), что позволяет унифицировать конструкции измерительных приборов, а шкалы приборов градуировать в соответствии с измеряемым первичным током с учетом номинального коэффициента трансформации трансформатора тока

$$K_{\text{Iном}} = I_{\text{Iном}} / I_{\text{2ном}} \quad (3.6)$$

Вторичная обмотка трансформатора тока имеет большое число витков и выполняется проводом, рассчитанным на длительное протекание тока равного 5 А.

На рис. 3.9 показан трансформатор тока TA , включенный первичной обмотки W_1 в первичную цепь, по которой протекает ток I_1 . Ко вторичной обмотке W_2 подключены последовательно амперметр PA , реле тока KA и токовая обмотка счетчика активной энергии PI (обмотка напряжения PI подключается к трансформатору напряжения TV). Обмотки W_1 и W_2 располагаются на сердечнике из листовой или ленточной электротехнической стали и надежно изолируются друг от друга. Вторичная обмотка заземляется для обеспечения безопасности обслуживающего персонала. Выводы первичной обмотки обозначают L_1 и L_2 (линейные), вторичной I_1 и I_2 (измерительные).

Трансформатор тока работает в условиях, отличных от условий работы силовых трансформаторов и трансформаторов напряжения. Сопротивление его вторичной цепи, состоящей из последовательно соединенных токовых обмоток приборов и реле, очень незначительно, вследствие чего трансформатор работает в условиях, близких к короткому замыканию. Первич-

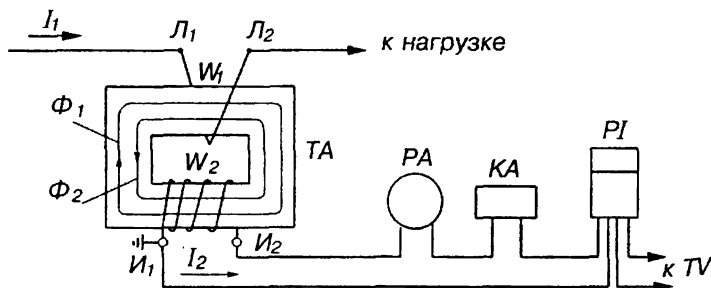


Рис. 3.9. Схема включения трансформатора тока и подключения к нему приборов.

ный ток I_1 , проходя по виткам первичной обмотки, создает в сердечнике магнитный поток Φ_1 пропорциональный магнитодвижущей силе (МДС) $F_1 = I_1 \cdot W_1$, который наводит в витках вторичной обмотки W_2 электродвижущую силу ЭДС. Последняя создает в замкнутой вторичной цепи ток I_2 , который в свою очередь наводит магнитный поток Φ_2 , пропорциональный магнитодвижущей силе МДС $F_2 = I_2 \cdot W_2$. Результирующий магнитный поток $\Phi_0 = \Phi_1 - \Phi_2$ обеспечивает передачу электромагнитной энергии из первичной цепи во вторичную. Таким образом, в сердечнике существует рабочий магнитный поток Φ_0 , благодаря которому создается вторичный ток I_2 . Результирующая МДС трансформатора тока определяется разностью МДС первичной и вторичной обмоток

$$F_0 = F_1 - F_2,$$

$$I_0 W_1 = I_1 W_1 - I_2 W_2, \quad (3.7)$$

где

I_0 — ток намагничивания, создающий в сердечнике рабочий магнитный поток Φ_0 ;

W_1 и W_2 — число витков первичной и вторичной обмоток.

При размыкании вторичной обмотки ее МДС снижается до нуля, тогда $F_0 = F_1$, т.е. результирующая МДС F_0 резко возрастает, что приводит к увеличению магнитного потока Φ_0 в сердечнике. Следствием этого является возрастание нагрева сердечника и увеличения ЭДС вторичной обмотки до нескольких киловольт. Последнее может привести к перегреву и пробое изоляции вторичной обмотки, появлению опасного напряжения на приборах и реле. **Размыкание вторичной обмотки трансформатора тока недопустимо.** При снятии приборов и реле, подключенных к трансформатору тока необходимо короткнуть его вторичную обмотку или зашунтировать обмотку снимаемого прибора.

Учитывая, что результирующая МДС незначительна по сравнению с МДС первичной и вторичной обмоток выражение (3.7) можно записать

$$I_1 W_1 \approx I_2 W_2. \quad (3.8)$$

Отсюда коэффициент трансформации трансформатора тока можно записать

$$K_I = \frac{I_1}{I_2} \approx \frac{W_2}{W_1}. \quad (3.9)$$

Если бы материал сердечника имел высокую магнитную проницаемость и ничтожно малые потери, то коэффициент трансформации был бы постоянным и равным отношению числа витков обмоток. Однако в результате потерь в стали, нарушается точная пропорция между первичным и вторичным токами, появляются токовые и угловые погрешности. Токовая погрешность возникает при измерении тока вследствие того, что действительный коэффициент трансформации отличается от номинального ($K_{I_{ном}} = I_{1_{ном}} / I_{2_{ном}}$) из-за потерь в стали

$$\Delta I = \frac{K_{I_{ном}} \cdot I_2 - I_1}{I_1} \cdot 100, \%. \quad (3.10)$$

Угловая погрешность представляет собой угол между вектором первичного тока I_1 и повернутым на 180° вектором вторичного тока I_2 и обозначается δ .

В зависимости от величины погрешностей трансформаторы тока делятся на пять классов точности (табл. 3.6).

Приведенные в табл. 3.6 погрешности соответствуют первичному току, составляющему 100–120% от номинального. При значительном отклонении первичного тока от номинального погрешности резко возрастают.

Погрешности трансформаторов тока зависят также от вторичной нагрузки

$$S_2 = I_2^2 \cdot Z_2. \quad (3.11)$$

где

Z_2 — полное сопротивление присоединенных ко вторичной обмотке приборов, реле, соединительных проводов и контактов.

Номинальной нагрузкой трансформатор тока для данного класса точности называют такую нагрузку вторичной обмотки, при которой погрешность не превышает установленного для этого класса значения

$$S_{2_{ном}} = I_{2_{ном}}^2 \cdot Z_{2_{ном}} = 5^2 \cdot Z_{2_{ном}} = 25 \cdot Z_{2_{ном}}. \quad (3.12)$$

Предельно допустимые погрешности трансформаторов тока

| Класс точности | Наибольшая погрешность | |
|----------------|------------------------|----------------|
| | токовая, % | угловая, мин |
| 0,2 | $\pm 0,2$ | ± 10 |
| 0,5 | $\pm 0,5$ | ± 30 |
| 1 | ± 1 | ± 60 |
| 3 | ± 3 | не нормируется |
| 10 | ± 10 | |

Таким образом, номинальная мощность вторичной обмотки $S_{2ном}$ и номинальное сопротивление $Z_{2ном}$ связаны прямой зависимостью, и в расчетах можно использовать в качестве вторичной нагрузки как вторичную мощность так и вторичное сопротивление.

Трансформаторы тока применяют:

- класса 0,2 — для точных лабораторных измерений;
- класса 0,5 — для подключения счетчиков денежного расчета и точных защит;
- класса 1 — для подключения амперметров, счетчиков технического учета, фазометров и других измерительных приборов и реле;
- класса 3 и 10 — для подключения релейных защит.

Для питания обмоток приборов, требующих различных классов точности, изготавливают трансформаторы тока с двумя сердечниками, имеющими общую первичную обмотку и индивидуальные вторичные.

Конструкции трансформаторов тока

Трансформаторы тока по роду установки выпускают для внутренних и наружных электроустановок, а также встроенные в силовые трансформаторы и масляные выключатели.

По способу установки трансформаторы тока делятся на **проходные**, устанавливаемые в проемах стен, потолков или металлических ограждений комплектных распределительных устройств, и **опорные**, устанавливаемые на опорных конструкциях.

По конструкции первичной обмотки трансформаторы тока бывают: одновитковые стержневые с первичной обмоткой в виде

прямолинейного стержня с линейными зажимами на концах; одновитковые шинные, в которых роль первичной обмотки выполняют шины электроустановок, пропускаемые при монтаже через внутренние отверстия трансформаторов тока; многovitковые с первичными обмотками петлевого, звеньевого и катушечного типов.

Каждому типу трансформатора тока присваивается буквенно-цифровые условные обозначения:

Т — трансформатор тока;

П — проходной (отсутствие буквы П указывает на то, что трансформатор опорный);

В — встроенный в масляный выключатель;

ВТ — встроенный в силовой трансформатор;

О — одновитковый;

Л — с литой смоляной изоляцией;

Ш — шинный;

М — малогабартный (для трансформатора тока внутренней установки);

К — катушечный;

Ф — с фарфоровой изоляцией;

З — для защиты от замыкания на землю;

У — усиленный (с повышенной электродинамической стойкостью);

ФЗ — в фарфоровом корпусе с первичной обмоткой звеньевого типа;

Н — наружной установки;

Р — с сердечником для релейной защиты;

Д — со вторичной обмоткой для питания дифференциальной защиты;

М — маслонаполненный (для трансформаторов тока наружной установки).

— первое число после буквенного обозначения — номинальное напряжение трансформатора в киловольтах;

— следующая группа чисел “через дробь” — классы точности сердечников (вместо чисел могут стоять буквы Р или Д);

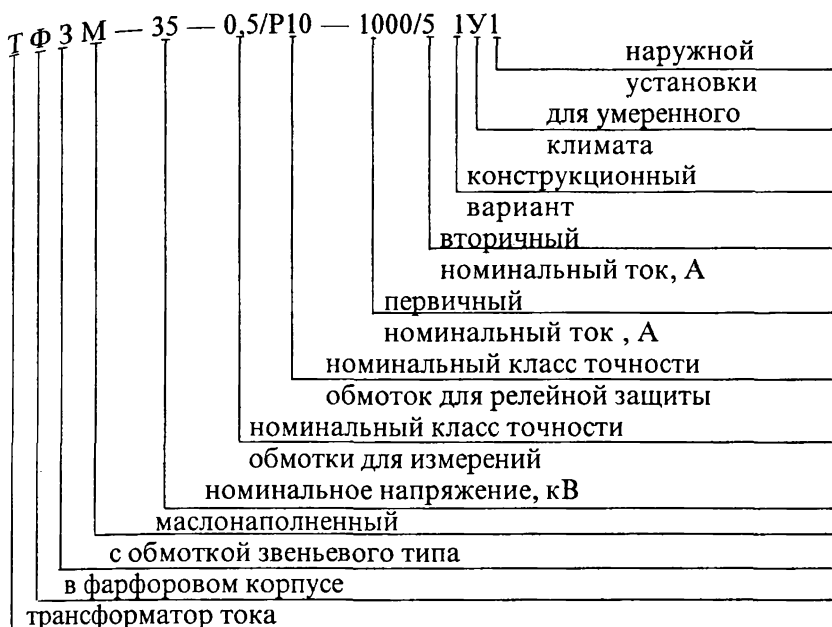
— два числа “через дробь” — первичный и вторичный токи;

— цифра после номинальных токов — конструктивный вариант исполнения;

— буквы после конструктивного варианта — климатическое исполнение;

— последняя цифра — категория размещения.

Пример обозначения типа трансформатора тока и его расшифровка:



Трансформаторы тока наружной установки типа ТФЗМ с масляным заполнением (прежнее обозначение ТФН) применяются на напряжения 35–220 кВ. На более высокое напряжение изготавливают каскадные трансформаторы тока.

На рис. 3.10 показаны магнитопровод с обмотками (а) и внешний вид трансформатора типа ТФЗМ–35 (б). Кольцевой магнитопровод 3 выполнен из ленточной стали. На нем навиты вторичные обмотки, изолированные вместе с сердечником кабельной бумагой 2, пропитанной маслом и покрывающей как вторичную так первичную обмотку 1. Обмотки помещены в фарфоровый корпус, заполненный маслом, скрепленный с цоколем 4. Верхняя часть фарфорового корпуса, являющаяся маслорасширителем, закрыта крышкой 8 с дыхательным клапаном 9, которая крепится к корпусу болтами 10. Первичная обмотка состоит из двух секций, выводы которых крепятся к зажимам 13 и 14, позволяющим соединять секции последовательно или параллельно и изменять тем самым номинальный первичный ток. Линейные выводы первичной обмотки 11

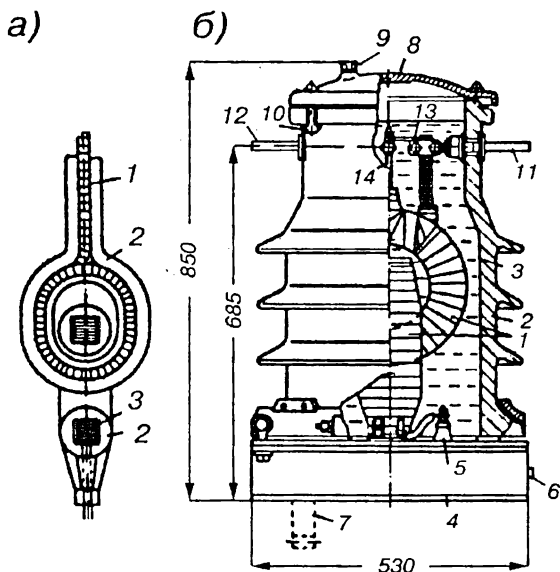


Рис. 3.10.
Трансформатор тока
типа ТФЗМ-35:

а — магнитопровод с
обмотками;
б — внешний вид

и 12 обозначаются L_1 и L_2 , измерительные выводы вторичной обмотки 5 помещены в закрытой коробке 6 и обозначаются I_1 и I_2 . Цоколь 4 связан заземляющей шиной 7 с контуром заземления электроустановки.

Для внутренней установки применяют трансформаторы тока с литой эпоксидной изоляцией. На рис. 3.11 приведены принципиальные схемы выполнения трансформаторов одновитковых (а), многовитковых (б), многовитковых с двумя сердечниками (в).

Наиболее простыми в изготовлении являются проходные одновитковые трансформаторы типа ТПОЛ на номинальные первичные токи от 400 до 1500 А (рис. 3.12, а). Первичной обмоткой в них служит прямолинейный стержень 4 с болтовыми зажимами на концах L_1 и L_2 . На стержень поверх изоляции надеты два кольцевых магнитопровода 1 и 2 со вторичными обмотками. Магнитопроводы вместе с первичной и вторичными обмотками залиты эпоксидным компаундом 5, образующий сплошной изоляционный корпус трансформатора, предохраняющий сердечники с обмотками от действия влаги и механических повреждений. Выводы 7 вторичных обмоток расположены на боковом приливе средней части корпуса.

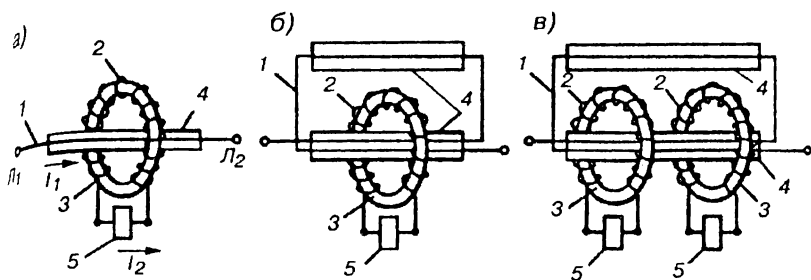


Рис. 3.11. Принцип устройства одновитковых и многовитковых трансформаторов тока

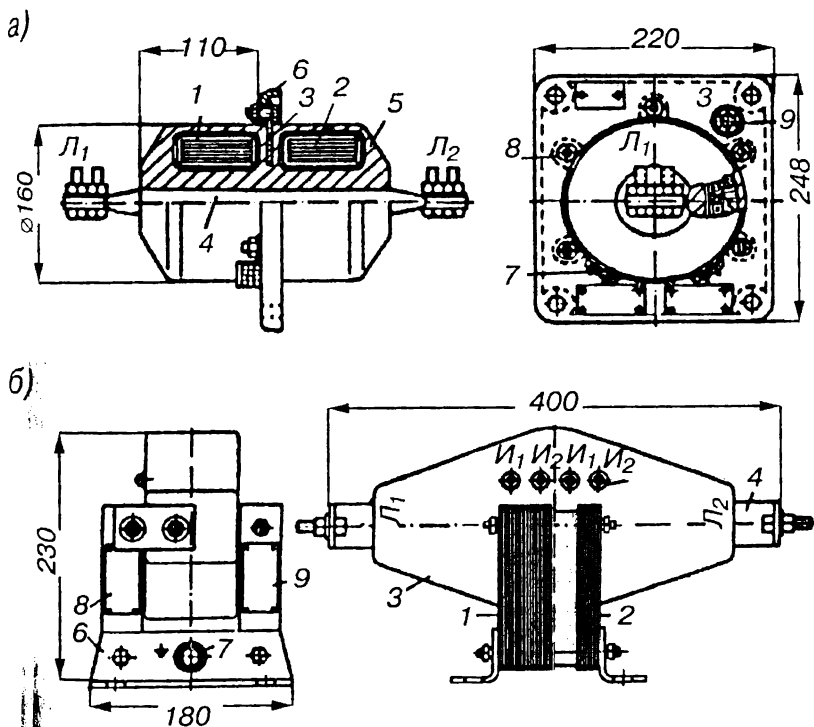


Рис. 3.12. Трансформаторы тока:
а — типа ТПОЛ-10; б — типа ТПЛ-10

По центру корпуса между сердечниками залито крепежное кольцо 3, к которому с помощью болтов присоединяется опорный фланец 6 для крепления к проходной плите.

Трансформаторы тока типа ТПЛ (рис. 3.12, б) имеют петлевую многовитковую первичную обмотку с выводами 4 и два сердечника: 1 — сердечник Р и 2 — сердечник класса 0,5. Корпус 3, защищающий обмотки от влаги и механических повреждений, выполнен литым компаундом. Зажимами 5 вторичных обмоток размещены на корпусе трансформатора.

Основное исполнение трансформатора ТПЛ-10 — опорное. Для его крепления имеются четыре монтажные отверстия в стальных уголках 6. Выпускаются трансформаторы при необходимости и в проходном исполнении. При этом вместо уголков 6 под стяжные болты сердечника к его боковому стержню со стороны вывода L_1 крепятся две стальные пластины с монтажными отверстиями для крепления трансформатора в проеме стены.

Шинные трансформаторы тока типа ТШЛ изготавливают на большие номинальные токи до 24000 А. Они имеют проходные отверстия (окно) для ввода шин, используемых в качестве первичных обмоток.

Встроенные трансформаторы тока типа ТВ и ТВТ выполняют на кольцевых ленточных сердечниках (рис. 3.13, а). Вторичные обмотки наматывают на сердечник изолированным проводом.

При выполнении обмотки оставляют свободные участки для крепления трансформатора и для распорных клиньев. Эти участки обозначают надписью “клин”.

Первичной обмоткой встроенного трансформатора 2 является стержень высоковольтного ввода 1 (рис. 3.13, б) силового трансформатора или масляного выключателя.

Такое конструктивное выполнение удешевляет трансформаторы тока и упрощает их установку, так как для нее не требуется особое место.

Недостатками таких трансформаторов является большая погрешность и малая вторичная мощность.

Трансформаторы тока с разъемным сердечником, иначе называемые токоизмерительными клещами, применяются для измерения тока в проводах и шинах под напряжением без непосредственного включения в цепь.

На рисунке 3.14, а изображены двуручные токоизмерительные клещи Ц-90 для электроустановок напряжением до 10 кВ. Они имеют

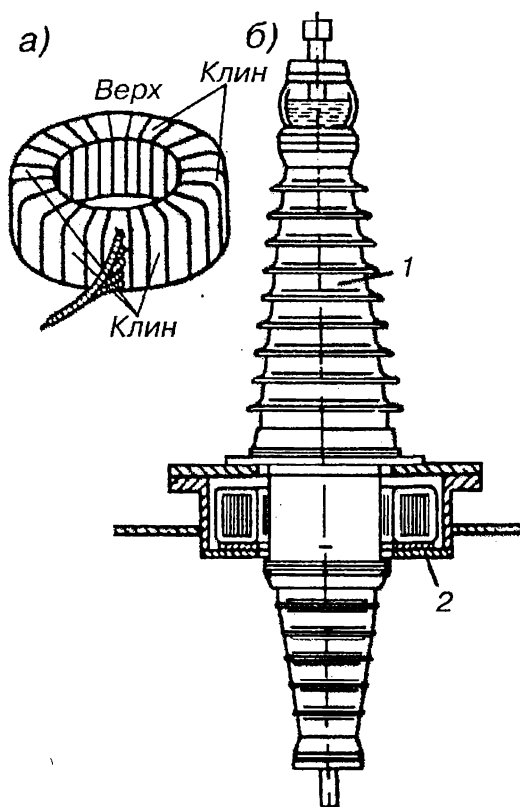


Рис. 3.13:

а — встроенный трансформатор тока; б — его установка

разъемный сердечник 1, на который намотана вторичная обмотка 3. Первичной обмоткой служит провод 2 или шина (рис. 3,14, б), по которым проходит измерительный ток. К вторичной обмотке присоединяется амперметр 5 с переключателем пределов измерений 4. В этих клещах рукоятки б надежно изолированы от магнитопровода.

Промышленностью выпускается несколько разновидностей электроизмерительных клещей с разными пределами измерения:

КЭ-44 с пределами измерений от 25 до 500 А;

Ц-90 с пределами измерений от 15 до 600 А;

Ц-30 для измерения в цепях напряжением до 600 В.

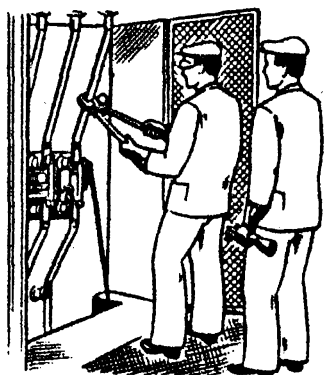
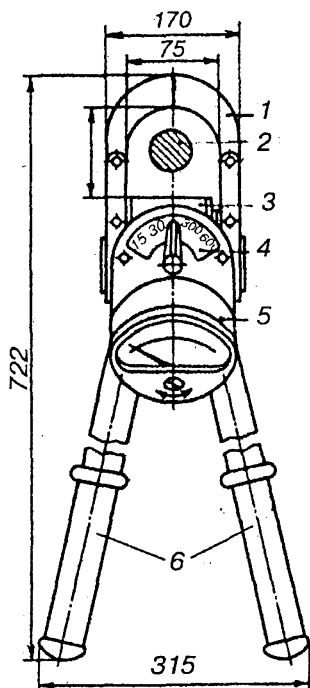


Рис. 3.14. Разъемный трансформатор тока и измерение тока с его помощью

Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются по месту установки (внутренняя или наружная), конструкции (опорные, проходные, встроенные), назначению (для питания измерительных приборов или реле защит), номинальному напряжению и току первичной цепи согласно условиям

$$\left. \begin{aligned} U_{\text{ном}} &\geq U_{\text{раб}} \\ I_{\text{ном}} &\geq I_{\text{раб. макс}} \end{aligned} \right\} \quad (3.13)$$

где

$I_{\text{раб. макс}}$ — максимальный рабочий ток присоединения электроустановки, на котором устанавливают трансформатор тока.

Выбранные трансформаторы тока проверяются по току КЗ на динамическую (3.14) и термическую (3.15) стойкость

$$i_{\text{дин}} = \sqrt{2} I_{\text{ном}} \cdot K_{\text{дин}} \geq i_y; \quad (3.14)$$

$$I_T^2 \cdot t_T = (I_{\text{ном}} \cdot K_{\text{тер}})^2 \cdot t_T \geq B_k, \quad (3.15)$$

где $K_{\text{дин}}$ и $K_{\text{тер}}$ — коэффициенты динамической и термической стойкости по каталогу;

i_y и B_k — ударный ток и тепловой импульс тока КЗ в месте установки трансформатора тока;

t_T — время термической стойкости по каталогу (для большинства трансформаторов $t_T = 1$ с);

$I_T = I_{\text{ном}} \cdot K_{\text{тер}}$ — ток термической стойкости.

Встроенные трансформаторы тока по току КЗ не проверяются, так как токоведущие стержни, являющиеся их первичной обмоткой проверяются при выборе выключателей и силовых трансформаторов.

Проверка трансформаторов тока на соответствие классу точности производится по расчетной схеме (рис. 3.15, а) для обмотки трансформатора наиболее загруженной фазы, к которой подключены измерительные приборы, по условию

$$\begin{aligned} S_{2\text{ном}} &\geq S_{2\text{расч}} \\ \text{или} \\ Z_{2\text{ном}} &\geq Z_{2\text{расч}}, \end{aligned} \quad (3.16)$$

где

$Z_{2\text{ном}}$ — номинальная нагрузка проверяемой обмотки трансформатора в заданном классе точности, Ом;

$Z_{2\text{расч}}$ — вторичная расчетная нагрузка, присоединенная к проверяемой обмотке, Ом.

Сопротивление $Z_{2\text{расч}}$ определяется по формуле

$$Z_{2\text{расч}} = Z_{\text{приб}} + Z_{\text{пров}} + Z_{\text{конт}}, \quad (3.17)$$

где

$Z_{\text{приб}}$ — сопротивление приборов, подключенных ко вторичной обмотке, Ом;

$Z_{\text{пров}}$ — сопротивление соединительных проводов между трансформатором тока и приборами, Ом;

а)

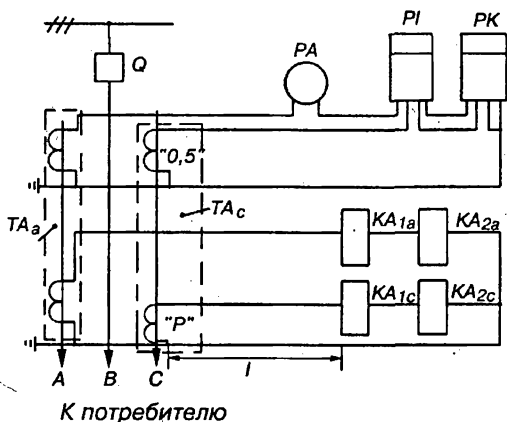
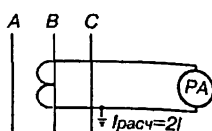


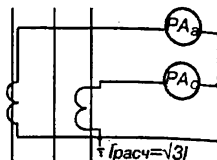
Рис. 3.15:

- а — расчетная схема для проверки трансформатора тока;
 схемы соединения обмоток трансформаторов тока:
 б — одного; в — двух в "неполную звезду";
 г — трех в "полную звезду"; д — "треугольник"

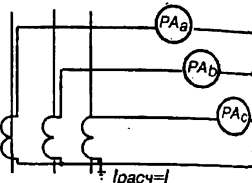
б)



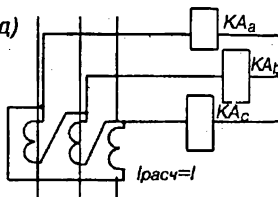
в)



г)



д)



$Z_{\text{конт}}$ — сопротивление переходных контактов, принимаемое равным 0,1 Ом.

Сопротивление приборов определяется по данным, приводимым в справочниках. Для некоторых приборов и реле в табл. 3.7 приведены данные токовых обмоток.

Сопротивление соединительных проводов в омах определяется по формуле

$$Z_{\text{пров}} = R_{\text{пров}} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \cdot q_{\text{пров}}}, \quad (2.18)$$

где

$l_{\text{расч}}$ — расчетная длина соединительных проводов, $l_{\text{расч}} = l$ для схем соединения трансформаторов тока — звезда и треугольник,

Данные измерительных приборов и реле

| Наименование прибора | Тип прибора | Сопротивление токовой обмотки, Ом |
|-----------------------|---------------------|-----------------------------------|
| Амперметр | Э-377, Э-373 | 0,02 |
| Ваттметр | Д-305, Д-312 | 0,02 |
| Счетчик энергии: | | |
| активной | СА3У-И670м | 0,1 |
| реактивной | СР4У-И673М | 0,1 |
| Реле тока | РТ-40/2, РТ-40/6 | 0,8 ; 0,2 |
| | РТ-40/10, РТ-40/20 | 0,08; 0,002 |
| | РТ-40/50, РТ-40/100 | 0,005; 0,03 |
| Реле мощности | РБМ-171 | 0,4 |
| Реле дифференциальное | РНТ-565 | 0,28 |

$I_{\text{расч}} = \sqrt{3}I$ — неполная звезда, $I_{\text{расч}} = 2I$ при питании приборов от одного трансформатора тока (рис. 3.15, б, в, г, д), м;

γ — удельная проводимость материала соединительных проводов (для медных проводов $\gamma_{\text{м}} = 53 \text{ М См/м}$, для алюминиевых — $\gamma_{\text{А}} = 32 \text{ М См/м}$);

$q_{\text{пров}}$ — сечение проводов (для медных проводов минимальное сечение 2,5 мм², для алюминиевых — 4 мм², максимальное сечение проводов как медных так и алюминиевых — 10 мм²);

l — расстояние между трансформатором тока и местом установки приборов, м.

Расчет сопротивления проводов производят для минимального их сечения, если условие (3.16) не выполняется, расчетное сечение увеличивают (2,5; 4; 6; 10 мм).

В целях упрощения расчетов геометрическое сложение сопротивлений заменяют арифметическим, что приводит к некоторому расчетному запасу.

Проверка трансформатора тока на десятипроцентную погрешность производится по расчетной схеме (рис. 3.15, а) для обмотки трансформатора наиболее загруженной фазы, к которой подключены реле защиты.

Для релейной защиты в отличие от измерительных приборов соответствующая точность работы трансформатора тока необходима главным образом при токах КЗ, которые во много раз превышают токи нормального режима. Для обмоток трансформаторов тока, к которым подключают релейную защиту, допустимой является погрешность по величине тока не более 10% и по углу не более 7° при прохождении по первичной обмотке тока КЗ, при котором должна сработать защита.

Для проверки используют расчетные кривые десятипроцентной погрешности, которые имеются в справочной литературе. На рис. 3.16 приведены расчетные кривые для некоторых трансформаторов тока. По ним определяется допустимая нагрузка $Z_{\text{доп}}$, при которой погрешность не превышает 10%. Для этого предварительно находят расчетную кратность тока по формуле

$$m = I_{\text{расч}} / I_{\text{ном}}, \quad (3.18)$$

где

$I_{\text{расч}}$ — расчетный ток, для большинства защит с учетом погрешности в 10% $I_{\text{расч}} = 1,1 I_{\text{с.з.}}$;

$I_{\text{с.з.}}$ — ток срабатывания защиты;

$I_{\text{ном}}$ — номинальный первичный ток трансформатора тока.

Используя полученную кратность тока m , по расчетной кривой (рис. 3.16) для проверяемого трансформатора находят допустимое сопротивление вторичной нагрузки $Z_{\text{доп}}$ и сравнивают с расчетным $Z_{\text{2расч}}$.

$$Z_{\text{2доп}} \geq Z_{\text{2расч}}, \quad (3.19)$$

Если условие (3.19) выполняется, то трансформатор работает с погрешностью, не превышающей 10%. При $Z_{\text{2доп}} \geq Z_{\text{2расч}}$ нужно рассмотреть возможности служения нагрузки на трансформатор тока увеличением сечения проводов, использованием другой схемы соединения трансформаторов тока, последовательным включением вторичных обмоток трансформатора тока, присоединением реле к различным обмоткам трансформатора или выбором трансформатора тока с большим первичным номинальным током $I_{\text{ном}}$.

Формулы для расчета $Z_{\text{2расч}}$ в цепях вторичных обмоток трансформаторов тока, питающих релейную защиту, сведены в табл. 3.8. В таблице сопротивления реле всех фаз равны ($Z_{\text{ра}} = Z_{\text{рв}} = Z_{\text{рс}}$),

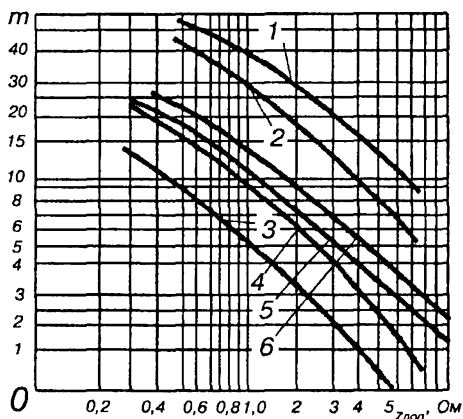


Рис. 3.16. Расчетные кривые для проверки трансформаторов тока на десятипроцентную погрешность:

ТФЗМ-35А ($I_{ном} = 1000 \text{ А} - 1$, $I_{ном} = 15...600 \text{ А} - 2$);
 ТПЛ-10 ($I_{ном} = 5...400 \text{ А}$ класса 0,5 - 3, класса Р-4);
 ТЛМ-10 ($I_{ном} = 50...300$ и 1000 А , $I_{ном} = 400...800$ и $1500 \text{ А} - 6$)

сопротивления проводов рассчитываются для одной фазы ($Z_{пров} = \frac{l}{\gamma \cdot q}$), сопротивление контактов принято 0,10 м.

Пример 3.2. Выбрать и проверить трансформатор тока для линии электропередачи, питающей потребитель максимальным током в рабочем режиме 200 А при напряжении 10 кВ. Данные по режиму КЗ: ударный ток $i_y = 20 \text{ кА}$; тепловой импульс $W_k = 100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$. К трансформатору тока подключаются: амперметр, счетчики активной и реактивной энергии, токовые реле РТ-40/10 и РТ-40/50. Расстояние между трансформаторами тока и приборами $l = 5 \text{ м}$. Ток срабатывания защиты $I_{с.з.} = 900 \text{ А}$.

Выбираем трансформатор тока типа ТПЛ-10-0,5/Р-200/5-УХЛЗ. Условие выбора (3.13) выполняется

$$\begin{aligned} U_{ном} &= 10 \text{ кВ} = U_{раб} = 10 \text{ кВ}; \\ I_{ном} &= 200 \text{ А} = I_{раб.макс} = 200 \text{ А}. \end{aligned}$$

Выбранный трансформатор проверяем по току КЗ:

Формулы для определения расчетного сопротивления в цепи вторичных обмоток трансформаторов тока

| Схема подключения реле к трансформаторам тока | Вид КЗ | Расчетная нагрузка $Z_{2расч}$ |
|-----------------------------------------------|------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | Трехфазное и двухфазное Однофазное | $Z_{2расч} = Z_{pa} + Z_{пров} + Z_{конт}$ $Z_{2расч} = Z_{pa} + Z_{pN} + 2Z_{пров} + I_{конт}$ |
| | Трехфазное и двухфазное | $Z_{расч} = Z_{pa} + Z_{pb} = Z_{pc} + 3Z_{пров} + Z_{конт}$ |
| | Трехфазное Двухфазное и однофазное | $Z_{2расч} = Z_{pa} + Z_{pN} + \sqrt{3} \cdot Z_{пров} + Z_{конт}$ $Z_{2расч} = Z_{pa} + Z_{pN} + 2Z_{пров} + Z_{конт}$ |
| | Трехфазное Двухфазное (А-С) Двухфазное (А-В) и (В-С) | $Z_{2расч} = \sqrt{3}(Z_p + 2 \cdot Z_{пров}) + Z_{конт}$ $Z_{2расч} = 2(Z_p + 2 \cdot Z_{пров}) + Z_{конт}$ $Z_{2расч} = Z_{пр} + 2 \cdot Z_{пров} + Z_{конт}$ |

на динамическую стойкость (3.14)

$$\sqrt{2} I_{ном} \cdot K_{дин} = \sqrt{2} \cdot 0,2 \cdot 250 = 71 \text{ кА} \geq I_y = 20 \text{ кВ}$$

на термическую стойкость (3.15)

$$(I_{ном} \cdot K_{тер})^2 \cdot t_T = (0,2 \cdot 90)^2 \cdot 1 = 326 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > Вк = 100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$K_{дин} = 250$ и $K_{тер} = 90$ — коэффициенты динамической и термической стойкости трансформатора взяты из справочника.

Выбранный трансформатор динамически и термически устойчив.

Проверка ТПЛ-10 на соответствие классу точности производится на основе расчетной схемы (рис. 3.15, а). Наиболее загруженной является обмотка класса 0,5 трансформатора фазы А, к которой подключены: амперметр, счетчики активной и реактивной энергии

$$Z_{\text{приб}} = Z_{\text{РА}} + Z_{\text{PI}} + Z_{\text{PK}} = 0,02 + 0,1 + 0,1 = 0,22 \text{ Ом.}$$

Сопротивления амперметра $Z_{\text{РА}}$, счетчика активной энергии Z_{PI} и счетчика реактивной энергии Z_{PK} взяты из табл. 3.8.

$$Z_{\text{пров}} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma_a \cdot q_{\text{пров}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5}{32 \cdot 4} = 0,07 \text{ Ом,}$$

где

$l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l$ — для схемы соединения обмоток трансформаторов
неполная звезда;

$Z_{\text{конт}} = 0,1 \text{ Ом}$ — сопротивление контактов.

$$Z_{2\text{расч}} = Z_{\text{приб}} + Z_{\text{пров}} + Z_{\text{конт}} = 0,22 + 0,07 + 0,1 = 0,39 \text{ Ом.}$$

$Z_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом}$ — номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 для сердечника трансформатора 0,5.

Условие проверки (3.16) выполняется

$$Z_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом} > Z_{2\text{расч}} = 0,39 \text{ Ом.}$$

Проверка ТПЛ-10 на десятипроцентную погрешность производится для обмотки сердечника Р.

Расчетная кратность тока

$$m = \frac{I_{\text{рас}}}{I_{1\text{ном}}} = \frac{990}{200} = 5,$$

где

$I_{\text{расч}} = 1,1 I_{\text{с.з}} = 1,1 \cdot 900 = 990 \text{ А}$ — расчетный ток.

По расчетной кривой (рис. 3.16) находим $Z_{2\text{доп}} = 1 \text{ Ом.}$

По табл. 3.8 выбираем расчетную формулу и рассчитываем $Z_{2\text{расч}}$ в соответствии с расчетной схемой (рис. 3.15, а) для режима трех-фазного КЗ

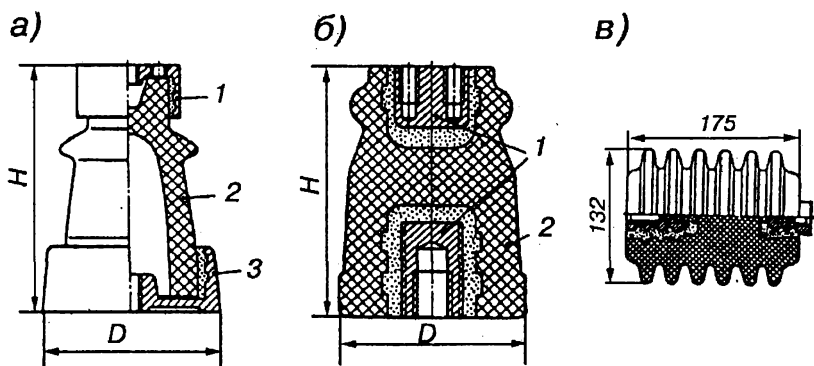


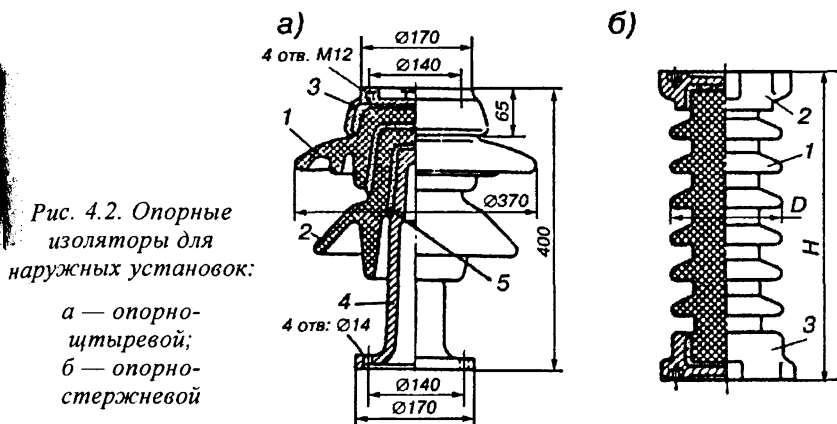
Рис. 4.1. Опорные изоляторы:

а — нормального исполнения; *б* и *в* — малогабаритные.

Если в маркировке отсутствует обозначение типа фланца, это значит, что арматура утоплена в тело изолятора (рис. 4.1, *б*). Внутренняя заделка уменьшает высоту изолятора примерно на 40% при той же активной высоте фарфорового корпуса 2. Общий вес изолятора уменьшается при этом примерно в 2 раза за счет уменьшения веса арматуры. В торцевых частях фарфорового корпуса для крепления арматуры выполняются углубления, в которых размещаются ниппели 1 с нарезными отверстиями для крепления токоведущих частей и изолятора на конструкции.

В комплектных распределительных устройствах применяются малогабаритные опорные изоляторы с ребристой поверхностью. На рис. 4.1, *в* показан изолятор типа ОФР-20 на напряжение 20 кВ.

Опорно-штыревые изоляторы применяются для наружных установок. Их изготовляют на напряжение 6, 10 и 35 кВ и обозначают ОНШ. Цифры в обозначениях типа изолятора — номинальное напряжение и разрушающая нагрузка. Например, ОНШ-35-1000 — опорный, наружной установки, штыревой, номинальное напряжение 35 кВ, разрушающая нагрузка 1000 даН. Этот изолятор приведен на рисунке 4.2, *а* Он состоит из двух фарфоровых элементов 1 и 2, входящих друг в друга. Нижний элемент крепится к чугунному штырю 4 с фланцем цементной замазкой 5. Фланец имеет отверстия для крепления изолятора к заземленной конструкции. Колпачок 3 надевают на верхний элемент изолятора. В нем имеются отверстия с



резьбой для крепления токоведущих частей. Колпачок и фарфоровые элементы крепят между собой цементной замазкой. Наличие пазух с нижней стороны фарфоровых элементов увеличивает поверхность и общую электрическую прочность изолятора.

Опорно-стержневые изоляторы выполняются из сплошного ребристого фарфора 1 (рис. 4.2, б), по торцам которого закрепляют чугунные фланцы 2 и 3 для крепления токоведущих частей к изолятору и изолятора к опорной конструкции. Изоляторы изготовляются на 10, 35 и 110 кВ, маркируются аналогично опорно-щтыревым. Например, ОНС-10-1000 — опорный, наружной установки, стержневой, номинальное напряжение 10 кВ, разрушающая нагрузка 1000 даН. В электроустановках применяют также изоляторы типов ИОС (изолятор опорно-стержневой) и КО (колонковый опорный), которые широко используют в аппаратах.

Проходные изоляторы выпускаются для внутренней и наружной установки. Они необходимы при прокладке шин через стены, перекрытия и перегородки между отсеками электроустановки. На рисунке 4.3 показан проходной изолятор типа ИП-10/400-750У1 на напряжение 10 кВ и ток 400 А, с разрушающей нагрузкой 750 даН, для районов с умеренным климатом, для наружной установки. Изолятор состоит из полых фарфоровых втулок 2 и 4, внутри которых проходит токоведущий стержень с контактными выводами 1, 5, имеющими отверстия для присоединения к ним.

Фланец 3 предназначен для крепления изолятора к проходной плите в проеме стены. Фарфоровая втулка 4 предназначена для

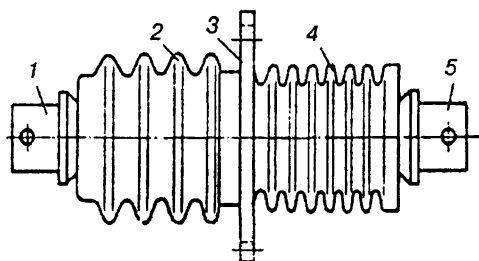


Рис. 4.3. Проходной изолятор

работы снаружи и имеет более ребристую поверхность, чем втулка 2, которая работает внутри помещения.

Маслонаполненные вводы являются по назначению проходными изоляторами (рис. 3.13, б) на напряжение 110 кВ и выше. Высокая напряжен-

ность в изоляционном промежутке между токоведущим стержнем и фарфоровыми втулками изолятора вынуждает заполнять его маслом. На токоведущий стержень наложены слои кабельной бумаги с проводящими прокладками между ними. Размеры слоев бумаги и прокладок выбираются такими, чтобы обеспечить равномерное распределение потенциалов как в радиальном, так и в продольном направлении ввода. Фарфоровые втулки (покрышки) защищают внутреннюю изоляцию от атмосферного воздействия, в первую очередь от атмосферной влаги и служат одновременно резервуаром для масла, заполняющего ввод. Нижняя часть ввода, расположенная в баке аппарата, заполненном маслом, выполняется укороченной. Это объясняется более высоким разрядным напряжением по поверхности фарфора в масле сравнительно с разрядным напряжением в воздухе.

Маслонаполненные вводы обычно герметизированы. Для компенсации температурных изменений в объеме масла предусмотрены компенсаторы давления, встроенные в верхнюю часть ввода, и измерительные устройства для контроля давления.

По конструкции линейные изоляторы делятся на штыревые и подвесные. Подвесные изоляторы в свою очередь бывают тарельчатые и стержневые.

Подвесные стержневые изоляторы отличаются конструктивно от опорно-стержневых тем, что имеют с торцов две металлические шапки с отверстиями или гнездами для крепления изоляторов к опорным конструкциям и проводов к изоляторам.

Подвесные тарельчатые изоляторы (рис. 4.4, а) имеют фарфоровый или стеклянный корпус в виде перевернутой тарелки 4 с ребристой нижней поверхностью для увеличения разрядного напряжения под дождем. Верхняя поверхность тарелки выполняется гладкой, с небольшим уклоном для стекания воды. В изолирующую часть

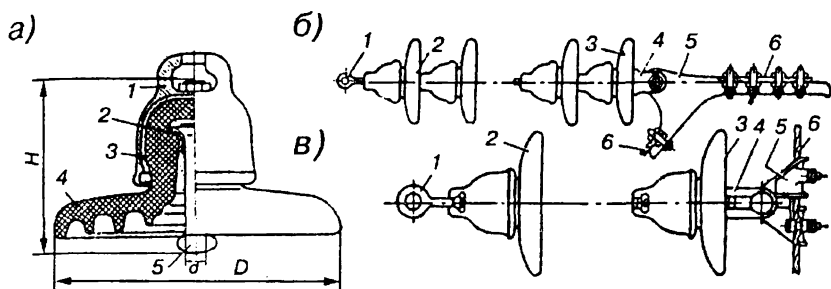


Рис. 4.4. Подвесные изоляторы:

а — конструкция изолятора; *б* — натяжная гирлянда изоляторов; *в* — подвесная гирлянда изоляторов

армированы металлический пестик 5 или серьга с помощью специального сплава 2. Сверху фарфоровую головку охватывает шапка (колпак) 1 из ковкого чугуна с гнездом для введения в него пестика другого изолятора или ушка для крепления изолятора к опоре. Крепится шапка к фарфору цементирующей мастикой 3. Внутренней и наружной поверхности фарфоровой головки придана такая форма, чтобы при тяжении провода фарфор испытывал сжатие, при котором его прочность выше, чем при растяжении. Это обеспечивает высокую механическую прочность тарельчатых изоляторов.

В обозначение изолятора входят буквы и цифры, обозначающие конструкцию, материал, разрушающую нагрузку на растяжение, исполнение, например, ПФ-70-А (ПС-70-А): подвесной, фарфоровый (стеклянный), разрушающая нагрузка 70 кН, исполнение А (нормальное).

Тарельчатые изоляторы при напряжении 35 кВ и выше комплектуются в натяжные (рис. 4.4, б) и подвесные (рис. 4.4, в) гирлянды. При этом пестик одного изолятора входит в гнездо шапки следующего и запирается там специальным замком. Количество изоляторов в гирлянде зависит от их типа, рабочего напряжения и условий работы и принимается: 35 кВ — 3-4; 110 кВ — 7-8; 220 кВ — 13-14. Для электроустановок, подверженных усиленному загрязнению, число изоляторов в гирлянде увеличивают на 1-2; при значительном загрязнении атмосферы гирлянды составляют из изоляторов специальной конструкции с более развитой поверхностью. Изолятор 2 (рис. 4.4, б и в) снабжают пестиком с серьгой 1 для крепления к конструкции. К серьге 4 последнего изолятора 3 гирлянды через

седло 5 или натяжной зажим 5 крепят провод 6. В открытых распределительных устройствах, как правило, применяют натяжные гирлянды.

Выбор изоляторов производится по роду установки (внутренняя или наружная) и напряжению.

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}, \quad (4.1)$$

где

$U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение изолятора;

$U_{\text{раб}}$ — рабочее напряжение установки.

Прходные изоляторы дополнительно выбирают по номинальному току

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб. макс}}, \quad (4.2)$$

где

$I_{\text{ном}}$ — номинальный ток токоведущего стержня изолятора;

$I_{\text{раб. макс}}$ — максимальный рабочий ток.

Выбранные изоляторы проверяются на динамическую стойкость по условию

$$F_{\text{расч}} \leq 0,6 F_{\text{разр}}, \quad (4.3)$$

где

$F_{\text{расч}}$ — наибольшая расчетная нагрузка, определяемая по формуле (2.49);

$F_{\text{разр}}$ — разрушающая нагрузка по каталогу;

0,6 — коэффициент запаса прочности.

На проходные изоляторы действует только половина нагрузки, приходящейся на длину пролета, поэтому $F_{\text{расч}}$ необходимо умножить на 0,5 и определять по формуле

$$F_{\text{расч}} = 0,088 i y^2 \frac{l}{a}. \quad (4.4)$$

Проверка проходных изоляторов на термическую стойкость производится по условию (2.75) $q \geq q_{\min}$, где q — сечение токоведущего стержня выбранного проходного изолятора.

4.2. ШИНЫ И ПРОВОДА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Шины являются жесткими неизолированными проводниками, из которых выполняются сборные шины распределительных устройств, электрическое соединение между аппаратами и присоединение их к сборным шинам.

Материал шин должен удовлетворять ряду требований: обеспечивать необходимую электрическую проводимость, механическую прочность, быть устойчивым к химическим воздействиям окружающей среды, иметь небольшую массу и стоимость. В качестве материала шин могут быть использованы медь, алюминий и сталь. Медные шины используются только в особых случаях и при соответствующем технико-экономическом обосновании. Стальные шины могут использоваться в маломощных электроустановках при рабочих токах до 200–300 А.

По соображениям экономического порядка применяют, как правило, шины из алюминия и его сплавов с различными электрическими и механическими характеристиками.

Распространенной формой поперечного сечения шин является прямоугольник, имеющий соотношение сторон $b/h = 1/5 + 1/12$ (рис. 4.5, а). Такие шины называются плоскими. Они обеспечивают хороший отвод тепла в окружающую среду, так как имеют большую поверхность охлаждения. При рабочих токах более 2000 А токопроводы собирают из нескольких шин (пакет шин). Пакет состоит из двух или трех полос (рис. 4.5, б и в). Допустимый ток при этом увеличивается соответственно до 3200 и 4100 А, т.е. не пропорционально числу полос из-за неравномерного распределения тока между полосами и ухудшения условий охлаждения. Недостатком пакета шин является также сложность монтажа и снижение механической устойчивости шин при КЗ из-за притяжения полос друг к другу, так как по ним протекают токи одного направления. Чтобы исключить смыкание полос при КЗ, между ними ставятся дистанционные прокладки с соответствующим креплением.

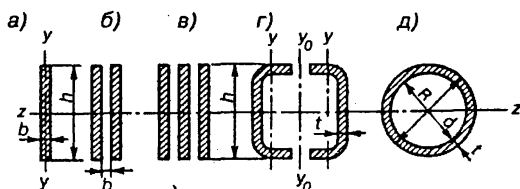


Рис. 4.5. Формы поперечного сечения шин:

а — прямоугольник; *б* — пакет из двух полос; *в* — пакет из трех полос; *г* — коробчатые шины; *д* — трубчатые шины

При больших рабочих токах применяют составные шины из двух коробчатых шин большого сечения (рис. 4.5, *г*), имеющих толщину t . Благодаря малому влиянию эффекта близости и достаточно хорошему охлаждению использование металла ко-

робчатых шин получается значительно лучше по сравнению с пакетом прямоугольных шин того же общего сечения. Расчеты показывают, что уже трехполосовые пакеты шин выгодно заменять коробчатыми шинами.

Шины прямоугольного и коробчатого сечения применяют на напряжение до 10 кВ. В установках напряжением 35 кВ и выше необходимо учитывать явление коронного разряда, который возникает при частичном электрическом пробое воздуха у поверхности проводника. Шины прямоугольного и коробчатого сечения способствуют формированию неравномерного электрического поля и появлению короны (фиолетового свечения, хорошо видимого в темноте). Коронирование шин весьма нежелательно, так как при этом происходит ионизация воздуха, снижающая его электрическую прочность и облегчающая перекрытие изоляторов и пробой между фазами. При коронных разрядах происходит образование озона и окислов азота. Озон интенсивно окисляет металлические конструкции распределительного устройства, а окислы азота образуют с водой азотную кислоту, которая разрушает изоляцию и металлы.

Наиболее совершенной формой поперечного сечения шин является круглая кольцевая, которую имеют трубчатые шины (рис. 4.5, *д*). При правильном выборе соотношения толщины стенки t и диаметра трубы D обеспечивается хороший отвод тепла и достаточная механическая прочность. Вокруг трубчатой шины создается равномерное электрическое поле, что препятствует возникновению короны. Трубчатые шины укрепляют на опорных стержневых или штыревых изоляторах, а также крепят к опорным конструкциям гирляндами подвесных изоляторов.

Наряду с трубчатыми шинами в открытых распределительных устройствах широко применяют многопроволочные гибкие провода. Обычно применяют сталеалюминиевые провода марки АС, у которых сердечник скручен из стальных оцинкованных проволок, а алюминиевая часть из проволок одинакового диаметра укладывается рядами (повивами) вокруг стального сердечника.

Окраска шин эмалевой краской несколько повышает теплоотдачу в окружающую среду, что дает возможность увеличить допустимый ток нагрузки на шины. Для облегчения ориентировки персонала в электроустановке применяют цветную окраску шин.

В распределительных устройствах постоянного тока шины положительной полярности окрашивают в красный цвет, отрицательной — в синий.

Окраска шин при переменном трехфазном токе следующая:

фаза *A* — желтый цвет;

фаза *B* — зеленый;

фаза *C* — красный;

нулевая рабочая *N* — голубой;

нулевая защитная *N* — продольные полосы желтого и зеленого цветов.

Шины однофазного тока, являющиеся ответвлением от системы трехфазного тока, окрашиваются как соответствующие шины, от которых они ответвляются.

Резервные шины окрашиваются в цвет резервируемой основной. Если же резервная шина может заменить любую из основных, то она окрашивается поперечными полосами в цвета основных, которые чередуются между собой.

Многопроволочные гибкие провода не окрашивают, так как изменение провисания их при изменении температуры нагрева приводит к разрушению слоя краски.

Выбор шин и проводов распределительных устройств осуществляется по максимальным рабочим токам, при которых температура нагрева токоведущих частей не превышала бы 70°C. Для этого должно быть выполнено условие

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.макс}}, \quad (4.5)$$

где

$I_{\text{доп}}$ — длительно допустимый ток нагрузки токоведущей части;

$I_{\text{раб.макс}}$ — максимальный рабочий ток выбираемого проводника.

Выбранные токоведущие части проверяются по току КЗ на термическую стойкость согласно методике, изложенной в параграфах 2.5 и 2.6.

Проверка на динамическую стойкость пакета плоских шин осуществляется тем, что на каждую полосу действуют две изгибающие силы: сила взаимодействия между фазами и сила взаимодействия полосами в пакете. При этом расчетное напряжение материала шины определяется по формуле

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\text{ф}} + \sigma_{\text{п}}, \quad (4.6)$$

где

$\sigma_{\text{ф}}$ — напряжение в материале шин от взаимодействия фаз, определяемое по формуле (2.51);

$\sigma_{\text{п}}$ — напряжение в материале шин от взаимодействия полос в пакете одной фазы.

Для уменьшения $\sigma_{\text{п}}$ между полосами ставят фиксирующие прокладки (обычно из материала шин). Частое расположение прокладок нежелательно вследствие ухудшения охлаждения шин, большого расхода металла и усложнения монтажа. Обычно прокладки устанавливают в середине пролета l между двумя опорными изоляторами и на изоляторах. При этом расстояние между фиксирующими прокладками $l_{\text{п}}$ принимается равным $l/2$ (рис. 4.6, а). Усилие между полосами фазы, по которой протекает ударный ток, можно определить, опираясь на формулу (2.48)

$$F_{\text{п}} = 2,04 \cdot K_{\text{ф}} (0,5iy)^2 \cdot \frac{l_{\text{п}}}{2B} \cdot 10^{-1}$$

или

$$F_{\text{п}} = 0,26 \cdot K_{\text{ф}} iy^2 \frac{l}{B} \cdot 10^{-1}, \quad (4.7)$$

где

$K_{\text{ф}}$ — коэффициент формы, определяемый для двухполосного пакета по кривой (рис. 4.6, б)

Изгибающий момент от действия силы $F_{\text{п}}$

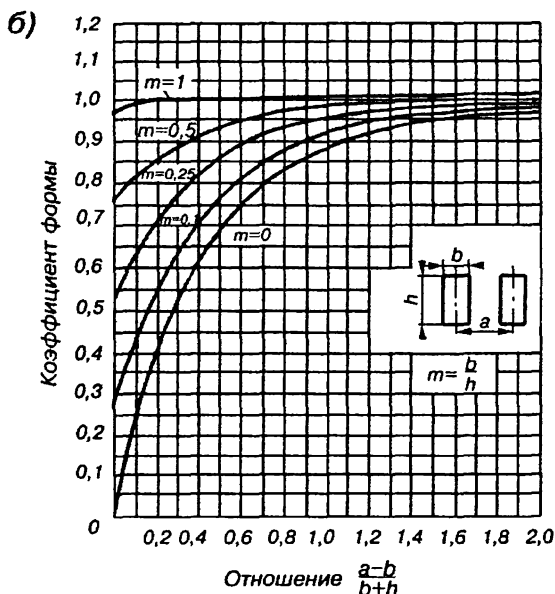
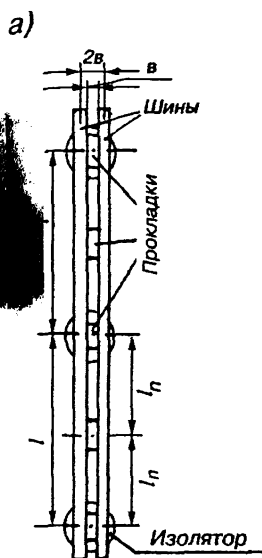


Рис. 4.6:

а — расчетная схема для проверки на динамическую стойкость пакета плоских шин; б — расчетные кривые для определения коэффициента формы шин

$$M_n = \frac{F_n \cdot l_n}{12}. \quad (4.8)$$

Напряжение в материале шин от взаимодействия полос пакета

$$\sigma_n = \frac{M_n}{W} \cdot 10^{-6}. \quad (4.9)$$

Момент сопротивления при отсутствии жесткого соединения между полосами и их вертикальном расположении определяется по формуле

$$W = 0,333 h b^2. \quad (4.10)$$

При тех же условиях и горизонтальном расположении шин

$$W = 0,333 h_2 b. \quad (4.11)$$

При жестком соединении полос пакета и их вертикальном расположении

$$W = 1,44 h b^2. \quad (4.12)$$

Проверка трубчатых шин на динамическую стойкость проводится аналогично проверке однополосовых прямоугольных шин, изложенной в параграфе 2.5. Момент сопротивления трубчатых шин при проверке определяется по формуле

$$W = \frac{\pi(D^4 - d^4)}{32D}, \quad (4.13)$$

где

D и d — наружный и внутренний диаметры трубчатой шины (рис. 4.5, δ)

Гибкие провода, применяемые в открытых распределительных устройствах в качестве сборных шин выбираются согласно условию (4.5) $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.макс}}$.

Выбранные провода проверяются на термическую стойкость по условию (2.75) $q \geq q_{\text{мин}}$.

При напряжении 35 кВ и выше гибкие проводники проверяются по условию отсутствия коронирования

$$E \leq 0,9 E_0, \quad (4.14)$$

где

E — напряженность электрического поля около поверхности провода, кВ/см;

E_0 — начальная напряженность электрического поля, при которой возникает коронный разряд, кВ/см

$$E = \frac{0,354 U}{r_{\text{пр}} \cdot \lg(D_{\text{ср}} / r_{\text{пр}})}, \quad (4.15)$$

где

U — линейное напряжение, кВ;

$r_{\text{пр}}$ — радиус провода, см;

$D_{\text{ср}}$ — среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении проводов фаз

$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D \cdot D \cdot 2D} = 1,26D$. Здесь D — расстояние между соседними фазами, а $2D$ — между крайними.

$$E_0 = 30,3m \left(1 + 0,299 / \sqrt{r_{\text{пр}}}\right), \quad (4.16)$$

где

m — коэффициент шероховатости поверхности проводника, принимаемой для скрученных многопроволочных проводников равным 0,82 (для однопроволочных проводов и трубчатых шин — 0,93–0,98)

Для РУ–110 кВ по условию отсутствия коронирования необходимо выбирать провод АС–70 или большего сечения.

4.3. КАБЕЛИ

Кабелями называются изолированные проводники, которые служат для передачи электрического тока в земле, воде и на воздухе.

По назначению кабели подразделяют на силовые и контрольные. **Силовые** кабели используют для передачи электрической энергии там, где применение для этой цели неизолированных шин и проводов невозможно или нерационально. **Контрольные** кабели применяют для передачи информации в цепях управления, измерения, контроля и учета, защиты и сигнализации, автоматики и телемеханики. Они связывают между собой измерительные трансформаторы и приборы измерения, управляющие устройства и объекты управления, сигнальные приборы и объекты сигнализации. Поэтому контрольные кабели нередко называют кабелями связи.

Силовые кабели переменного тока с резиновой изоляцией выполняют на напряжения 0,66–10 кВ, кабели с пластмассовой изоляцией — на 1,0–35 кВ, с бумажной пропитанной изоляцией — на 1,0–500 кВ.

В зависимости от назначения и условий применения кабели имеют различную конструкцию. Основными конструктивными элементами кабеля являются: токоведущие жилы, изоляция, защитная оболочка, броня и наружный покров. Кабели могут иметь все перечисленные элементы или некоторые из них.

Силовые кабели изготавливаются с одной, двумя, тремя и четырьмя токоведущими жилами. В четырехжильных одна из жил обычно

выполняется меньшего сечения, чем остальные. Она используется в качестве нулевой. В качестве материала жил используется медь и алюминий. В зависимости от требуемой гибкости кабеля жилы могут быть однопроволочные и многопроволочные, обладающие большой гибкостью. Для кабелей стационарной прокладки изготавливают жилы круглой (рис. 4.7, б) и фасонной (сегментной и секторной) формы. Применение секторных (рис. 4.7, в) и сегментных жил вместо круглых приводят к уменьшению диаметра кабеля на 20–25% и соответственно к сокращению расходов материалов на изоляцию, оболочку и защитные покровы.

Алюминиевые однопроволочные жилы изготавливают круглыми при сечении от 2,5 до 240 мм², фасонными — от 25 до 240 мм², многопроволочные жилы — круглые при сечении от 70 до 1000 мм², фасонные — от 70 до 240 мм².

В связи с дефицитом и высокой стоимостью меди применение кабелей с медными жилами значительно ограничено и в каждом конкретном случае требует обоснования. Для изготовления жил кабеля в основном применяют алюминий.

Изоляция обеспечивает надежную работу кабеля. Она должна иметь такую электрическую прочность, чтобы возможность электрического пробоя ее при напряжении, на которое рассчитан кабель, была исключена.

Бумажная пропитанная изоляция жил кабелей имеет хорошие электрические характеристики, продолжительный срок службы, сравнительно высокую допустимую температуру и невысокую стоимость. К недостаткам бумажной изоляции следует отнести ее гигроскопичность, которая требует полной герметичности оболочек кабеля. Кроме того, пропитывающий бумагу состав при значительной разности уровней прокладки кабеля по длине может стекать с верхнего конца, что снижает изоляционную прочность, ухудшает условия охлаждения, сокращает срок службы кабеля. Данные о допустимой разности уровней при прокладке кабелей даются в справочной литературе.

В процессе работы кабели периодически нагреваются и охлаждаются. Нагрев вызывает расширение пропиточного состава и деформацию оболочки. В результате этого в изоляции образуются газовые и вакуумные включения, снижающие ее диэлектрическую прочность. Под действием электрического поля в этих включениях возникает ионизация, сопровождающаяся повышением температуры, ускорением местного старения изоляции и снижением ее элект-

рической прочности. Это ограничивает применение таких кабелей напряжением до 35 кВ.

При напряжении на 110 кВ и выше используют маслonaполненные кабели, в которых образования газовых включения не происходит. Масло в маслопроводящем канале кабеля постоянно в процессе монтажа и эксплуатации находится под давлением. Давление масла в кабеле поддерживается автоматически в заданных пределах с помощью маслоподпитывающих устройств, устанавливаемых вдоль кабельной линии.

Пластмассовую изоляцию для силовых кабелей изготавливают из полиэтилена или поливинилхлорида (ПВХ). Такие кабели прокладывают в пожароопасных каналах, туннелях, в агрессивной среде, при отсутствии механических воздействий. Кабели прокладывают в трубах или располагают их так, чтобы исключить прикосновение к ним обслуживающего персонала. Для прокладки в земле используют кабели с ленточной броней.

Кабели с резиновой изоляцией обычно используются в помещениях с агрессивной средой, при отсутствии механических воздействий. К преимуществам резиновой изоляции относится ее гибкость и практически полная негигроскопичность. К недостаткам резиновой изоляции относится ее более высокая стоимость, более низкая рабочая температура (65°C) по сравнению с другими видами изоляции, снижение с течением времени эластичности.

Для защиты изоляции жил от воздействия света, влаги, различных химических веществ, а также для предохранения ее от механических повреждений кабели снабжают оболочками. Лучшими материалами для оболочек в отношении герметичности и влагостойкости, гибкости и теплостойкости являются металлы (свинец, алюминий). Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией не нуждаются в металлической оболочке, поэтому их выпускают обычно в пластмассовой или резиновой оболочке.

Защитные покровы располагаются поверх оболочки и состоят из подушки, брони и наружного покрова. Подушка кабеля представляет из себя слой волокнистого материала или битумного состава и предназначена для предохранения оболочки кабеля от поврежденной стальными лентами или проволоками брони. Броня служит для защиты кабеля от механических повреждений. Для кабелей, не подвергающихся в процессе эксплуатации растягивающим усилиям, применяют ленточную броню, состоящую из двух стальных лент, накладываемых так, чтобы верхняя лента перекрывала зазоры между витками нижней.

Для кабелей, подвергающихся растягивающим усилиям, применяют броню из оцинкованных плоских или круглых проволок. Наружный покров, состоящий из пропитанной пряжи и покрытия из слоя битумного состава, защищает броню кабеля от коррозии.

Маркировка кабелей в соответствии с их конструкцией выполняется буквенно-цифровая. Буквы в марке кабеля указывают на следующее:

А — алюминиевые жилы;

АА — алюминиевые жилы и оболочка;

Б — броня из стальных лент с антикоррозионным наружным покровом;

Б_н — то же, но с негорючим покровом из стеклопряжи и негорючего состава;

В — поливинилхлоридная изоляция и оболочка;

В (в конце обозначения) — обедненно пропитанная бумажная изоляция;

М — маслонаполненный кабель;

Н — негорючая резина;

П — броня из оцинкованных плоских проволок;

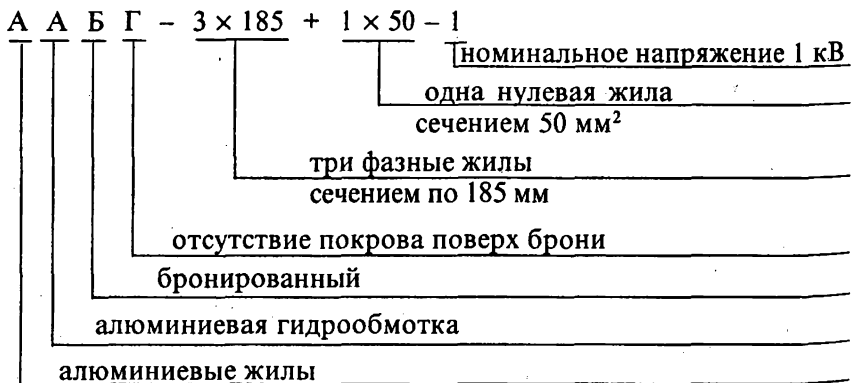
П_с — негорючий полиэтилен (самозатухающий);

Р — резиновая изоляция;

Г — отсутствие наружного покрова поверх брони.

Цифры после буквенного обозначения указывают следующее: первая группа — номинальное напряжение; вторая — количество жил (фаз); третья — сечение жил; четвертая — наличие нулевой жилы; пятая — сечение нулевой жилы.

Ниже дана расшифровка марки кабеля:



На рисунке 4.7. показан трехжильный силовой кабель с изоляцией из пропитанной бумаги. Наружный вид кабеля с секторными жилами на рисунке 4.7, а и его разрез на рисунке 4.7, в, а также разрез кабеля с круглыми жилами на рисунке 4.7, б имеют одинаковые цифровые обозначения. Три жилы кабеля 9 изолированы кабельной бумагой 8. Свободное пространство между жилами и поясной изоляцией 6 заполняется джутовым наполнителем 7 из пряжи. Поверх поясной изоляции располагается гидрооболочка 5, предотвращающая высыхание изоляции и попадание влаги внутрь кабеля. Для защиты оболочки от действия кислот и щелочей оболочку покрывают кабельной бумагой 4, пропитанной компаундом, и прослойкой 3 из джута или пропитанной кабельной пряжи. Броня 2 из стальных лент защищена от химического воздействия почвы, пропитанной битумом кабельной пряжей 1, которую снимают из-за опасности распространения пожара при прокладке кабеля в помещении.

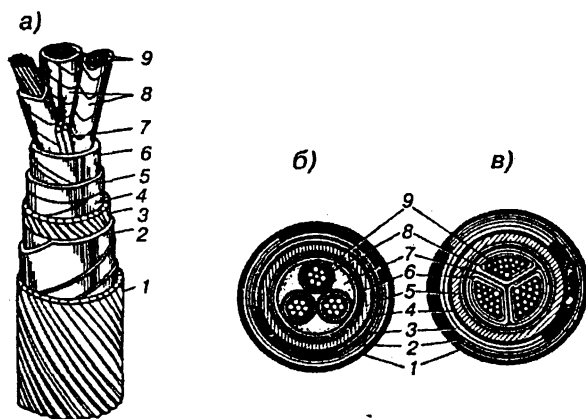


Рис. 4.7. Силовой кабель:

а — конструкция кабеля; б — сечения кабеля с круглыми жилами; в — сечения кабеля с секторными жилами

Контрольные кабели выполняются многожильными от 4 до 61 жилы в одном кабеле сечением от 0,75 до 10 мм². Их изоляция преимущественно резиновая или пластмассовая. В марку кабеля входит буква К (контрольный), например, КРВБГ-10×1,5 (конт-

рольный, с резиновой изоляцией и оболочкой ПВХ, бронированный, голый, десять медных жил сечением 1,5 мм²). Если жилы алюминиевые, то первая буква марки кабеля А.

Выбор кабеля производится по конструкции в зависимости от условий прокладки (на воздухе, в земле или воде), от величины рабочего напряжения $U_{\text{раб}}$ и наибольшего рабочего тока $I_{\text{раб. макс}}$ согласно условиям

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}} \text{ и } I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб. макс.}}, \quad (4.17)$$

где

$U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение кабеля;

$I_{\text{доп}}$ — длительно допустимый ток кабеля.

Выбранный кабель проверяют только на термическую стойкость по условию (2.75)

$$q \geq q_{\text{мин.}}$$

Глава 5. КОММУТАЦИОННЫЕ И ЗАЩИТНЫЕ АППАРАТЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

5.1. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ КОНТАКТЫ

Контакт означает касание, соприкосновение. Электрическим контактом называется место соприкосновения двух или нескольких проводников между собой, через которое электрический ток проходит из одной цепи в другую. Детали, находящиеся в соприкосновении, принято называть контактными частями или контактами. В электрических цепях контактами называют каждый из соприкасающихся проводников контактного соединения.

По своему назначению и условиям работы контакты можно разделить на две основные группы **неразмыкаемые и размыкаемые**. Неразмыкаемые контакты в свою очередь делятся на:

— **неподвижные (жесткие)** контакты, в которых отсутствует перемещение контактных частей относительно друг друга и которые служат для соединения проводов и шин (рис. 5.1), ответвлений от них, выполняемых сваркой и при помощи пружинных болтовых соединений;

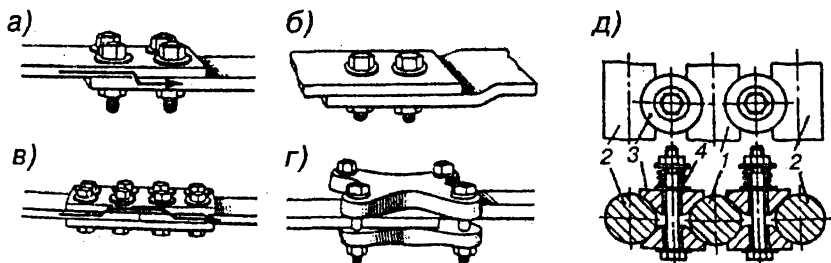


Рис. 5.1. Неразмыкаемые контактные соединения

— **подвижные** контакты, в которых имеет место скольжение или качение одной контактной части относительно другой.

На рис. 5.1. приведены болтовые соединения, выполненные внахлестку (а), внахлестку с изгибом шины "уткой" (б), встык с помощью накладок (в), внахлестку с помощью сжимов (г). Сварка обеспечивает более надежные по сравнению с болтовыми контак-

ные соединения шин и, следовательно, повышает надежность оши-
новки в целом. Сварные соединения по сравнению с болтовыми
менее трудоемки и более экономичны, поскольку требуют меньше
шин из-за выполнения соединений встык. Поэтому сварку шин
следует применять во всех случаях, за исключением тех, когда по
условиям эксплуатации необходимо иметь разъемные соединения.

На рис. 5.1, д показано устройство неразмыкаемых подвижных
контактов роликового типа. Подвижный контактный стержень 1
перемещается вверх и вниз вдоль своей оси, сохраняя при этом
контакт с неподвижными стержнями 2 через конические ролики 3,
прижимаемые к ним пружинами 4. Число пар роликов выбирают в
соответствии с номинальным током аппарата.

Размыкаемые (размыкающие электрическую цепь) контакты
можно классифицировать по виду контактных поверхностей, кон-
структивному выполнению и назначению.

По виду контактных поверхностей контакты бывают:

— **поверхностными** (рис. 5.2, а), когда контакт образуется при
соприкосновении двух плоскостей;

— **линейными**
(рис. 5.2, б), образу-
ющимися при сопри-
косновении цилинд-
рической поверхно-
сти с плоскостью или
двух цилиндрических
поверхностей по их
общей образующей;

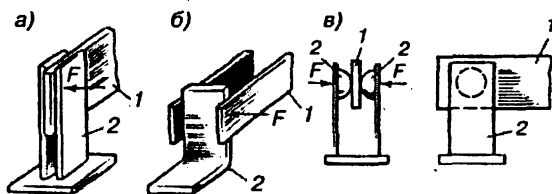
— **точечными**
(рис. 5.2, в), образу-
ющимися при соприкосновении сферических поверхностей, сферы и
плоскости или двух цилиндрических поверхностей, образующие ко-
торых расположены под углом друг к другу.

Рис. 5.2. Виды контактных поверхностей

По конструктивному выполнению различают контакты:

— **плоскостные пружинные рубящего типа**, состоящие из пружинящих контактных стоек 1 (рис. 5.3, а), подвижного контактного ножа 2 и стальной пружины 3, обеспечивающей при необходимости дополнительное давление в контактах;

— **торцевые**, имеющие в качестве контактных частей: плоскость—торец стержня, стержень—стержень; труба—труба; плоскость—торец трубы (рис. 5.3, б), где подвижный контакт 2 выполнен в виде мед-



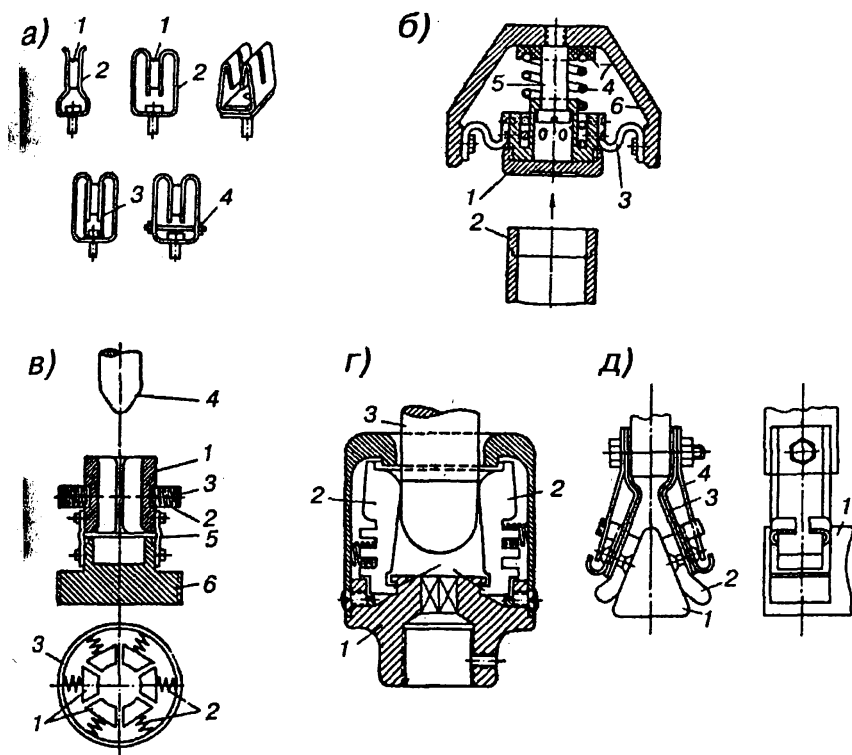


Рис. 5.3. Конструкции размыкаемых контактов

ной трубы со съёмными латунными наконечниками, а неподвижный контакт 1 также со съёмным наконечником, соединен с корпусом 6 гибкими связями 3; пружина 4 создает необходимое контактное давление и предотвращает жесткие удары при включении, когда оба контакта продолжают двигаться вверх по направляющему стержню 5, сжимая пружину, упирающуюся в изолирующую пластмассовую шайбу 7;

— **розеточные с гибкими связями** (рис. 5.3, в), состоящие из нескольких контактных сегментов 1, снабженных пружинами 2 и соединенных токоведущими связями 5 с контактодержателем 6; пружины, упираясь в кольцо 3, прижимают сегменты к подвижному контакту 4, диаметр которого несколько больше внутреннего диаметра сжатой розетки;

— **розеточные без гибких связей** (рис. 5.3, з), обеспечивающие электрическую связь подвижного контакта 3 с контактодержателем 1 через контактные сегменты 2, нижние выступы 4 которых при включении упираются в кольцевую выточку контактодержателя;

— **пальцевые**, имеющие контактные латунные пальцы 2, закрепленные на гибких токоведущих пластинах 3 и прижимаемые плоскими стальными пружинами 4 к клинообразному контактному ножу 1.

По назначению бывают контакты:

— **рабочие**, рассчитанные на длительное протекание рабочих токов нагрузки;

— **дугогасительные**, включаемые параллельно рабочим контактам и предназначенные для разрыва электрической дуги при размыкании цепи и защиты рабочих контактов от дуги.

При наличии рабочих и дугогасительных контактов у отключающих аппаратов подвижную систему выполняют так, чтобы при отключении сначала расходились рабочие контакты, а дугогасительные некоторое время оставались замкнутыми, а затем разрывали цепь, образуя дугу, сохраняя при этом дорогостоящие массивные рабочие контакты. Процесс включения проходит в обратном порядке, первыми замыкаются дугогасительные контакты, затем — рабочие.

Качество контакта в значительной степени характеризуется его электрическим соприкосновением, так как от величины последнего зависит нагрев контакта в нормальном режиме и при протекании тока короткого замыкания. Чрезмерный перегрев контактов может привести к их разрушению и тяжелой аварии.

Анализ соприкосновения двух хорошо обработанных и пригнанных друг к другу плоских контактов показывает, что в действительности контакты соприкасаются не по всей поверхности, а только в небольшом числе точек. Объясняется это тем, что на поверхности даже тщательно обработанных металлических контактов остаются микроскопические выступы и впадины, как это показано в сильно преувеличенном виде на рис. 5.4. При отсутствии силы нажатия плоские контакты обычно соприкасаются в одной-трех точках, в зависимости от их конструкции.

Предположим, что при наложении контакты соприкасаются только в одной точке. При сжатии контактов некоторой силой F , вершины бугорков, по которым они соприкасаются, несколько сомнутся и образуется небольшая площадка a действительного кас-

ния контактов (рис. 5.4, а). а) Увеличение сжимающей силы до F_2 приводит к еще большему смятию бугорков, к сближению контактов и возникновению новых дополнительных площадок касания б (рис. 5.4, б). Таким образом, действительная площадь соприкосновения контактов, равная сумме элементарных площадок касания, очень невелика и во много раз меньше полной контактной поверхности.

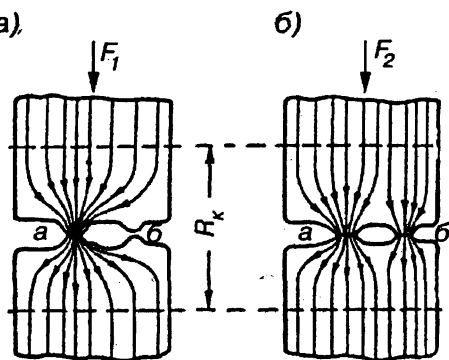


Рис. 5.4. Вид контактных соединений:

а — до сжатия; б — после сжатия

Электрическое сопротивление неокисленного контактного соединения в основном обусловлено сильным сужением пути протекания тока в непосредственной близости к местам перехода с одного контакта на другой вследствие малых размеров площадок, через которые протекает ток. Сказывается также увеличение средней длины пути тока. Исходя из этого, сопротивление контактного соединения можно рассматривать состоящим из двух частей

$$R_k = R_n + R_m, \quad (5.1)$$

где

R_n — переходное сопротивление контакта;

R_m — сопротивление металла контактов на участке, где наблюдается увеличение плотности тока (рис. 5.4)

Сопротивление металла контакта R_m в общем случае невелико и имеет существенное значение только при определении сопротивления контактов с малым переходным сопротивлением R_n , то есть когда R_m и R_n соизмеримы. К таким контактам относятся жесткие болтовые соединения шин и проводов, выполненные с большой силой нажатия.

В неразмыкаемых подвижных и размыкаемых контактах отключающих аппаратов сила нажатия, создаваемая контактными пружинами, значительно меньше, поэтому они обладают сравнительно большим переходным сопротивлением $R_n \geq R_m$. Для этих контактов можно принять $R_k \approx R_n$.

то он может выбить из атома газа один или даже несколько электронов, в результате чего возникают новые свободные электроны и положительно заряженный ион. Это явление называется **ударной ионизацией**.

Появившиеся новые свободные электроны также перемещаются к аноду и, приобретая достаточную скорость, в свою очередь участвуют в ударной ионизации. Процесс ионизации принимает лавинообразный характер. По мере увеличения количества заряженных частиц в межэлектродном пространстве возрастает температура дуги, одновременно снижается напряженность электрического поля и скорость перемещения заряженных частиц, а значит вероятность ударной ионизации исчезает. Следовательно, ударная ионизация является лишь первоначальной причиной возникновения дуги.

Вследствие очень высокой температуры в центральной части газообразной плазмы, стоящей из положительно и отрицательно заряженных частиц газа, происходит интенсивная **термическая ионизация**, являющаяся основной причиной появления новых заряженных частиц в дуге.

Термическая ионизация — это процесс образования свободных электронов и положительных ионов при столкновении нейтральных частиц газа, попадающих в область дуги с температурой выше 5000°C и приходящих в быстрое беспорядочное движение.

Термоэлектронная эмиссия — процесс испускания электронов с поверхности накаливаемого катода, когда его температура достигает величины, необходимой для преодоления электронами потенциального барьера на поверхности раздела катод — газ. С повышением температуры катода скорость движения электронов внутри его возрастает и для некоторых из них становится достаточной для преодоления потенциального барьера.

Разогрев катода происходит в первый момент отключения электрической цепи, когда растет переходное сопротивление контактов и увеличивается потеря энергии в них. В дальнейшем температура контактов поддерживается и даже возрастает в результате бомбардировки поверхности катода положительными ионами, которые имеют в отличие от электронов большую массу, что способствует выделению при ударах значительного количества тепловой энергии.

Несмотря на высокую электрическую проводимость дуги, распределение напряжения вдоль ее столба неодинаково, что видно на рис. 5.5. Вблизи электродов наблюдается резкое изменение напряжения:

— катодное падение напряжения U_k в катодном пространстве $l_k \approx 10^{-6}$ м имеет постоянную величину, равную приблизительно 10–20 В, и зависит от температуры, материала катода и среды, в которой горит дуга;

— анодное падение напряжения U_a в анодной зоне $l_a \approx 10^{-6}$ м обычно меньше катодного U_k , в большой степени зависит от тока в дуге и при больших токах близко к нулю;

— падение напряжения в столбе дуги $U_{ст}$ пропорционально длине столба $l_{ст}$ и для воздуха (при нормальном давлении) составляет $0,1 \div 0,3$ В/м.

Область катодного падения напряжения U_k , несмотря на очень тонкий слой, играет важную роль в процессе образования и поддержания дуги. Дуга между электродами может существовать только в том случае, если приложенное к ним напряжение больше катодного падения напряжения. U_a и $U_{ст}$ при определенных условиях (при больших токах и короткой дуге) могут иметь весьма малые величины, стремящиеся к нулю. В длинной дуге высокого напряжения U_k имеет ничтожно малое значение по сравнению с $U_{ст}$.

Деионизация дугового промежутка является процессом противоположным ионизации, т.е.

представляет собой процесс образования нейтральных атомов из электронов и положительных ионов или удаления заряженных частиц из дуги в окружающую среду. Деионизация происходит путем рекомбинации и диффузии ионов.

Рекомбинация или воссоединение заряженных частиц происходит в дуговом столбе, где электрон, как более подвижная частица (скорость движения электронов примерно в 1000 раз больше скорости движения ионов) сначала заряжает нейтральную частицу (как бы "прилипает" к ней при соударении), в результате образуется отрицательный ион. Затем отрицательно и положительно заряженные ионы, имеющие примерно равные массы и скорости движения, вза-

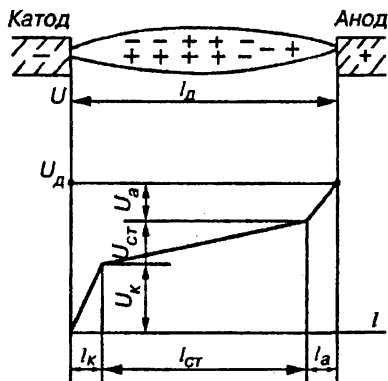


Рис. 5.5. Распределение напряжения вдоль электрической дуги

процесс перемещения дуги под влиянием массы из магнитного материала. **Магнитное дутье** широко применяется для гашения дуги в аппаратах постоянного и переменного тока (рис. 5.7, в). Оно основано на том, что ток в дуге, взаимодействуя с внешним магнитным полем, отклоняет дугу. Усилие F , действующее на дугу, перемещающее ее вверх по рогам контактной системы, создается магнитным полем между полюсами с напряженностью H . Магнитный поток в свою очередь создается током I , протекающим по катушке магнитного дутья.

Гашение электрической дуги путем дробления ее на несколько коротких дуг рядом последовательно расположенных металлических пластин (рис. 5.8, а). В этом случае каждая пара пластин представляет собой катод-анод, в каждой дуге образуется катодная зона со сравнительно большим падением напряжения, что способствует гашению дуги. Металлические пластины снижают также температуру дуг, замедляя процесс ионизации.

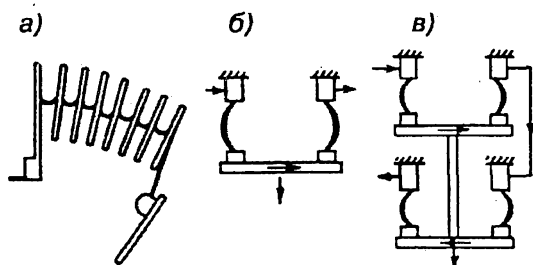


Рис. 5.8:

а — дробление электрической дуги;
б и в — образование нескольких
последовательных дуг

Гашение электрической дуги с использованием многократного разрыва электрической цепи показано на рис. 5.8, б и в. Общая длина последовательных дуг значительно больше длины одной дуги и каждую дугу можно гасить, используя указанные выше методы, что обеспечивает эффективное отключение.

На рис. 5.8, б представлена схема отключения электрических цепей напряжением до 35 кВ, на рис. 5.8, в — более высокого напряжения (110 кВ и выше).

Гашение электрической дуги в вакуумной камере осуществляется благодаря тому, что давление газа составляет $10^{-4} \div 10^{-5}$ Па и ионизация его при расхождении контактов практически отсутствует, поэтому после прохождения переменного тока через нуль дуга не восстанавливается.

5.3. ГАШЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ДУГИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

При отключении электрической цепи постоянного тока и расхождении контактов отключающего аппарата на них появляется напряжение дуги U_d и возникает процесс ионизации. При достижении напряжением величины, называемой напряжением зажигания U_z , дуговой промежуток, уже достаточно ионизированный, пробивается и между контактами возникает электрическая дуга. При увеличении тока в дуге напряжение между контактами падает. На рис. 5.9 приведена вольт-амперная характеристика (ВАХ) дуги, которая состоит из двух ветвей: статической С, получаемой при медленном изменении тока; динамической Д — при быстром изменении тока.

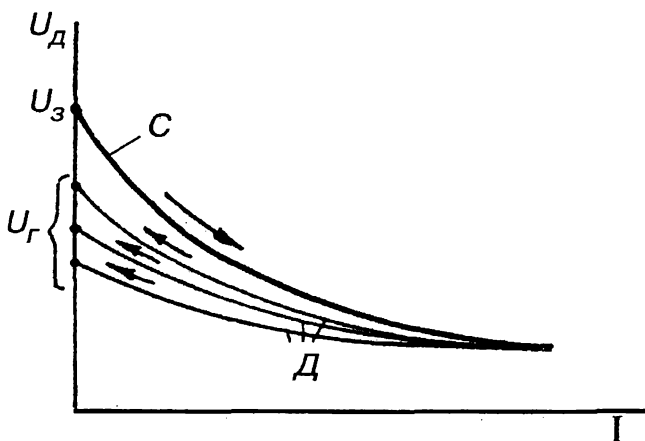


Рис. 5.9. Вольтамперные характеристики дуги

Падающий характер ВАХ обусловлен весьма быстрым ростом проводимости дугового промежутка, который опережает рост тока в цепи. Статическая характеристика располагается выше динамической; так как при уменьшении тока дуги с большой скоростью в процессе ее гашения деионизация не успевает за уменьшением тока. При снижении тока в цепи до нуля дуга гаснет при напряжении гашения U_r . Чем больше скорость снижения тока, тем ниже будут располагаться динамические характеристики дуги, образуя целое семейство кривых.

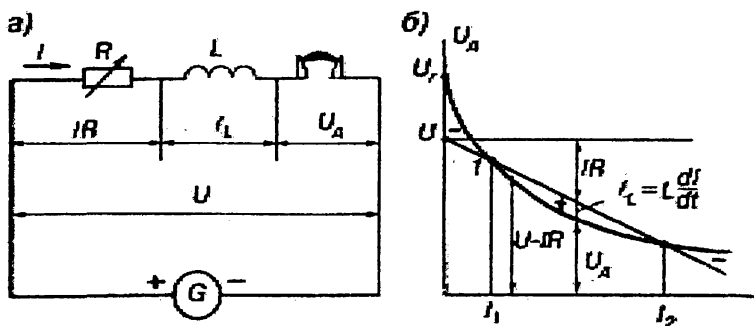


Рис. 5.10:

а — электрическая цепь; б — графическое изображение уравнения баланса напряжений в ней

На рис. 5.10, *а* изображена простейшая цепь постоянного тока в момент размыкания ее контактами отключающего аппарата. Напряжение источника питания U при протекании в цепи тока I равняется сумме падений напряжений:

$I \cdot R$ — падение напряжения на активном сопротивлении цепи;

$e_L = -L \frac{dI}{dt}$ — э.д.с. самоиндукции, возникающая на индуктивных эле-

ментах цепи при изменении тока в цепи со скоростью $\frac{dI}{dt}$;

U_d — напряжение дуги.

Уравнение баланса напряжений имеет вид

$$U = IR + e_L + U_d. \quad (5.3)$$

На рис. 5.10, *б* дано графическое изображение уравнения (5.3). На диаграмме приведена динамическая ветвь ВАХ дуги и пересекающая ее прямая линия $U-IR$.

При токах I_1 и I_2 происходит пересечение двух характеристик, e_L в этих точках равна нулю и уравнение (5.3) приобретает вид

$$U = IR + U_d. \quad (5.4)$$

Дуга в точках 1 и 2 будет гореть устойчиво, пока ток в цепи не изменится.

Рассмотрим подробнее, насколько устойчиво будет гореть дуга в этих точках, а также, как изменится величина тока от значений I_1 и I_2 .

При токе меньше I_1 на этом участке ВАХ ℓ_L принимает отрицательное значение, вследствие чего ток в дуге будет уменьшаться еще больше, пока не достигнет нуля и дуга погаснет.

Если ток в дуге увеличится и станет больше I_1 , то ℓ_L примет положительное значение, вследствие чего ток в дуге будет возрастать до тех пор, пока не достигнет своего значения I_2 в точке 2.

Если ток в дуге станет больше I_2 , то ℓ_L на этом участке ВАХ принимает положительное значение, в силу чего ток в дуге будет увеличиваться до устойчивого значения I_2 в точке 2.

При токах больше I_2 ℓ_L принимает отрицательное значение, в результате чего ток в дуге уменьшается до тех пор, пока не достигнет устойчивого значения в точке 2.

Из сказанного следует, в точке 1 дуга будет гореть только при точном поддержании тока в цепи I_1 :

- при $I > I_1$ ток увеличивается до I_2 ;
- при $I < I_1$ ток уменьшается до нуля.

В связи с этим точка 1 называется точкой **неустойчивого горения дуги**, а точка 2 — точкой **устойчивого горения дуги**.

Таким образом, для того, чтобы погасить дугу постоянного тока необходимо поднять ВАХ выше прямой $U - IR$ (рис. 5.11, а) или опустить прямую, повернув ее вокруг точки U на оси U_d на столько, чтобы она не пересекалась с ВАХ дуги и даже не касалась ее (рис. 5.11, б). Это может быть достигнуто путем увеличения сопротивления R в электрической цепи. Увеличение сопротивления должно происходить одновременно с расхождением контактов и возникновением дуги между ними.

При гашении дуги постоянного тока нельзя применять сильные деионизирующие средства, например, трансформаторное масло, так как в этом случае происходит очень быстрое снижение тока и

резко возрастает $\ell_L = -L \frac{dI}{dt}$. В результате этого отключение цепей

постоянного тока сопровождается большими перенапряжениями, что можно видеть на рис. 5.10, б в момент погасания дуги ($I = 0$). Уравнение (5.3) принимает вид

$$U = \ell_L + U_d. \quad (5.5)$$

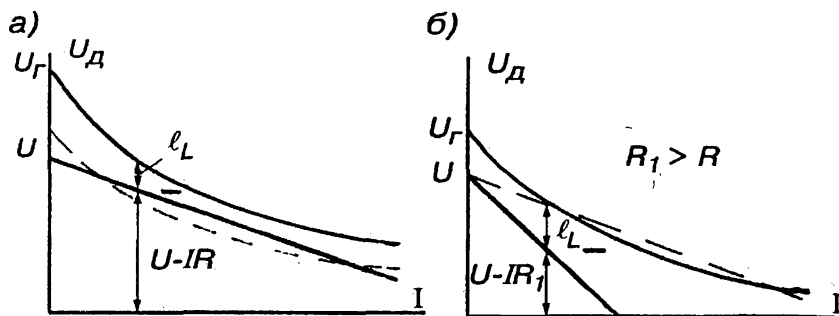


Рис. 5.11. Графическое изображение условий гашения дуги:

а — поднятием ВАХ; б — опусканием прямой $U-IR$

Напряжение на дуговом промежутке будет значительно (в три, четыре раза) превышать напряжение источника питания. При этом становится неустойчивой работа самого выключателя: увеличивается вероятность повторного зажигания дуги; существенно ухудшаются условия работы изоляции. Идеальным по условиям работы был бы выключатель, способный отключать электрическую цепь за минимальное время, не создавая при этом перенапряжений.

Некоторое приближение к этому реализуется, если выключатель дополнить диодным разрядным устройством ДРУ (рис. 5.12), представляющим собой последовательное соединение мощного диода VD и разрядного резистора R_p . В нормальном режиме работы ток через разрядный резистор не идет, т. к. диод D закрыт. Однако в процессе отключения тока, когда он начинает снижаться, э.д.с. самоиндукции, наводимая в индуктивности L , стремится поддержать ток на прежнем уровне и откроет диод. Разрядный ток I_p под действием э.д.с. наводит в индуктивности L противо э.д.с., препятствующую повышению напряжения в электрической цепи и увеличивающую отключающую способность выключателя.

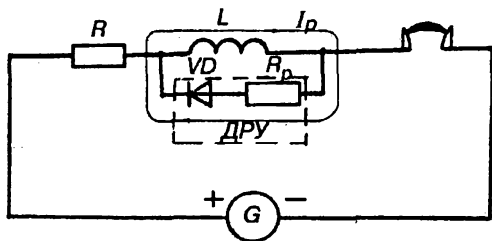


Рис. 5.12. Включение ДРУ при сосредоточенной индуктивности электрической цепи

Реализация способа выполнения ДРУ, представленного на рис. 5.12, возможно в том случае, если индуктивность в основном сосредоточена в одном месте электрической цепи. В других случаях используют схемы и способы подключения ДРУ, соответствующие конкретным схемам и условиям работы электрических цепей.

5.4. ГАШЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ДУГИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Гашение электрической дуги переменного тока облегчается тем, что через каждые полпериода ток в цепи проходит через нулевое значение и дуга погасает на очень короткий промежуток времени. В большинстве отключающих аппаратов переменного тока этот момент перехода тока через нуль и используется для создания таких условий, чтобы погаснувшая дуга не могла зажечься вновь.

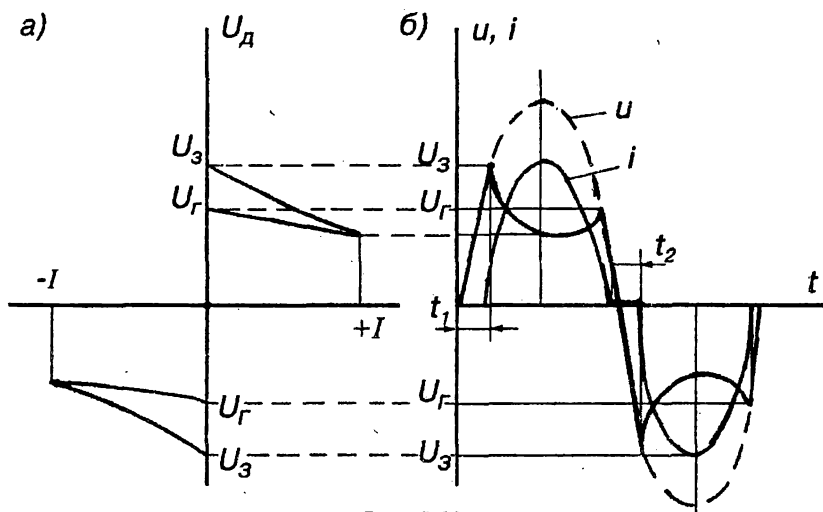


Рис. 5.13:

а — вольт-амперная характеристика электрической дуги переменного тока; б — кривая изменения тока и напряжения дуги

На рис. 5.13 *а* приведена ВАХ за один период переменного тока. В верхней части характеристики показано изменение напряжения дуги за первую половину периода от момента зажигания дуги при токе равном нулю, до его амплитудного значения, когда напряжение снижается до минимального значения (статическая ветвь ВАХ),

далее при снижении тока до момента гашения дуги при нулевом значении тока (динамическая ветвь ВАХ). В нижней части показано изменение напряжения дуги за вторую половину периода, где напряжения зажигания U_z и гашения U_r дуги носят отрицательный характер.

На рис. 5.13, б показано изменение напряжения дуги и тока цепи в функции времени. Масштабы напряжения и тока на рис. 5.13 а и б выбраны одни и те же и рисунки можно рассматривать совместно. Процесс отключения показан для цепи переменного тока с активной нагрузкой ($\cos\varphi = 1$). Пунктирная кривая на рис. 5.13, б соответствует изменению напряжения и питающей сети

В начале первого полупериода напряжение в цепи возрастает до величины зажигания U_z , при которой дуговой промежуток между контактами пробивается, зажигается дуга и возникает в цепи ток, который в течение времени t_1 отсутствовал. Ток нарастает в цепи до середины полупериода, а напряжение снижается до минимального значения.

После середины полупериода (90°) ток в цепи снижается, а напряжение нарастает до величины гашения U_r , при которой ток снижается до нуля и отсутствует до момента нового зажигания дуги во вторую половину периода при достижении напряжением величины U_z . В период бестоковой паузы t_2 происходит быстрая деионизация дугового промежутка и уменьшение его электрической проводимости. Новое зажигание дуги в следующий полупериод возможно только в том случае, если напряжение, приложенное к контактам выключателя, оказывается достаточным для пробоя дугового промежутка. Длительность бестоковой паузы t_2 составляет от нескольких десятков до нескольких сот микросекунд и зависит от вида нагрузки цепи (R, L, C) и скорости деионизации дугового промежутка. В течение бестоковой паузы прекращается выделение тепла в дуге, температура ее резко снижается и термическая ионизация снижается практически до нуля, а процесс деионизации усиливается. От скорости развития этих противоположных процессов зависит возможность нового зажигания дуги.

Условия повторного зажигания дуги иллюстрируется на рис. 5.14, а. В момент времени 0 погасания дуги при нулевом значении тока электрическая прочность промежутка между контактами А (анод) и К (катод) мгновенно достигает значения O_a и затем изменяется по кривой $a1$. Одновременно по синусоиде возрастает и напряжение u , приложенное к промежутку между контактами. Так как в

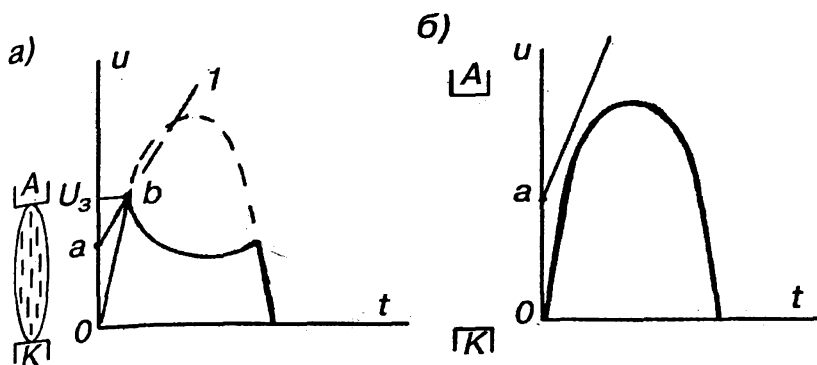


Рис. 5.14. Условия повторного зажигания дуги переменного тока

начале процесса электрическая прочность промежутка превышает приложенное к нему напряжение, то дуга не может загореться сразу после перехода тока через нуль.

В тот момент, когда приложенное к промежутку напряжение оказывается равным его электрической прочности (пересечение кривых в точке b), промежуток пробивается и дуга вновь зажигается при напряжении U_3 и горит до следующего перехода тока через нуль.

Новый, повторный пробой промежутка между контактами и зажигание дуги возможны только при условии, что напряжение на дуговом промежутке будет равно напряжению зажигания дуги. Если же восстанавливающееся напряжение u остается все время меньше электрической прочности промежутка (кривая oa_1 на рис. 5.14, б), то дуга больше не возникает и процесс отключения электрической цепи на этом заканчивается. Крутизна кривой oa_1 зависит от интенсивности деионизации дугового промежутка и при ее усилении крутизна увеличивается. Если дуга повторно не зажигается, на контактах A и K идет процесс восстановления напряжения по синусоидальной кривой.

5.5. РУБИЛЬНИКИ. ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛИ. ПАКЕТНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

Рубильники предназначены для ручного включения и отключения низковольтных электрических цепей постоянного и переменного тока. Это наиболее простые и широко распространенные аппараты для цепей с номинальным током до 1000А.

По способу управления бывают с центральной рукояткой Р и боковой РБ, центральным рычажным приводом — РПЦ и боковым — РПБ.

По количеству полюсов рубильники бывают одно-, двух-, трех- и четырехполюсные.

По месту установки рубильники выпускаются с расположением на лицевой и задней стороне щита. Рубильники, установленные на лицевой стороне, могут иметь переднее и заднее присоединение проводов.

В обозначение типа рубильника кроме букв входят цифры, указывающие число полюсов, номинальный ток и другие данные. Например, Р16 означает, что это рубильник однополюсный, на 600А.

На рис. 5.15, а изображен трехполюсный рубильник с центральной рукояткой и передним присоединением проводов. На панели 4 из изоляционного материала крепятся неподвижные контактные стойки 5 с губками. Подвижные контактные ножи 3 шарнирно связаны с нижними стойками. Соединительная изоляционная планка 2 с рукояткой управления 1 объединяет ножи между собой и обеспечивает их одновременное размыкание с верхними контактными стойками 5 при отключении и замыкание — при включении. Открытые рубильники такого типа служат для отключения электрических цепей без нагрузки с целью создания видимого разрыва цепи при ремонтных работах.

На рис. 5.15, б показан рубильник с рычажным приводом. подвижный контактный нож 3 вращается в шарнирной стойке 4, создавая разрыв с неподвижным контактом 1. Дугогасительная камера 2 обеспечивает гашение электрической дуги, возникающей

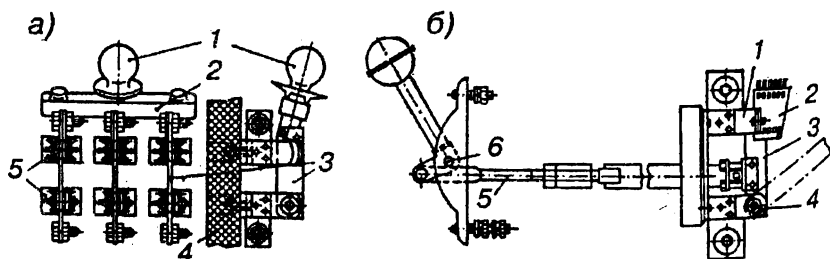


Рис. 5.15. Трехполюсный рубильник:

а — с центральной ручкой; б — с рычажным приводом

при размыкании контактов. Это происходит при повороте рукоятки управления на лицевой панели шкафа вокруг оси 6, при этом тяга 5 перемещается вправо и передает движение ножам 3 всех полюсов, объединенным валом. Контактная система рубильника расположена внутри шкафа, что делает операции с рубильниками безопасными для персонала.

Переключатели предназначены для поочередного включения и отключения низковольтных электрических цепей.

Конструктивно они отличаются от рубильников дополнительными неподвижными контактными стойками и двусторонними ножами (рис. 5.16, а). В обозначениях переключателей вместо Р (рубильник) ставится П (переключатель). Например, ППЦ — переключатель с рычажным центральным приводом.

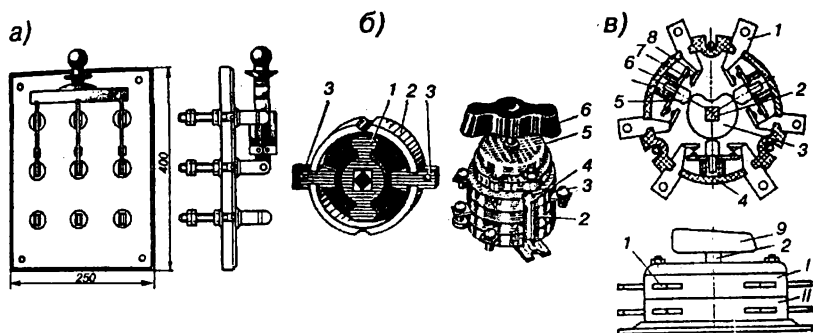


Рис. 5.16:

а — переключатель; б и в — пакетные выключатели

Пакетные выключатели имеют то же назначение, что рубильники и переключатели и во многих случаях заменяют их устаревшие конструкции. Пакетные выключатели позволяют надежно включать и отключать низковольтные электрические цепи при значительных токах, благодаря двойному разрыву дуги в каждом полюсе, гашению дуги в закрытой дугогасительной камере и значительной скорости размыкания контактов.

Пакетный выключатель (рис. 5.16, б) имеет четыре пластмассовых диска (пакета) 2, в вырезы которых вставлены неподвижные контакты 3 (по два на каждый полюс). Замыкание и размыкание контактов осуществляется контактным мостиком 1, получающим вращение от рукоятки 6, на одном валу с которой он находится. Три рабочих

пакета и один холостой собираются вместе и стягиваются шпильками, пропущенными через каналы 4. Выключатель снабжен пружинным механизмом мгновенного переключения, который помещен в кожухе 5.

На рис. 5.16, в показан пакетный кулачковый выключатель, предназначенный для поочередного замыкания одной из трех электрических цепей одного пакета. На основании выключателя укреплены два пакета I и II, внутри которых расположены по три полюса контактной системы. При повороте рукоятки 9 поворачивается вал 2 и закрепленный на нем кулачок 3. При попадании штока 5 в выемку кулачка контактный мостик 7 под действием пружины 6 замыкается с контактом 8. При отжатии штока 5 выступом кулачка контакты размыкаются и возникшая дуга гасится в закрытом пространстве пакета

Пакетные выключатели не обеспечивают видимого разрыва цепи, поэтому в некоторых цепях устанавливают рубильники.

5.6. МАГНИТНЫЕ ПУСКАТЕЛИ И КОНТАКТОРЫ

Магнитные пускатели и контакторы служат для дистанционного управления объектами электроустановок напряжением до 1000 В, находящимися на некотором расстоянии (дистанции) от пункта управления.

Магнитные пускатели — коммутационные аппараты, предназначенные для дистанционного пуска и остановки низковольтных электродвигателей, а также для защиты их от токов перегрузок. Для защиты электродвигателей от токов КЗ устанавливают плавкие предохранители, так как магнитные пускатели не рассчитаны на их отключение (рис. 5.17, а).

На рис. 5.17, а приведена в упрощенном виде конструкция магнитного пускателя. Он располагается на металлическом основании 1. Неподвижные контакты 2 и подвижные контактные мостики 8 располагаются в дугогасительной камере 10. При включении пускателя на катушку 5 электромагнита подается напряжение. При протекании тока по катушке 5 намагничивается сердечник 4 и притягивает якорь 6, поворачивая рычаг якоря вокруг оси O , и преодолевая при этом усилие возвратной пружины 7. Для смягчения ударов якоря 6 о сердечник 4 используется амортизирующая пружина 3. При повороте рычага якоря происходит замыкание контактов 2 и 8, в цепи возникает ток i , который протекает через нагревательный элемент теплового реле 11.

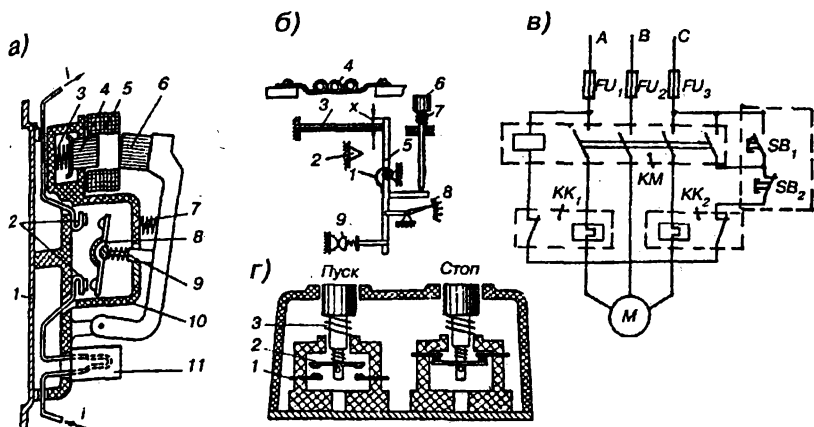


Рис. 5.17.:

а — магнитный пускатель; б — тепловое реле; в — схема управления асинхронным электродвигателем; г — кнопочная станция

Эскиз биметаллического теплового реле показан на рис. 5.17, б. Размыкание контактов 9 реле происходит под действием пружины 1 в том момент, когда изгибающаяся при нагреве биметаллическая пластина 3 освободит защелку 5. Нагревательный элемент 4, по которому протекает ток фазы электродвигателя, выделяет при перегрузке необходимое для этого количество тепла. Упор 2 ограничивает ход защелки 5 при размыкании контактов.

Механическая система реле не обеспечивает автоматического замыкания контактов после охлаждения биметаллической пластины. Возврат реле в исходное положение осуществляется вручную нажатием кнопки 6, снабженной пружиной 7.

Регулирование тока уставки теплового реле осуществляется с помощью регулировочного рычага 8, который перемещается по шкале, расположенной на лицевой панели реле. Перемещение рычага вниз приводит к увеличению расстояния x , на которое должны прогнуться биметаллическая пластина 3, чтобы освободить защелку 5. Чем больше x , тем больше нужен ток в нагревательном элементе для срабатывания реле и отключения двигателя.

Схема управления трехфазным асинхронным электродвигателем с помощью магнитного пускателя приведена на рис. 5.17, в. В силовую цепь электродвигателя последовательно включены: предохранитель

ранители FU_1, FU_2, FU_3 ; главные контакты пускателя; нагревательные элементы тепловых реле KK_1, KK_2 (кроме фазы В). В цепь управления, подключенную на линейное напряжение U_{AC} , входят последовательно соединенные кнопки SB_1 (ПУСК) и SB_2 (СТОП), контакты тепловых реле KK_1 и KK_2 , обмотка пускателя KM . При нажатии кнопки SB_1 образуется цепь включения: фаза А — предохранитель FU_1 — контакт реле KK_1 — контакт реле KK_2 — контакт кнопки SB_2 — контакт кнопки SB_1 — предохранитель FU_3 — фаза С. При протекании тока по катушке KM замыкаются главные контакты пускателя и на обмотки электродвигателя подается трехфазное напряжение. Чтобы двигатель не остановился при отпускании кнопки SB_1 и размыкании ее контакта, параллельно ему подключены блокировочные контакты пускателя KM , через которые ток идет после включения пускателя.

Для отключения двигателя достаточно нажатием кнопки SB_2 разомкнуть цепь катушки пускателя, который разомкнет свои контакты, в том числе и блокировочный. После отпускания кнопки цепь управления останется разомкнутой блокировочными контактами и контактами кнопки SB_1 . Аналогично происходит отключение двигателя в результате срабатывания тепловых реле KK_1 и KK_2 .

Включение и отключение магнитных пускателей производится дистанционно с помощью кнопочных станций (рис. 5.17, з). Двухкнопочная станция состоит из кнопок "ПУСК" и "СТОП" с неподвижными контактами 1 и подвижными 2. При нажатии кнопки "ПУСК" контакты замыкаются, "СТОП" — размыкаются. Пружина 3 служит для возврата контактной системы в исходное состояние после отпускания кнопки.

Контакторы — коммутационные аппараты, предназначенные для дистанционного управления электрическими цепями постоянного и переменного тока в электроустановках напряжением до 1000 В при частых включениях и отключениях.

Контакторы переменного тока по принципу действия не отличаются от магнитных пускателей. Основное их отличие в конструктивном выполнении и отсутствии у контакторов тепловых реле.

В контакторах переменного тока применяют магнитные системы клапанного (рис. 5.18, а) и прямоходового (рис. 5.18, б) типов. Магнитопровод 4 и якорь 1 набирают из пластин электротехнической стали, которые стягивают шпильками 8, расклепанными на концах. В электромагнитах клапанного типа якорь имеет шарнирное соединение с рычагом, тот в свою очередь шарнирно связан с

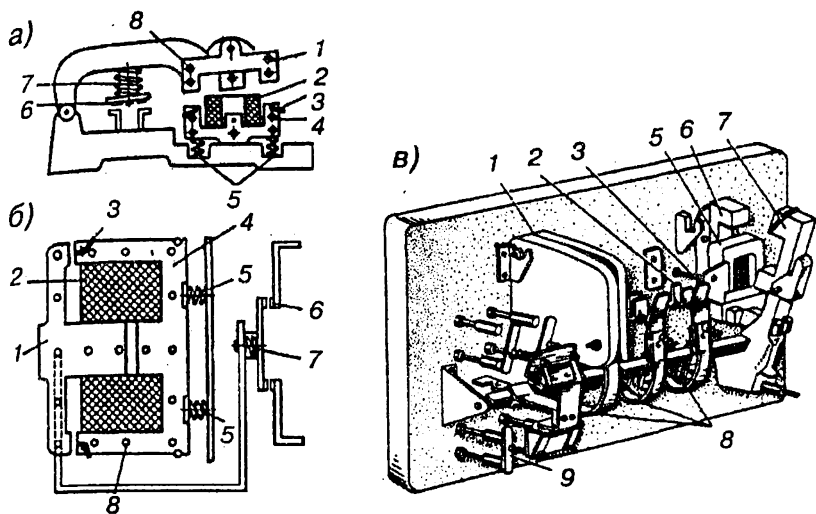


Рис. 5.18:

а — магнитные пускатели клапанного типа; б — прямоходного типа; в — внешний вид пускателя клапанного типа

основанием контактора. В контакторах прямоходового типа исключаются шарнирные соединения, что позволяет получить высокую механическую износостойчивость.

При подаче напряжения на катушку 2 якорь 1 притягивается к магнитопроводу 4, происходит замыкание мостиковых контактов 6 с двумя разрывами на каждый полюс. Применение мостиковых контактов в контакторах (магнитных пускателях) напряжением до 380 В, как правило, исключает необходимость в специальных дугогасительных камерах. Благодаря двум разрывам цепи на фазу дуга гаснет в закрытых камерах при первом же переходе тока через нуль. Амортизационные пружины 5 снижают силу удара и расклепывание поверхностей сердечников, а короткозамкнутые витки 3 на концах полюсов магнитопровода устраняют вибрацию якоря. Пружина 7 служит для создания дополнительного усилия в контактах.

На рис. 5.18, в показан контактор с электромагнитной системой клапанного (поворотного) типа, состоящей из неподвижного сердечника 6 с обмоткой 5 и подвижного якоря 7. При прохождении

на обмотке 5 тока якорь 7 притягивается к сердечнику 6. Подвижные главные контакты 3 прижимаются к неподвижным 2. Для быстрого гашения дуги контакты размещаются в дугогасительных камерах 1 (с двух фаз камеры сняты) из дугостойкого изоляционного материала, в которых размещены специальные решетки из стальных пластин. Электрическая связь подвижных контактов 3 с их выводами на тыльной стороне изоляционной панели, являющейся основанием контактора, выполнена гибкими ленточными пакетами из гибкой медной фольги 8. Слева на валу подвижной системы контактора закреплена стойка с подвижными блокировочными контактами 9.

Такие контакторы рассчитаны на токи от 100 А до 600 А и применяются для дистанционного управления электрическими цепями большой мощности.

Контакторы постоянного тока предназначены для включения и отключения силовых электрических цепей постоянного тока напряжением до 220 В при частых переключениях и до 440 В при редких. Выпускаются они как в одно-, так и в двухполюсном исполнении.

Принципиальная конструкция однополюсного контактора приведена на рис. 5.19.

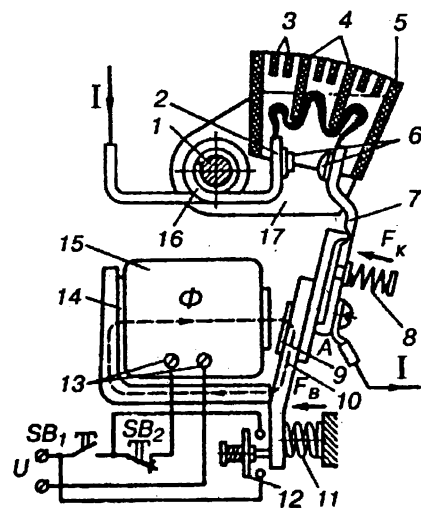


Рис. 5.19. Контактор постоянного тока

Для управления контактором используется кнопочная станция (рис. 5.17, з). При замыкании кнопки SB_1 на контактные выводы I_{13} катушки I_{15} контактора подается напряжение U , под действием которого возникает ток и создается магнитный поток Φ . Якорь 10 притягивается к сердечнику 14 катушки 15, контакты 6 замыкают цепь, в которой возникает ток I . При этом рычаг 7 подвижного контакта, поворачиваясь вокруг точки A , сжимает пружину 8. Последняя обеспечивает силу нажатия между контактами F_k . Сжатая при включении пружина 11

создает усилия $F_{\text{в}}$, стремящееся вернуть якорь в исходное состояние. Для удержания якоря в притяннутом виде по катушке должен постоянно протекать ток. Для этого блокировочный контакт 12 шунтирует кнопку SB_1 , которую можно отпустить, и ток в цепи катушки сохранится.

Для отключения контактора необходимо разомкнуть цепь катушки кнопкой отключения SB_2 . Под действием пружины 11 якорь вернется в исходное состояние. Между контактами 6 возникает дуга, которая силами магнитного дутья (рис. 16.7, в) выталкивается в дугогасительную камеру 5. Магнитный поток в сердечнике 1 создается при прохождении тока I по катушке магнитного дутья 16 и замыкается через дугу между щеками 17 магнитной системы. Дуга в камере растягивается между изоляционными перегородками 4, охлаждается. Пламегасительная решетка 3 из стальных омедненных пластин позволяет нейтрализовать электрические заряды, содержащиеся в пламени дуги. В процессе гашения дуга сразу переходит на дугогасительные рога неподвижного контакта 2 и подвижного 7, поэтому рабочие контакты 6 не оплавляются.

В магнитных системах контакторов немагнитный зазор между якорем и сердечником создается магнитной прокладкой 9, предотвращающей "залипание" якоря при отключении катушки от сети.

5.7. АВТОМАТИЧЕСКИЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

Автоматические выключатели (автоматы) предназначены для оперативных включений и отключений низковольтных электрических цепей и защиты их от токов КЗ и перегрузок, а также от исчезновения или снижения напряжения сети.

Роль защитных элементов, реагирующих на отклонение той или иной контролируемой величины от своего нормального значения, выполняют **расцепители**. В автоматах могут быть установлены следующие расцепители:

- максимального тока, срабатывающие мгновенно при токе КЗ в цепи;
- минимального напряжения, срабатывающие в случае понижения или исчезновения напряжения;
- обратного тока, которые срабатывают при изменении направления тока в цепи постоянного тока;
- независимые (ни от каких параметров электрической цепи), которые служат для дистанционного отключения автоматов;

— тепловые, применяемые для защиты от перегрузок (по типу тепловых реле пускателей);

— комбинированные, включающие электромагнитные и тепловые расцепители одновременно.

Автоматические выключатели снабжаются **механизмом свободного расцепления (МСР)**, который позволяет обеспечить отключение автомата в процессе включения или после него.

На рис. 5.20 схематично представлена конструкция автоматического выключателя, имеющего дугогасительные 1 и главные 2 контакты. Главные контакты, выполняемые из меди, имеют малое переходное сопротивление и могут длительно пропускать большой ток. Дугогасительные контакты, выполняемые из металлокерамики, включают параллельно главным.

Включение автомата осуществляется вручную при повороте рукоятки 7 по часовой стрелке вокруг оси O_3 или дистанционно электромагнитным приводом 8. При этом рычаги 5 механизма свободного расцепления перемещают вправо контактный рычаг 3, преодолевая усилие отключающей пружины 4. При повороте рычага 3 вокруг оси O_1 замыкаются дугогасительные контакты 1, сжимая свою амортизационную пружину, затем — главные 2. Включенный автомат становится на защелку при перемещении шарнирного соединения O_2 вниз.

Отключение автомата осуществляется вручную путем поворота рукоятки против часовой стрелки или автоматически и дистанционно при протекании тока по обмотке отключающего электромагнита расцепителя 6. Его сердечник перемещает шарнир O_2 вверх и жесткая система рычагов 5 "ломается" по шарниру. Отключающая пружина 4 отключает выключатель. Возникающая между контактами 1 дуга гасится в дугогасительной камере путем деления на ряд дуг металлическими пластинами 9.

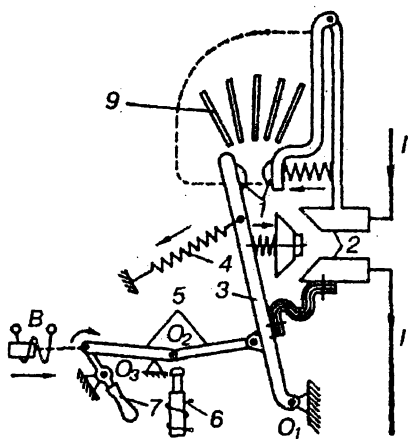


Рис. 5.20. Принципиальная конструкция автоматического выключателя

Резьбовой автомат с комбинированным расцепителем показан на рис. 5.21. Включение автомата вручную осуществляется нажатием кнопки 1, отключение — кнопки 2. При включенном автомате ток протекает от центрального контакта 10 через неподвижные контакты 6 и 11, соединенные контактным мостиком 5, биметаллическую пластину 13, гибкую связь 14, обмотку электромагнитного расцепителя 15 к резьбовой гильзе 7.

При коротком замыкании сердечник 16 электромагнита втягивается вниз, рычаг защелки 3 поворачивается вокруг оси O_1 , освобождая рычаг 4. Подвижная система выключателя под действием сжатой пружины 9 перемещается вверх, толкатель 8 размыкает контакты.

При длительной перегрузке биметаллическая пластина 12 нагревается и изгибается, штифт защелки 13 перемещается влево, освобождая рычаг 4, автомат отключается.

Внешний вид автоматического выключателя показан на рис. 5.21, а. Он собран в пластмассовом корпусе, имеет металлический цоколь с резьбой, при помощи которой ввертывается в резьбовую гильзу основания пробочного предохранителя.

Широкое распространение получили автоматические выключатели, у которых ручное управление осуществляется с помощью рукоятки 8 (рис. 5.22). Выключатель состоит из электромагнитного расцепителя максимального тока 1, корпуса 2, контактов 3, выводных зажимов 4, дугогасительной камеры 5, механизма свободного расцепления, крышки 7, регулятора теплового реле 9. Рукоятка управления 8 является одновременно указателем положения выключателя: верхнее положение — выключатель включен, нижнее — отключен.

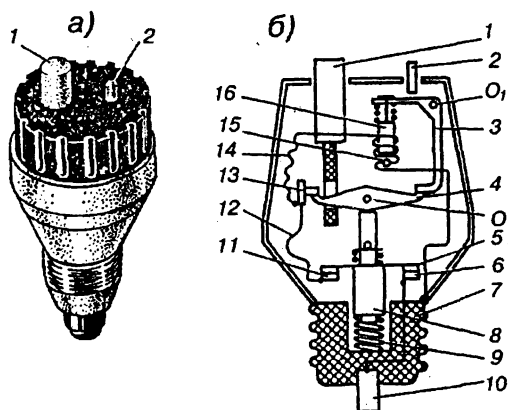


Рис. 5.21. Резьбовой автоматический выключатель:
а — внешний вид; б — принцип устройства

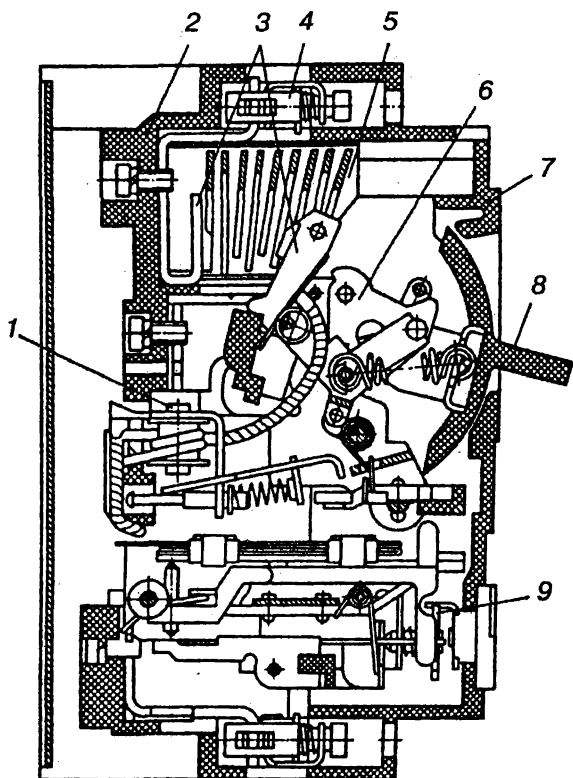


Рис. 5.22. Автоматический выключатель с рукояткой управления

Таким образом, автоматические выключатели являются как коммутационными так и защитными аппаратами низковольтных электрических цепей.

5.8. ПРЕДОХРАНИТЕЛИ

Предохранители являются защитными аппаратами. Они применяются для защиты от токов КЗ и перегрузок как низковольтных так и высоковольтных электрических цепей.

Широкое распространение получили пробочные и трубчатые предохранители напряжением до 1000 В типов ПР-2, ПН-2, НПН (трубчатые) и ПРС (пробочные). Пробочные предохранители при-

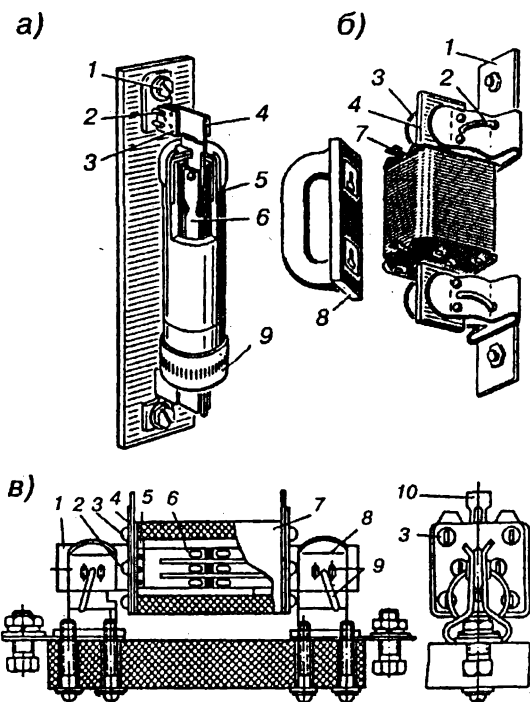


Рис. 5.23:

а — предохранители типа ПР-2; б — типа ПН-2; в — внутреннее устройство ПН-2

меняются для защиты маломощных цепей электрического освещения, отопления, электродвигателей и др.

Трубчатые предохранители без наполнителя типа ПР-2 (рис. 5.23, *а*) являются разборными. Патроны этих предохранителей 5 выполняются из толстостенной фибровой трубки, на концы которой насажены латунные обоймы с резьбой для предотвращения ее разрыва. Резьба служит для завинчивания колпачков 9, обеспечивающих герметизацию предохранителя. Плавкая вставка 6 крепится винтами к контактным ножам 4. У предохранителей на токи до 60 А контактных ножей нет, их заменяют колпачки, которые при завинчивании прижимают плавкую вставку к специальной шайбе, чем обеспечивается ее крепление и хороший контакт. Предохра-

нитель вставляется ножами в контактные стойки 3. Давление в контактном соединении обеспечивается стальными пружинами 2. Болты 1 служат для присоединения проводников. Плавкая вставка 6 изготавливается из листового цинка, стойкого против коррозии, в виде пластины с вырезами, уменьшающими сечение в определенных местах, где происходит ее перегорание. При появлении электрической дуги фибровая трубка выделяет газы, деионизирующие дугу и создающие в патроне давление, что способствует эффективному гашению дуги.

Предохранители разборные с наполнителем типа ПН-2 предназначаются для защиты цепей напряжением 380 В переменного и 220 В постоянного тока (рис. 5.23, б). Контактные стойки 3 своими основаниями 1 с зажимами для крепления проводов устанавливаются на изоляционной плите. Предохранитель контактными ножами 4 вставляется в стойки 3. Пружины 2 обеспечивают необходимое контактное нажатие. Выступы 7 служат для снятия предохранителя под напряжением с помощью специальной изоляционной рукоятки 8 с вырезами для захвата выступов 7 предохранителя.

Наполнителем в предохранителе служит кварцевый песок. Он хорошо поглощает тепло, охлаждает газы, в результате чего дуга деионизируется и гасится настолько быстро, что ток не успевает достигнуть максимального значения, которое имело бы место в защищаемой цепи при отсутствии в ней такого предохранителя. Предохранители с наполнителем обладают токоограничивающим свойством и имеют меньшее время отключения цепи, чем трубчатые без наполнителя.

На рис. 5.23, в показано внутреннее устройство предохранителя ПН-2. Фарфоровая трубка 7, квадратная снаружи и круглая внутри, имеет по углам четыре резьбовые отверстия, в которые ввинчиваются винты 3, крепящие пластинки 4. К этим пластинкам винтами 2 присоединены диски 5 с приваренными с одной стороны медными плавкими вставками 6, а с другой — ножами 1. Для увеличения контактного нажатия контактных стоек 8 на ножи служат стальные кольца 9. Плавкая вставка имеет прямоугольную форму с продольными вырезами, уменьшающими ее сечение. В местах сужения напаяны оловянные шарики, которые, расплавляясь, играют роль растворителя меди, имеющей высокую температуру плавления (1080°). При расплавлении плавкой вставки дуга горит в узком канале, образованном ее испарившимся телом, энергично охлаждается кварцевыми песчинками и деионизируется на их повер-

хности. Перегоревшую плавкую вставку заменяют новой. Использованный кварцевый песок можно оставить, если он не спекся и не отсырел. При сборке предохранителя после замены плавкой вставки необходимо обеспечить герметичность, чтобы в него не мог проникнуть влажный воздух. Предохранитель НП-2 можно перезаряжать многократно.

Насыпные неразборные предохранители типа НПН-2 однократного действия применяются в электрических цепях, где перегрузки и КЗ крайне редки.

В электроустановках напряжением от 6 до 35 кВ нашли применение предохранители типов ПК внутренней и ПКТ наружной установки с кварцевым заполнением для защиты силовых цепей; ПКТ — для защиты трансформаторов напряжения внутри помещения и ПКТН — снаружи.

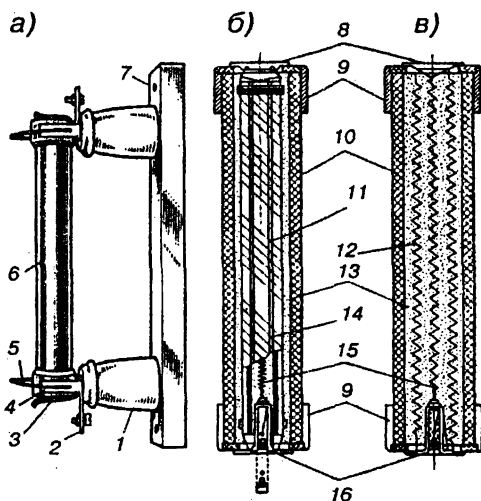


Рис. 5.24. Предохранитель типа ПК-10

Предохранитель ПК-10 на напряжение 10 кВ (рис. 5.24) смонтирован на основании 7, к которому крепятся два опорных изолятора 1. На изоляторах закреплены контактные губки 4 с упорами 3. В губках устанавливается фарфоровый или стеклянный патрон 6, фиксируемый замком 5. Зажимы 2 служат для присоединения проводов электрической цепи, в которую включается предохранитель.

Патрон предохранителя 10 (рис. 5.24, б и в) имеет на концах латунные колпачки 9. Он заполнен чистым кварцевым песком 13, который охватывает плавкую вставку 11 из одной или нескольких медных проволок, намотанных на керамическое ребристое основание 14 (для предохранителей на ток до 7,5 А на рис. 5.24, б) или выполненных в виде спиралей 12 (для предохранителей на ток выше 7,5 А на рис. 5.24, в). На спиральные плавкие вставки напаяются оловянные шарики. При нагреве проволоки до температуры плавления олова (232°C) начинается растворение меди проволоки в олове и происходит срабатывание предохранителя, которое фиксируется указателем 16. Указательная спираль 15 перегорает вслед за плавкой вставкой, указатель 16 выталкивается пружиной наружу, сигнализируя о перегорании предохранителя. Крышка 8 герметически запаивается.

Патрон предохранителя ПКТ отличается тем, что имеет плавкую вставку из одной константановой проволоки, намотанной на керамическое основание, и не имеет указателя срабатывания. Перегорание плавкой вставки ПКТ определяется по приборам, подключенным ко вторичной обмотке защищаемого трансформатора напряжения. Благодаря малому сечению плавкой вставки предохранители ПКТ обладают значительным токоограничивающим эффектом и способны отключать токи КЗ в цепях, где мощность КЗ достигает 1000 МВА.

Газогенерирующие предохранители типа ПВТ (предохранитель выхлопной для защиты силовых трансформаторов) предназначены для наружной установки в сетях напряжением 35 и 110 кВ взамен снятых с производства предохранителей типа ПСН.

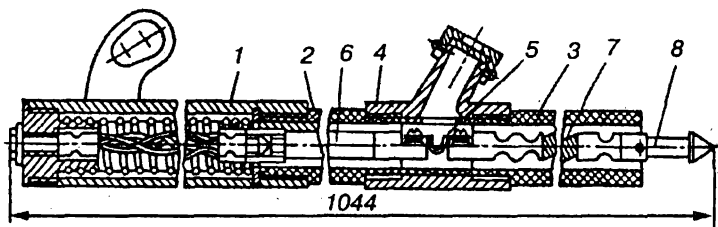


Рис. 5.25. Предохранитель типа ПВТ-35

На рис. 5.25 показан предохранитель типа ПВТ-35. В корпус 1 патрона помещены винилпластовые трубки 2 и 3, соединенные между собой стальными патрубками 4, а также плавкая вставка 5,

прикрепленная одним концом к токоведущему стержню 6, вторым — к гибкому проводнику 7 с наконечником 8.

Патрон устанавливается на основании предохранителя (рис. 5.26), состоящем из рамы 1, двух опорных изоляторов 2 с головками верхней 3 и нижней 4, имеющими зажимы для крепления проводников. На нижней головке 4 укреплен контактный нож 5, сцепленный с наконечником патрона и снабженный отключающей пружиной. При перегорании плавкой вставки контактный нож освобождается и под действием пружины поворачивается вокруг оси вниз, втягивая за собой гибкий проводник 7 (рис. 5.25). Под действием дуги винилпластиковые трубки выделяют газ, давление в патроне повышается до 10–25 МПа и дуга гасится в потоке газа, создающего продольное дутье через нижнее отверстие и поперечное — через клапан бокового отверстия патрона. Срабатывание предохранителя сопровождается звуковым эффектом, похожим на выстрел, поэтому его также называют стреляющим. Гашение дуги происходит в момент перехода тока через нуль, поэтому перенапряжение не возникает.

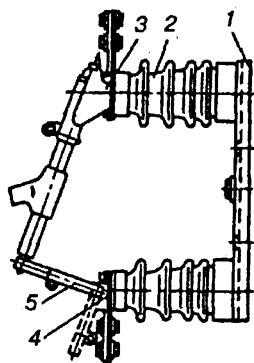


Рис. 5.26. Установка предохранителя типа ПВТ–35

Важной характеристикой предохранителя является **защитная** или **времятоковая**, выражающая зависимость полного времени отключения от величины тока в цепи. Значение тока, при котором плавкая вставка предохранителя плавится в течение одного часа должно составлять $(1,3 \div 2) I_{\text{ном.вс}}$.

Номинальный ток плавкой вставки ($I_{\text{ном.вс}}$) — наибольший ток, протекающий через предохранитель, при котором плавкая вставка не должна перегорать.

Номинальный ток предохранителя ($I_{\text{ном.пр}}$) — наибольший номинальный ток плавких вставок, предназначенных для предохранителя.

$$I_{\text{ном.пр}} \geq I_{\text{ном.вс}} \quad (5.6)$$

Номинальный ток отключения предохранителя — наибольший ток КЗ, который способен отключить предохранитель без каких-либо повреждений.

При выборе предохранителя необходимо, чтобы его номинальный ток и ток плавкой вставки были больше максимального рабочего тока защищаемой электрической цепи

$$I_{\text{ном п.в}} = K_n \cdot I_{\text{раб. макс}}, \quad (5.7)$$

где

K_n — коэффициент нагрузки, зависящий от характера нагрузки (для осветительных установок $K_n = 1,1 - 1,2$);

$I_{\text{раб. макс}}$ — максимальный рабочий ток защищаемой электрической цепи.

Применение предохранителей значительно удешевляет электроустановки. Однако из-за старения плавких вставок и по другим причинам защитные характеристики предохранителей весьма нестабильны, что заставляет применять в высоковольтных сетях выключатели с релейной защитой.

5.9. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯХ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Высоковольтные выключатели служат для включения и отключения высоковольтных цепей по всех режимах работы электроустановок (нормальном, ненормальном, аварийном).

К выключателям предъявляются следующие требования:

- надежность в работе и безопасность в обслуживании;
- минимальное время отключения;
- малые габариты и масса;
- удобство и простота монтажа и эксплуатации;
- возможность после отключения автоматического повторного включения (АПВ);
- сравнительно невысокая стоимость.

Требование надежности является одним из важнейших, так как от надежной работы выключателем зависит надежность работы электроустановки и даже всей системы.

Минимальное время отключения, т.е. быстроедействие выключателя весьма желательно по следующим соображениям:

- снижается термическое воздействие тока КЗ на элементы электроустановки, по которой он протекает;
- снижается опасность распространения аварии на другие электроустановки;

— повышается устойчивость параллельной работы трансформаторов и линий электропередачи;

— уменьшается опасность поражения током от прикосновения к заземленным частям при однофазном КЗ.

По принципу гашения дуги и роду дугогасящей среды выключатели подразделяются на масляные, воздушные, электромагнитные, элегазовые и вакуумные.

В настоящее время наиболее распространенными являются масляные выключатели, в которых гашение дуги происходит в трансформаторном масле. В малообъемных выключателях масло служит только для гашения дуги, а в многообъемных оно является еще и изолирующей средой.

В воздушных выключателях гашение дуги осуществляется струей воздуха под высоким давлением. Эти выключатели не получили распространения в железнодорожных электроустановках.

В электромагнитных выключателях гашение дуги осуществляется за счет перемещения ее в пространстве магнитным полем, то есть гашение происходит в воздушной среде.

В элегазовых выключателях гашение дуги происходит в среде шестифтористой серы SF_6 (электрическом газе — сокращенно элегазе), которая активно захватывает электроны в столбе дуги.

Вакуумные выключатели осуществляют гашение дуги в вакуумной камере, где газ практически отсутствует. Эти выключатели по своим качествам наиболее близки к идеальным и поэтому в настоящее время получают все более широкое распространение.

Выключатели классифицируются:

— по числу фаз (одно- и трехфазные);

— по месту установки (внутренней и наружной);

— по времени отключения (до 0,08 с — быстродействующие, до 0,12 с — ускоренного действия, до 0,25 с — небыстродействующие)

Технические данные выключателей приводятся в паспорте, а основные — на его шитке. Ниже приводятся важнейшие параметры выключателей.

Номинальное напряжение ($U_{ном}$, кВ) определяет размеры изолирующих частей, следовательно, габаритные размеры и массу выключателя.

Наибольшее рабочее напряжение ($U_{раб.макс}$, кВ) — максимальное напряжение, при котором изготовители гарантируют работу выключателей. Для выключателей до 10 кВ

$$U_{\text{раб. макс}} = 1,2 U_{\text{ном}}, \text{ на } 35 \text{ кВ и выше — } U_{\text{раб. макс}} = 1,15 U_{\text{ном}}$$

Номинальный ток ($I_{\text{ном}}$, А) — наибольшее действующее значение тока, которое выключатель способен пропускать при номинальном напряжении длительное время без перегрева контактов и токоведущих частей. Это ток определяет их размеры, но не влияет на габариты выключателя.

Номинальный ток отключения ($I_{\text{ном.откл.}}$, кА) — наибольшее действующее значение периодической составляющей тока КЗ, которое способен отключить выключатель при наибольшем рабочем напряжении без повреждений.

Предельный сквозной ток :

— начальное действующее значение периодической составляющей ($I_{\text{пр.с.}}$, кА);

— амплитудное значение ($i_{\text{пр.с.}}$, кА).

Предельный сквозной ток характеризует электродинамическую стойкость выключателя и равняется наибольшему значению тока КЗ, которое выдерживает во включенном положении без повреждений.

Предельный ток термической стойкости (I_T , кА) для промежутка времени t_T — наибольшее среднеквадратичное значение тока КЗ за промежуток времени t_T , которое выдерживает выключатель без перегрева токоведущих частей, препятствующих его дальнейшей работе.

Собственное время отключения выключателя с приводом ($t_{\text{с.в.}}$, с) — промежуток времени от момента подачи команды на отключение до момента расхождения дугогасительных контактов

Полное время отключения выключателя с приводом ($t_{\text{откл.в.}}$) — промежуток времени от момента подачи команды на отключение до момента погасания дуги во всех полюсах

$$t_{\text{откл.в.}} = t_{\text{с.в.}} + t_{\text{д.}}, \quad (5.8)$$

где

$t_{\text{д}}$ — время горения дуги.

5.10. МНОГООБЪЕМНЫЕ МАСЛЯНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

Многообъемные (баковые) масляные выключатели первоначально до середины 30-х годов были единственным видом отключающих аппаратов в сетях высокого напряжения.

В выключателях этого вида на каждую фазу предусмотрен отдельный стальной заземленный бак, заполненный трансформаторным маслом, которое используется в качестве газогенерирующего вещества при гашении электрической дуги в процессе отключения, а также для изоляции контактной системы от заземленного бака. Выключатели используются в электроустановках напряжением 35, 110 и 220 кВ.

Выключатель МКП-35 (масляный, камерный, подстанционный, на напряжение 35 кВ показан на рис. 5.27. Он состоит из трех баков 1 овальной формы (рис. 5.27, а), закрепленных на сварной раме 2. Управление выключателем осуществляется с помощью привода в шкафу 3. Для опускания и подъема баков используется лебедка 4.

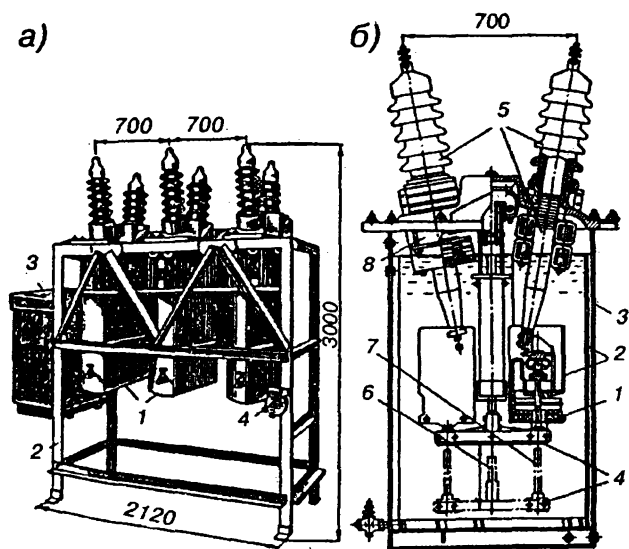


Рис. 5.27:

а — выключатель типа МКП-35; б — разрез полюса выключателя

На рис. 5.27, б приведен разрез одного полюса выключателя, на котором показаны: бак 3 и дугогасительная камера 1, имеющие изолирующие экраны 2. На крышке бака расположены высоковольтные вводы 5. Подвижные контакты 7 закреплены на траверсе 4, которая штангой 6 связана с приводным механизмом в верхней части бака.

На токоведущем стержне каждого ввода крепится дугогасительная камера (рис. 5.28) с помощью двух болтов держателя 4. Камера закрыта изоляционным экраном 1. Верхняя часть камеры — металлическая (сталь, латунь), нижняя — собирается из изолирующих пластин 9, имеющих специальные профильные вырезы. В собранном виде пластины стягиваются текстолитовыми шпильками и образуют камеру, имеющую центральный вертикальный канал с горловиной 8, для прохода подвижного контакта и два горизонтальных канала поперечного дутья с выходом в масляный бак.

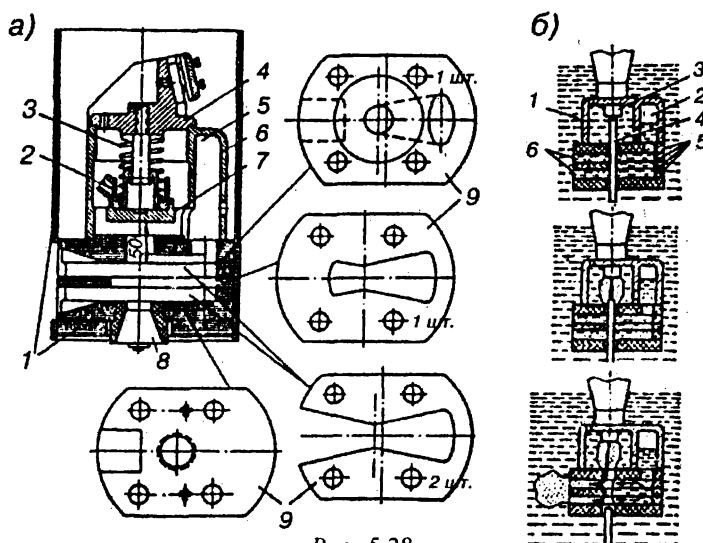


Рис. 5.28:

а — дугогасительная камера выключателя МКП-35; б — процесс гашения дуги в камере

Контакты выключателя торцевого типа. Их замыкание происходит в верхней части камер, имеющей металлический корпус 6, в котором находится неподвижный контакт 7. Пружина 3 служит для смягчения ударов, предупреждения вибраций при включении и создания контактного нажатия во включенном положении. Гибкая связь 2 обеспечивает хороший контакт между подвижной и неподвижной частью верхней контактной системы (неподвижного контакта). В правой верхней части камеры имеется отсек 5, в котором при заполнении бака маслом остается воздух, образующий буферную газовую подушку.

При размыкании контактов 3 и 4 (рис. 5.28, б) в верхней части камеры возникает дуга, которая растягивается вслед за подвижным контактом 4, разлагает и испаряет масло. Давление в основной камере резко повышается, так как выход из камеры перекрыт стержнем подвижного контакта. Давление передается в отсек 2, где происходит сжатие воздуха газовой подушки.

Подвижный контакт по мере движения вниз поочередно открывает горизонтальные каналы б поперечного дутья, в которые под большим давлением устремляются масло и газы их верхней части камеры. При этом дуга зигзагообразно растягивается в каналах, интенсивно деионизируется и гаснет.

Гашение происходит в двух дугогасительных камерах одновременно (рис. 5.27, б), то есть на каждую фазу создается два разрыва электрической дуги, благодаря чему процесс отключения значительно ускоряется ($t_{\text{откл.в}} = 0,08$ с). Выключатель МКП-35 относится к числу быстродействующих. Интенсивная деионизация дуги и ее быстрое гашение происходят благодаря следующим факторам:

- наличие водорода в газовом пузыре, возникающем при разложении масла;
- высокое давление в газовом пузыре;
- растяжение дуги в продольном и поперечном направлениях;
- два разрыва токовой цепи на одну фазу;
- прохождение переменного тока через нуль.

Важнейшую роль в работе выключателя играет буферное пространство, расположенное в верхней части бака над маслом и заполненное воздухом. Оно позволяет маслу расширяться вверх, из-за чего уменьшается давление на стенки и дно бака. Если это пространство недостаточно (высокий уровень масла), то возможен взрыв бака.

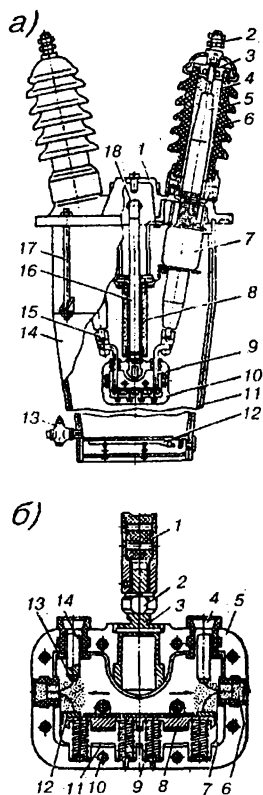


Рис. 5.29:

а — разрез полюса выключателя типа С-35; б — разрез его дугогасительной камеры

При низком уровне масла в баке водород, входящий в состав выделяющихся газов и имеющий высокую температуру, поднимаясь вверх, не успевает охладиться, и соединяясь с кислородом воздуха в буферном пространстве, может вызвать взрыв. Следовательно, взрыв выключателя может произойти как при повышении, так и при понижении уровня масла. В процессе эксплуатации ведется контроль за уровнем масла, для этой цели баки имеют маслоуказатели.

Выключатель С-35 на 35 кВ разработан в городе Свердловске (Екатеринбурге). Он выпускается на номинальный ток 630 А и используется в сетях, где не требуется мощный выключатель МКП-35. Их основной отличительной особенностью являются дугогасительные камеры и процессы гашения дуги в них.

Выключатель состоит из трех баков, разрез одного из них представлен на рис. 5.29, а. Бак 14 имеет форму эллиптического конуса, выполнен из листовой стали, внутри обшит изоляцией 11 из электрокартона и снабжен маслоспускным краном 13. Бак крепится с помощью четырех стяжных шпилек 17 к стальной крышке 1, на которой расположены два ввода. Основной частью ввода является тоководущий стержень 15, пропущенный через бакелитовую втулку 5. Наконечник 2 с резьбой служит для присоединения внешних тоководущих частей. Для повышения влагостойкости пространство между бакелитовой втулкой 5 и фарфоровой крышкой 6 заполняется морозостойкой мастикой 4. Сверху ввод закрыт круглой литой крышкой 3. На вводах установлены трансформаторы тока 7. Снизу к тоководущим стержням 15 крепятся медные неподвижные контакты 9 Г-образной формы. Подвижная дугогасительная камера 10 закреплена на изолирующей тяге 16, перемещающейся внутри направляющей втулки 8, под действием приводного механизма 18. Под дном бака размещено нагревательное устройство 12, которое включается для подогрева масла при температуре окружающего воздуха ниже -20°C .

Разрез дугогасительной камеры показан на рис. 5.29, б. Корпус 5 собирается из двух частей, изготовленных из легкого синтетического материала, выдерживающего высокое давление, путем соединения стяжными болтами 10. Внутренняя полость камеры облицована дугостойким изоляционным материалом 7. В выхлопные отверстия, расположенные в верхней части и с боков камеры, установлены втулки 4 и 6 из дугостойкого материала. В камере размещается подвижный контактный мост 8 с металлокерамическими напайками 12, опирающийся на четыре контактные пружины 9.

Пружины обеспечивают необходимое усилие в контактном соединении между неподвижными контактами 14, облицованными металллокерамическими пластинами 13, и подвижным контактом 8. Ход подвижного контакта 8 ограничивается двумя парами выступов 11. Корпус 3 камеры воздушной подушки соединяется с изолирующей штангой 1 с помощью резьбового соединения и фиксируется гайкой 2.

При отключении приводной механизм перемещает штангу 1 вместе с камерой вниз, между подвижным и неподвижным контактами образуются две дуги, разлагающие масло на газы. Давление в камере резко повышается и дуги выдуваются в выхлопные отверстия, этому способствует сжатый в камере воздушной подушки воздух, который служит в первый момент газообразования амортизатором, запаасающим энергию. По мере продвижения камеры с подвижным контактным мостом вниз дуги растягиваются как в поперечном, так и в продольном направлении. Соприкасаясь с холодными слоями масла дуги охлаждаются, деионизируются и гаснут окончательно при очередном переходе тока через нуль.

В выключателе необходимо поддерживать уровень масла во избежание взрыва как и в МКП-35. Выключатель С-35 относится к быстродействующим.

В выключателе МКП-110М на напряжение 110 кВ установлены дугогасительные камеры поперечного масляного дутья с многократным разрывом дуги. На рис. 5.30, а схематично представлен разрез дугогасительных камер в процессе отключения выключателя. Процесс идет по двухступенчатому циклу: сначала размыкаются контакты внутри камеры и в ней размыкается цепь тока; ток, протекающий через шунтирующие резисторы 7 сопротивлением 750–1000 Ом, резко снижается; потом цепь размыкается за пределами дугогасительных камер и две маломощные дуги легко гасятся в масляной среде бака выключателя.

Внутри камеры, заключенной в толстостенный бакситовый цилиндр 1, по оси проходит изолирующая штанга 4 с подвижными контактными мостиками 3, эластично закрепленных с помощью пружин. На внутренней боковой поверхности цилиндра установлены неподвижные контакты 2, располагаемые попарно друг против друга. При помощи внешних подвижных контактов, расположенных на траверсе 5 при включении штанги 4 с контактными мостиками 3 перемещаются вверх, преодолевая сопротивление пружин, и замыкают цепь.

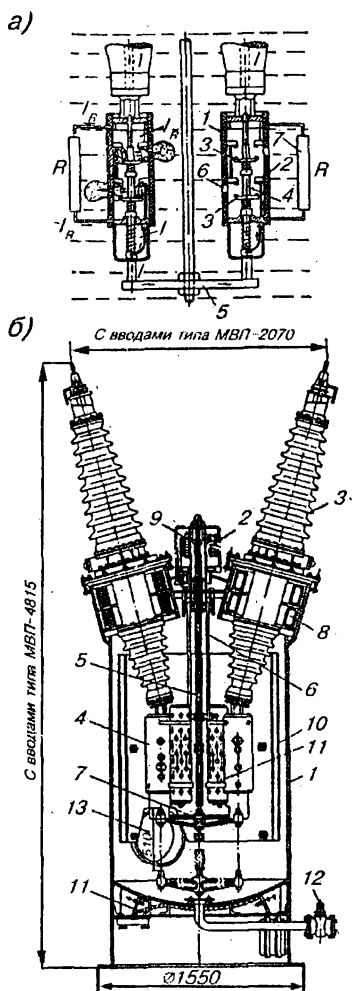


Рис. 5.30:

а — принцип гашения дуги
в выключателе типа
МКП-110М; б — разрез его
фазы

При отключении выключателя на каждом контактном мостике образуется две дуги: вначале — гасимая, против выхлопного отверстия в стенке цилиндра, частично прикрытого фибровыми накладками; потом — газогенерирующая (примерно, через четверть периода) Генерирующие дуги разлагают масло в камере, генерируют газы, поддерживающие в камере высокое давление и поперечное газомасляное дутье через выхлопное отверстие б. Таким образом, в двух камерах создается восемь разрывов токовой цепи на одну фазу, что способствует гашению возникающих дуг.

Шунтирующие резисторы 7, заключенные в отдельные бакситовые цилиндры с отверстиями для циркуляции масла и охлаждения нихромовых спиралей, намотанных на бакситовые цилиндры внутри цилиндров с отверстиями. Эти резисторы обеспечивают равномерное распределение напряжения между двумя дугогасительными камерами, снижение скорости восстановления напряжения и уменьшения напряжения, появляющегося на контактах выключателя после отключения, уменьшения мощности дуг при окончательном разрыве цепи. С другой стороны, применение шунтирующих резисторов и удорожает конструкцию выключателя, а также несколько увеличивает время полного отключения цепи, так как после погасания дуг в камерах через шунтирующие резисторы протекает небольшой сопровождающий ток, отключаемый

контактами траверсы 5. Длительность горения дуги с сопровождающим током составляет от 0,06 до 0,08 с.

Разрез одной фазы выключателя МКП-110М дан на рис. 5.30, б. Выключатель имеет три цилиндрических бака 1, устанавливаемых на фундаменте. На крышках баков устанавливаются маслонаполненные вводы 3, к стержням которых крепятся дугогасительные камеры 4. Параллельно дугогасительным камерам присоединяются шунтирующие резисторы в бакелитовых цилиндрах. Траверса 7 с подвижными контактами закреплена на штанге 5, перемещающейся при включении и отключении в направляющем устройстве 6 под действием механизма включения и отключения 2, с которым связаны блокировочные контакты 9. Внутренняя поверхность бака изолирована двумя слоями электротехнической фанеры 10. Маслоотпускной кран 12 служит для спуска отработанного масла и подачи по маслопроводу свежего. Устройство для подогрева масла 14 используется в зимнее время при температуре окружающего воздуха ниже -20°C . В нижней части бака находится лаз 13, используемый для проникновения в бак ремонтного персонала для внутреннего осмотра и ремонта выключателя. Встроенные трансформаторы тока 8 устанавливаются на вводах 3, токоведущие стержни которых являются первичными обмотками для трансформаторов тока.

Выключатель У-110 на 110 кВ разработан заводом Уралэлектротяжмаш. Внешний вид, габаритные размеры, принцип работы во многом аналогичен выключателю МКП-110М, однако, применение новых материалов и некоторых конструктивных разработок позволило повысить рабочие токи и отключаемые мощности выключателя, снизить удельный расход материалов на единицу отключаемой мощности.

На рис. 5.31, а показан разрез фазы выключателя. В каждой из двух дугогасительных камер 3 имеется по две пары последовательно соединенных контактов, между которыми при отключении возникает две дуги. Первая пара контактов образована верхним неподвижным контактом 15 и подвижным 17 (рис. 5.31, б), вторая — промежуточным контактом 24 и подвижным 22. Между контактами 24 и 17 существует электрическая связь в форме скользящего контакта. Механически оба подвижных контакта 17 и 22 соединены с внешним контактом 21 дугогасительной камеры, причем контакт 17 изолирован от контактов 21 и 22 втулкой 18.

При отключенном выключателе контакты внутри камеры разомкнуты: контакт 21 и связанные с ним механически контакты 17

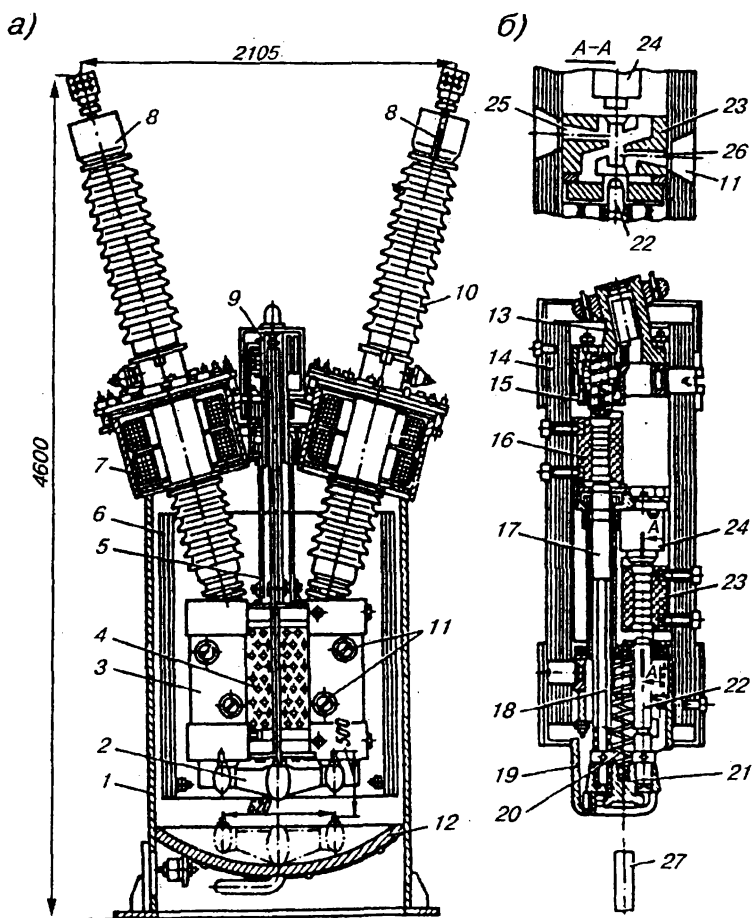


Рис. 5.31:

а — разрез фазы выключателя типа У-110; б — разрез его дугогасительной камеры

и 22 отведены вниз пружиной поджатия 20. Траверса 2 опущена вниз, так что между ее подвижным контактом 27 и внешним подвижным контактом камеры 21 образован еще один, внешний, разрыв.

При включении выключателя траверса 2 под действием приводного механизма 9, который перемещает штангу подвижной

системы в направляющем устройстве 5, поднимается вверх, ее контакт 27 вначале соприкасается с контактом 21 и образует при этом цепь тока через резисторы 4, шунтирующие дугогасительные камеры, затем перемещает контакт 21 и контакты 22 и 17, синхронно замыкая цепь тока через контактные пары 15-17 и 22-24.

При отключении выключателя траверса 2 под действием отключающей пружины выключателя опускается вниз. На первом этапе вместе с ней опускается контакт 21, прижимаемый к контакту 27 пружиной поджатия 20, обе пары контактов 15-17 и 22-24 размыкаются. В образовавшихся разрывах токовой цепи образуются по две дуги в каждой камере. Масло в камерах под действием высокой температуры дуг активно разлагается и давление быстро растет. Дутьевая щель 25 гасительной решетки 23 открывается при опускании контакта 22, создается поперечное газомасляное дутье дуги. Дуга гаснет при первом же переходе тока через нуль. Вторая щель 26 используется для гашения дуги при отключении небольших токов КЗ или рабочих токов. Аналогичный процесс происходит в решетке 16. Образовавшиеся в процессе гашения дуг газы выбрасываются в бак 1 через сопло 11. Экран 19 ограничивает движение вниз подвижного контакта 21. После прекращения движения контакта подвижная траверса 2 продолжает движение вниз и образуются две дуги вне дугогасительных камер между контактами 21 и 27. Ток в этих дугах невелик, так как в цепь включены шунтирующие резисторы 4, поэтому гашение дуг происходит достаточно быстро.

Дугогасительная камера имеет цилиндрический корпус 14 из толстостенного бакслита. Крепится она держателем 12 к тоководущему стержню маслонаполненного ввода 14, уровень масла в котором контролируется маслоуказателем 8. На вводах установлены трансформаторы тока 7 на съемных подставках, позволяющих заменять их без объема вводов. Внутрибаковая изоляция 6 препятствует перебросу дуги на заземленный бак 1 в момент отключения выключателя. Для подогрева масла в зимнее время на каждом баке выключателя предусмотрено нагревательное устройство 12.

Основные достоинства многообъемных масляных выключателей: простота конструкции; высокая отключающая способность; возможность применения встроенных трансформаторов тока; наружная установка, позволяющая обходиться без специальных помещений.

Основные недостатки выключателей: большая масс трансформаторного масла (230 кг — С-35; 800 кг — МКП-35; 8500 кг —

МКП-110; 27000 кг — У-220), отсюда, необходимость иметь большой запас его для замены; взрыво — и пожароопасность (справедливости ради следует отметить, что в последних разработках выключателей этот недостаток практически исключен); большая масса и габариты затрудняют перевозку и монтаж выключателей.

5.11. МАЛООБЪЕМНЫЕ МАСЛЯНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

Малообъемные (маломасляные) выключатели получили широкое применение на напряжения от 6 до 220 кВ для внутренней и наружной установок. В выключателях этого вида масло служит только газогенерирующей средой в процессе гашения дуги при отключении. Для изоляции токоведущих частей используется фарфор, стеклопластик, текстолит и другие изоляционные материалы. Выключатели имеют меньшие габариты и массу по сравнению с многообъемными выключателями. Небольшая масса трансформаторного масла (4,5 кг — ВМП-10; 12 кг — ВК-10; 100 кг — ВМК-35; 120 кг — ВМУЭ-35; 250 кг — ВМТ-110; 730 кг — ВМТ-220) облегчает ремонт выключателя и его обслуживания.

Выключатель ВМП-10 (выключатель масляный подвесной) на напряжение 10 кВ для внутренней установки показан на рис. 5.32.

На стальной раме 1 установлены шесть опорных изоляторов 7, на которых смонтированы три полюса (фазы) 8 выключателя (на рис. 5.32, а показано два изолятора и один полюс). В подшипниках рамы свободно вращается вал 4, на котором закреплены три двуплечных рычага 3 напротив каждого полюса. Рычаги одним плечом соединяются с изоляционной тягой 11, а другим — с отключающей пружиной 2. Для амортизации при включении и отключении выключатель снабжен масляным 9 и пружинным 5 демпферами. Болт 6 служит для заземления рамы выключателя. Изоляционная тяга 11 связывает рычаг вала выключателя с рычагом 12 вала полюса. Уровень масла в выключателе контролируется маслоуказателем 10.

Конструктивное устройство одного полюса выключателя показано на рис. 5.32, б. К цилиндру 22, выполненному из стеклоэпоксиды, прикреплены нижний 30 и верхний 34 фланцы. Фланец 30 имеет буферную полость 31, снизу закрыт крышкой 26, на которой расположен неподвижный розеточный контакт 29 и маслоспускная пробка 27. Токоотводящая шина 28 крепится к крышке с помощью болтов. Над розеточным контактом 29 находится камера попереч-

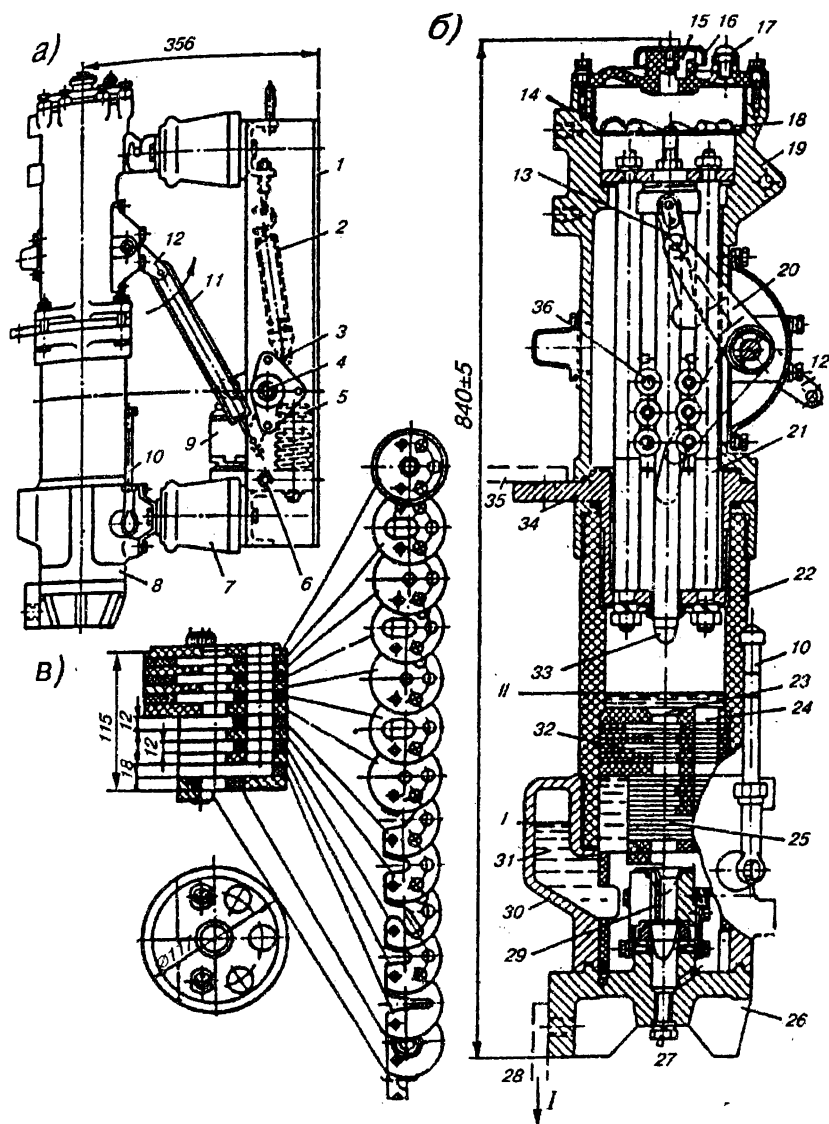


Рис. 5.32:

а — конструкция выключателя типа ВПМ-10; б — разрез полюса; в — разрез дугогасительной камеры

ного дутья 25. Внутри корпуса 19 смонтирован подвижной контакт со съемным наконечником 33, имеющий облицовку из металлокерамики. Подвижный контакт приводится в движение рычагом 20 на валу полюса, которые связаны между собой через выпрямляющий механизм 13, преобразующий вращательное движение вала в поступательное — стержня. Токосъем с подвижного контактного стержня на неподвижные 21 осуществляется с помощью роликов 36. Подвод тока от подводящей шины 35 к стержням 21 осуществляется через фланец 34, к которому она крепится болтами. Корпус полюса сверху закрыт пластмассовой крышкой 16 с маслоналивным отверстием, в которое заворачивается пробка 17.

Дугогасительная камера поперечного масляного дутья (рис. 5.32, в) состоит из пакета текстолитовых пластин. Пластины верхней части камеры круглые и имеют центральное отверстие 23 для прохода контактного стержня. Часть пластин имеют отверстия удлиненной формы. Это позволяет при сборке камеры создать специальные масляные карманы 32 (рис. 5.32, б). Помимо центрального отверстия верхние пластины имеют еще три (в некоторых камерах — два) отверстия, благодаря которым в собранной камере создаются вертикальные дутьевые каналы 24, переходящие в нижней части в горизонтальные.

Процесс гашения электрической дуги в выключателе показан на рис. 5.33. Во включенном положении подвижный контактный стержень 6 находится в розеточном контакте 3. При отключении стержень выходит из розеточного контакта и возникает электрическая дуга. Под действием высокой температуры масло генериру-

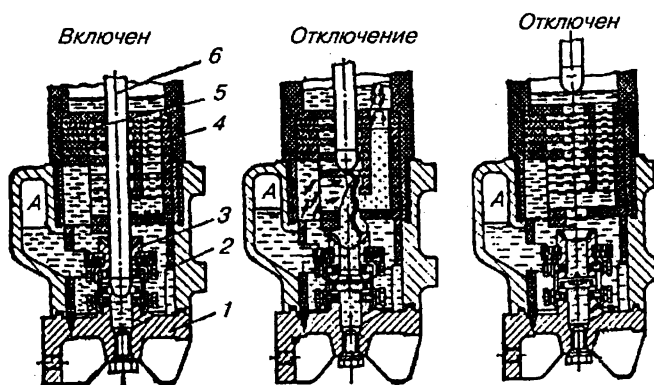


Рис. 5.33. Процесс гашения дуги в выключателе ВМП-10

ет газы, вокруг дуги возникает газовый пузырь, давление в камере повышается и воздух в буферной полости *A* сжимается. Когда при движении стержня вверх открываются дутьевые горизонтальные каналы, сжатый воздух выталкивает в них масло и газы, осуществляя поперечное дутье, растягивая дугу и производя ее интенсивную деионизацию. Масло и газы по вертикальным дутьевым каналам выбрасываются из дугогасительной камеры в верхнюю часть полюса. Газы через отверстия *18* в маслоотделителе *14* (рис. 5.32, б) и далее по каналу *15* в верхней пластмассовой крышке уходят из выключателя. Масло через маслоотделитель не проходит, оно стекает по стенкам цилиндра вниз и через отверстия *23* и *24* камеры возвращается в нижнюю часть полюса.

Если отключаются небольшие токи, то давление в камере может быть недостаточным для быстрого гашения дуги. Она тянется за стержнем и в верхней части камеры испаряет масло в масляных карманах *5* (рис. 5.33), создавая встречно-радиальное дутье, которое гасит дугу. Масло в процессе гашения практически не расходится, однако, насыщается частичками металла электродов, взвешенным углеродом — продуктом разложения масла, твердыми механическими примесями и водой. Поэтому масло после определенного числа отключений меняют, для чего имеется пробка в крышке *1* нижнего фланца *2*. После отключения подвижный контакт выходит из масла, изоляцию между контактами осуществляет цилиндр *4* из стеклоэпоксида.

ВМП-10 относится к выключателям ускоренного действия: собственное время отключения выключателя с приводом составляет 0,09 с, а полное — 0,11 с.

Выключатель ВК-10 (выключатель колонковый) на напряжение 10 кВ маломасляный со встроенным пружинным приводом относится к быстродействующим: собственное время отключения выключателя с приводом — 0,05 с; полное — 0,07 с. Колонковый выключатель ВКЭ-10 комплектуется встроенным электромагнитным приводом. Выключатель ВКЭ-М-10 является модернизированной разновидностью выключателя ВКЭ-10.

На рис. 5.34 показан выключатель ВК-10 (ВКЭ-М-10) на выкатной тележке *2*. Полюса *4* выключателя (на рис. 5.34 виден один полюс) снабжены контактами главной цепи *1* розеточного типа (на виде *1* показаны увеличено) для включения выключателя в высоковольтную цепь при вкатывании его в высоковольтный шкаф. Управление выключателем осуществляется приводом *3*. На фасадной

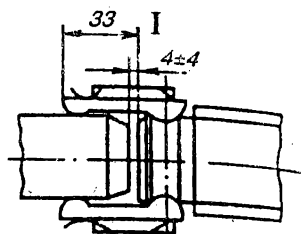
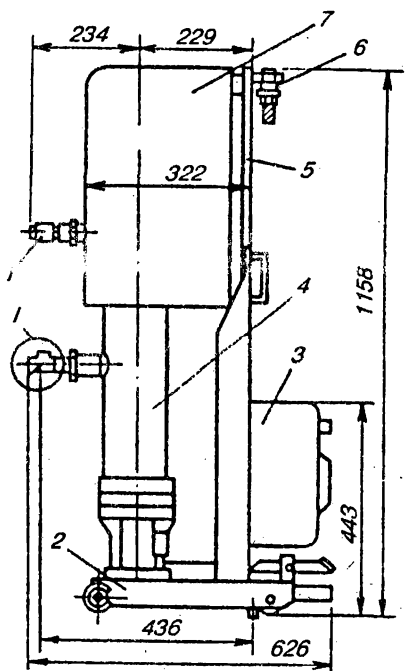


Рис. 5.34. Выключатель типа ВК-10

перегородке 5 находятся ручки для выкатывания и два низковольтный штепсельных разъема 6 для цепей управления и сигнализации. Из-за малого расстояния между фазами (200 мм) металлические части полюсов имеют изоляционный кожух 7.

На номинальный ток отключения до 20 кА полюс выключателя состоит из изоляционного цилиндра 16 (рис. 5.35), внутри которого находится дугогасительная камера 15, неподвижный розеточный контакт 19, с которым электрически связан внешний контакт главной цепи 18, закрепляемый гайкой 17 на втулке 12 (см. нижний контакт главной цепи). Прокладка 11 защищает изоляционный цилиндр от деформации и течи масла. Аналогичные прокладки 13 и 21 ставятся в местах крепления деталей к цилиндру. Цилиндр крепится на корпус механизма 6 фланцем 8 с кольцевой прокладкой 7. Механизм полюса имеет вал с двумя рычагами — внешним и внутренним. Внутренний рычаг через изолирующую

тягу 9 шарнирно связан с подвижным контактным стержнем 4, который через токоотвод 3 (роликовое токосъемное устройство) связан с направляющими стержнями 2. Ток со стержнем 2 передается на токоведущий стержень 5 с обоймой 10 и далее на нижний главный контакт выключателя розеточного типа. Над токоотводом установлен распорный цилиндр 14. Винт 20 с шайбой 22 и прокладкой 21 обеспечивает крепление розеточного контакта к цилиндру 16. Сверху на полюсе расположено смотровое стекло 1 маслоуказателя поплавкового типа.

Дугогасительная камера выключателя ВК-10 аналогична камере выключателя ВМП-10. В верхней ее части находятся три поперечные дутьевые щели для гашения больших токов, расположенные одна под другой и связанные вертикальным каналом, проходящим через всю камеру. В нижней части камеры имеются два глухих масляных кармана для гашения малых токов.

Выключатель ВМК-35 (выключатель маломасляный колонковый) на напряжение 35 кВ предназначен для наружной установки. На рис. 5.36, а показаны три фарфоровые колонки (фазы), установленные на тележке 8. Каждая колонка состоит из двух аппаратных полых изоляторов, в верхнем 3 находится дугогасительная камера 9, в нижнем 5 — изоляционная тяга 7, к которой крепится подвижный контактный стержень 6. Неподвижный розеточный контакт 2 смонтирован в верхней части дугогасительной камеры 9, которая набрана из изоляцион-

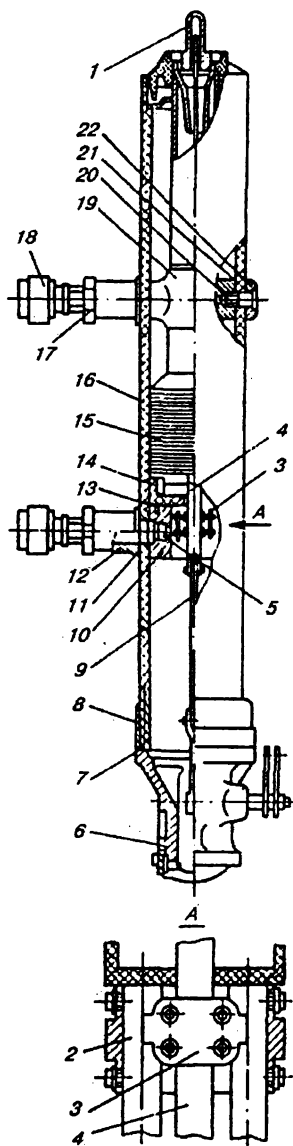


Рис. 5.35. Разрез полюса выключателя ВК-10

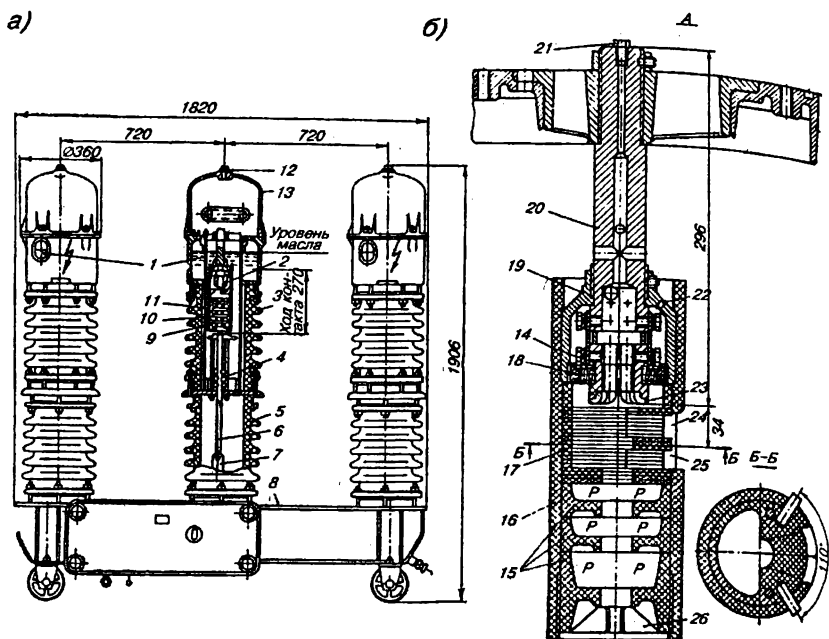


Рис. 5.36:

а — выключатель типа ВМК-35; б — разрез дугогасительной камеры

ных дисков 10. Чтобы разгрузить изоляторы от ударного действия высокого давления, возникающего в камере при отключении выключателя, ее помещают в толстостенный бакелитовый цилиндр 11. Масло находится в верхней части выключателя, его уровень контролируется маслоуказателем 1. Роликовая контактная система 4 обеспечивает токоём с подвижного стержня на неподвижные, которые связаны с нижним внешним выводом на среднем фланце. Верхний вывод делается от колпака 13, на котором имеется маслоналивное отверстие 12 закрытое пробкой.

Разрез дугогасительной камеры встречно-поперечного дутья приведен на рис. 5.36, б. В верхней части камеры на стержне 20 смонтирован контактный вывод 21 и неподвижный розеточный контакт. Его сегменты 14 имеют металлокерамическое покрытие 23 и пружинами 18 поджимаются к контактному стержню при включенном выключателе. Розеточный контакт сверху закрыт металлическим стаканом 19 с отверстием 22 для постепенного выхода газов

после гашения дуги. Цилиндрический корпус 16 камеры навинчивается на стакан. Внутри корпуса пластины 17 и вкладыши 15 образуют комбинированную дугогасительную камеру. Каналы 24 и 25 служат для поперечного дутья при гашении дуги с большими токами. В нижней части камеры при отключении малых токов осуществляется интенсивное продольное дутье при разложении масла в карманах, образованных полостями p в фигурных вкладышах 15 из изоляционного газогенерирующего материала. После отключения тока карманы и полость камеры вновь заполняются маслом, поступающим через отверстие 26 для прохода подвижного контакта, а также через каналы 24 и 25.

Выключатель ВМК-27,5, применяемый в тяговых сетях однофазного переменного тока, имеет аналогичную конструкцию и принцип гашения дуги, но состоит из одной колонки. Основанием выключателя служит шкаф привода.

Большинство выключателей типа ВМК относится к числу быстродействующих, хотя некоторые имеют полное время отключения 0,1–0,11 с.

Выключатель ВМУЭ-35Б-25/1250 УХЛ 1 (выключатель маломасляный унифицированный с электромагнитным приводом) на напряжение 35 кВ, номинальный ток отключения 25 кА, номинальный ток 1250 А для умеренного и холодного климата и наружной установки.

Конструкция имеет много общего с выключателем ВМК-35. Три полюса выключателя устанавливаются на сварной раме, закрытой со всех сторон. Внутри рамы находится приводной механизм. В центральной части рамы, ниже приводного механизма, установлен электромагнитный привод.

Полюс выключателя представляет собой колонку (см. рис. 5.36, а) фарфоровых, армированных металлическими фланцами изоляторов: нижнего — опорного; верхнего — камерного (с дугогасительной камерой внутри). Наверху камерного изолятора установлен колпак с указателем уровня масла. Между изоляторами установлен промежуточный фланец с токовым выводом, на котором крепятся направляющие стержни, придающие вертикальность движению подвижного контакта. Токоотвод от подвижного контактного стержня осуществляется через роликовый токосъем на вывод промежуточного фланца. Между колпаком и камерным изолятором установлен верхний фланец со вторым токовым выводом. На верхнем фланце смонтирован неподвижный розеточный контакт и ду-

гогасительная камера, заключенная в стеклоэпоксидный цилиндр с окнами для выхода газов, образующихся при гашении дуги. Подвижный контактный стержень связан с приводным механизмом выключателя изоляционной тягой.

Выключатель ВМУЭ-27,5 применяется в тяговых сетях однофазного переменного тока, конструктивно схож с выключателем ВМК-27,5.

Выключатели серии ВМУЭ относятся к быстродействующим, имеют собственное время отключения 0,05 с, а полное — 0,075 с. Они предназначались для замены выключателей серий МКП-35, ВМО и ВМК.

Выключатель ВМТ-110 на напряжение 110 кВ с токоотводом специальной конструкции относится к числу маломасляных. Его внедрение позволяет прекратить производство многообъемных выключателей типов МКП-110 и У-110.

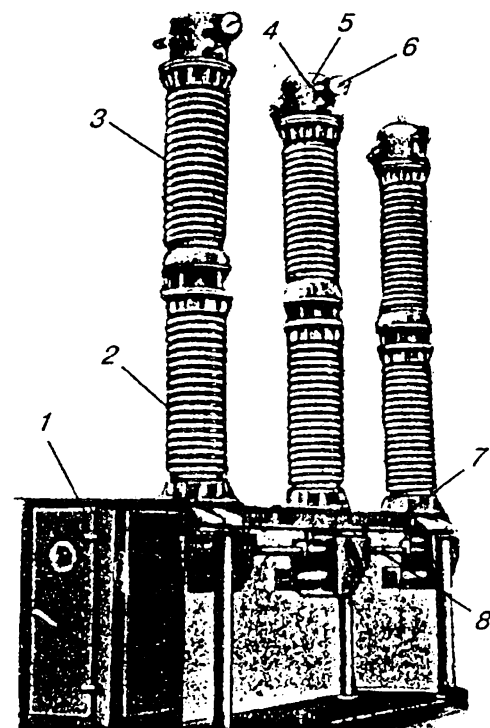


Рис. 5.37. Внешний вид выключателя типа ВМТ-110

На рис. 5.37 показан общий вид выключателя ВМТ-110. Выключатель состоит из стальной рамы 7, на которой установлены три фарфоровые колонны. Нижняя часть каждой колонны представляет собой полный опорный изолятор 2, внутри которого размещены стеклопластиковые тяги для передачи движения от привода 1 через механизм управления 8 к системе управления подвижным контактом. Верхняя часть колонны, заполненная трансформаторным маслом, представляет собой дугогасительное устройство 3. Уровень масла контролируется с помощью маслоуказателя 4. Рядом с

ним на колпаке 5 каждого полюса располагается манометр 6 для контроля избыточного давления в дугогасительном устройстве. Дугогасительное устройство заполнено сжатым азотом, которое обеспечивает избыточное давление, способствующее поддержанию высокой электрической прочности межконтактного промежутка, повышению износостойкости контактов и сохранению высокого уровня внутренней изоляции вне зависимости от внешних атмосферных условий. Избыточное давление создается перед пуском выключателя в эксплуатацию и, благодаря надежной герметизации, сохраняется в выключателе вплоть до очередной ревизии.

Дугогасительное устройство (рис. 5.38) состоит из дугогасительной камеры 2 неподвижного контакта 4, колпака 8, токопровода 5 с подвижным контактом 1. Камера помещена внутри установленного на токоотводе стеклопластикового цилиндра 12, защищающего фарфоровый корпус 3 от воздействия давления, возникающего при гашении дуги. На колпаке 8 установлены маслоуказатель 6 и манометр 7, а внутри над уровнем масла находится буферная полость 9. Для скрепления металлических частей используются шпильки с гайками 10, а для герметизации — уплотняющее кольцо 11. Снизу дугогасительное устройство закрывается колодкой 13 с центральным отверстием для подвижного контакта.

На рис. 5.39 на разрезе нижней части колонны показана система управления подвижным контактом 7. В процессе включения выключателя тяга 2 привода перемещается влево, поворачивая

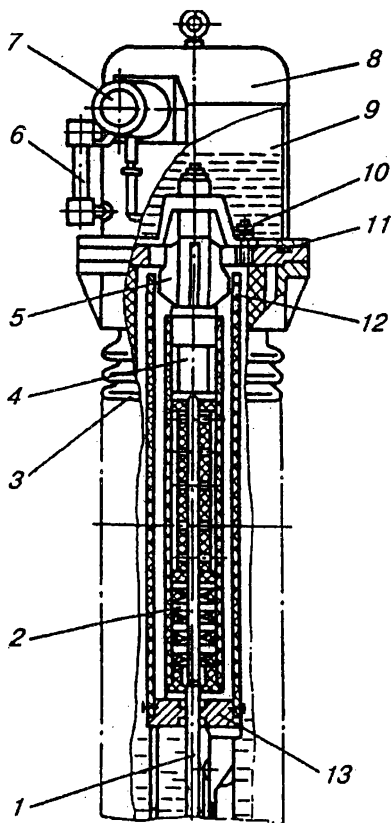


Рис. 5.38. Дугогасительное устройство выключателя ВМТ-110

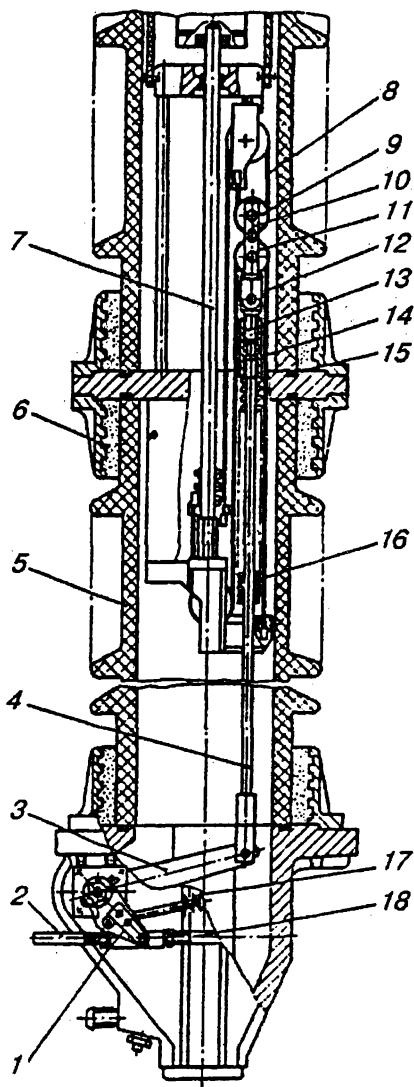


Рис. 5.39. Система управления подвижным контактом выключателя ВМТ-110

рычаг 1 вместе с валом и внутренним рычагом 3 по часовой стрелке. Соединительная изоляционная тяга 4 с рычагом 3 увлекает вниз подвижную колодку 10 с роликами 9 и 11. При этом ролик 9 тянет трос 8 и, перемещая подвижный контакт 7 вверх, включает выключатель. Ход подвижного контакта двукратно увеличивается по сравнению с ходом изоляционной тяги 4. Колодка 10 связана с тягой 4 серьгой 13 и резьбовой муфтой 14, создающей необходимое натяжение тросов. При включении сжимаются отключающие пружины 16 и 17. Одновременно точно также происходит включение во втором полюсе при перемещении тяги 18 вместе с тягой 2.

При отключении в приводе освобождается защелка, удерживающая выключатель во включенном положении. Под действием отключающих пружин 16 и 17 подвижная колодка 10 перемещается вместе с роликами 9 и 11 вверх. Ролик 11 через трос 12 перемещает подвижный контакт 7 вниз, в отключенное положение.

Верхний и нижний 5 фарфоровые изоляторы имеют фланцевое соединение с токоотводом, расположенным меж-

ду ними. Крепление фланцев к изоляторам осуществляется с помощью цементной мастики 6, а для герметизации соединения используется кольцо 15.

Дугогасительная камера встречно-поперечного дутья (рис. 5.40) представляет собой изоляционный цилиндр 2, плотно охватывающий фигурные вкладыши 15 из дугостойкого фторопласта, образующие зоны выхлопа 4, горизонтальные дутьевые щели 6 и центральное отверстие 3 для прохождения подвижного контакта 7 к находящемуся в камере неподвижному контакту 8. Напротив дутьевых щелей в изоляционном цилиндре 2 выполнены окна 9. В нижней части камеры изоляционными вкладышами 1 образованы масляные карманы для гашения малых и средних токов.

Выключатель ВМТ-110 относится к быстродействующим, его собственное время отключения составляет $0,03 \pm 0,035$ с, а полное — $0,05 \pm 0,06$ с.

5.12. ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

Рассмотренные масляные выключатели имеют целый ряд недостатков, связанных с использованием трансформаторного масла:

- весьма ограниченное количество коммутационных операций между сменами масла, которое при отключениях быстро загрязняется продуктами разложения;

- взрыво- и пожароопасность выключателей;

- загрязнения, связанные с неизбежными разливами масла;

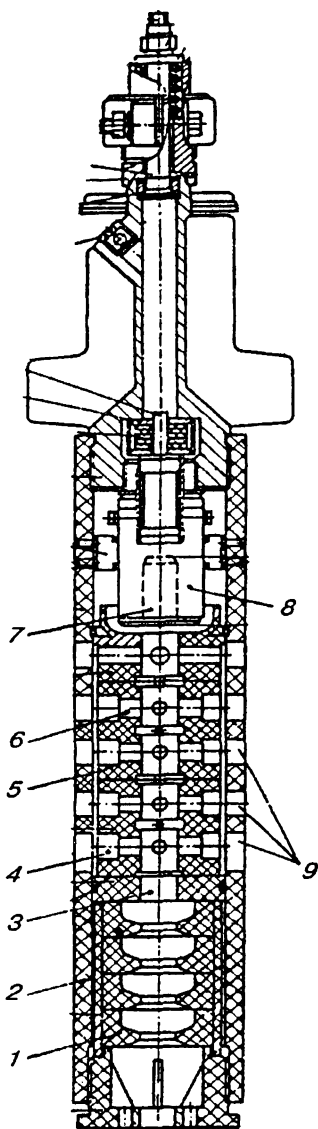


Рис. 5.40. Дугогасительная камера выключателя ВМТ-

110

— расходы, связанные со сменой и восстановлением масла.

Эти недостатки отсутствуют у выключателей с электромагнитным гашением дуги в воздушной среде специальных дугогасительных камер (рис. 5.41) щелевого типа.

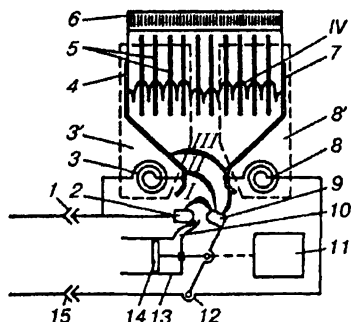


Рис. 5.41. Камера электромагнитного выключателя

Камера изготавливается из жаростойкой керамики. На стенки камеры накладываются с двух сторон боковые щеки 8, являющиеся магнитными полюсами. Внутри камеры находятся поперечные перегородки 5 с клиновидными вырезами в нижней части. На выхлопной части камеры находится деионная решетка 6 из большого числа металлических пластин, изолированных друг от друга. На их поверхности происходит рекомбинация и охлаждение горячей ионизированной плазмы дуги, за пределы выбрасывается уже охлажденная, малоионизированная плазма.

При отключении выключателя привод 11 воздействует на подвижную систему, вращает контакт 9 вокруг оси 12. Между контактами 2 и 9 возникает дуга (позиция I), которая перемещается вверх в камеру. Постепенно удлиняясь, петля дуги приближается к левому направляющему рогу 4 и переходит на него (позиция II). В цепь тока включается левая катушка магнитного дутья 3, которая под действием проходящего по ней тока создает магнитное поле. По его действию дуга еще больше растягивается и касается правого рога 7 (позиция III), вводя в цепь вторую катушку магнитного дутья 3 с магнитными полюсами 8. По действию мощного магнитного поля дуга перемещается вверх между рогами 4 и 7, обходя поперечные перегородки (позиция IV), приобретает зигзагообразную форму. Таким образом, растяжение дуги происходит как в вертикальном, так в горизонтальном направлениях, при этом идет интенсивное охлаждение дуги за счет отдачи тепла поперечным перегородкам. Благодаря этому, сопротивление дуги увеличивается и при очередном переходе тока через нуль дуга гаснет.

При отключении малых токов (до 1000 А) напряженность магнитного поля, создаваемого катушками 3, весьма мала и не может обеспечить быстрое втягивание дуги в камеру, и она может дли-

тельно гореть между контактами 2 и 9. Для исключения этого применяется система поддува, состоящая из цилиндра 13, в котором при отключении подвижного контакта 9 перемещается связанный с ним поршень 14. Сжатый поршнем воздух по трубке обдува 10 поступает в зону горения дуги, создавая поперечное воздушное дутье. Разъемные контакты 1 и 15 пальцевого или розеточного типов служат для размыкания цепи при выкатывании выключателя из высоковольтного шкафа.

На рис. 5.42 показан выключатель типа ВЭ-10-1600-20УЗ (выключатель электромагнитный на напряжение 10кВ, ток 1600 А и номинальный ток отключения 20 кА, для умеренного климата, внутренней установки). Выключатель состоит из сварного основания 4 на выкатной тележке, привода 3, дутьевого устройства 5 с

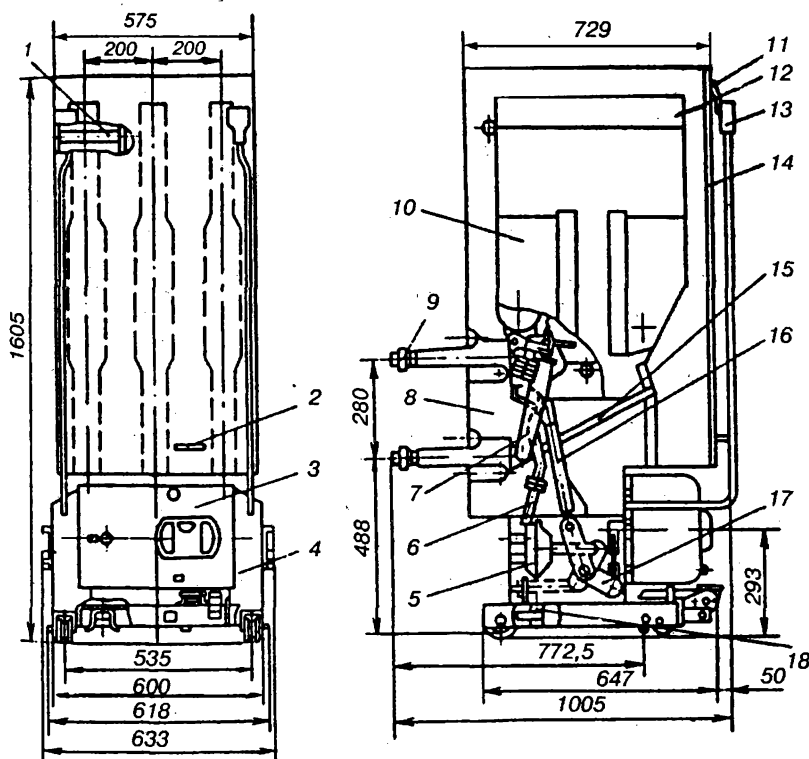


Рис. 5.42. Выключатель электромагнитный типа ВЭ-10

трубкой 6. На основании 4 установлены три полюса 8 выключателя. Подвижный контакт 7 через изоляционную тягу 16 механически связан с валом выключателя 17. Главные верхние 9 и нижние контакты розеточного типа (у выключателей на номинальный ток до 2500 А, на более высокие токи контакты пальцевого типа). Они крепятся на токоведущих стержнях, заармированных в проходные изоляторы из эпоксидной смолы. С другой стороны токоведущих стержней закреплены неподвижный и подвижный 7 контакты выключателя, над которыми располагаются дугогасительные камеры 10 с деионными решетками 12. На фасадной перегородке 14 скобой 11 крепится штепсельный разъем 13 низковольтных цепей управления и сигнализации и ручка 2 для выкатывания выключателя из шкафа. На раме тележки расположен контакт заземления 18.

Для изоляции полюсов друг от друга и выхлопных газов от металлических частей высоковольтного шкафа служат кожух, состоящий из трех изоляционных коробов, соединенных между собой. С фасадной стороны кожух устанавливается перегородка 14 из листовой стали. На выключателе кожух фиксируется распорками 1 и болтами, а в нижней части упирается в основание.

Выключатель имеет значительный коммутационный ресурс. Допустимое число включений и отключений токов, не превышающих номинального: сто — в сутки; двадцать — в час. Максимально допустимое число отключений номинальных токов для разных выключателей составляет от 5000 до 10000. Собственное время отключения выключателя не превышает 0,05 с, полное — 0,065 с.

5.13. ВАКУУМНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

Теоретически и практически доказано, что самый простой способ гашения электрической дуги в вакууме, где отсутствует среда, проводящая электрический ток. Вакуумные выключатели более просты в эксплуатации, чем масляные или электромагнитные и, благодаря своим преимуществам, постепенно вытесняют их.

Основные преимущества вакуумных выключателей:

- отсутствие необходимости в замене и пополнении масла;
- высокая износостойкость при отключении как номинальных токов, так и токов КЗ;
- простота эксплуатации, снижение эксплуатационных затрат;
- бесшумность, чистота, удобство обслуживания, обусловленные отсутствием внешних эффектов и выделений при отключении токов КЗ;

- сравнительно малые габариты и масса выключателей, небольшие динамические воздействия на конструкции при работе;
- легкая замена вакуумной дугогасительной камеры (ВДК) и ее произвольное положение при конструировании выключателя;
- высокое быстродействие выключателя;
- отсутствие загрязнения окружающей среды.

К недостаткам можно отнести:

- трудность при создании и изготовлении, связанная со сложностью вакуумного производства;
- большие капитальные вложения, необходимые для осуществления технологии производства, и отсюда — высокая стоимость;
- возможность коммутационных перенапряжений при отключении малых индуктивных токов;
- склонность материалов контактов к сварке в условиях глубокого вакуума.

Основой вакуумного выключателя является вакуумная дугогасительная камера (ВДК). ВДК (рис. 5.43) типа КДВ-10-1600-20УХЛ2 расшифровывается следующим образом: камера дугогасительная вакуумная на номинальное напряжение 10 кВ, номинальный ток — 1600 А, номинальный ток отключения — 20 кА, для умеренного и холодного климата и эксплуатации в закрытых шкафах. ВДК имеет стеклокерамическую оболочку 1, состоящую из двух секций изоляторов, соединенных между собой металлической прокладкой 2 и вакуумно-плотно приваренных к фланцам 6. Внутри камеры создается вакуум порядка $1,33 \cdot 10^{-4}$ Па (10^{-6} мм р.ст.). Контактная система торцевого типа состоит из контактов 11 и дугогасящих электродов 10, спаянных с медными стержнями вводов, один из которых — неподвижный 12, второй — подвижный 3 и соединен с фланцем 6 через сильфон 5 — гофрированную трубку из нержавеющей стали. Контакты имеют вид полых

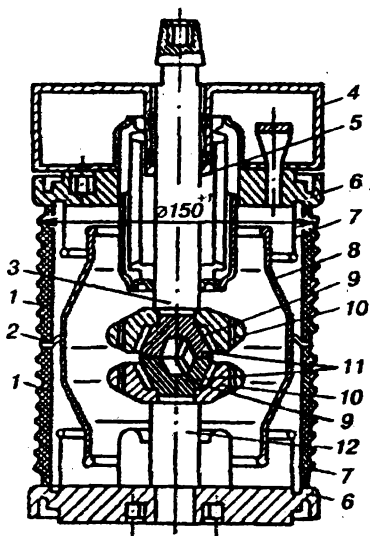


Рис. 5.43. Вакуумная дугогасительная камера

усеченных конусов с радиальными прорезами. Дугогасящие электроды 10 представляют собой диски, разрезанные спиральными прорезами на три сектора каждый. Направление спиралей в противолежащих электродах встречно. Между контактами и дугогасящими электродами имеется зазор 9. Форма контактов задает такой путь тока, при котором на лугу, возникающую при размыкании цепи действует радиальное электродинамическое усилие, заставляющее дугу перемещаться на дугогасящие электроды. Радиальные прорезы в контактах и зазор между контактами и дугогасящими электродами увеличивают плотность тока в контактах и, следовательно, радиальное электродинамическое усилие, действующее на дугу. Вместе с тем контакты имеют небольшое активное сопротивление и способны пропускать большие рабочие токи. Секторы в противолежащих дугогасящих электродах образуют три пары рельсов, по которым дуга перемещается, переходя с одной пары рельсов на другую, до погасания при переходе тока через нуль. Перемещение дуги на периферию обеспечивает защиту контактной поверхности от износа и потери формы.

Нормальные контакты под действием атмосферного давления на подвижный контакт через сильфон 5 замкнуты. Для размыкания их к стержню 3 прикладывается усилие отключающей пружины выключателя, под действием которого гофры сильфона сжимаются и подвижный контакт отрывается от неподвижного, перемещаясь вверх. При этом на месте последней контактной точки образуется расплавленный металлический мостик, из которого идет интенсивное испарение металла. Давление внутри дуги существенно выше, чем в разряженном окружающем ее пространстве, поэтому пары металла распространяются по всему объему камеры. Это приводит к резкому уменьшению проводимости канала дуги и ее гашению.

Для защиты оболочки 1 камеры от частичек металла, распыляемых дугой при отключении, применяется экранная система. Экраны 7 приварены к фланцам и находятся под их потенциалами. Экран 8 закреплен на прокладке 2, изолирован от фланцев и является беспотенциальным. На нем и осаждаются основная часть паров металла, а изоляционная поверхность оболочки остается чистой. Внешняя поверхность оболочки имеет ребра для увеличения пути тока утечки по изоляции при попадании паров влаги ("выпадении росы"). Камера снабжена направляющей 4 из силумина, внутри которой перемещается контактный стержень 3. Из-за высоких изоляционных свойств вакуума ход подвижного контакта невелик и составляет 12 мм.

Вакуумный выключатель ВВЭ-10 на напряжение 10 кВ с электромагнитным приводом показан на рис. 5.44. В полюсах 8 выключателя применяются вакуумные камеры 7 типа КДВ-10-1600-20. На основании 1 крепится рама 2 тележки с катками для перемещения выключателя и располагается заземляющий контакт 3. Электромагнитный привод 13, закрытый крышкой 12, механически связан с валом 16 выключателя, к рычагам которого шарнирно крепятся изоляционные тяги 6. Вал 16 установлен на двух шарико-подшипниках 4. Механизм блокировки 14 обеспечивает местное ручное отключение, исключает возможность включения выключателя в промежуточном незафиксированном фиксатором 17 положении при его выкатывании или вкатывании в шкаф. Блок контактов сигнализации состоит из восьми контактов типа БКМ-1 и связан механически с валом выключателя. Его контакты предназначены для использования в схемах управления, сигнализации и защиты.

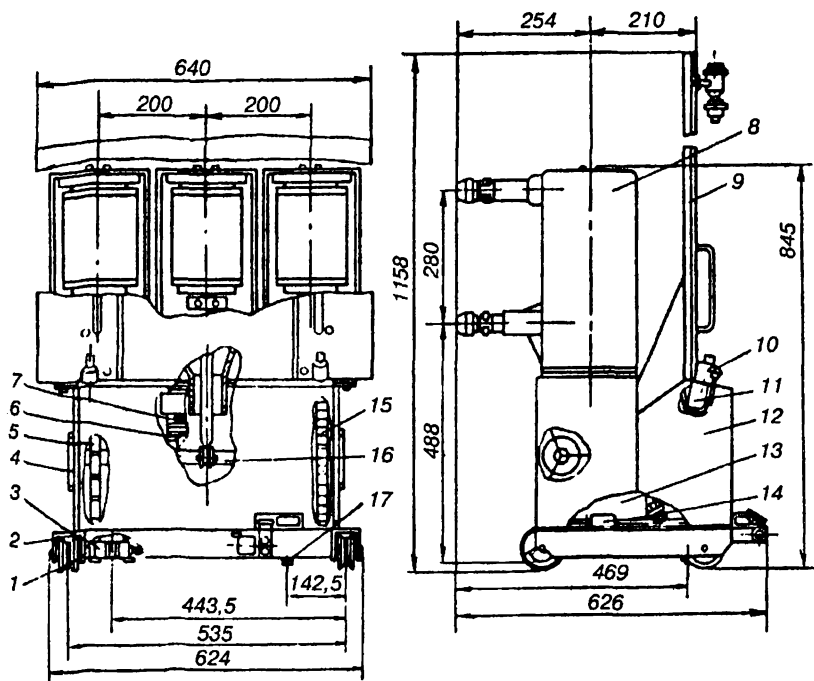


Рис. 5.44. Вакуумный выключатель типа ВВЭ-10

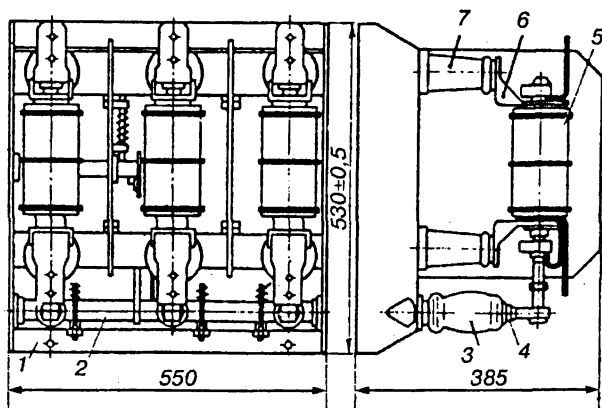


Рис. 5.46. Вакуумный выключатель типа ВВВ-10

тяг и рычагов связан с приводом. На валу 2 закреплены три изолятора-рычага 3, связанные болтами-тягами 4 с элементами дожатия выводов подвижных контактов ВДК каждого полюса. Верхний вывод каждой ВДК жестко связан с шиной, нижние шины с помощью гибкой связи соединены с подвижным контактом ВДК.

Выключатели ВВВ-10 допускают 50000 циклов включения и отключения. Высокая механическая износоустойчивость этих выключателей, простота в обслуживании и малые габариты обуславливают перспективность их применения в устройствах железнодорожной энергетики напряжением 6–10 кВ.

Вакуумные выключатели колонкового типа находят все большее применение в электроустановках напряжением 35 кВ (трехфазные) и 27,5 кВ (однофазные).

На рис. 5.47 дан общий вид **выключателя ВВН-27,5-20/1600 УХЛ1** (вакуумный быстродействующий наружной установки) на напряжение 27,5 кВ, номинальный ток отключения 20 кА и номинальный ток 1600 А для районов с умеренным и холодным климатом.

На раме 1 закреплен привод 2, на крышке 6 его шкафа 7 установлен полюс выключателя, состоящий из полого опорного изолятора 4 и фарфоровой покрывки 3. Внутри покрывки 3 размещена вакуумная дугогасительная камера, контакты которой присоединены к токоотводам 5. Кольца 8 служат для подъема выключателя при транспортировке, монтаже и ремонте. Снизу шкафа привода расположены кабельные муфты 9 для введения кабелей цепей пита-

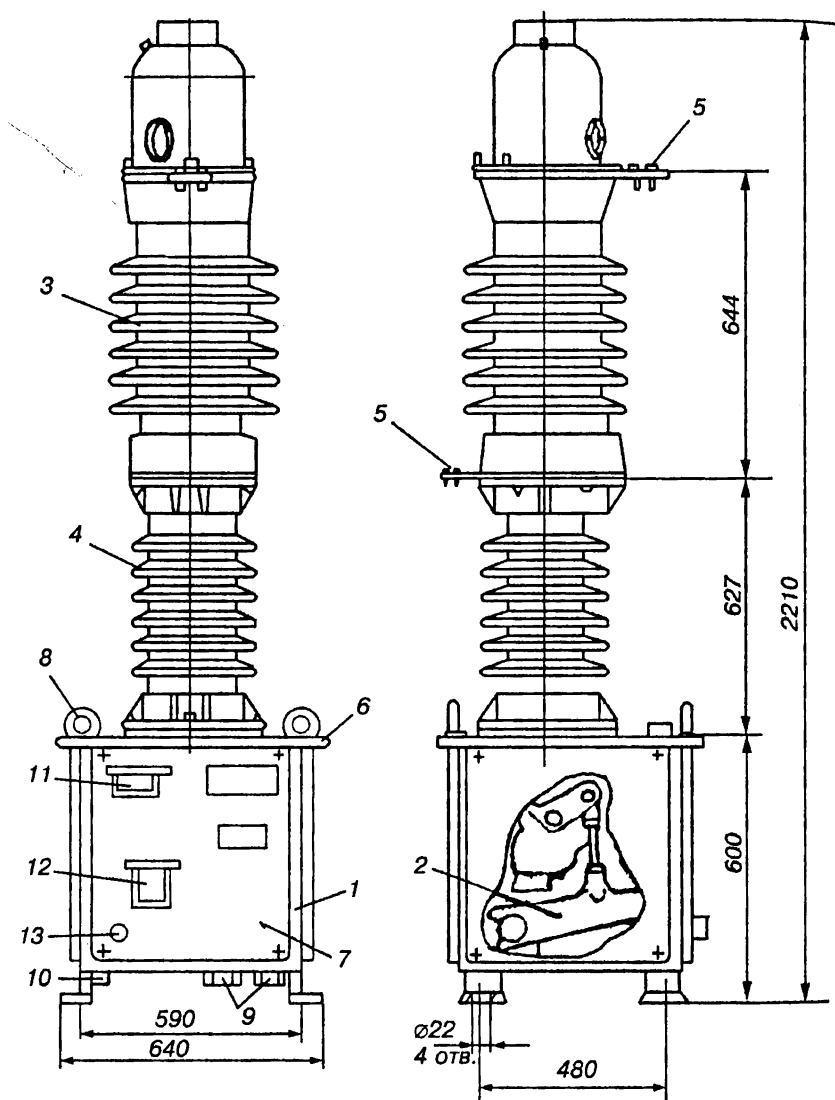


Рис. 5.47. Вакуумный выключатель типа ВВН-27,5

ния, управления и сигнализации. Выключатель имеет указатель включенного и отключенного положения 12, счетчик числа циклов работы выключателя 11, кнопку ручного отключения 13. На раме находится болт заземления 10.

На разрезе полюса выключателя (рис. 5.48) показана дугогасительная камера 3 типа КДВ-35-25/1600 УХЛ2 на номинальное напряжение 35 кВ и номинальный ток отключения 25 кА. Конструкция и принцип работы камеры схожи с камерой на 10 кВ (см. рис. 5.43). Внутри опорного изолятора 1 проходит изоляционная тяга 4, соединяющая подвижный контакт 5 камеры с рычагом 6 на оси 8 механизма 7 полюса, предназначенного для передачи движения от привода к подвижному контакту камеры. Масляный буфер 18, в который упирается рычаг 6 при отключении выключателя, поглощает избыточную энергию подвижных частей полюса в конце хода отключения. Вилка 9 позволяет регулировать длину тяги 4. Опорный изолятор 1 и покрывка 2 армированы фланцами 10 и 15 из алюминиевого сплава. Камера 3 закреплена на фланце 10. Электрическая прочность наружной изоляции вакуумной камеры обеспечивается за счет заполнения полюса трансформаторным маслом. На фланце 11 установлен колпак 12 с маслоуказателем 13 и болтом 14, закрывающим отверстие для залива масла вручную. Штуцер фланца 16 имеет отверстие для слива масла вручную.

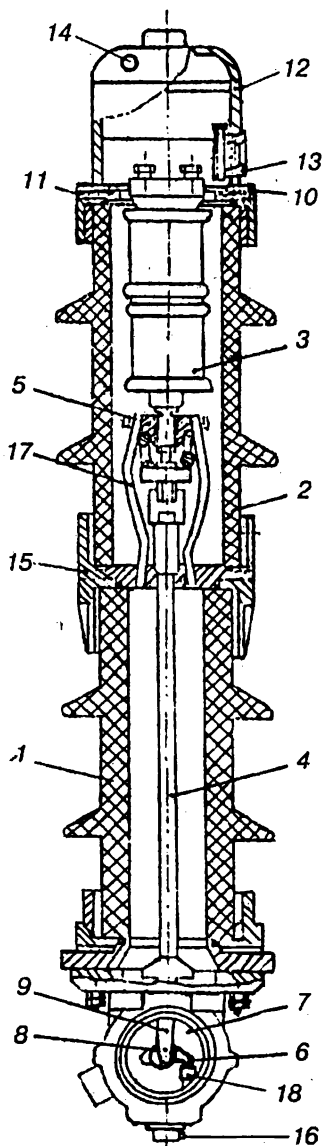


Рис. 5.48. Разрез полюса выключателя ВБН-27,5

и, в то же время, позволяет сливать и заливать масло под давлением при помощи насоса. На время слива и залива масла болт 14 должен быть вывернут для свободной циркуляции воздуха. Гибкие связи 17 обеспечивают соединение подвижного контакта 5 с тоководом 5 (рис. 5.47)

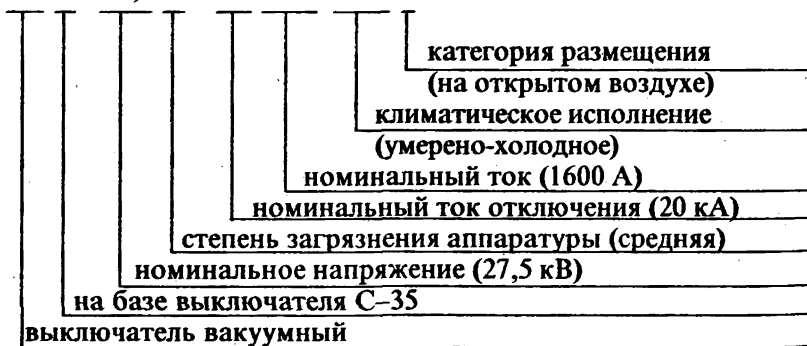
Выключатель имеет значительный коммутационный ресурс. Допустимое число включений и отключений при номинальном токе составляет 20000. Собственное время отключения выключателя не превышает 0,06 с, полное — 0,08 с.

Результатом дальнейшей работы по совершенствованию вакуумных выключателей, предназначенных для ОРУ тяговых подстанций электрических железных дорог переменного тока стали вакуумные выключатели серии ВВС со встроенными трансформаторами тока.

Для фидеров контактной сети выпускаются однофазные выключатели типа ВВС–27,5, для других присоединений — трехфазные выключатели типа ВВС–35. Общий вид блока фидера контактной сети с вакуумным выключателем ВВС–27,5 II–20/1600 УХЛ1 приведен на рис. 8.35

Расшифровка вакуумного выключателя:

В В С – 27,5 II – 20/ 1600 УХЛ 1



Технические данные выключателей серии ВВС приведены в табл. 5.2.

Как видно из вышесказанного, вакуумные выключатели отвечают всем требованиям, перечисленным в параграфе 5.9. Весьма вероятно, что в ближайшем будущем по мере выработки выключателями разных типов своего ресурса, они будут заменяться вакуумными.

Технические характеристики выключателей серии ВВС

| Наименование характеристики | ВВС-27,5 | ВВС-35 |
|------------------------------------------------|-----------|------------|
| Номинальное напряжение, кВ | 27,5 | 35 |
| Номинальный ток, А | 630; | 1000; 1600 |
| Номинальный ток отключения, кА | 20 | |
| Ток электродинамической стойкости, кА | 52 | |
| Ток термической стойкости, кА | 20 | |
| Время протекания тока термической стойкости, с | 3 | |
| Вид изоляции | воздушная | |

5.14. ВОЗДУШНЫЕ И ЭЛЕГАЗОВЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

В воздушных выключателях дугогасительной средой является сжатый воздух, подаваемый в зону горения дуги струей под давлением 2–4 МПа в момент расхождения контактов выключателя. Сжатый воздух как дугогасящая среда обладает высокими качествами. Его электрическая прочность сильно возрастает с увеличением давления, однако, она снижается в потоке воздуха при гашении дуги.

Дугогасительные устройства выключателей бывают с одним или несколькими разрывами цепи на фазу, с продольным или поперечным дутьем сжатым воздухом. На рис. 5.49 схематично показана

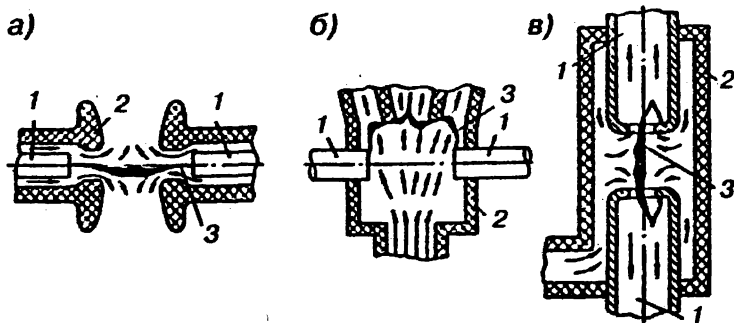


Рис. 5.49. Дугогасительные камеры воздушных выключателей

ны основные типы гасительных камер: на рис. 5.49, *а* — камера с продольным двусторонним дутьем; на рис. 5.49, *б* — с поперечным дутьем; на рис. 5.49, *в* — с продольно-радиальным дутьем.

При отключении выключателя (см. рис. 5.49, *а*) под действием сжатого воздуха контакты 1 расходятся на необходимое для гашения дуги 3 расстояние и одновременно возникает интенсивное дутье. Поток воздуха внутри трубчатых изоляторов удаляет из дугового промежутка продукты горения дуги, представляющие собой хорошо проводящую среду. Их место занимает свежий неионизированный воздух, обладающий высокой электрической прочностью. При прохождении тока через нуль дуга гаснет.

В камере поперечного дутья (см. рис. 5.49, *б*) поток воздуха направлен поперек контактов 1 и дуга 3 вытесняется из межконтактного промежутка в отдельные отсеки камеры и растягивается в зигзагообразную линию. Камеры поперечного дутья 2 применяются в выключателях до 20 кВ.

На рис. 5.49, *в* показана камера 2 с продольным и частично радиальным дутьем, возникающим при проникновении воздушного потока внутрь трубчатого контакта 1. При этом поток воздуха сдувает дугу 3 с торцов трубчатого контакта внутрь, где она растягивается и гасится. Камеры такого типа применяются в выключателях 35–500 кВ.

После погасания электрической дуги подача сжатого воздуха прекращается, в камере восстанавливается атмосферное давление, а вместе с этим резко падает электрическая прочность дугового промежутка. Таким образом, если между контактами появляется воздух при атмосферном давлении, то электрическая прочность его оказывается недостаточной, что может вызвать пробой межконтактного промежутка и зажигание дуги. Поэтому в воздушных выключателях последовательно с дугогасительными контактами вводится специальный отделитель, который служит для создания необходимого изоляционного промежутка при отключенном положении выключателя. Отделитель в гашении дуги участия не принимает, так как к моменту его размыкания дуга уже погашена в дугогасительной камере. Отделитель может быть выполнен внутренний, как часть контактной системы выключателя, и внешний — в виде рубящего ножа, который размыкается сразу после гашения дуги.

Воздушные выключатели в железнодорожных электроустановках практически не применяются, так как их установка требует создания специального компрессорного и пневматического хозяй-

ства. В последнее время идет процесс замены части воздушных выключателей, где они используются, элегазовыми.

Элегазовые выключатели наряду с вакуумными рассматриваются как наиболее перспективные особенно на напряжение 110 и 220 кВ.

Элегаз (SF_6 — шестифтористая сера) представляет собой инертный газ, плотность которого превышает в 5 раз плотность воздуха. Электрическая прочность элегаза в 2–3 раза превышает прочность воздуха. При давлении 0,2 МПа его электрическая прочность сравнима с прочностью трансформаторного масла. При атмосферном давлении в элегазе может быть погашена дуга с током, превышающим в 100 раз ток, отключаемый в воздухе при тех же условиях.

Элегаз является "электроотрицательным" газом. Его молекулы обладают способностью захватывать электроны. При этом образуются малоподвижные, тяжелые отрицательные ионы, которые медленно передвигаются в электрическом поле. Такая способность элегаза объясняется его химическими свойствами. Потеря электронов делает дугу неустойчивой, и она легко гаснет. В струе элегаза, то есть при газовом дутье, поглощение электронов из дугового столба происходит еще более интенсивно. Высокая диэлектрическая прочность элегаза обеспечивает требуемую степень изоляции при минимальных расстояниях.

В элегазовых выключателях применяют автопневматические дугогасительные устройства, в которых газ в процессе отключения сжимается поршневым устройством и направляется в зону дуги. Элегаз достаточно дорог, поэтому гашение дуги в его струе с выхлопом в атмосферу нерентабельно. Элегазовый выключатель представляет собой замкнутую систему без выброса газа наружу.

Принципиальная схема дугогасительного устройства элегазового выключателя приведена на рис. 5.50. Поршень 1 и трубчатый контакт 2 неподвижны. Цилиндр 3 с соплом 4 из фторопласта и розеточным контактом 5 перемещаются вправо по горизонтали с помощью пневматического привода. Рис. 5.50, а соответствует положению "включено" (контакты 2 и 5 замкнуты). При перемещении цилиндра (рис. 5.50, б) газ в полости А сжимается, контакты размыкаются, между ними возникает дуга. При выходе электрода 6 подвижного контакта из внутренней полости трубчатого контакта 2 в нее устремляется газ (начальная фаза процесса отключения). Если отключаемый ток мал (порядка нескольких десятков ампер), поток газа через внутреннюю полость контакта 2 достаточен, чтобы пога-

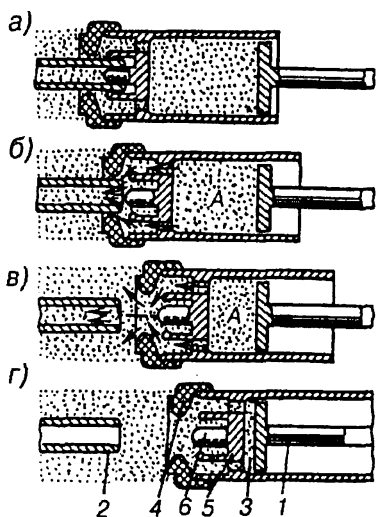


Рис. 5.50. Дугогасительное устройство элегазового выключателя

силь дугу при относительно небольшой ее длине в течении 0,01 с. При отключении тока КЗ гашение дуги происходит при выходе контакта 2 из сопла 4 (рис. 5.50, в), когда вследствие увеличения давления газа в полости А, создается его сильный поток сквозь столб дуги (продольно-радиальное дутье) и она гаснет (конечная фаза процесса отключения). После остановки цилиндра в крайнем правом положении (рис. 5.50, г) выключатель находится в положении "отключено" до следующего включения.

Таким образом, в элегазовых выключателях использован тот же принцип обдува дуги, что и в воздушных выключателях (рис. 5.49). Однако там движение воздуха было очень интенсивным и созда-

валось в результате его предварительного сжатия перед выхлопом в атмосферу. Здесь же дутье относительно слабое, осуществляется в замкнутом пространстве и создается движением подвижного контакта (автопневматическое дутье).

5.15. РАЗЪЕДИНИТЕЛИ

Общие сведения. Разъединители — коммутационные аппараты, предназначенные для замыкания и размыкания предварительно обесточенных высоковольтных цепей с целью создания видимого разрыва цепи при производстве работ со снятием напряжения.

Разъединители не имеют устройств для гашения дуги и поэтому не допускается отключение ими цепи под нагрузкой, так как это может привести к возникновению между контактами устойчивой дуги. Отключению разъединителей должно предшествовать отключение цепи выключателем. При включении цепи первыми включаются разъединители, потом — выключатели.

В соответствии с "Правилами эксплуатации электроустановок потребителей" разрешается отключение и включение разъединителями:

- нейтралей силовых трансформаторов напряжением 110–220 кВ;
- заземляющих дугогасящих реакторов напряжением 6–35 кВ при отсутствии в сети замыкания на землю;
- намагничивающего тока силовых трансформаторов напряжением 6–220 кВ;
- зарядного тока и тока замыкания на землю (не КЗ) воздушных и кабельных линий электропередачи;
- зарядного тока систем шин, а также зарядного тока присоединений с соблюдением требований нормативно-технических документов (НТД) питающей энергосистемы;
- уравнивающих токов до 70 А в кольцевых сетях напряжением 6–10 кВ;
- нагрузочного тока до 15 А трехполосным разъединителем наружной установки при напряжении 10 кВ и ниже.

Допустимые значения отключаемых и включаемых разъединителями токов должны быть определены НТД питающей энергосистемы.

Разъединители изготавливают для внутренней и наружной установки, трехполосные — для всех напряжений, однополосные — до 10 кВ. По конструктивному исполнению различают разъединители вертикально-рубящего типа, у которых ножи поворачиваются в вертикальной плоскости перпендикулярно основанию, и горизонтально-поворотного, у которых ножи поворачиваются в горизонтальной плоскости параллельно основанию.

Разъединители внутренней установки выпускаются на напряжение до 10 кВ включительно. Это, как правило, разъединители вертикально-рубящего типа в одно- и трехфазном исполнении.

Разъединитель РВ-10/630-УЗ (разъединитель высоковольтный) на напряжение 10 кВ и номинальный ток 630 А для умеренного климата и внутренней установки показан на рис. 5.51. Он состоит из шести опорных изоляторов 9, установленных на раме 1. На изоляторах закреплены

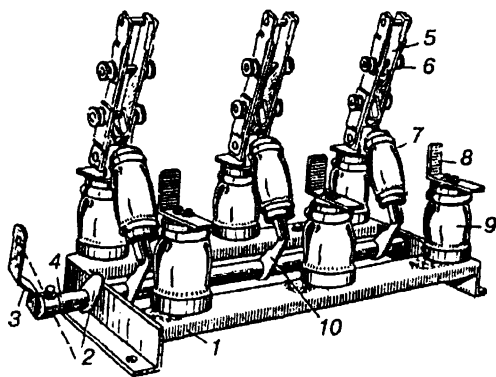


Рис. 5.51. Разъединитель типа РВ-10

г-образные стойки, которые с одной стороны являются неподвижными контактами 8, с другой служат для шарнирного крепления ножей подвижных контактов 5. Для обеспечения необходимого контактного нажатия на контактные медные полосы ножей снаружи накладываются стальные плоские пружины 6. Движение подвижных контактов 5 осуществляют посредством фарфоровых изолирующих тяг 7, соединяющих контакты с рычагами 10 на валу 4 разъединителя. Рычаг 3, закрепленный на торцевой части вала 4 перемещается усилием оператора в стороны неподвижных контактов при включении. Упор 2 служит для ограничения угла поворота вала после включения разъединителя.

Разъединитель РВК-10-2000-УХЛЗ (разъединитель высоковольтный коробчатый) на напряжение 10 кВ и номинальный ток

2000 А для эксплуатации в условиях умеренного и холодного климата в закрытых электроустановках. Он имеет основание (рис. 5.52) из профильной стали 1, на котором установлены опорные изоляторы 12, служащие для крепления неподвижных контактов 4 и 10. Последние выполнены в виде коробчатых с установленными внутри чугунными контактодержателями 11. Подвижный контакт (ножи 8) поворачивается на оси 3, прижимаясь к контакту 4 под действием усилия, создаваемого пружиной поджатия 5. Поворот ножей 8 при включении и отключении разъединителя осуществляется фарфоровой тягой 9, связанной с рычагом 13 вала 2. Во включенном положении ножи 8 прижимаются к контакту

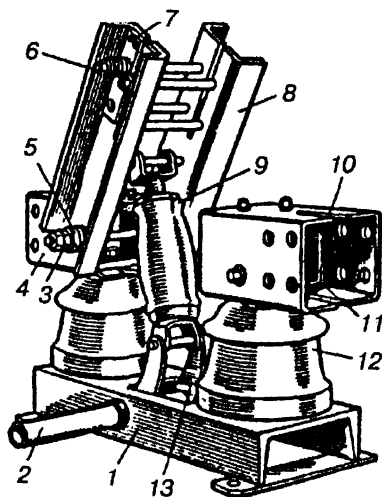


Рис. 5.52 Разъединитель типа РВК-10

10 силами пружин 6 и дополнительными электромагнитными вилами, создаваемыми стальными пластинами 7. При прохождении по ножам 8 тока вокруг них создается магнитное поле. Оно очень сильное снаружи и практически отсутствует внутри между ножами, так как здесь составляющие магнитного потока левого и правого ножей имеют разные направления, вычитаются и существенно

ослабляют суммарный поток. В результате внешнее магнитное поле стремится сблизить ножи, прижимая их к контакту 10. Стальные пластины концентрируют поле вокруг ножей, снижая сопротивление магнитному потоку и тем самым увеличивая силу нажатия в контактах.

Рассмотренная система взаимного расположения подвижных ножей и стальных пластин образует так называемый магнитный замок. Это простой, но эффективный способ увеличения контактного нажатия используется в большинстве разъединителей рубящего типа.

Для получения трехполюсного разъединителя валы отдельных полюсов соединяют между собой муфтами.

Разъединитель РВР-10-

1000 (разъединитель внутренней установки, рубящий) на напряжение 10 кВ и номинальный ток 1000 А показан на рис. 5.53. Он имеет основание 1 из профильной стали, на котором установлены опорные изоляторы 2, служащие для крепления контактных г-образных стоек. Одна из стоек является неподвижным контактом 3, к другой шарнирно крепится контактный нож 6, вращающийся вокруг оси 8. Включение и отключение разъединителя осуществляется с помощью фарфоровой тяги 5, шарнирно связанной осью 7 с подвижным ножом 6 и осью 11 с рычагом 10 вала 9. Необходи-

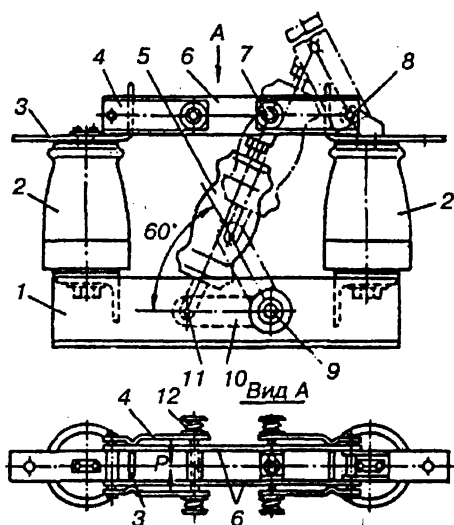


Рис. 5.53. Разъединитель типа РВР-10

димое контактное нажатие создается пружинами 12 и стальными пластинами 4, сжимающими нож в месте его контакта со стойками. Пружины 12 создают постоянное нажатие, на которое накладывается сила P притяжения пластин друг к другу магнитным потоком. Неподвижный контакт и стальные пластины образуют магнитный замок.

Разъединители наружной установки выпускаются на напряжение от 35 до 500 кВ включительно. Наибольшее распространение

5.16. УПРАВЛЕНИЕ ВЫСОКОВОЛЬТНЫМИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯМИ И РАЗЪЕДИНИТЕЛЯМИ

Для управления коммутационными аппаратами применяются приводы, которые служат для включения, удержания во включенном положении и отключения аппарат (выключателя или разъединителя). По способу управления аппаратами приводы делятся на ручные и дистанционные. Первые управляются только вручную, а вторые позволяют обеспечить дистанционное и автоматическое управление аппаратами.

Ручные приводы разъединителей применяются достаточно широко. На рис. 5.55 и 5.56 показаны приводы разъединителей внутренней и наружной установки ПР-2 (привод рычажный второй серии) и ПРН-110 (привод рычажный наружной установки серии 110).

Привод ПР-2 (см. рис. 5.55) состоит из подшипников переднего 6 и заднего 3 с сектором 2. Отверстия в секторе 2 служат для регулировки угла поворота рычагов привода 1 и разъединителя, с которым рычаг 1 связан тягой. Передний и задний подшипники располагаются по обе стороны передней панели ячейки распределительного устройства и стягиваются шпильками 8. Рукоятка управления 4, связанная с сектором 2 шатуном 9, вращается на оси 7.

Фиксатор 5 рукоятки 4 во включенном и отключенном положении представляют собой защелку, которую при переключениях

отводят в сторону, после переключения она под действием пружины заскакивает в отверстие на башмаке рукоятки.

Привод ПРН-110 (см. рис. 5.56) предназначен для управления разъединителями наружной установки на 35 и 110 кВ, не имеющими заземляющих ножей. Он состоит из основания 7 с полкой 6, к которой прикреплена полка 5, служащая подшипником для вала 4, жестко соединенного с рычагом 2. Свободный конец

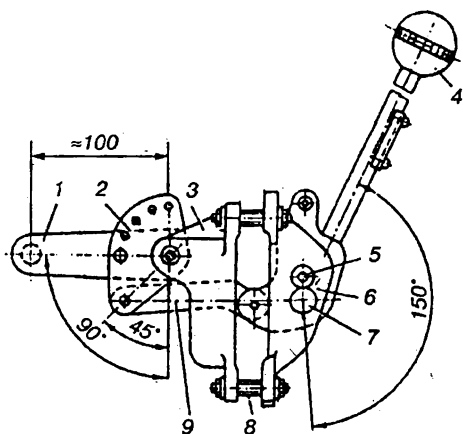


Рис. 5.55. Привод разъединителя типа ПР-2

вала 4 связан с разъединителем трубчатой тягой. Ось вала привода совпадает с осью ведущей колонки разъединителя. Пружинная защелка 1 и чашечки 3 обеспечивают четкую фиксацию привода во включенном и отключенном положениях. В цилиндрическом корпусе 8 расположены блок-контакты, которые переключаются одновременно с разъединителем при повороте рычага 2.

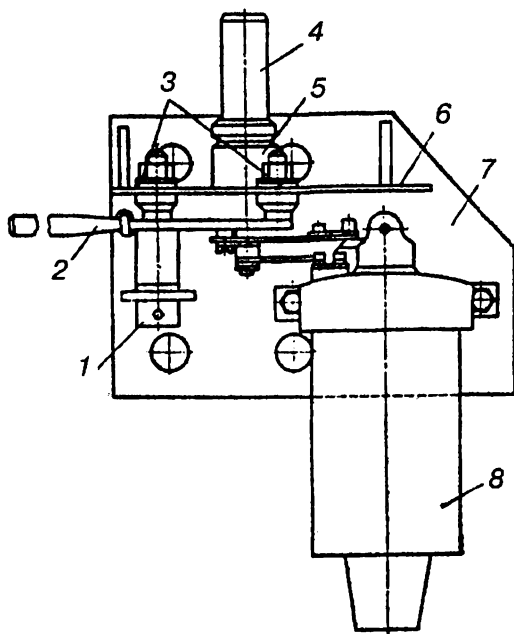


Рис. 5.56. Привод разъединителя типа ПРН-110

Привод ПЧ-50 (привод ручной червячный) применяется для управления разъединителями РУ-3,3 кВ на токи 2000 А и более

типов РВКЗ-10, РВРЗ-10. Он имеет червячный репродуктор, снижающий усилие, необходимое для включения и отключения разъединителей.

Для разъединителей с заземляющими ножами применяются приводы наружной установки типов ПРН-220 и ПРН-220М, а также приводы типа ПР-90-У1, которые пришли на смену приводам типа ПРН.

Приводы дистанционного управления разъединителями позволяют значительно упростить и ускорить процесс переключения, повысить безопасность персонала.

На рис. 5.54 показан дистанционный привод 15 типа ПДН-1У1, который трубчатым валом 14 связан с ведущей колонкой 9 разъединителя. В приводе использован трехфазный асинхронный двигатель с реверсивным магнитным пускателем ПМЕ-214.

Схема управления разъединителем QS с заземляющими ножами QSG_1 и QSG_2 с помощью дистанционного привода M типа ПДН-1У1

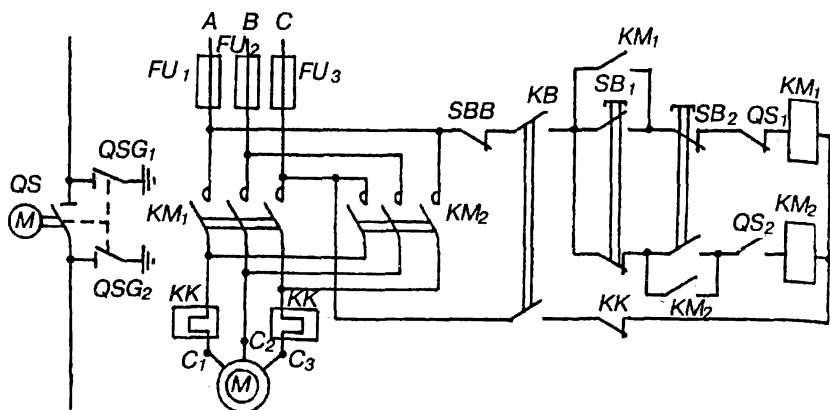


Рис. 5.57. Схема дистанционного управления разъединителем с приводом ПДН-I

представлена на рис. 5.57. Реверсивное управление асинхронным двигателем с короткозамкнутым ротором осуществляется контакторами KM_1 и KM_2 реверсивного магнитного пускателя, имеющего электротепловое реле KK с двумя нагревательными элементами в цепи обмотки статора. Для включения разъединителя используется контактор KM_1 , при включении которого к выводам статора двигателя C_1 , C_2 и C_3 подводятся соответственно фазы А, В и С через предохранители FU_1 , FU_2 и FU_3 . Для отключения разъединителя используют контактор KM_2 , через который к выводам C_1 , C_2 и C_3 подводятся соответственно фазы С, В и А. При этом двигатель вращается в другую сторону, разъединитель отключается. Управление разъединителем может осуществляться только при отключенных заземляющих ножах QSG_1 и QSG_2 и отсутствии тока в цепи разъединителя, что контролируется с помощью реле блокировки KB , контакты которого в этом случае будут замкнуты.

Включение разъединителя осуществляется путем нажатия кнопки SB_1 . При этом собирается цепь: FU_1 — SBB — KB — SB_1 — SB_2 — QS_1 — KM_1 — KK — KB — FU_3 . Катушка контактора KM_1 получает питание и его контакты в цепи двигателя M замыкаются, последний начинает вращаться, идет процесс включения разъединителя. Кнопку SB_1 можно отпустить, так как вспомогательный контакт KM_1 шунтирует контактор кнопки, в результате чего контактор останется включенным, а двигатель будет продолжать вращаться.

При включении разъединителя переключаются блок-контакты QS_1 и QS_2 разъединителя. QS_1 размыкает цепь катушки KM_1 , контакт отключается и двигатель останавливается. Блок-контакт разъединителя QS_2 замыкается, готовит цепь отключения.

Отключение разъединителя осуществляется путем нажатия кнопки SB_2 . При этом собирается цепь: $FU_1 — SBB — KB — SB_1$ (замкнутый контакт) — $SB_2 — QS_2 — KM_2 — KK — KB — FU_3$. Катушка контактора KM_2 получает питание и его контакты в цепи двигателя M замыкаются, начинается процесс отключения разъединителя, который заканчивается при размыкании блок-контактов QS_2 , когда разъединитель займет отключенное положение. Контакт кнопки SB_2 после включения контактора KM_2 шунтируется его вспомогательным контактом, после чего кнопку можно отпустить, процесс отключения будет продолжаться автоматически.

Наличие контактов кнопки SB_1 в цепи катушки KM_1 , блокирует возможность подачи на нее питания при включении контактора KM_2 . Аналогичная блокировка контактами SB_2 предусмотрена для контактора KM_2 при включении KM_1 . Одновременное включение контакторов KM_1 и KM_2 недопустимо, так как это приведет к короткому замыканию между фазами А и С. Кнопочный блокировочный выключатель SBB размыкает цепь управления двигателем при открытой двери шкафа привода разъединителя, запрещая тем самым работу двигателя.

В распределительных устройствах тягового электроснабжения широко используются для дистанционного и телеуправления однополюсными разъединителями приводы типа УМП (универсальный моторный привод) серий II и III и УМПЗ для разъединителей с заземляющими ножами. Во всех приводах используется однофазный двигатель УЛ-0,62 (220 В, 270 Вт, 8000 об/мин). Время переключения разъединителя от подачи команды до окончания операции составляет 2,5 с.

Схема управления приводом УМП-П, представленная на рис. 5.58, обеспечивает реверсивное управление двигателем M с помощью переключателя, имеющего две пары контактов SAB_1 и SAB_2 . При нажатии кнопки включения SBC ток протекает по цепи 5-2, в которой находятся электродвигатель M и его обмотка возбуждения $L M$. По обмотке ток протекает справа налево. Двигатель, вращаясь, включает разъединитель. В конце процесса включения специальная шайба на выходном валу привода своим выступом переключает контакты SAB_1 и SAB_2 . Цепь 5-2 размыкается, двигатель

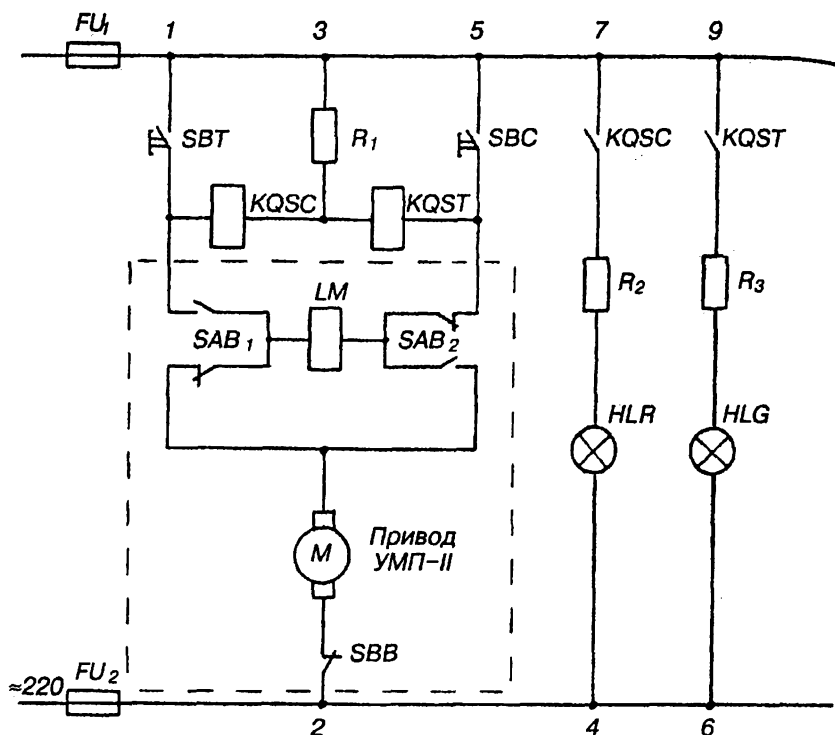


Рис. 5.58. Схема дистанционного управления разъединителем с приводом УМП-II

останавливается. Реле фиксации включенного положения разъединителя $KQSC$ получает питание по цепи 3-2 и своими контактами замыкает цепь 7-4 красной лампы HLR , сигнализирующей включенное положение разъединителя.

Отключение разъединителя осуществляется нажатием кнопки отключения SBT , при этом собирается цепь 1-2, ток через обмотку возбуждения LM протекает слева направо. Двигатель вращается в противоположную сторону, отключая разъединитель. В конце процесса отключения контакты SAB_1 и SAB_2 переключаются в исходное состояние, размыкая цепи 1-2 и 3-2. Реле $KQSC$ теряет питание и размыкает цепь 7-4 красной лампы HLR . Реле фиксации отключенного положения разъединителя $KQST$ получает питание по цепи 3-2 и замыкает цепь 9-6 зеленой лампы HLG , сигнализирующей отключенное положение разъединителя.

Кнопка блокировки дверцы привода *SBB* размыкает цепь двигателя при отпирании дверцы и запрещает переключение разъединителя.

Приводы высоковольтных выключателей операции по включению и отключению осуществляют дистанционно оператором или устройствами автоматического управления (отключение — релейной защитой, включение — различными видами автоматики). Приводы допускают ручное управление выключателями в процессе наладки или ремонта.

При включении выключателя требуется создать значительное усилие для преодоления сил натяжения или сжатия отключающих и контактных пружин, трения в механизмах привода и выключателя, на обеспечение определенной скорости движения подвижному контакту, источником энергии, необходимой для управления выключателем, является электроустановка. Однако энергия непосредственно в привод не поступает, а предварительно преобразуется и аккумулируется в том или ином виде, например, в аккумуляторных батареях для электромагнитных приводов, в ресиверах (специальных сосудах) сжатого воздуха для пневматических приводов, в напряженных пружинах в пружинных приводах. Аккумуляторы энергии любого вида обеспечивают работу привода в аварийных условиях при полном отключении электроустановки или той ее части, которая обеспечивает энергией приводы.

Во включенном положении выключателя механизм привода заперт с помощью защелки, которая препятствует отключающим пружинам произвести отключение выключателя. Для отключения необходимо освободить подвижную систему механизма с помощью маломощного электромагнита. При этом отключающие пружины приходят в действие и сообщают контактной системе необходимую скорость. Отключающее устройство должно обеспечивать возможность беспрепятственного отключения выключателя не только из включенного положения, но также из любой стадии процесса включения. Это связано с возможностью включения выключателя на КЗ. В этом случае релейная защита подает команду на отключение в момент касания контактов выключателя до полного завершения процесса включения. Механическое устройство, позволяющее нарушить механическую связь между механизмом включения привода и валом выключателя, называется механизмом свободного расцепления (МСР). Свободное расцепление осуществляется системой ломающихся рычагов, которые в процессе обычного включения пред-

ставляет собой жесткую систему. Большинство приводов снабжено МРС, он отсутствует в некоторых пневматических приводах, где свободное отключение обеспечивается другими способами.

Электромагнитный привод имеет простую и достаточно надежную конструкцию, высокую скорость срабатывания и невысокую стоимость. Благодаря этим достоинствам, он получил широкое распространение.

На рис. 5.59 показан малообъемный масляный выключатель с электромагнитным приводом 8 типа ПЭ-11, связанным тягами 7 и 6 с главным валом 4 выключателя. Последний соединяется тягами 3 с рычагами управления полюсов 5, закрепленных с помощью изоляторов 2 на стальной раме 1.

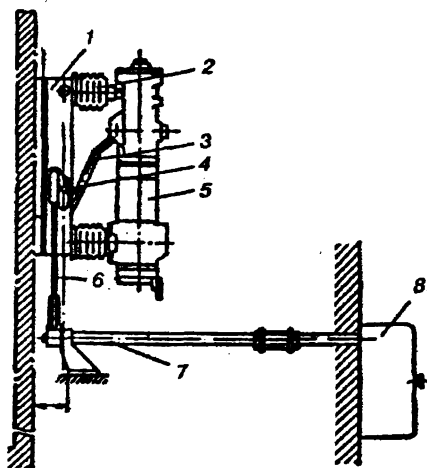


Рис. 5.59. Внешний вид выключателя с приводом типа ПЭ-11

Устройство привода ПЭ-11 приведено на рис. 5.60. Включающий электромагнит состоит из сердечника 1 со штоком 3 и включающей катушки 2. Высота штока можно регулировать путем его ввинчивания или вывинчивания с последующей фиксацией стопорным винтом. Во включенном состоянии выключателя ролик 6, находящийся на оси, шарнирно связывающей серьги 7, находится на торцевой поверхности защелки 4. Серьга 7 упирается в плечо треугольного рычага 9, второе плечо роликом 16 упирается в защелку 11, на оси которой закреплена рукоятка 12 ручного отключения выключателя.

Под действием пружины 10 рычаг 9 стремится повернуться по часовой стрелке, чему препятствует защелка 11, имеющая также свою пружину. Для дистанционного отключения служит отключающий электромагнит 13. Вал 8 привода связан рычагом с серьгой 7 и тягами с блок-контактами 5 (более подробно они показаны на рис. 5.63). На клеммник 14 выведены концы катушек включающего и отключающего электромагнитов, а также блок-контакты сигнальных и блокировочных цепей. Привод закрыт кожухом 15.

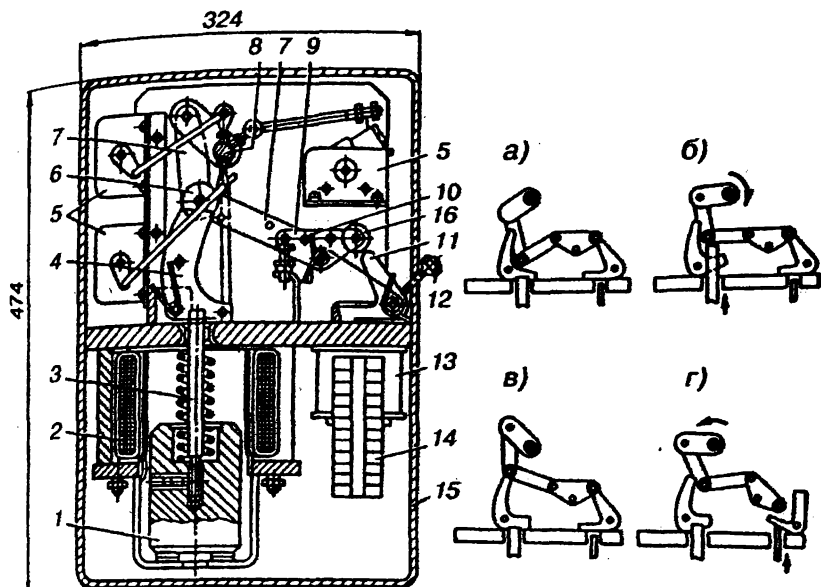


Рис. 5.60. Устройство привода типа ПЭ-11

Поэтапная работа привода показана на четырех эскизах рис. 5.60:

- а) отключенное положение привода;
- б) процесс включения;
- в) включенное положение привода;
- г) процесс дистанционного отключения.

На рис. 5.61 изображен механизм привода во включенном положении, указаны величины зазоров, которые нужно поддерживать в процессе эксплуатации привода. Угол расщепления α должен составлять 15° , а полный угол поворота рукоятки 12 ручного отключения — 60° . Нумерация деталей на рис. 5.61 принята такая же как на рис. 5.60 за исключением винта 5 для регулировки глубины зацепления ролика 16 и защелки 11.

При включении выключателя на включающую катушку 2 подается большой ток (58 А при напряжении 220 В и 16 А при напряжении 110 В). Сердечник 1 втягивается в катушку, сжимая пружину. Шток 3 перемещает ролик 6 по защелке 4, которая отводится влево, сжимая пружину. Вместе с роликом перемещаются серьги 7 и

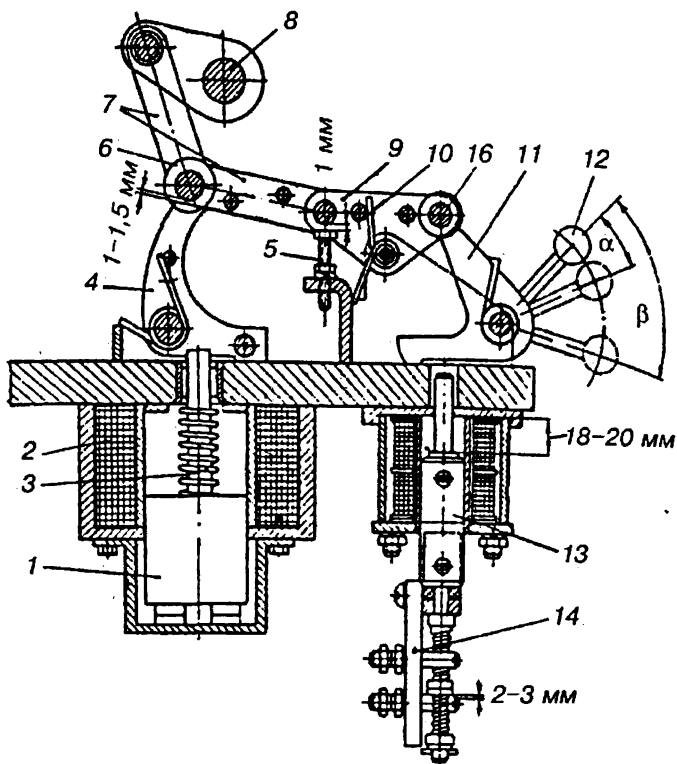


Рис. 5.61. Механизм привода типа ПЭ-11

рычаг вала 8. Вал 8 поворачивается по часовой стрелке, примерно, на 90° . Когда ролик 6 поднимется над защелкой 4, последняя под действием пружины займет исходное положение, препятствуя перемещению ролика вниз. После отключения включающего электромагнита и возвращения сердечника со штоком 3 в исходное положение ролик 4 ложится на торцевую поверхность защелки, механизм привода оказывается заперт во включенном положении.

При отключении выключателя на катушку отключающего электромагнита подается ток величиной в несколько ампер. Сердечник электромагнита 13 втягивается в катушку и его шток поворачивает защелку 11 по часовой стрелке. Рычаг 9 также поворачивается по часовой стрелке под действием сил отключающих пружин.

жин выключателя, которые воздействуют на него через вал 8 и серьги 7. Ролик 6 соскакивает с защелки 4, вал 8 поворачивается против часовой стрелки и выключатель отключается. Рычаг 9 под действием своей пружины поворачивается в исходное состояние до упора на регулировочный винт 5. Катушка отключающего электромагнита 13 теряет питание, сердечник опускается в низ, защелка 11 по действием своей пружины возвращается в первоначальное положение под ролик 16.

В процессе перемещения сердечника отключающего электромагнита вместе с ним перемещается закрепленная снизу изоляционная тяга, на которой закреплены подвижные контактные мостики вспомогательных контактов отключающего электромагнита. Неподвижные контакты закреплены на изолирующей планке 14. Зазор между пружиной поджатия и подвижным контактом при отключенном электромагните отключения должен быть 2–3 мм (рис. 5.61)

Упрощенная схема управления высоковольтным выключателем с электромагнитным приводом показана на рис. 5.62.

Включение выключателя осуществляется нажатием кнопки SA_1 , при этом образуется цепь: плюсовая шина шинок управления EC — предохранитель FU_1 — контакт SA_1 — блок-контакт Q_1 — катушка контактора KM — предохранитель FU_1 — минусовая шина EC . Контактор KM замыкает своими контактами цепь питания катушки включения YAC от шинок включения EY через

предохранителя FU_2 . Выключатель Q включается, через систему тяг и рычагов переключаются блок-контакты Q_1 и Q_2 . Q_1 размыкает цепь катушки контактора KM , тот в свою очередь — цепь YAC . Защелка удерживает выключатель во включенном положении о

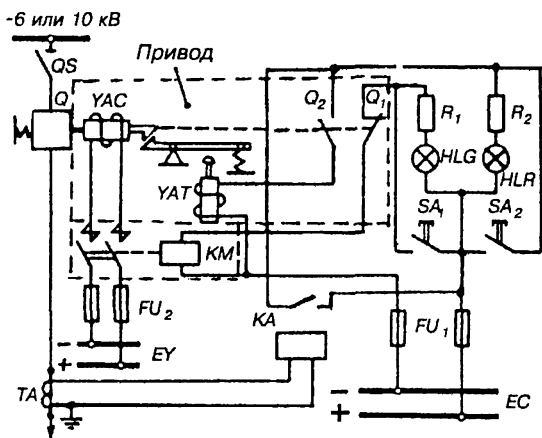


Рис. 5.62. Упрощенная схема управления выключателем с электромагнитным приводом

чем сигнализирует красная лампа HLR , через которую протекает ток по цепи: плюс EC — HLR — R_2 — Q_2 — катушка отключения YAT — минус EC . Одновременно красная лампа HLR сигнализирует об исправности цепи катушки отключения YAT .

Отключение выключателя осуществляется нажатием кнопки SA_2 , после чего собирается цепь: плюс EC — FU_1 — SA_2 — Q_2 — YAT — FU_1 — минус EC . Сердечник YAT поворачивает защелку и освобождается подвижная система, которая под действием отключающей пружины придет в движение и выключатель отключится. Блок-контакты Q_1 и Q_2 переключается в исходное состояние: Q_2 разомкнет цепь катушки YAT и лампы HLR ; Q_1 замкнет цепь зеленой лампы HLG (плюс EC — FU_1 — HLG — Q_1 — катушка KM — FU_1 — минус EC), сигнализирующей об отключенном положении выключателя и исправности цепи контактора KM , готовности схемы к следующему включению выключателя

Автоматическое отключение выключателя осуществляется релейной защитой, которая в рассматриваемой схеме упрощенно представлена одним токовым реле KA , катушка которого подключена ко вторичной обмотке трансформатора тока TA . При $KЗ$ на линии увеличивается ток в первичной обмотке TA , увеличивается ток во вторичной обмотке TA к обмотке KA . Контакты реле KA замыкают цепь: плюс EC — FU_1 — KA — Q_2 — YAT — FU_1 — минус EC . При прохождении тока по отключающей катушке YAT происходит отключение выключателя. После отключения тока $KЗ$ реле KA возвращается в исходное состояние. Блок-контакты Q_1 и Q_2 к моменту отключения KA уже находятся в исходном состоянии и цепь YAT оказывается разомкнутой, т.е. реле KA , имеющее довольно мало-мощные контакты, не отключает ток этой цепи.

Блокировочные контакты KCA (контакты сигнальные аппаратные) состоят из отдельных секций (рис. 5.63, б), каждая из которых содержит изоляционное основание 7, неподвижные контакты 2 с зажимами 3 для подключения проводов, подвижный контакт 4 в виде фасонной медной шайбы, изолированной от оси 5 втулкой 6, в которую шайба запрессована. Плоские пружины 1 необходимы для обеспечения достаточного контактного нажатия. При сборке блок-контактов секции надевают на общую ось 5, в отверстия 9 пропускают шпильки 10, на которые надевают переднюю стальную щечку 9 и заднюю 12, стягивают секции гайками 11, наворачивая их на концы шпилек. Блок-контакты KCU (рис. 5.63, в) отличаются наличием ускоряющего механизма 13, обеспе-

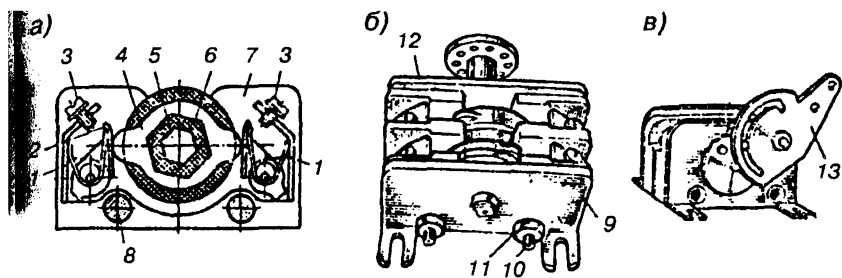


Рис. 5.63. Блок-контакты приводом выключателей:

а — конструкция КСА; *б* — внешний вид КСА; *в* — внешний вид КСУ

чивающего ускоренное переключение контактов в конце хода привода выключателя.

5.17. ВЫКЛЮЧАТЕЛИ НАГРУЗКИ, ОТДЕЛИТЕЛИ И КОРОТКОЗАМЫКАТЕЛИ

Выключатели нагрузки предназначены для замыкания и размыкания высоковольтных цепей под нагрузкой до 800 А. Для отключения токов КЗ в таких цепях используются предохранители обычного типа ПК с кварцевой засыпкой.

Выключатель нагрузки типа ВНП-16 на напряжение 10 кВ показан на рис. 5.64. На раме 12 смонтированы предохранители 11

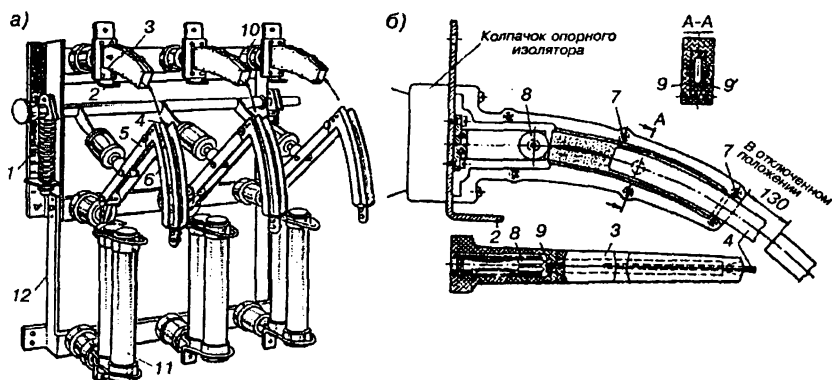


Рис. 5.64:

а — выключатель нагрузки типа ВНП-16; *б* — его дугогасительное устройство

(буква *П* в обозначении). Выключатель имеет ту же конструктивную базу, что и разъединитель рубящего типа. Контактная система состоит из трех подвижных двухполосных контактов 5 и трех неподвижных 2. Дугогасительное устройство (рис. 5.64, б) состоит из дугогасительной камеры 3, подвижного 4 и неподвижного 8 дугогасительных контактов. Дугогасительная камера 3 имеет пластмассовый корпус в виде двух щек, стянутых между собой винтами 7 так, чтобы между ними не было зазора. Внутри корпуса находится два вкладыша 9 и 9' из газогенерирующего вещества. На подвижных контактах 5 закреплены с помощью стальных полос 6 согнутые по форме щели дугогасительной камеры медные подвижные дугогасительные контакты 4. На опорном изоляторе 10 закреплены неподвижные главный контакт 2 и дугогасительный 8. При включенном выключателе рабочий ток проходит через главные контакты 2 и 5.

При отключении поворачивается вал выключателя с приваренными к нему рычагами, связанными с подвижными контактами 5 через фарфоровые тяги. На концах вала установлены по две отключающие пружины 1, которые обеспечивают необходимую скорость отключения после освобождения механизма свободного расцепления привода. Первыми при отключении расходятся главные контакты 2 и 5, затем — дугогасительные 4 и 8. между дугогасительными контактами образуется дуга, вызывающая выделение газов из газогенерирующего вещества вкладышей. Газы устремляются наружу через зазоры между подвижными контактами и стенками вкладыша. Выход газов затруднен, и давление внутри камеры повышается. Поток газов под давлением гасит дугу в течение нескольких сотых долей секунды.

Рама 12 с предохранителями может быть смонтирована как в верхней, так с нижней стороны выключателя нагрузки. В каждом предохранителе есть указатель срабатывания, действующий при перегорании плавкой вставки. У выключателя ВНП-17 при перегорании вставки предохранителя освобождается защелка, удерживающая заведенную при включении пружину блок-контакта, в результате чего блок-контакт замыкает цепь отключающего электромагнита. Устройство для подачи команды на отключающий электромагнит состоит из рычажной системы, на которую воздействует указатель срабатывания предохранителя, и контактной группы.

Выключатель нагрузки могут иметь заземляющие ножи, устанавливаемыми со стороны, противоположной креплению предохранителей.

На напряжение 110–220 кВ применяются элегазовые выключатели нагрузки серии ВНЭ.

Отделители предназначены для автоматического отключения участка электрической цепи в период бестоковой паузы между отключением цепи выключателем и его повторным включением. Отключение отделителя производится за счет усилия отключающей пружины, а включение — вручную. Отделителями можно отключать небольшие токи, отключение которых не представляет опасности. В параграфе 5.15 перечислены цепи, которые в соответствии с "Правилами эксплуатации электроустановок потребителей" разрешается отключать и включать разъединителями. Эти же цепи разрешается отключать и включать отделителями.

На рис. 5.65 показаны отделители ОД–110/630 (рис. 5.65, а) на напряжение 110 кВ с номинальным током 630 А и ОДЗ–2–35/630 (рис. 5.65, в) на напряжение 35 кВ с двумя заземляющими ножами. Конструктивно отделители представляют собой двухколонковые разъединители, не имеющие отключающую пружину 5, закрытую сверху кожухом. Другим их отличием от разъединителей является увеличенное расстояние между фазами при установке полюсов на общей раме 7. Стержневые изоляторы 4 с подвижными ножами 1 и 3, закреплены в подшипниках 6. На ноже 1 укреплены медные контактные ламели 2. Для управления главными ножами отделителей используется привод 10 одностороннего действия типа ШПОМ или ПРО–1У1, который связан с ведущей колонкой через тягу 9 и рычаг 8. Для управления заземляющими ножами 13 (рис. 5.65, в) используется привод ПР–У1, связанный трубчатой тягой 12 с другой колонкой отделителя.

Привод для управления главными ножами отделителя (рис. 5.65, б) представляет собой шкаф 10, внутри него находится механизм, за базу которого принят пружинный привод выключателя. При включении отделителя вал 11 стремится под действием пружины отделителя повернуться против часовой стрелки. Этому повороту препятствует защелка 14. Для отключения необходимо замкнуть цепь отключающего электромагнита 2 ключом управления или использовать блокирующее реле 3. Электромагниты 2 и 3 воздействуют на планку 1, которая поворачивается и нажимает на удерживающую стойку 12, на которую опирается планка 10 серповидного рычага 9. Последний имеет достаточную массу, чтобы при падении ударить по нижнему концу запирающей защелки 14 с силой, достаточной для ее поворота и освобождения рычага 13,

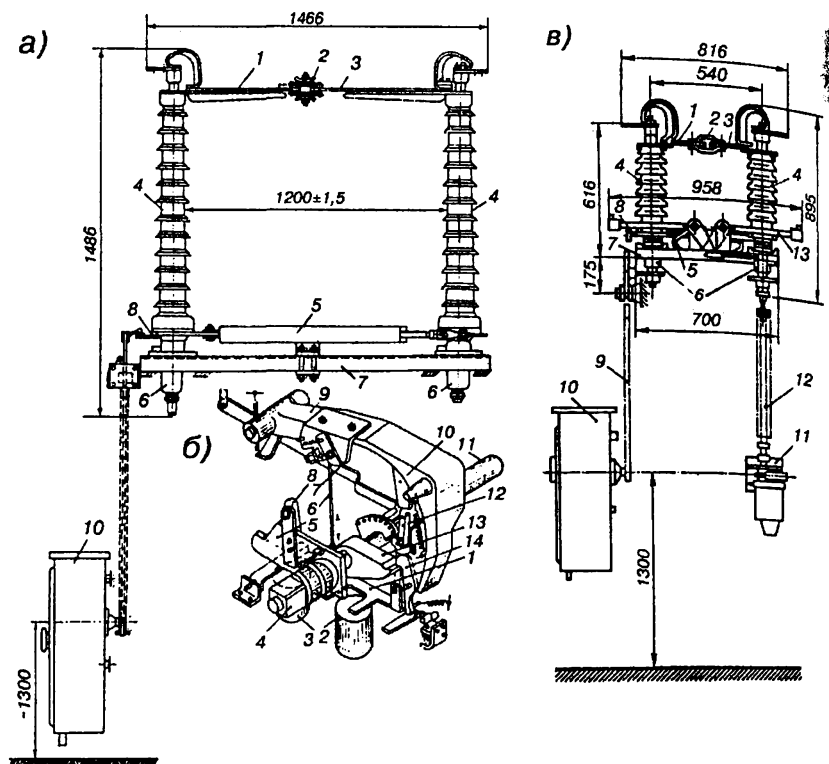


Рис. 5.65. Отделители типа:

а — ОД-110; б — ОДЗ-2-35; в — привод для их управления

жестко соединенного с валом 11. Освобождение вала 11 приводит к отключению отделителя с помощью его отключающей пружины.

Для включения отделителя на конец вала 4 квадратного сечения надевают рукоятку привода и поворачивают ее до отказа против часовой стрелки, а затем, вращая рукоятку по часовой стрелке, рычагом 8 захватывается рычаг 13, который в конце хода запирается защелкой 14. Вместе с рычагом 13 поворачивается вал 11 и включается отделитель. Одновременно происходит поворот рычага 5, который с помощью тяги 6, упирающейся в планку 7, поднимает серповидный рычаг 9. Последний защелкивается роликом удерживающей стойки 12 в верхнем положении.

Короткозамыкатели предназначены для создания искусственного короткого замыкания в сетях 35 кВ и выше, когда ток при по-

вреждении в трансформаторе недостаточен для срабатывания реле-лейной защиты, питающей его линии.

Короткозамыкатели и отделители выполняют совместно роль выключателей на стороне высшего напряжения трансформатора. Стоимость короткозамыкателя и отделителя значительно ниже стоимости выключателя, который они заменяют, поэтому большая часть промежуточных и тупиковых подстанций не имеют выключателей на стороне высшего напряжения.

Короткозамыкатели типа КЗ-110 и КЗ-220 на напряжения 110 и 220 кВ выполняются в виде однополюсных аппаратов, а типа КРН-35У1 на напряжение 35 кВ — в виде двух отдельных полюсов, соединяемых при монтаже в один двухполюсный аппарат. При включении КРН-35 происходит двухфазное короткое замыкание на землю, а при включении КЗ-110 или КЗ-220 — однофазное КЗ на землю.

На рис. 5.66 показаны короткозамыкатели КЗ-110 (рис. 5.66, а) и КРН-35 (рис. 5.66, б). Конструктивно они отличаются габаритами и незначительными деталями. На изоляторах 5 располагается рама с установленным на ней колонкой стержневого изолятора 3. На колонке укреплен неподвижный контакт 4 с экранирующим кольцом (КЗ-110). Подвижный контактный нож выполняется из стальной трубы, имеющей ребро жесткости и оканчивающейся вверху медным контактом. Контактный нож через тягу с изолирующей вставкой 2 связан с приводом 1, который служит для управления короткозамыкателем. С другой стороны нож связан с включающим пружинным механизмом, помещенным внутри рамы. Рама и нож электрически соединены гибкой связью, продолжением которой является заземляющая шина, пропущенная через окно сердечника трансформатора тока 6 типа ТШЛ-0,5.

Неподвижный контакт 4 снабжен выводами для присоединения к фазе электрической цепи. При замыкании контактного ножа с контактом 4 происходит соединение фазы с землей через контакты короткозамыкателя, гибкую связь, заземляющую шину и трансформатор тока 6. Возникает искусственное КЗ.

Кинематическая схема привода короткозамыкателя принципиально не отличается от привода отделителя (рис. 5.65, б). Основное отличие в том, что привод предназначен для удержания короткозамыкателя в отключенном состоянии. Вместо привода ШПКМ, который встречается в электроустановках старой конструкции, применяется привод ПРК-1У1, имеющий три токовых реле РТМ и один электромагнит включения.

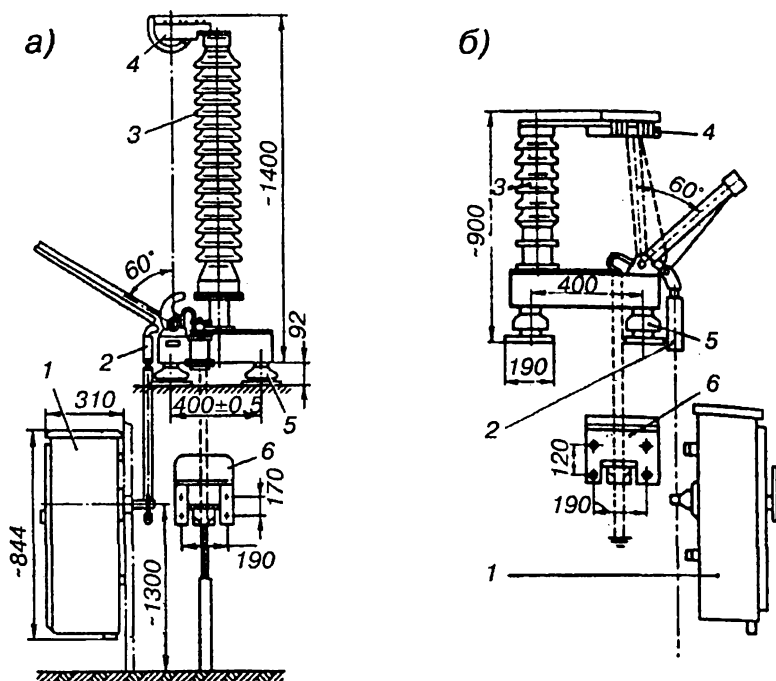


Рис. 5.66. Короткозамыкатели типа:

а — КЗ-110; б — КРН-35

Схема совместного действия короткозамыкателя и отделителя изображена на рис. 5.67. Во включенном положении отделитель QR удерживается защелкой с пружиной в приводе отделителя. Короткозамыкатель QN удерживается в отключенном положении защелкой, которая препятствует включающей пружине. Питание трансформатора T_1 осуществляется через QR от ЛЭП-110 кВ с выключателем Q на районной подстанции, имеющей трансформатор T_2 .

При КЗ внутри трансформатора T_1 по трансформатору тока T_A протекает ток, необходимый для наведения во вторичной обмотке э.д.с. достаточной для срабатывания включающего электромагнита YAC в приводе короткозамыкателя. Электромагнит поворачивает защелку, короткозамыкатель QN включается под действием пружины. В результате этого включения возникает однофазное КЗ и протекает ток I_k от трансформатора T_2 . Ток I_k создает в трансформа-

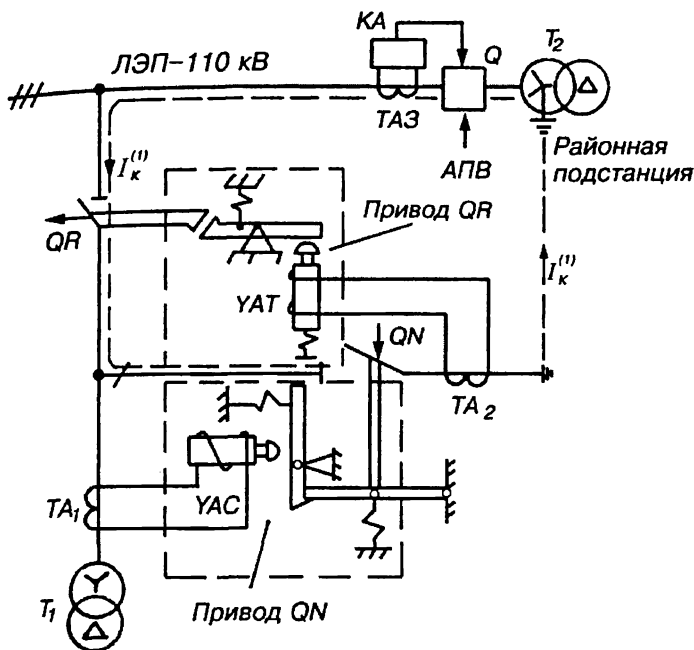


Рис. 5.67. Схема совместного действия короткозамыкателя и отделителя

торе тока $T A_2$ э.д.с., под действием которой электромагнит отключения YAT в приводе отделителя сжимает пружину, перемещаясь вниз. Под действием тока I_k на районной подстанции срабатывает токовое реле KA , подключенное к трансформатору тока TA_3 . Реле KA отключает выключатель Q , при этом запускается автоматика повторного включения ($АПВ$). Протекание тока через $T A_2$ прекращается, электромагнит YAT под действием пружины поворачивает защелку, и отделитель QR отключает поврежденный трансформатор T_1 от ЛЭП-110 кВ. Через определенное время $АПВ$ включает выключатель Q и восстанавливает питание ЛЭП-110 кВ. Перерыв в питании потребителей, подключенных к линии через трансформаторы (исключая T_1), составляет 1÷2 с, что, как правило, не отражается на работе потребителей.

5.18. БЫСТРОДЕЙСТВУЮЩИЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Быстродействующие выключатели (БВ) применяются для включения и отключения цепей постоянного тока под нагрузкой и автоматического отключения их при перегрузках и КЗ. Они являются одновременно коммутационными и защитными аппаратами.

В тяговых сетях постоянного тока напряжением 3 кВ при возникновении КЗ токи могут достигать $30 \div 40$ кА. Такие токи представляют большую опасность для сетей и оборудования термическими и динамическими воздействиями. В отличие от цепей переменного тока, где ток периодически снижается до нуля и дуга в отключающем аппарате в этот момент гаснет, в цепях постоянного тока происходит его нарастание до установившегося значения за сотые доли секунды. Отключение такого тока связано с большими трудностями. На практике отключение цепи постоянного тока осуществляют значительно раньше момента достижения током КЗ своего максимального значения. Для этого необходимы быстродействующие выключатели с максимальным током отключения от 15 до 27 кА. В зависимости от параметров отключаемой цепи такой отключающей способности БВ бывает вполне достаточно. На рис. 5.68 показан графически процесс изменения тока КЗ, отключаемого быстродействующим выключателем.

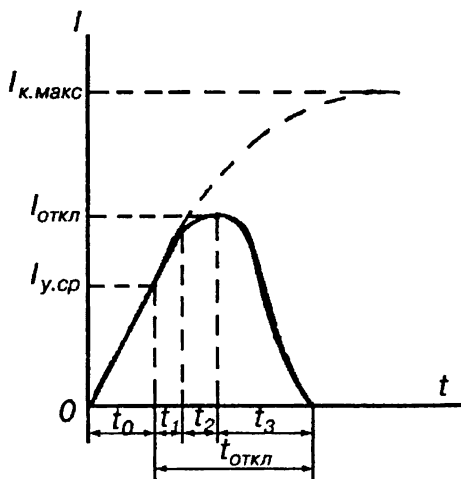


Рис. 5.68. Изменение тока КЗ, отключаемого быстродействующим выключателем

чаемого автоматическим БВ. Предполагается, что БВ замыкает короткозамкнутую цепь в момент времени О. Ток, возникающий в цепи, будет нарастать по кривой от 0 до $I_{\text{к макс}}$. Эта кривая описывается уравнением

$$i_{\text{кт}} = \frac{U}{R_{\text{к}}} \left(1 - e^{-\frac{R_{\text{к}} t}{L_{\text{к}}}} \right), \quad (5.9)$$

где
 $i_{\text{кт}}$ — мгновенное значение тока КЗ в момент времени t , А;
 U — напряжение сети, В;
 $R_{\text{к}}$ — сопротивление короткозамкнутой цепи, Ом;
 $L_{\text{к}}$ — индуктивность короткозамкнутой цепи, Гн;
 t — время, отсчитываемое с момента начала КЗ, с.

Максимального значения ток КЗ достигает в установившемся режиме КЗ

$$I_{\text{к. макс}} = \frac{U}{R_{\text{к}}}. \quad (5.10)$$

Этой величины (с погрешностью до 5%) ток достигает в течение $0,02 \div 0,1$ с. Процесс отключения должен начаться значительно раньше этого времени при достижении током величины уставки срабатывания выключателя $I_{\text{у. ср}}$. Время отключения КЗ $t_{\text{откл}}$ можно разбить на три периода:

t_1 — собственное время выключателя ($t_{\text{с. в}}$) от момента, когда ток достигнет тока уставки срабатывания выключателя $I_{\text{у. ср}}$ до начала расхождения контактов и появления дуги;

t_2 — время нарастания тока в дуге до максимального значения, которое отключит выключатель $I_{\text{откл}}$;

t_3 — время снижения тока в дуге от $I_{\text{откл}}$ до 0.

Таким образом, время отключения БВ можно записать в следующем виде

$$\left. \begin{aligned} t_{\text{откл}} &= t_1 + t_2 + t_3 \text{ или} \\ t_{\text{откл}} &= t_{\text{с. в}} + t_{\text{г. д}} \end{aligned} \right\} \quad (5.11)$$

где

$t_{\text{г. д}} = t_2 + t_3$ — время гашения дуги.

Время t_0 нарастания тока КЗ до тока уставки срабатывания выключателя определяется параметрами отключаемой цепи и от свойств самого выключателя не зависит. Крутизна кривой тем больше, чем меньше индуктивность L_k отключаемой цепи, а омическое сопротивление R_k определяет величину максимального тока КЗ, что видно из выражения (5.10).

Собственное время t_1 зависит от принципа действия БВ и конструкции его механизма, определяется инерционностью подвижных частей и является одной из важнейших характеристик БВ. Оно не зависит от параметров защищаемой цепи и составляет в современных выключателях $0,003 \div 0,005$ с. Чем меньше t_1 , тем лучше выключатель.

Время t_2 , в течение которого ток в дуге продолжает нарастать, но по более пологой кривой из-за увеличения сопротивления в дуге, зависит от конструкции дугогасительного устройства БВ. Желательно уменьшить это время в идеале до нуля.

Время t_3 , в течение которого ток уменьшается от $I_{откл.}$ до нуля, не может уменьшаться чрезмерно вследствие возникновения в цепи

перенапряжения из-за большой э.д.с. самоиндукции $\ell_L = -L \frac{dI}{dt}$,

складывающейся с питающим напряжением сети U . Возникающее перенапряжение может вызвать повторное зажигание дуги между контактами БВ.

Из сказанного следует, что время отключения БВ тоткл можно уменьшать за счет снижения t_1 и t_2 , совершенствуя конструкцию механизма БВ и его дугогасительное устройство. Такая работа приводит к появлению на каждом этапе развития новых типов выключателей, поэтому в эксплуатации находятся различные типы быстродействующих выключателей.

По принципу работы отключающего механизма БВ делятся на две группы:

- с пружинным отключением, отключение которых достигается за счет усилий, развиваемых мощными отключающими пружинами;

- с магнито-пружинным отключением, отключение которых осуществляют как силы отключающих пружин, так и электромагнитные силы.

По способности реагировать на направление тока в цепи БВ бывают:

- поляризованные, автоматическое отключение которых происходит при определенном направлении тока через выключатель;

— неполяризованные, автоматическое отключение которых обуславливается только величиной тока и не зависит от его направления.

Отечественной промышленностью выпускались различные типы быстродействующих выключателей, нашедших широкое применение на тяговых подстанциях. Несмотря на то, что некоторые типы выключателей сняты с производства, в эксплуатации они продолжают находиться. Основные типы применяемых выключателей: АБ-2/4, ВАБ-28, ВАБ-43. На смену им идут выключатели типов ВАБ-49 и ВАБ-50 различных модификаций.

Выключатель АБ-2/4 (автоматический быстродействующий) на номинальный ток 2 кА и номинальное напряжение 4 кВ более 20 лет назад снят с производства, но до сих пор является довольно распространенным выключателем на электрифицированных участках постоянного тока.

Общий вид выключателя АБ-2/4 показан на рис. 5.69. Он крепится на четырех изоляторах 12, установленных на раме выкатной

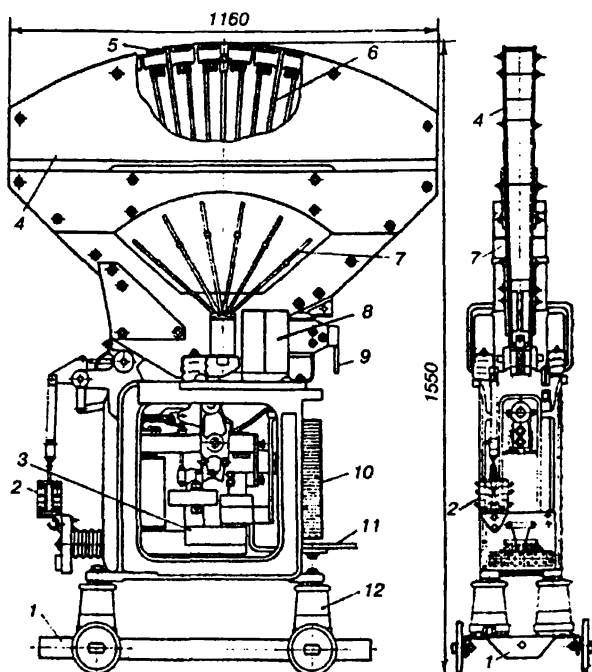


Рис. 5.69. Общий вид выключателя типа АБ-2/4

Время t_0 нарастания тока КЗ до тока уставки срабатывания выключателя определяется параметрами отключаемой цепи и от свойств самого выключателя не зависит. Крутизна кривой тем больше, чем меньше индуктивность L_k отключаемой цепи, а омическое сопротивление R_k определяет величину максимального тока КЗ, что видно из выражения (5.10).

Собственное время t_1 зависит от принципа действия БВ и конструкции его механизма, определяется инерционностью подвижных частей и является одной из важнейших характеристик БВ. Оно не зависит от параметров защищаемой цепи и составляет в современных выключателях $0,003 \div 0,005$ с. Чем меньше t_1 , тем лучше выключатель.

Время t_2 , в течение которого ток в дуге продолжает нарастать, но по более пологой кривой из-за увеличения сопротивления в дуге, зависит от конструкции дугогасительного устройства БВ. Желательно уменьшить это время в идеале до нуля.

Время t_3 , в течение которого ток уменьшается от $I_{откл.}$ до нуля, не может уменьшаться чрезмерно вследствие возникновения в цепи

перенапряжения из-за большой э.д.с. самоиндукции $\ell_L = -L \frac{dI}{dt}$,

складывающейся с питающим напряжением сети U . Возникающее перенапряжение может вызвать повторное зажигание дуги между контактами БВ.

Из сказанного следует, что время отключения БВ тоткл можно уменьшать за счет снижения t_1 и t_2 , совершенствуя конструкцию механизма БВ и его дугогасительное устройство. Такая работа приводит к появлению на каждом этапе развития новых типов выключателей, поэтому в эксплуатации находятся различные типы быстродействующих выключателей.

По принципу работы отключающего механизма БВ делятся на две группы:

- с пружинным отключением, отключение которых достигается за счет усилий, развиваемых мощными отключающими пружинами;

- с магнито-пружинным отключением, отключение которых осуществляют как силы отключающих пружин, так и электромагнитные силы.

По способности реагировать на направление тока в цепи БВ бывают:

- поляризованные, автоматическое отключение которых происходит при определенном направлении тока через выключатель;

— неполяризованные, автоматическое отключение которых обуславливается только величиной тока и не зависит от его направления.

Отечественной промышленностью выпускались различные типы быстродействующих выключателей, нашедших широкое применение на тяговых подстанциях. Несмотря на то, что некоторые типы выключателей сняты с производства, в эксплуатации они продолжают находиться. Основные типы применяемых выключателей: АБ-2/4, ВАБ-28, ВАБ-43. На смену им идут выключатели типов ВАБ-49 и ВАБ-50 различных модификаций.

Выключатель АБ-2/4 (автоматический быстродействующий) на номинальный ток 2 кА и номинальное напряжение 4 кВ более 20 лет назад снят с производства, но до сих пор является довольно распространенным выключателем на электрифицированных участках постоянного тока.

Общий вид выключателя АБ-2/4 показан на рис. 5.69. Он крепится на четырех изоляторах 12, установленных на раме выкатной

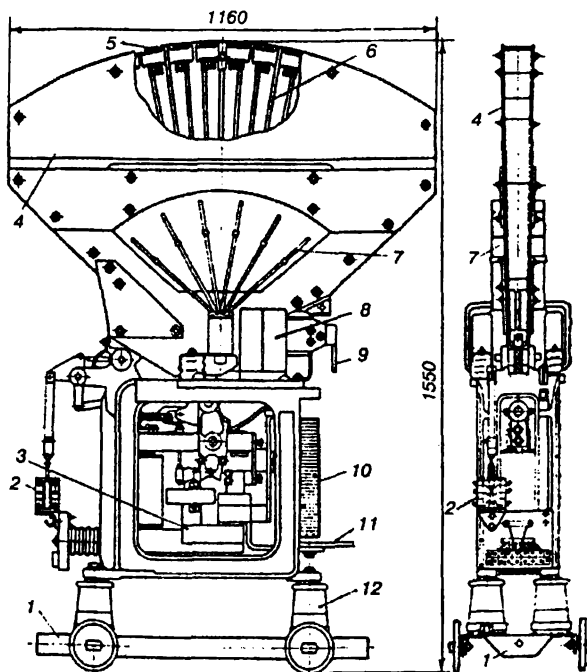


Рис. 5.69. Общий вид выключателя типа АБ-2/4

тележки 1. Магнитопровод 3 является основой электромагнитного механизма выключателя. Дугогасительная камера 4 лабиринтного щелевого типа способна растягивать дугу до 4,5 м. Магнитное дутье в камере осуществляется сильно развитыми полюсами 7, прилегающими к камере снаружи с обеих сторон. Полюса закреплены в магнитопроводе, на котором расположены с двух сторон камеры катушки магнитного дутья 8. Стенки камеры расходятся вверх. С внутренней стороны стенок камеры имеются клинообразные перемыкающиеся перегородки 6, расходящиеся по радиусам. Эти перегородки образуют для электрической дуги лабиринт — зигзагообразную щель, в которой дуга растягивается. В верхней части камеры лабиринт прерван и установлены пламегасительные решетки 5 представляющие собой пакеты тонких стальных пластин, служащих для охлаждения и деионизации пламени и газов, сопровождающих дугу. Контактные выводы 9 и 11 служат для подключения БВ к шинам электрической цепи, в которую он включается. Индуктивный шунт 10 выполнен в виде пакета изолированных друг от друга стальных пластин, надетых на медную шину. Блок-контакты 2 через систему тяг и рычагов связаны с главными контактами, расположенными в нижней части дугогасительной камеры.

Электромагнитный механизм выключателя (рис. 5.70) крепится на литой чугунной раме 24, он имеет магнитопровод, образованный литыми брусками 11 и 20 прямоугольного сечения, скрепленными стержнем круглого сечения 17, на который надета держащая катушка 18. На бруске 20 укреплен П-образный магнитопровод 22, набранный из изолированных друг от друга стальных пластин. На правом стержне П-образного магнитопровода размещена включающая катушка 21, на левом — размагничивающий виток главного тока 23 (катушка автоматического отключения) и дополнительная калибровочная катушка 27, которая имитирует главный виток при настройке выключателя. На верхнем бруске 11 между двумя щеками 12 закреплен на оси 30 якорь 28, набранный из изолированных стальных пластин. При повороте якоря между ним и брусом 11 остается постоянный воздушный зазор δ . На оси 3 между щеками 12 закреплен рычаг 4 подвижного контакта 2, оттягиваемый вправо отключающей пружиной 9. Этот рычаг с помощью гибкого проводника 31, выполненного из пакета медной фольги, соединен с размагничивающим витком 23. Параллельно витку 23 включен индуктивный шунт 26. Неподвижный контакт 1 соединен последовательно с катушкой магнитного дутья 32. К внешней цепи выключатель подключается контактными выводами 25 и 33.

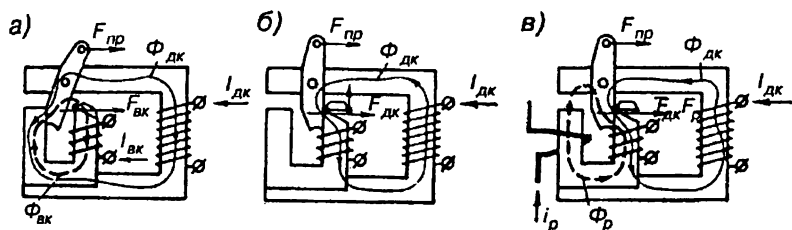
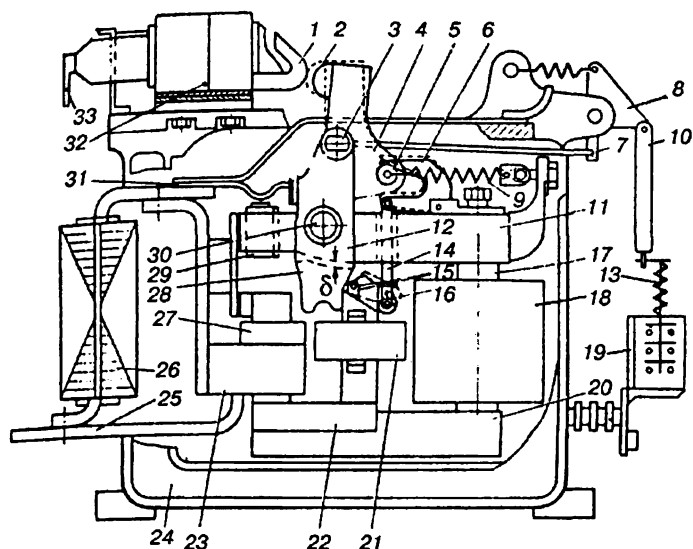


Рис. 5.70. Устройство выключателя АБ-2/4 и эскизы магнитной системы БВ:

а — в начальный момент включения; б — во включенном состоянии; в — в начальный момент отключения

Держащая катушка 18 постоянно находится под током. На эскизе магнитной системы (рис. 5.70, а) показаны магнитные потоки держащей катушки $\Phi_{\text{дк}}$, создаваемые током $I_{\text{дк}}$, и включающей катушки $\Phi_{\text{вк}}$, создаваемые током $I_{\text{вк}}$ в процессе включения выключателя. На эскизе показан начальный момент включения, когда якорь выключателя находится под действием усилия отключающей пружины $F_{\text{пр}}$ в левом положении, но на него уже действует усилие, создаваемое включающей катушкой $F_{\text{вк}}$. Магнитный поток $\Phi_{\text{вк}}$

намагничивает правый стержень П-образного сердечника и размагничивает левый, по которому проходит встречный поток $\Phi_{\text{дк}}$. Якорь 28 притягивается к правому стержню, преодолевая усилие пружины 9, выключатель переходит в предвключенное состояние, показанное на рис. 5.70 (штриховой линией показано положение подвижного контакта после включения). Пока по включающей катушке 21 протекает ток и существует магнитный поток, якорь 16 механизма свободного расцепления притягивается к скошенной части правого стержня, поворачиваясь вокруг оси 15. Якорь 16 соединен тягой 14 со стопорной скобой 6, которая упирается в ролик 5 хвостовика рычага 4 подвижного контакта 2, не давая возможности соединиться ему с неподвижным контактом 1. Только после отключения включающей катушки и исчезновения магнитного потока под действием сил пружины 9 якорь 16 "отлипает" от скошенной части стержня магнитопровода и занимает положение, показанное штриховыми линиями. Контакты 1 и 2 замыкаются, так как механизм свободного расцепления, состоящий из якоря 16, тяги 14 и стопорной скобы 6, этому не препятствует.

На рис. 5.70, б показан эскиз магнитной системы выключателя после отключения включающей катушки. Магнитный поток держателю катушки $\Phi_{\text{дк}}$ перебрасывается вместе с якорем из левого стержня в правый, и якорь удерживается в притянутом состоянии после исчезновения потока $\Phi_{\text{вк}}$.

Автоматическое отключение выключателя (рис. 5.70, в) происходит при достижении потоком $\Phi_{\text{р}}$, создаваемым током $I_{\text{р}}$ размагничивающего витка главного тока, величины, необходимой для размагничивания правого стержня. Потоки $\Phi_{\text{дк}}$ и $\Phi_{\text{р}}$ в нем направлены встречно, результирующий поток $\Phi_{\text{дк}} - \Phi_{\text{р}}$ снижается по мере нарастания тока $I_{\text{р}}$. В то же время левый стержень намагничивается потоком $\Phi_{\text{р}}$, притягивая к себе якорь. При некотором значении тока $I_{\text{р}}$ якорь перебрасывается влево. Это происходит при совместном действии сил магнитного притяжения и отключающей пружины, что характерно для выключателей с магнитно-пружинным отключением.

Калибровочная катушка 27, действие потока которой аналогично действию потока $\Phi_{\text{р}}$ витка главного тока, применяется при регулировке уставки выключателя. Так как она имеет большое число витков, то для создания необходимого для отключения выключателя магнитного потока с помощью калибровочной катушки нужен сравнительно с витком главного тока небольшой ток. Ус-

тавку выключателя регулируют винтом 29, при опускании которого уменьшается зазор между левым стержнем и верхним брусом 11. Уменьшение воздушного зазора и, следовательно, магнитного сопротивления для потока Φ_p приводит к увеличению последнего при том же токе I_p . Таким образом, необходимый для отключения выключателя магнитный поток можно получить при меньшем токе за счет уменьшения регулируемого зазора. Для увеличения тока уставки регулировочный винт необходимо перемещать вверх, вворачивая его в брус 11.

Индуктивный шунт 26 включен параллельно витку 23 главного тока, поэтому происходит распределение тока выключателя по двум параллельным ветвям: индуктивный шунт и виток главного тока. При нормальном режиме работы цепи индуктивность шунта не влияет на распределение токов по ветвям. Когда возникает КЗ в защищаемой цепи, резкое возрастание тока приводит к увеличению сопротивления индуктивного шунта за счет индуктивности, вследствие чего большая часть тока КЗ протекает через виток главного тока. Резкое возрастание тока в витке, благодаря влиянию шунта, ускоряет процесс отключения. При одной величине токов нормального режима и КЗ в индуктивный шунт отходят разные токи. При КЗ для отключения нужен меньший ток, чем при нормальном режиме, то есть индуктивный шунт автоматически снижает уставку выключателя при быстром нарастании тока в цепи.

Блок-контакты 19 выключателя приводятся в действие с помощью тяги 7, соединяющей ось 3 с рычагом 8, связанным с блок-контактами изолирующей тягой 10. Пружина 13 обеспечивает необходимое нажатие в контактах и амортизацию при переключениях. Блок-контакты используются в схемах управления, сигнализации и автоматики.

Принципиальная схема управления выключателем АБ-2/4 приведена на рис. 5.71.

К схеме дистанционного управления выключателем АБ-2/4 предъявляются два основных требования: обеспечение необходимой длительности импульса тока во включающей катушке и исключение многократного включения на короткое замыкание.

Автоматический выключатель QF включается последовательно с разъединителями QS_1 (шинный) и QS_2 (линейный) в линию, питающую тяговую сеть от шины 3,3 кВ. Включение выключателя QF осуществляется путем нажатия кнопки включения SBC в цепи 3-4. Катушка контактора KM получает питание и своим контактом

При необходимости включить выключатель второй раз необходимо опустить кнопку *SBC*, ее контакт разомкнет цепь 3–4, реле *KBS* потеряет питание, разомкнет свой контакт. После этого при нажатии кнопки *SBC* начинается процесс следующего включения выключателя.

Оперативное отключение выключателя осуществляется нажатием кнопки *SBT* цепи 5–6. Держащая катушка *YAT* обесточивается, магнитный поток $\Phi_{\text{дк}}$ (рис. 5.70) снижается до нуля, выключатель отключается под действием усилия отключающих пружин. Держащая катушка, намотанная тонким проводом большой длины, имеет значительную индуктивность. При отключении в ней наводится значительная э.д.с., которая может привести к пробое изоляции между витками. Во избежание этого параллельно катушке *YAT* включается разрядный резистор R_1 , через который протекает ток под действием э.д.с. Диод *VD* запрещает протекание тока через резистор R_1 в рабочем режиме, не мешая протеканию через него разрядного тока при размыкании цепи держащей катушки. Резистор R_2 используется для регулировки тока в цепи держащей катушки. Так как от этого тока зависит магнитный поток, удерживающий выключатель во включенном положении, а величина магнитного потока определяет ток уставки срабатывания выключателя, то ток держащей катушки должен быть тщательно отрегулирован и в процессе эксплуатации выключателя не должен изменяться. Чтобы сопротивление держащей катушки не менялось, она все время находится под током, даже при отключенном выключателе. Протекающий по катушке ток поддерживает ее температуру, а, следовательно, и сопротивление.

Выключатель ВАБ–28 — 3000/30–К (катодный) на номинальный ток 3000А и напряжение 3 кВ имеет две пары главных контактов 5 и 5' (рис. 5.72), соединенных последовательно электрической связью 15' или размагничивающим витком 15. Контактные выводы 26 служат для подключения выключателя к внешней цепи. Кроме главных контактов выключатель имеет дугогасительные 1 и 1' с дугогасительными рогами 2 и 25. Пружина поджатия 4 подвижного дугогасительного контакта 1' упирается в скобу 3. Неподвижные контакты 1 и 5 конструктивно выполнены как одно целое с витками магнитного дутья 24, в окна которых пропущены магнитопроводы, между полюсами 23 которых располагаются контакты. Дуга, возникающая между контактами, выталкивается магнитным полем на дугогасительные рога 2 и 25 и далее в две дугогаситель-

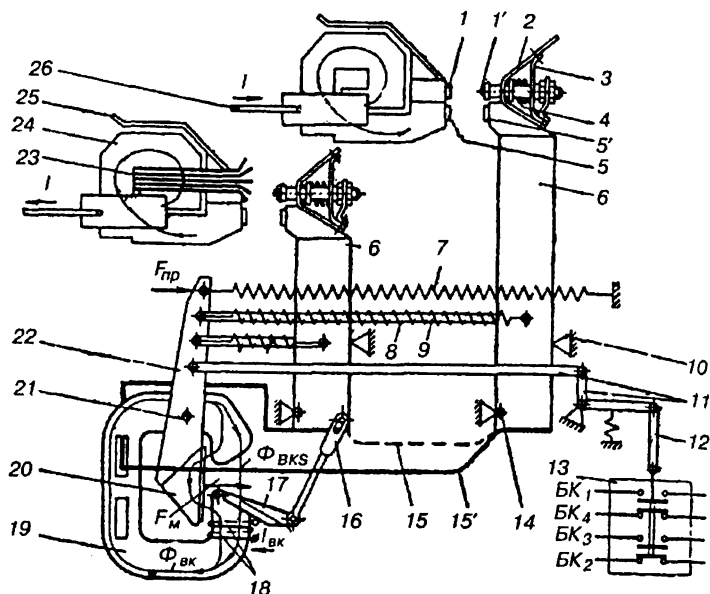


Рис. 5.72. Устройство выключателя типа ВАБ-28

ные камеры. В камерах имеется вспомогательная катушки магнитного дутья. Обе дугогасительные камеры в параллельных плоскостях, как и контакты выключателя (на рис. 5.72 две пары контактов смещены друг относительно друга для наглядности). В отключенном положении рычаги 6 подвижных контактов под действием отключающих пружин 7 прижаты толкателями 9 к упорам 10. Для включения и удержания выключателя во включенном состоянии используется одна держащая катушка 18, выполненная проводом большого сечения. Для включения выключателя на держащую катушку 18 подается ток включения $I_{\text{БК}} = 50$ А. Возникающий при этом магнитный поток $\Phi_{\text{БК}}$ создает силу $F_{\text{м}}$, которая, преодолевая силу натяжения пружин $F_{\text{пр}}$, притягивает якорь 20 к сердечнику магнитопровода 19 и поворачивает рычаг 22 вокруг оси 21, который перемещает влево толкатели 9 и растягивая пружины 7 и 8. Пружины 8 поворачивают рычаги 6 вокруг оси 14. Правая пара контактов выключателя замыкается, замыканию левой препятствует механизм свободного расцепления, якорь 17 которого притянут

к скошенной плоскости магнитопровода потоком рассеяния Φ_{BKS} и через тягу 16 препятствует повороту рычага 6. После переключения блок-контактов БК1–БК4 коммутатора 13 рычажной передачей 11 и изолирующей тягой 12 в цепь держащей катушки вводится токоограничивающий резистор, снижающий ток держащей катушки до 1 А. Якорек 17 отрывается от магнитопровода и левая пара контактов замыкает цепь, процесс включения БВ завершается. Отключение выключателя происходит при размыкании цепи держащей катушки или при размагничивании магнитопровода 19 витком 15. Под действием силы $F_{пр}$ рычаг 22 поворачивается вокруг оси 21 и толкателями 9 поворачивает рычаги 6 подвижных контактов, выключатель отключается.

Принципиальная схема управления выключателем ВАБ–28 приведена на рис. 5.73. Включение выключателя путем нажатия кнопки включения. Ее контакт SBC замыкает цепь 3–6. Катушка контактора KM получает питание, контактор замыкает цепь 1–2. По держащей катушке протекает ток порядка 50 А, якорь выключателя притягивается к магнитопроводу, блок-контакты переключаются. QF_1 размыкает цепь 3–6 и отключает контактор KM , который размыкает цепь 1–2. Ток в держащей катушке протекает по цепи 1–4 и уменьшается с помощью резистора R до 1 А. Контакт QF_2 замыкает цепь 5–6 блокировочного реле KB , которое своим контактом KB_1 вторично размыкает цепь 3–6, а контактом KB_2 становится на самоподпитку. Если выключатель отключится, то ток в цепи 5–6 сохранится, не смотря на то, что QF_2 разомкнется. Контакт KB_1 будет удерживать разомкнутой цепь 3–5, не давая включаться контактору KM и вык-

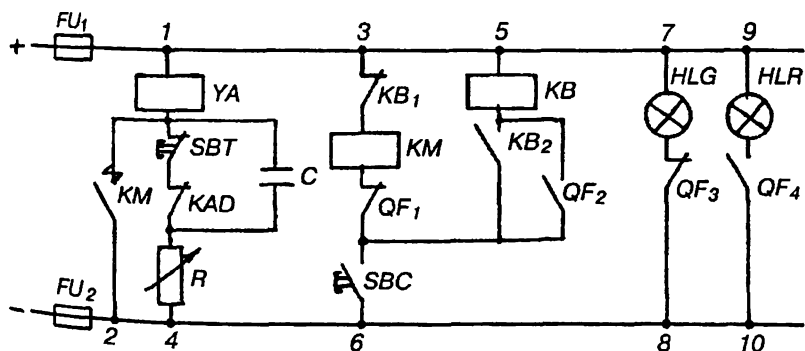


Рис. 5.73. Принципиальная схема управления выключателем ВАБ–28

лючателю повторно при замкнутом контакте кнопки включения *SBC*. Таким образом, реле блокировки *KB* разрешает одно включение выключателя одним нажатием кнопки включения. При необходимости включить выключатель вторично, необходимо отпустить кнопку. ее контакт разомкнет цепь 5–6, реле *KB* потеряет возбуждение и замкнет свой контакт KB_1 в цепи 3–6, контакт KB_2 в цепи 5–6 разомкнется. Вторичным нажатием кнопки включения можно вторично включить выключатель. При отключенном выключателе его блок-контакт QF_3 замыкает цепь 7–8 зеленой лампы *HLG*, а при включенном — QF_4 замыкает цепь красной лампы *HLR*. Схема обеспечивает необходимую длительность включающего импульса тока в держателе катушке и блокировку от многократного включения выключателя на короткое замыкание.

Отключение выключателя осуществляется путем размыкания цепи 1–4 держателе катушки *YA* кнопкой отключения *SBT* или контактами дифференциального шунтового реле *KAD*. В обоих случаях в размыкаемую цепь вводится конденсатор *C*, обеспечивающий высокую скорость затухания тока в катушке *YA* и тем самым способствующий быстрому отключению выключателя под действием отключающих пружин.

Реле РДШ (дифференциальное шунтовое) используется для автоматического отключения выключателя ВАБ–28–Л без витка главного тока, устанавливаемого на питающих линиях

контактной сети. Реле РДШ (рис. 5.74) состоит из магнитопровода 7, на котором установлена планка 1 со скобой 2. К скобе 2 прикреплена шкала 3 с четырьмя значениями установки, которые указывает стрелка 4. Установка регулируется пружиной 5, изменяющей зазор 8 между магнитопроводом 7 и якорем 6, с которым жестко связан подвижный контакт 10. Магнитопровод огибается двумя ветвями шины 8. На

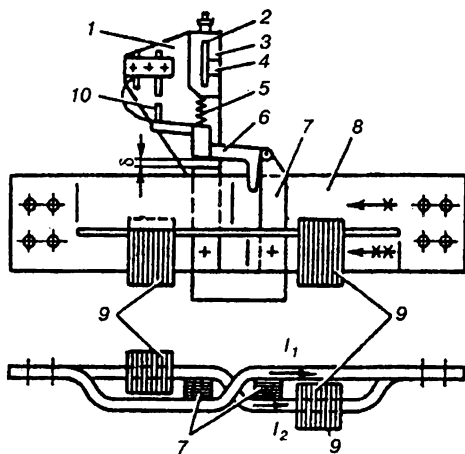


Рис. 5.74. Устройство реле РДШ

ветвь меньшего сечения насажены пластины 9 из электротехнической стали. Ветви шины 8 выполнены восьмеркой, в результате чего проходящие через магнитопровод 7 токи I_1 и I_2 направлены встречно. При медленном изменении тока защищаемой цепи в нормальном режиме работы токи в ветвях отличаются незначительно, так как определяются в основном активными сопротивлениями этих ветвей, которые имеют незначительную разницу. При КЗ в защищаемой цепи ток возрастает очень быстро, и соотношение между токами I_1 и I_2 определяется в основном их индуктивными сопротивлениями. Стальные пластины 9 значительно увеличивают сопротивление ветви меньшего сечения и уменьшают ток I_2 по сравнению с током I_1 . Под действием возрастающей разности токов $I_1 - I_2$ в магнитопроводе 7 создается магнитный поток, достаточный для быстрого притягивания якоря 6 к магнитопроводу 7 и размыкания контактами 10 цепи держащей катушки выключателя.

Выключатель ВАБ-43-4000/30-Л-У4 (линейный) на номинальный ток 4000 А и номинальное напряжение 3 кВ предназначен для эксплуатации в закрытых отапливаемых помещениях. По принципу работы выключатель ВАБ-43 имеет много общего с выключателем АБ-2/4, а при отключении осуществляет гашение двух дуг как ВАБ-28, но в одной двухсекционной камере.

На рис. 5.75 и 5.76 обозначения всех элементов выключателя имеют одинаковые цифровые обозначения. Дугогасительное устройство состоит из элементов под номерами 1-15, исключая контактный вывод 13, второй контактный вывод 21. Дугогасительная камера выключателя продольно-щелевого типа. Две секции камеры размещаются параллельно, благодаря чему при ограниченных размерах ее дугу можно растянуть на значительную длину. Перегородка 3 делит камеру на две секции. Снаружи камера имеет двойные щиты 7, скрепленные болтами 2. Внутри каждой секции магнитопроводы 6 с наконечниками 4, растягивающие дуги между рогами 9 и 12 по периметру камеры. V-образная перегородка 5 способствует растяжению дуги. Рога, между которыми горит дуга, соединяются гибкими связями 10 с контактами выключателя. Опорные косынки 8, закрепленные шпильками на камере, опираются на ось 11, вокруг которой поворачивается камера для внутреннего осмотра. При отключении выключателя дуга возникает между дугогасительными контактами 51 и 54. Ток, протекающий по двум секциям 14 катушки магнитного дутья, создает в магнитопроводе 15, пропущенном через окна секций 14 магнитный поток. После

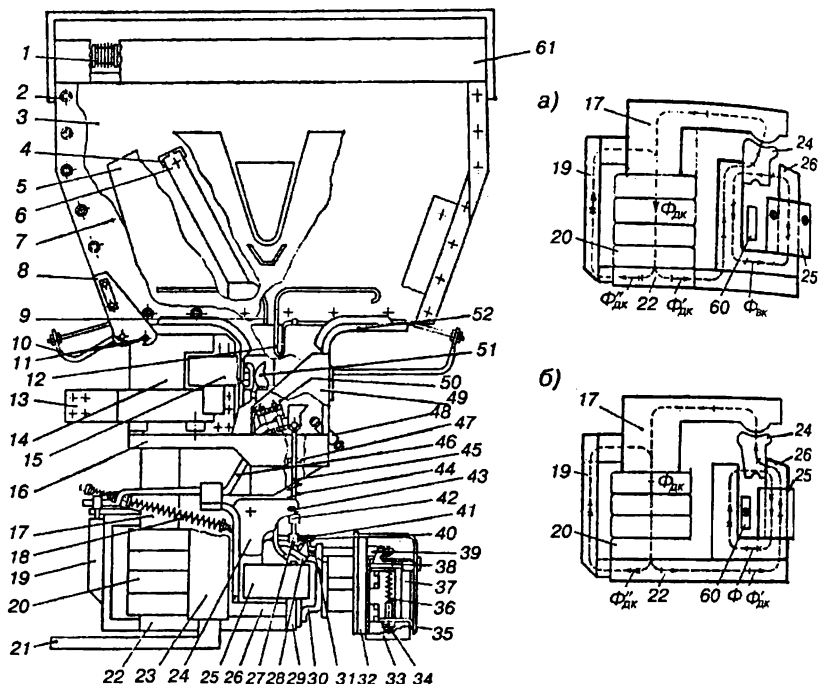


Рис. 5.75. Общий вид выключателя типа ВАВ-43 и эскизы его магнитной системы:

а — в начальный момент включения; б — во включенном состоянии

дний выталкивает дугу на рога 9 и 12, где она делится на две дуги, которые перемещаются вверх в секциях дугогасительной камеры, притягиваются друг к другу и перемещаются по стенкам перегородки 3. Это способствует интенсивному отводу тепла из каналов дуг и активной деионизации ионизированных частиц воздуха. Обходя магнитопроводы 6 (по два в каждой секции), дуга горит в свободной верхней полости камеры. Выше этой полости в экранах 61 размещены блоки деионных решеток 1 из стальных пластин, охлаждающих горячие газы и деионирующие их во избежание электрического пробоя воздуха и перекрытия выключателя по пути выхлопа. Выхлоп газов из двух секций камеры осуществляется в разные стороны.

Магнитопровод выключателя включает в себя нижний литой брус 22 и верхний, на котором расположено изоляционное основание 16 контактного блока, и П-образный сердечник 26. Между брусками расположен сердечник 17 с четырехсекционной держашей катушкой 20. На эскизе рис. 5.75, а показана магнитная система выключателя в самом начале процесса включения. Якорь 24 притягивается к левому стержню П-образного сердечника 26 отключающей пружиной 18. Держашая катушка 20 создает магнитный поток $\Phi_{\text{дк}}$, который делится на $\Phi'_{\text{дк}}$ и $\Phi''_{\text{дк}}$. Поток $\Phi''_{\text{дк}}$ замыкается через магнитный шунт 19. Перемещая магнитный шунт 19 вверх, уменьшается сечение левой части магнитопровода, увеличивается ее магнитное сопротивление и уменьшается поток $\Phi''_{\text{дк}}$, увеличивается поток $\Phi'_{\text{дк}}$ и соответственно увеличивается ток уставки срабатывания. При подаче тока во включающую катушку 25 возникает ее магнитный поток $\Phi_{\text{вк}}$, который в левом стержне П-образного сердечника направлен встречно потоку $\Phi_{\text{дк}}$ и вытесняет его в правый стержень. Якорь 24 притягивается к намагниченному правому стержню, растягивая отключающую пружину 18 и сжимая пружину 44, которая перемещает вверх тягу 45, выключатель переходит из отключенного состояния (рис. 5.76, а) в предвключенное (рис. 5.76, б). Контакты выключателя замкнуться не могут, так как тяга 45,

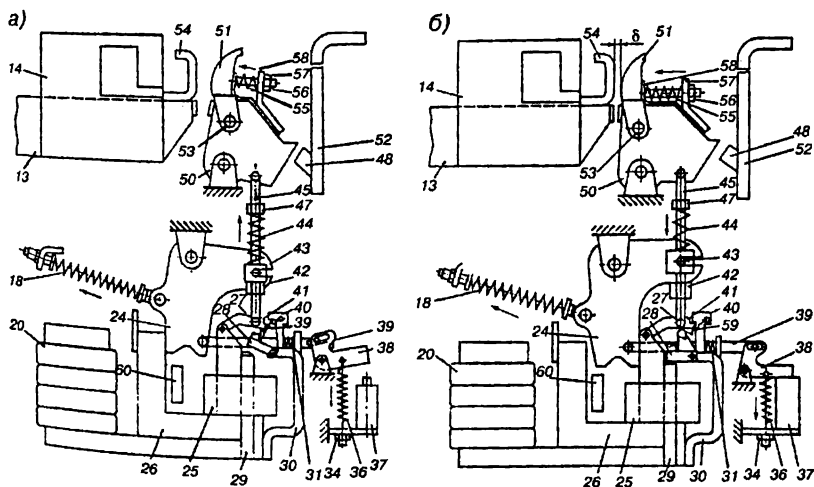


Рис. 5.76. Механизм выключателя ВАБ-43:

а — в отключенном состоянии; б — в предвключенном состоянии

лючателю повторно при замкнутом контакте кнопки включения *SBC*. Таким образом, реле блокировки *KB* разрешает одно включение выключателя одним нажатием кнопки включения. При необходимости включить выключатель вторично, необходимо отпустить кнопку. ее контакт разомкнет цепь 5–6, реле *KB* потеряет возбуждение и замкнет свой контакт *KB₁* в цепи 3–6, контакт *KB₂* в цепи 5–6 разомкнется. Вторичным нажатием кнопки включения можно вторично включить выключатель. При отключенном выключателе его блок-контакт *QF₃* замыкает цепь 7–8 зеленой лампы *HLG*, а при включенном — *QF₄* замыкает цепь красной лампы *HLR*. Схема обеспечивает необходимую длительность включающего импульса тока в держащей катушке и блокировку от многократного включения выключателя на короткое замыкание.

Отключение выключателя осуществляется путем размыкания цепи 1–4 держащей катушки *YA* кнопкой отключения *SBT* или контактами дифференциального шунтового реле *KAD*. В обоих случаях в размыкаемую цепь вводится конденсатор *C*, обеспечивающий высокую скорость затухания тока в катушке *YA* и тем самым способствующий быстрому отключению выключателя под действием отключающих пружин.

Реле РДШ (дифференциальное шунтовое) используется для автоматического отключения выключателя ВАБ–28–Л без витка главного тока, устанавливаемого на питающих линиях контактной сети.

Реле РДШ (рис. 5.74) состоит из магнитопровода 7, на котором установлена планка 1 со скобой 2. К скобе 2 прикреплена шкала 3 с четырьмя значениями уставки, которые указывает стрелка 4. Уставка регулируется пружиной 5, изменяющей зазор δ между магнитопроводом 7 и якорем 6, с которым жестко связан подвижный контакт 10. Магнитопровод огибается двумя ветвями шины 8. На

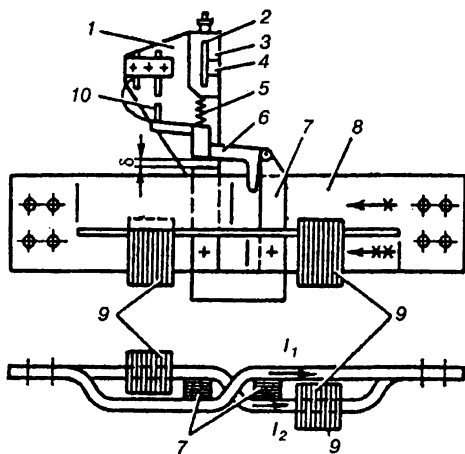


Рис. 5.74. Устройство реле РДШ

ветвь меньшего сечения насажены пластины 9 из электротехнической стали. Ветви шины 8 выполнены восьмеркой, в результате чего проходящие через магнитопровод 7 токи I_1 и I_2 направлены встречно. При медленном изменении тока защищаемой цепи в нормальном режиме работы токи в ветвях отличаются незначительно, так как определяются в основном активными сопротивлениями этих ветвей, которые имеют незначительную разницу. При КЗ в защищаемой цепи ток возрастает очень быстро, и соотношение между токами I_1 и I_2 определяется в основном их индуктивными сопротивлениями. Стальные пластины 9 значительно увеличивают сопротивление ветви меньшего сечения и уменьшают ток I_2 по сравнению с током I_1 . Под действием возрастающей разности токов $I_1 - I_2$ в магнитопроводе 7 создается магнитный поток, достаточный для быстрого притягивания якоря 6 к магнитопроводу 7 и размыкания контактами 10 цепи держащей катушки выключателя.

Выключатель ВАБ-43-4000/30-Л-У4 (линейный) на номинальный ток 4000 А и номинальное напряжение 3 кВ предназначен для эксплуатации в закрытых отапливаемых помещениях. По принципу работы выключатель ВАБ-43 имеет много общего с выключателем АБ-2/4, а при отключении осуществляет гашение двух дуг как ВАБ-28, но в одной двухсекционной камере.

На рис. 5.75 и 5.76 обозначения всех элементов выключателя имеют одинаковые цифровые обозначения. Дугогасительное устройство состоит из элементов под номерами 1-15, исключая контактный вывод 13, второй контактный вывод 21. Дугогасительная камера выключателя продольно-щелевого типа. Две секции камеры размещаются параллельно, благодаря чему при ограниченных размерах ее дугу можно растянуть на значительную длину. Перегородка 3 делит камеру на две секции. Снаружи камера имеет двойные щиты 7, скрепленные болтами 2. Внутри каждой секции магнитопроводы 6 с наконечниками 4, растягивающие дуги между рогами 9 и 12 по периметру камеры. V-образная перегородка 5 способствует растяжению дуги. Рога, между которыми горит дуга, соединяются гибкими связями 10 с контактами выключателя. Опорные косынки 8, закрепленные шпильками на камере, опираются на ось 11, вокруг которой поворачивается камера для внутреннего осмотра. При отключении выключателя дуга возникает между дугогасительными контактами 51 и 54. Ток, протекающий по двум секциям 14 катушки магнитного дутья, создает в магнитопроводе 15, пропущенном через окна секций 14 магнитный поток. После

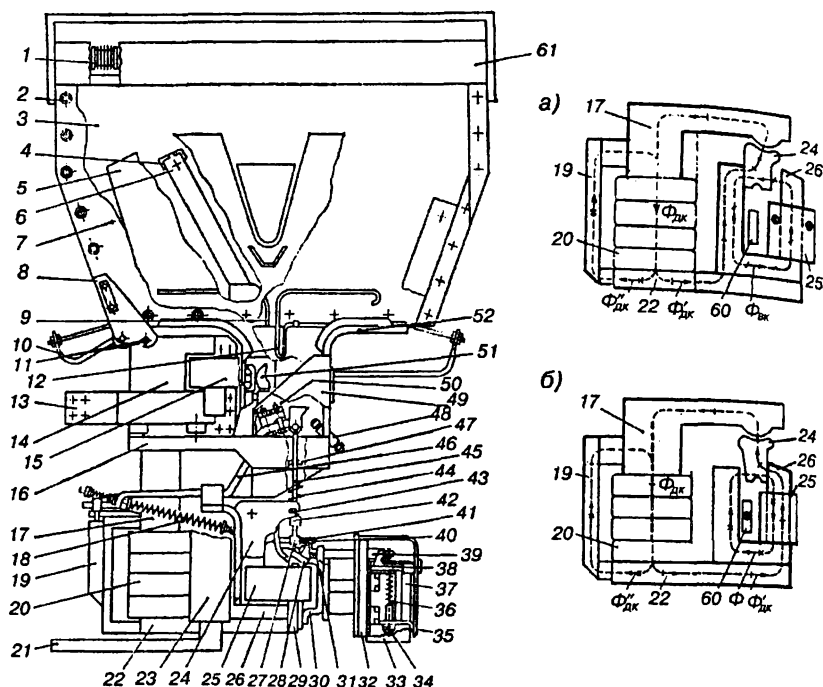


Рис. 5.75. Общий вид выключателя типа ВАБ-43 и эскизы его магнитной системы:

а — в начальный момент включения; б — во включенном состоянии

дний выталкивает дугу на рога 9 и 12, где она делится на две дуги, которые перемещаются вверх в секциях дугогасительной камеры, притягиваются друг к другу и перемещаются по стенкам перегородки 3. Это способствует интенсивному отводу тепла из каналов дуг и активной деионизации ионизированных частиц воздуха. Обходя магнитопроводы 6 (по два в каждой секции), дуга горит в свободной верхней полости камеры. Выше этой полости в экранах 61 размещены блоки деионных решеток 1 из стальных пластин, охлаждающих горячие газы и деионирующие их во избежание электрического пробоя воздуха и перекрытия выключателя по пути выхлопа. Выхлоп газов из двух секций камеры осуществляется в разные стороны.

Магнитопровод выключателя включает в себя нижний литой брус 22 и верхний, на котором расположено изоляционное основание 16 контактного блока, и П-образный сердечник 26. Между брусками расположен сердечник 17 с четырехсекционной держащей катушкой 20. На эскизе рис. 5.75, а показана магнитная система выключателя в самом начале процесса включения. Якорь 24 притягивается к левому стержню П-образного сердечника 26 отключающей пружиной 18. Держащая катушка 20 создает магнитный поток $\Phi_{\text{дк}}$, который делится на $\Phi'_{\text{дк}}$ и $\Phi''_{\text{дк}}$. Поток $\Phi''_{\text{дк}}$ замыкается через магнитный шунт 19. Перемещая магнитный шунт 19 вверх, уменьшается сечение левой части магнитопровода, увеличивается ее магнитное сопротивление и уменьшается поток $\Phi''_{\text{дк}}$, увеличивается поток $\Phi'_{\text{дк}}$ и соответственно увеличивается ток уставки срабатывания. При подаче тока во включающую катушку 25 возникает ее магнитный поток $\Phi_{\text{вк}}$, который в левом стержне П-образного сердечника направлен встречно потоку $\Phi_{\text{дк}}$ и вытесняет его в правый стержень. Якорь 24 притягивается к намагниченному правому стержню, растягивая отключающую пружину 18 и сжимая пружину 44, которая перемещает вверх тягу 45, выключатель переходит из отключенного состояния (рис. 5.76, а) в предвключенное (рис. 5.76, б). Контакты выключателя замкнуться не могут, так как тяга 45,

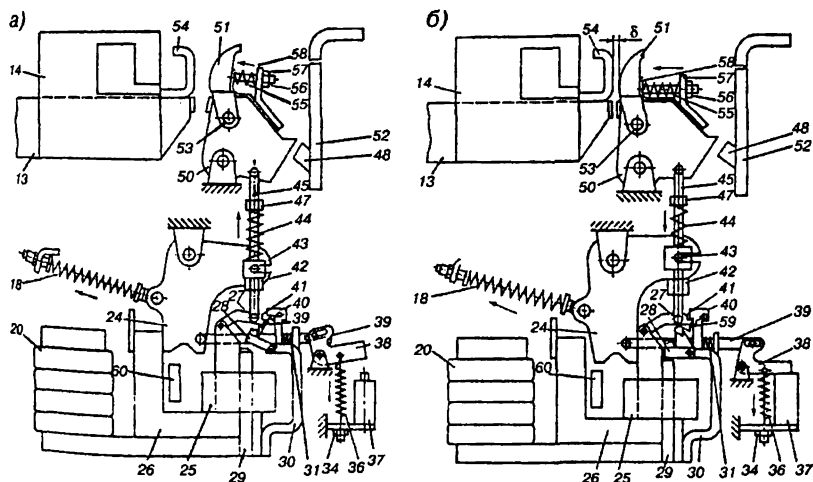


Рис. 5.76. Механизм выключателя ВАБ-43:

а — в отключенном состоянии; б — в предвключенном состоянии

соединенная с рычагом 50 подвижного контакта, останавливается, когда между контактами остается зазор β . Это происходит потому, что якорек 28 механизма свободного расцепления притягивается к стержню 29 под действием потока включающей катушки, частично замыкающегося по скобе 30. Пружина 59, натягиваясь, перемещает защелку 40 на зуб рычага 41, который осью 27 связан с тягой 45. При этом сжимается пружина 44, находящаяся на тяге между осью 43 и гайкой 47. После отключения включающей катушки 25 якорек 28 по действием пружины 59 возвращается в исходное состояние, защелка 40 пружиной 31 отводится вправо и освобождает рычаг 41 и связанную с ним тягу 45. По действием усилия пружины 44 тяга 45 перемещается вверх, замыкаются сначала дугогасительные контакты 51 и 54, потом главные контакты, расположенные ниже. Пружина 55, установленная между скобой 57 и дугогасительным контактом 51, обеспечивает перемещение последнего вокруг оси 53. Натяжение пружины 55 регулируется гайкой 56. Гибкая связь 58 электрически связывает главный и дугогасительный контакты. Упор 48, закрепленный на скобе 52, ограничивает движение рычага 50 при отключении выключателя. Изоляционный экран 49, закрепленный на скобе 52, защищает от переброса дуги на корпус выключателя.

К скобе 30 прикреплен с помощью изоляторов блок сигнализации, состоящий из блок-контактов 37, переключаемых рычагом 38, на который действует пружина 36. Тяга 39 связывает рычаг 38 с якорем 24, при перемещении которого она поворачивает рычаг 38. Натяжение пружины 36 регулируется гайкой 34. Блок сигнализации собран на изоляционном основании 32, к которому крепятся металлические экраны 33 и 35.

Индуктивный шунт 23, выполненный из набора стальных изолированных пластин, насаженных на медную шину, включается параллельно размагничивающему витку 60, пропущенному в окно П-образного сердечника. Шунт соединен гибкой связью 46 с подвижным контактом. При нормальном режиме работы и перегрузках с медленно нарастающим током большая часть тока идет через шунт, а при КЗ — через размагничивающий виток 60, который создает поток Φ (рис. 5.75, б), размагничивающий правый стержень П-образного сердечника 26 и намагничивающий левый стержень. Якорь 24 под действием магнитных сил притяжения и сил натяжения пружины 18 перебрасывается к левому стержню, перемещает вниз тягу 45, действуя на упор 42. При этом размыкаются

сперва главные контакты, потом дугогасительные 54 и 51. Выключатель переходит в отключенное положение (рис. 5.76, а). Дуга, возникающая между контактами 54 и 51, гасится в дугогасительной камере.

Схема управления выключателем ВАБ-43 приведена на рис. 5.77. Принципиально она мало отличается от схемы управления

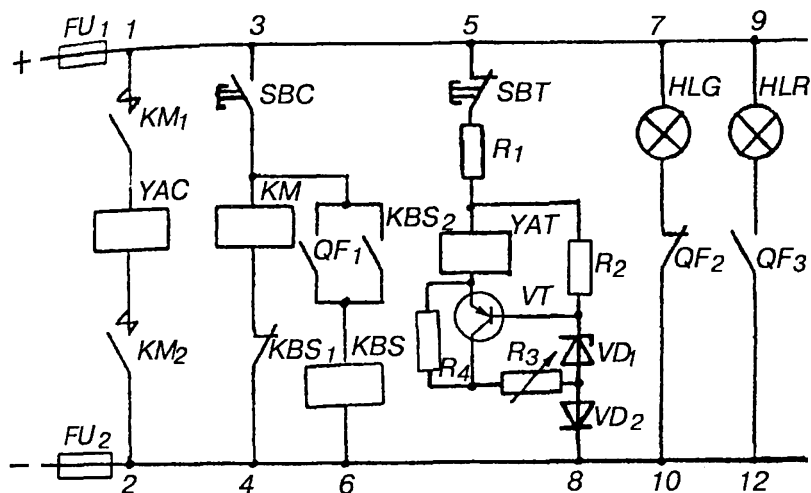


Рис. 5.77. Принципиальная схема управления выключателем ВАБ-43

выключателем АБ-2/4. Включение выключателя осуществляется нажатием кнопки *SBC*. При протекании тока по цепи 3-4 получает питание катушка контактора *КМ*. Контактор замыкает своими контактами *КМ₁* и *КМ₂* цепь 1-2 включающей катушки выключателя *YAC*. *ВВ* переходит в предвключенное состояние (рис. 5.76, б), и его блок-контакты переключаются: *QF₁* замыкает цепь 3-6 блокирующего реле *KBS*; *QF₂* размыкает цепь 7-10 зеленой лампы *HLG*; *QF₃* замыкает цепь 8-12 красной лампы *HLR*, сигнализирующей о включении выключателя. Блокирующее реле *KBS* своим контактом *RBS₁* размыкает цепь 3-4, контактор *КМ* отключается и контактами *КМ₁* и *КМ₂* размыкает цепь 1-2 включающей катушки выключателя, после чего механизм свободного расцепления разрешает переход выключателя из предвключенного состояния во включенное. Реле *KBS* становится на самоподпитку через контакт *KBS₂*. Пока контакт *SBC* будет замкнут, реле *KBS* будет под током, и, если в это

период выключатель автоматически отключится, контактор *KM* не получит питания, так как цепь 3–4 будет разомкнута контактом *KBS*₁. Для повторного включения необходимо отпустить кнопку *SBC*, реле *KBS* потеряет питание, и контакт *KBS*₁ замкнется. Нажатием кнопки *SBC* осуществляется повторное оперативное включение выключателя.

Отключение выключателя осуществляется нажатием кнопки *SBT*, контакт которой размыкает цепь 5–8 держащей катушки *YAT*. После исчезновения тока в катушке *YAT* выключатель отключается отключающей пружиной. Разрядный ток, возникающий под действием противо э.д.с. держащей катушки, замыкается через резисторы *R*₂, *R*₃ и *R*₄. Стабилитрон *VD*₁ независимо от колебания напряжения питания подает постоянное напряжение на переход "база–коллектор" транзистора *VT*, который поддерживает стабильный ток в цепи держащей катушки *YAT*. Резистор *R*₃ служит для первоначальной регулировки тока держащей катушки. Кроме того, стабилизации коллекторного тока способствует резистор *R*₄, подключенный к эмиттеру и коллектору транзистора *VT*. Сигнализация отключенного положения выключателя осуществляется зеленой лампой *HLG* в цепи 7–10, которая замыкается блок–контактом выключателя *QF*₂.

Выключатель ВАБ–49 разработан на основе выключателей ВАБ–28 и ВАБ–43, хотя имеет значительные конструктивные отличия. Выпускаются четыре модификации выключателя: ВАБ–49–3200/30–Л–УХЛ4 на 3200 А и ВАБ–49–5000/30–Л–УХЛ4 на 5000 А применяются только по два, соединенные последовательно; ВАБ–49/1–3200/30–Л–УХЛ4 и ВАБ–49–4000/30–К–УХЛ4 на 4000 А применяются в одиночном исполнении. Буква *Л* обозначает, что выключатель устанавливается на линиях постоянного тока для защиты их от токов КЗ и недопустимых перегрузок. Буква *К* обозначает, что выключатель устанавливается в качестве катодного на преобразователях переменного тока в постоянный для защиты от обратных токов. Все выключатели выпускаются на номинальное напряжение 3300 В, а наибольшее рабочее — 4100 В, предназначены для работы в районах с умеренным и холодным климатом, в закрытых отапливаемых помещениях.

На рис. 5.78 изображен полюс выключателя ВАБ–49 во включенном положении, который состоит из контактного блока и привода, изолированных друг от друга изоляторами 2, установленными на скобе 1, изолятора 24 и изолирующей тягой 25. Корпус при-

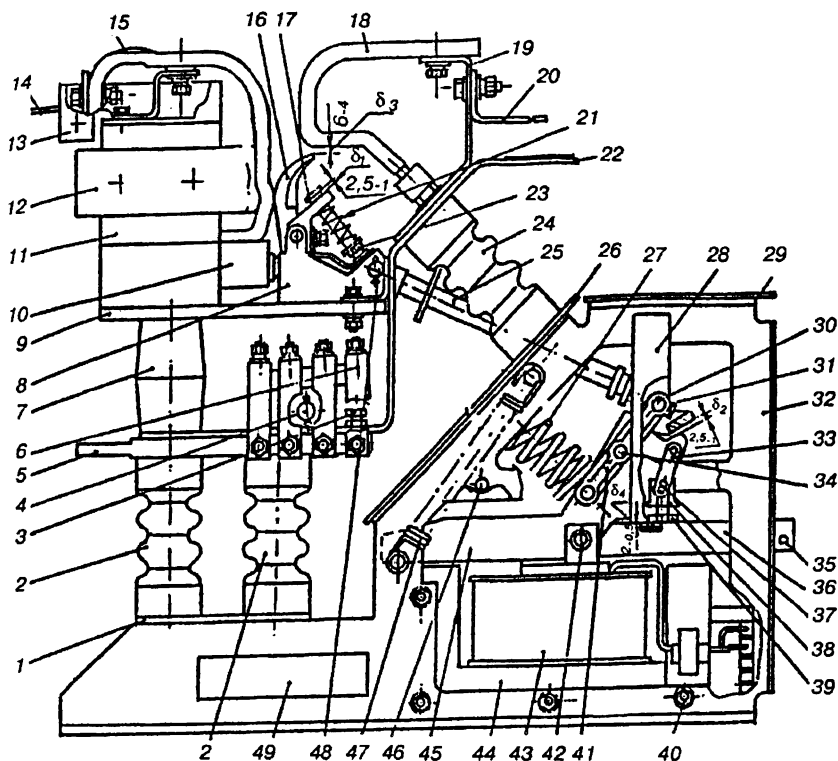


Рис. 5.78. Выключатель ВАБ-49

вода заземляется. Привод включает в себя электромагнит, состоящий из магнитопровода 44, катушки 43, расположенной на среднем стержне магнитопровода, к которому крепятся главный якорь 45 и якорь механизма свободного расцепления 36, вращающиеся на одной оси 42, промежуточного трехплечного рычага 41, установленного на главном якоре 45 и соединенного с ним осью 34, контактной пружины 27, отключающих пружин 47 и упора 46 главного якоря. Электромагнит закреплен в корпусе 32 шпильками 40. С двух сторон корпуса установлены блокировочные контакты 28. Механический указатель положения выключателя 35 расположен с торца привода.

Контактный блок выключателя состоит из катушки магнитного дутья 11 с неподвижным контактом 10, магнитопровода магнитного дутья 12, дугогасительного рога 15 неподвижного контакта, подшипника 13 для установки дугогасительной камеры, объединенных в единый узел и установленных на панели 9. Узел неподвижного контакта изолирован от узла подвижного контакта изолятором 7, установленном на скобе 22 и контактной шине 5. Контактный блок включает в себя главный подвижный контакт 8, закрепленный через ось 4 на скобе 22 и соединенный с шиной гибкими связями 6. Дугогасительный рог 18 подвижного контакта закреплен на скобах 19 и 22. На главном подвижном контакте 8 установлен дугогасительный контакт 16 с пружиной дожатия 21, закрепленный болтом 17. Нажатие пружины 21 регулируется гайкой 23. Подвижный контакт связан тягой 25, к которой крепится осью 48, с промежуточным рычагом 41 регулировочной втулкой 31 с осью 30. Соединение контактного блока с дугогасительной камерой осуществляется гибкими связями 14 и 20.

Привод выключателя защищен от возможного переброса дуги изоляционными экранами 26 и 29. Для регулирования зазора между рогом 15 и контактом 16 в предвключенном состоянии используется винт 38, который закрепляется контрогайкой 39 на якоре 36 механизма свободного расцепления и связывается с серьгой 33 осью 37.

Окно 49 в дополнительном магнитопроводе катодного выключателя служит для пропуска шины размагничивающего витка, необходимого для автоматического отключения выключателя.

Дугогасительная камера (рис. 5.79) М-образной формы состоит из асбоцементных наружных щитов 13 и 14 и внутренних перегородок 16, отделенных от наружных щитов брусками 15. Между внутренними перегородками установлены рога 1 и 11. С двух торцов камеры между щитами 13 и 14 установлены дугогасительные блоки 7 и пламягасительные жалюзи 8. Сверху и снизу камера закрыта крышками 3 и 9. Дугогасительные блоки 7, размещенные с обеих сторон камеры, состоят из набора стальных медных пластин 20, разделенных изоляционными пластинами 18 и 19 и собранных на изоляционных стержнях 10. Пламягасительные жалюзи состоят из тонких стальных пластин 17, разделенных изоляционными шайбами и собранных на изоляционных стержнях. С помощью пластин 2, расположенных с двух сторон камеры, она устанавливается на контактный блок, где имеется специальный подшипник для поворота камеры при осмотре и ремонте.

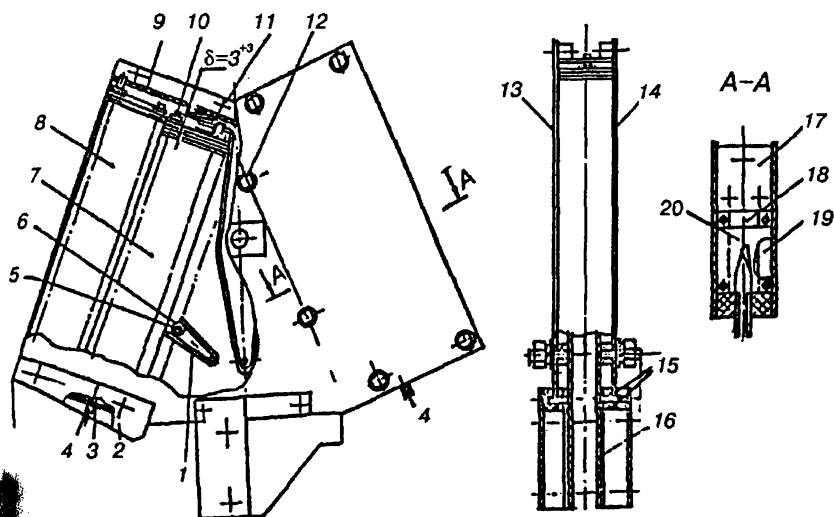


Рис. 5.79. Дугогасительная камера выключателя ВАБ-49

На рис. 5.78 ВАБ-49 показан во включенном положении. В отключенном положении выключатель находится на рис. 5.80, а. Главный якорь 2 под действием пружин оттянут от левого стержня 1 магнитопровода, тяга удерживает подвижный контакт 5 в отключенном состоянии. Упор 4 ограничивает поворот подвижного контакта, который нормально не должен касаться упора. Гибкая связь 3 соединяет подвижный контакт с шиной контактного вывода (на рис. 5.80, а связь показана частично).

Для включения выключателя необходимо нажать кнопку включения (рис. 5.81). Контакт кнопки *СВС* замыкает цепь 3–6. Контакт *КМ* получает питание и замыкает свои контакты *КМ₁* и *КМ₂* в цепи 1–2 катушки выключателя *УА*, ток возрастает до 40 А. Главный якорь 2 (рис. 5.80, б) притягивается к левому стержню сердечника, преодолевая усилия пружин. Якорь 9 механизма свободного расцепления притягивается к правому сердечнику магнитопровода, удерживая подвижный контакт 5 и дугогасительный 6 в предвключенном состоянии через тягу 7. Якорь 9 ограничивает перемещение тяги 7 рычагом 8, с которым он связан серьгой. В результате притяжения главного якоря переключаются блок-контакты (рис. 5.81). Контакт *QF₁* замыкает цепь 5–6, блокировочное реле *КВ* по-

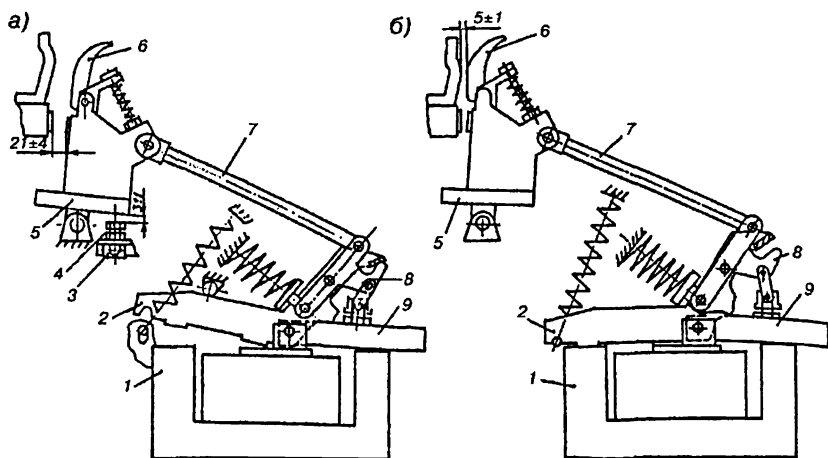


Рис. 5.80. Привод выключателя ВАБ-49:

а — в отключенном состоянии; б — в предвключенном состоянии

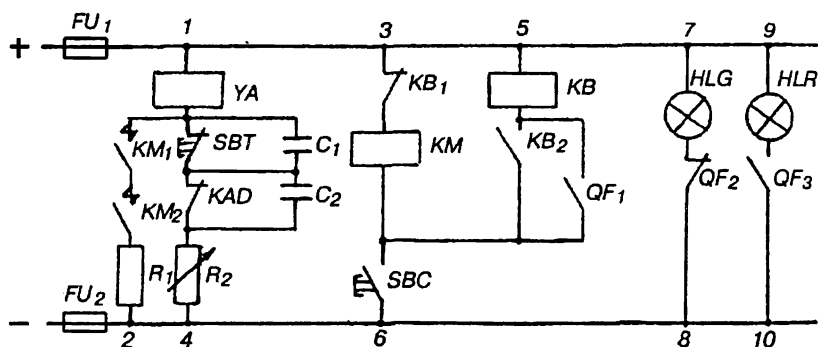


Рис. 5.81. Принципиальная схема управления выключателем ВАБ-49

лучает питание и своим контактом KB_1 размыкает цепь 3-6 контактора KM . Контактор размыкает контакты KM_1 и KM_2 в цепи 1-2. Ток в катушке YA (цепь 1-4) уменьшается резистором R_2 до 0,6 А. Это приводит к резкому снижению магнитного потока в магнитопроводе, якорь 9 (рис. 5.80, б) отрывается от правого стержня под действием сжатой пружины, поворачивающей трехплечный рычаг вокруг оси против часовой стрелки. Тяга 7 при этом перемещается,

выключатель переходит во включенное состояние, контакты замыкаются. Реле блокировки *KB* (рис. 5.81) замыкает свой контакт KB_2 в цепи 5–6, становится на самоподпитку и удерживает цепь 3–6 разомкнутой. Блокировочное реле *KB* служит для предотвращения многократных включений и отключений выключателя в том случае, когда аварийный ток возникает в защищаемой цепи в момент включения выключателя при нажатой кнопке *SBC*. Для повторного оперативного включения выключателя необходимо отпустить кнопку *SBC* и вновь нажать ее. После включения выключателя его блок-контакт QF_2 разомкнет цепь 7–8 зеленой лампы *HLG*, а контакт QF_3 замкнет цепь 9–10 красной лампы *HLG*, сигнализирующей о включенном положении выключателя.

Отключение выключателя происходит при размыкании цепи 1–4 катушки *YA* выключателя кнопкой *SBT* оперативного отключения или контактом дифференциального шунтового реле *KAD* при КЗ или перегрузке в защищаемой цепи. Реле *KAD* показано на рис. 5.74. При размыкании цепи 1–4 катушка выключателя теряет питание. Параллельно контактам *SBT* и *KAD* включены конденсаторы C_1 и C_2 , которые вместе с катушкой создают колебательный контур, и возникает колебательный процесс спадания тока. За счет его отрицательной полуволны уничтожается намагниченность магнитопровода, что обеспечивает быстрое действие выключателя при отключении, блок-контакты переключаются: QF_2 замыкает цепь 7–8 зеленой лампы *HLG*, сигнализирующей об отключенном положении выключателя QF_3 размыкает цепь 9–10 красной лампы *HLG*.

Технические данные выключателей ВАБ–49 приведены в табл. 5.3.

5.19. РАЗРЯДНИКИ И ОГРАНИЧИТЕЛИ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Разрядники являются защитными аппаратами. Они предназначены для защиты изоляции электрооборудования от перенапряжений. В распределительных устройствах электроустановок применяются вентильные разрядники, на линиях электропередачи — трубчатые.

Вентильные разрядники состоят из искровых промежутков, включенных последовательно с рабочим резистором, имеющим нелинейную вольт-амперную характеристику. В некоторых разрядниках па-

Технические данные автоматических быстродействующих выключателей ВАБ-49

| Наименование параметра и характеристики | Тип выключателя | | | |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------|------------------------------|-----------------------------|---------------------------|
| | ВАБ-49-3200/ /30-Л-УХЛ4 | ВАБ-49/1-3200/ /30-Л-УХЛ4 | ВАБ-49-50000/ /30-Л-УХЛ4 | ВАБ-49-4000/30- К-УХЛ4 |
| 1. Род тока главной цепи | Постоянный | | | |
| 2. Номинальное напряжение, В | 3300 | | | |
| 3. Исполнение по поляризации | Неполяризованный | | | Поляризо- ванный |
| 4. Номинальный ток, А | 3200 | 3200 | 5000 | 4000 |
| 5. Допустимые перегрузки: один раз в 2 ч в течение 15 мин, А; | 3600 | 3600 | 5500 | 4400 |
| один раз в 1 ч в течение 2 мин, А | 4100 | 4100 | 6500 | 5200 |
| 6. Пределы токов установок, А | 5000 | 4000 | 7000 | не более |
| 7. Отключающая способность при индуктивности: | 35000 | 22000 | 50000 | |
| 6...11 мГн; А | | | | |
| 15 мГн, А | 10000 | 10000 | 10000 | 10000 |
| 8. Собственное время размыкания цепи с аварийными токами, с | | 0,006 ... 0,008 | | 0,007 |
| 9. Полное время отключения, с | 0,025... 0,05 | 0,03... 0,05 | 0,05 | 0,03 |
| 10. Номинальное напряжение постоянного тока цепей управления, В | | 110 или 220 | | |
| 11. Номинальный ток включения электро- магнитного привода при напряжении 110 или 220 В, А | | | 40 | |
| 12. Установившееся значение тока держащей катушки при напряжении 110 или 220 В, А | | | Не более 0,7 | |

раллельно искровым промежуткам присоединяют шунтирующие резисторы для равномерного распределения напряжения между ними.

В условных обозначениях разрядников буквы означают: Р — разрядник; В — вентильный, П — подстанционный (поляризованный для разрядников постоянного тока); С — станционный; М — с магнитным дутьем; О — облегченной конструкции; У — униполярный; К — для ограничения коммутационных перенапряжений. Цифры, следующие за буквами в обозначении, означают напряжения разрядника.

Разрядники характеризуются рядом параметров.

Класс напряжения разрядника — номинальное значение напряжения сети, для работы в которой разрядник предназначен.

Наибольшее допустимое напряжение разрядника — эффективное значение наибольшего гарантированного заводом-изготовителем напряжения, при котором разрядник надежно гасит дугу.

Пробивное напряжение разрядника — наибольшая величина плавно нарастающего напряжения в момент пробоя разрядника.

Импульсное пробивное напряжение разрядника — наибольшая величина импульсного напряжения в момент пробоя разрядника при заданном значении предразрядного времени. **Предразрядное время** — время от начала нарастания импульсного напряжения до момента пробоя разрядника.

Номинальный разрядный ток разрядника — амплитудное значение импульсного тока, который проходит через разрядник после его пробоя.

Ток проводимости разрядника, искровые промежутки которого шунтированы резисторами, — ток, проходящий через разрядник при приложении к нему напряжения постоянного тока заданной величины. У разрядников, не имеющих шунтирующих резисторов, измеряемый при этом ток называется током утечки.

Вентильные разрядники переменного тока служат основным средством ограничения перенапряжений и защиты от них.

Разрядник РВП-6 показан на рис. 5.82. Он состоит из многократных искровых промежутков 12 и последовательно включенных нелинейных вилитовых резисторов 6, размещенных в фарфоровом корпусе 7 и сжатых спиральной пружиной 3. Блок многократных искровых промежутков включает несколько последовательно соединенных единичных искровых промежутков, помещенных в бумажно-бакелитовый цилиндр 4. Единичный искровой промежуток состоит из двух фигурных латунных электродов, приклеенных к изоляционной механической или электрокартонной прокладке. Не-

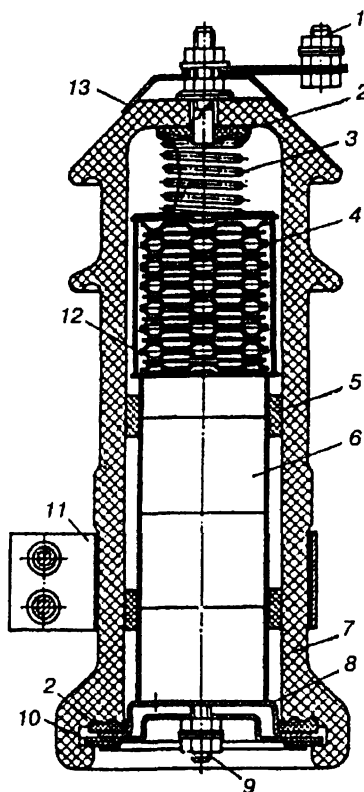


Рис. 5.82. Разрядник типа РВП-6

линейный последовательный резистор набирается из вилитовых (вилит-запеченная смесь карборунда с жидким стеклом), обладающих вентильными свойствами, то есть сопротивление карборунда изменяется в зависимости от приложенного к нему напряжения: чем выше приложенное напряжение, тем ниже его сопротивление, и наоборот. Количество искровых промежутков в блоке и вилитовых дисков в колонке зависит от величины номинального напряжения разрядника. Плоскости, которыми соприкасаются диски, для лучшего контакта металлизуют алюминием, а боковые поверхности вилитовых дисков для преграждения пути токам утечки покрывают изолирующей обмазкой. Для предотвращения смещения вилитовых дисков ставятся фетровые или войлочные прокладки 5. Вилит невлагоустоек и при отсыревании его вентильные свойства ухудшаются. Поэтому разрядник герметизируется уплотнением 2 из озоностойкой резины и закрывается сверху металлическим колпаком 13. К несущей конструкции разрядник присоединяется хомутом 11, к токоведущим проводам — болтом 1, а к заземлению — шпилькой 9. Таким образом, разрядник включается между фазой электроустановки и контуром заземления параллельно защищаемой изоляции.

В нормальном режиме работы искровые промежутки обеспечивают изоляцию между фазой и землей. Как только возникает перенапряжение, опасное для изоляции электроустановки, происходит пробой искровых промежутков, в результате чего сеть оказывается соединена с землей через вилитовые диски. В это момент к вилитовым дискам прикладывается максимальное напряжение, поэтому

сопротивление их будет наименьшим, а ток замыкания на землю — наибольшим. В результате разряда на землю напряжение в сети снижается, а сопротивление вилитовых дисков возрастает. Дуга переменного тока при прохождении через нуль гаснет, а затем вновь восстанавливается. Когда напряжение, приложенное к разряднику, оказывается недостаточным для поддержания дуги на искровых промежутках, при первом же прохождении тока через нуль его протекание через разрядник прекращается.

Модернизированный разрядник РВП с уменьшенным диаметром искровых промежутков и вилитовых дисков со сниженными габаритами и массой выпускается под наименованием РВО (разрядник вентильный облегченной конструкции).

Вентильный разрядник РВС (разрядник вентильный стационарный) выпускается в виде пяти стандартных элементов: РВС-15, РВС-20, РВС-30, РВС-33 и РВС-35. Из этих элементов комплектуют разрядники на напряжение до 220 кВ. Их устанавливают один на другой и соединяют последовательно. На рис. 5.83 показан элемент РВС, состоящий из фарфорового кожуха 1, внутри которого находятся вилитовые диски 2 и комплекты искровых промежутков 4, состоящие из нескольких единичных искровых промежутков 3. Каждый комплект заключен в фарфоровый цилиндр 5. Все искровые промежутки и вилитовые диски сжаты спиральными пружинами 6. Фарфоровый кожух закрыт с торцевых сторон крышками, под которыми проложена уплотняющая резина 7. Фарфоровый кожух армирован фланцами 8, которые служат для крепления разрядника к опорной конструкции, а также для присоединения к шинам или про-

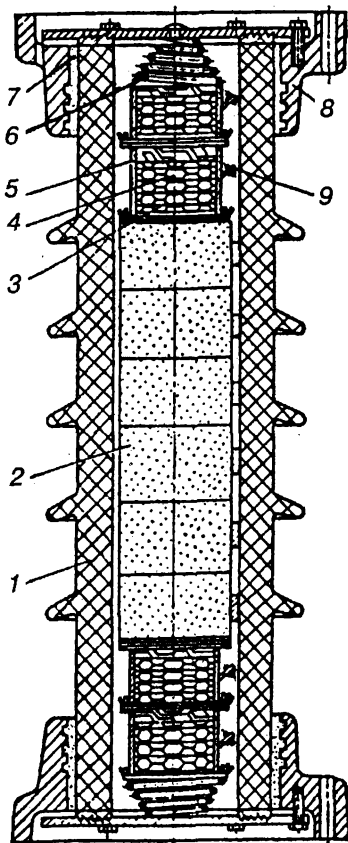


Рис. 5.83. Разрядник типа РВС

водам. Комплекты искровых промежутков шунтируются подковообразными резисторами 9, предназначенными для равномерного распределения напряжения между ними.

На рис. 5.84 показан комплект искровых промежутков, состоящий из четырех единичных искровых промежутков. Каждый единичный искровой промежуток включает в себя два фигурных латунных электрода 4, разделенных миканитовой прокладкой 5. Искровые промежутки размещаются в фарфоровом цилиндре 3, закрытом сверху и снизу латунными крышками 1. К последним присоединяются подковообразные шунтирующие резисторы 2, изготовленные на основе карбоцида.

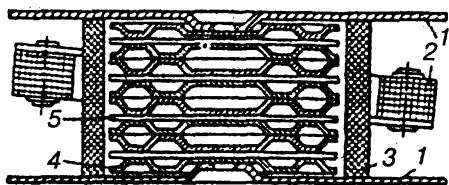


Рис. 5.84. Комплект искровых промежутков разрядника

ми 1. К последним присоединяются подковообразные шунтирующие резисторы 2, изготовленные на основе карбоцида.

На напряжение 35–500 кВ нашли применение разрядники магнитовентильные типа РВМ. Они отличаются от других типов разрядников наличием блоков магнитных искровых промежутков (рис. 5.85). Такие стандартные блоки искровых промежутков, дополненные дисковыми вилитовыми резисторами изготавливаются на напряжение 35 кВ. Блок магнитных искровых промежутков состоит из набора единичных искровых промежутков 2,

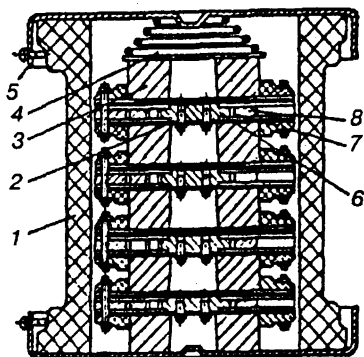


Рис. 5.85. Блок искровых промежутков разрядника типа РВМ

разделенных между собой кольцевыми магнитами 3. Единичный искровой промежуток состоит из двух концентрически расположенных медных электродов 6 и 8, между которыми образуется кольцевая щель 7. Возникающая в щели дуга вращается под действием постоянных магнитов с большой скоростью, что способствует ее быстрому гашению. Набор из постоянных магнитов и единичных искровых промежутков помещается внутри фарфоровой крышки 1, закрытой стальными крышками 5. Магниты и медные электроды плотно сжимаются стальной пружиной 4.

Разрядники постоянного тока не имеют принципиальных отличий от разрядников переменного тока, но имеют ряд особенностей, связанных с гашением дуги постоянного тока и учетом направления тока через разрядник при его пробое. Для гашения дуги в разрядниках постоянного тока применяют магнитное дутье, принцип которого рассмотрен ранее при изложении гашения дуги в контакторах и быстродействующих выключателях постоянного тока.

Разрядник РМВУ-3,3 (с магнитным дутьем, вентильный, униполярный) на напряжение 3,3 кВ (рис. 5.86) предназначен для защиты оборудования постоянного тока от атмосферных перенапряжений, поступающих на тяговую подстанцию по питающим линиям контактной сети.

Фарфоровый кожух 13 разрядника армирован в основании фланцем 15, с помощью которого разрядник крепится к опорной конструкции. Снизу разрядник закрыт днищем 1, между ним и кожухом 13 кольцевая прокладка 2 из морозо- и озоностойчивой резины. Днище 1 крепится к фланцу болтами 3. Искровые промежутки 6

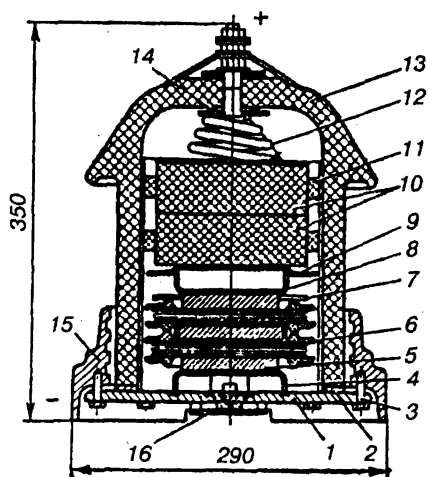


Рис. 5.86. Разрядник типа РМВУ-3,3

расположены между постоянными магнитами 5 и шунтированы резисторами 7, обеспечивающими равномерное распределение напряжения между ними. Кронштейны 4 и 8 обеспечивают фиксацию верхнего и нижнего полюсов с помощью фиксатора 9 и спиральной пружины 12, между которыми находятся два вилтовых диска 10. Фетровые прокладки 11 предохраняют диски 10 от горизонтальных перемещений. При набегании с контактной сети волны перенапряжения происходит пробой искровых промежутков 6, возникающие две дуги магнитным полем постоянных магнитов 5 выдуваются в разные стороны через дугогасительные камеры. Гашение дуги происходит при понижении напряжения в сети до рабочего спада волны перенапряжения, в результате этого растет сопротивление вилтовых дисков и снижается ток через разрядник. Для предот-

вращения взрыва разрядника от высокого давления выделяющихся газов предусмотрен в днище предохранительный клапан 16. Разрядник способен выдержать импульс тока до 20 кА в течение 20–40 мкс.

Разрядник РВПК-3,3 (вентильный, поляризованный, коммутационный) на напряжение 3,3 кВ предназначен для ограничения мощных коммутационных перенапряжений, возникающих при отключении устройств постоянного тока. Разрядник (рис. 5.87, а) состоит из дугогасительной камеры 2 и блока 1 рабочих резисторов с нелинейным сопротивлением, установленного в бакситовом цилиндре 14. Внутри цилиндра находятся шесть колонок тервитовых дисков 15, заключенных в изоляционные трубки 16. Цилиндр 14 армирован снизу фланцем 17, сверху — силуминовой крышкой 12, которая прижимается пружинящими шайбами 13 каждую колонку с дисками к съемному днищу 18, которое крепится к фланцу 17 болтами.

Дугогасительная камера 2 состоит из двух половин скрепленных между собой болтами 3. Каждая половина камеры (рис. 5.87, б)

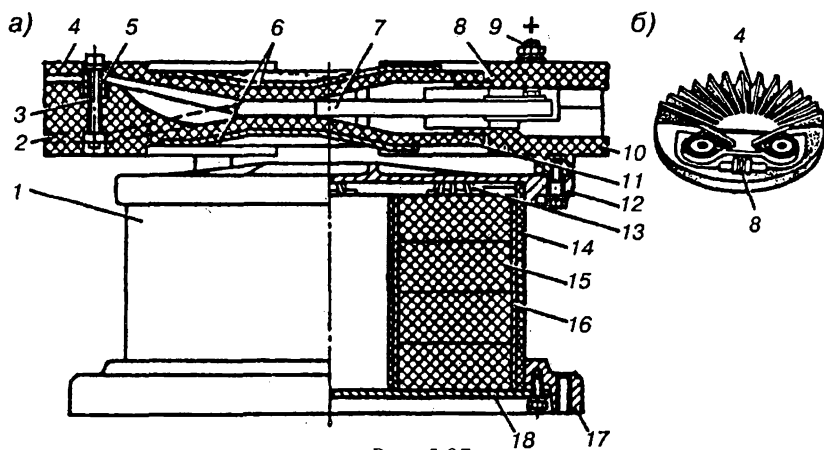


Рис. 5.87:

а — разрядник типа РВПК-3,3; б — элемент его дугогасительной камеры

имеет гребневидные стенки 4, гребни одной половины при сборке входят во впадины другой половины 11, образуя лабиринтную щель. В корпусе 8 верхней половины имеется отверстие, через которое проходит шпилька 9, посредством которой разрядник присоединяется к плюсовой шине 3,3 кВ. Через корпус 10 нижней половины

камеры проходит штекер, соединяющий электрод 7 искрового промежутка с фланцем 12 резистора 1. В кольцевые пазы обеих половин камеры заложено восемь постоянных магнитов 19, а с наружных сторон камеры закреплены полюсы 6, обеспечивающие выталкивание дуги между электродами в лабиринтную щель, ширина которой фиксируется втулкой 5. При возникновении перенапряжения пробивается искровой промежуток между электродами 7 и создается электрическая цепь между шиной, соединенной со шпилькой 9 и землей через колонки тервитовых дисков 15. Магнитное поле растягивает дугу по лабиринтным щелям, деионизирует и гасит ее. Разрядник РВПК-3,3 предназначен для установки в отапливаемых помещениях, для наружной установки применяют разрядник РВПКН-3,3. Он имеет большие габариты и массу, чем РВПК-3,3 и три вместо шести колонки тервитовых дисков.

Ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН) предназначены для защиты изоляции электрооборудования подстанций и электрических сетей от атмосферных и кратковременных коммутационных перенапряжений.

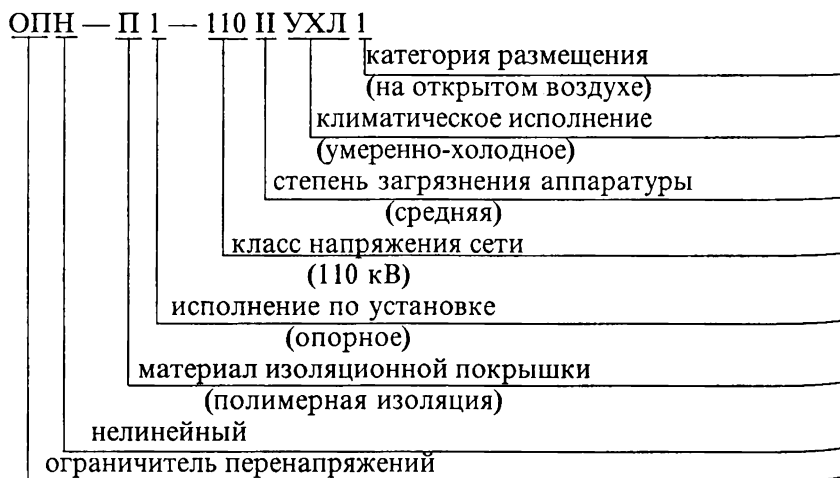
Применяемые в настоящее время разрядники с резисторами, имеющими недостаточную нелинейность, часто не позволяют обеспечить необходимое ограничение перенапряжений. Более глубокое снижение перенапряжений требует уменьшения нелинейного последовательного сопротивления, что приводит к существенному увеличению сопровождающих токов. Включение нелинейных сопротивлений на рабочее напряжение без искровых промежутков оказывается невозможным вследствие большого тока через нелинейное сопротивление при фазном напряжении. Применение искровых промежутков вызывает дополнительные трудности, связанные с необходимостью уменьшения сопровождающего тока до величины надежно отключаемой промежутками.

Значительное улучшение защитных характеристик разрядников может быть достигнуто при отказе от использования искровых промежутков. Это оказывается возможным в ОПН при использовании резисторов с резко нелинейной вольт-амперной характеристикой. Выполненные на основе окиси цинка варисторы отвечают этим требованиям и применяются в ограничителях перенапряжений. Высоконелинейные оксидно-цинковые варисторы в настоящее время выпускаются в виде дисков диаметров 28 мм и высотой 8 мм. Разработаны также варисторы увеличенного диаметра (45,60 и 85 мм) и, соответственно, большей пропускной токовой способности, однако,

серийный выпуск их в России еще не налажен. ОПН комплектуются из большого числа последовательно и параллельно соединенных оксидно-цинковых варисторов. Число последовательно соединенных в колонку варисторов и число параллельных колонок в ограничителе перенапряжений определяется номинальным напряжением сети и зависит от требований к защитному уровню напряжения и пропускной способности ограничителей по току.

Пропускная способность ОПН и характер их повреждения зависят от амплитуды и длительности протекающего через них тока. При импульсах тока большой длительности, характерных для коммутационных перенапряжениях, наблюдается существенных нагрев ОПН, в результате так воздействий может происходить проплавление в варисторах сквозных отверстий и их разрушение при токах с амплитудой 80...120 А. При кратковременных импульсах тока, характерных для грозовых перенапряжений, варисторы не разрушаются даже при воздействии импульсов с амплитудой 1000...1500 А. Дальнейшее увеличение тока может приводить к их перекрытию по боковой поверхности, однако, ток перекрытия может быть значительно увеличен, если покрыть боковую поверхность варисторов специальным изоляционным лаком или залить колонку варисторов полимерным компаундом.

Принято условное буквенно-числовое обозначение ОПН на класс напряжения от 3 до 110 кВ. Например:



На рис. 5.88 приведена конструкция ограничителя ОПН-П1-110ПУХЛ1. Активная часть ОПН состоит из последовательно соединенных оксидно-цинковых резисторов 4, размещенных в полимерной покрышке 3, которая представляет собой стеклопластиковую трубу с нанесенной на нее защитной ребристой оболочкой из кремнийорганической резины. Сверху покрышка закрыта фланцем 1, на котором крепится экран 2, предназначенный для выравнивания электромагнитного поля и защиты полимерной покрышки от перекрытия по наружной поверхности. Нижний фланец 6 крепится на основании 8. Внутри фланца находится полимерный композит 7. Заземление разрядника осуществляется с помощью болта, закрепленного на основании.

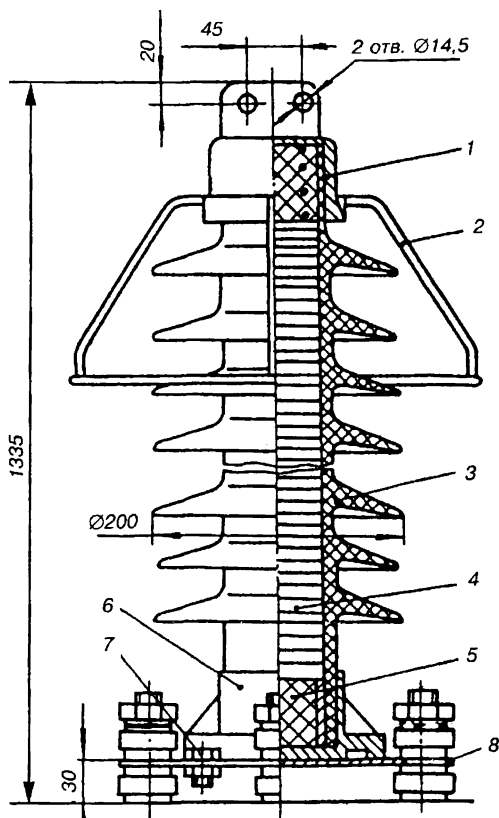
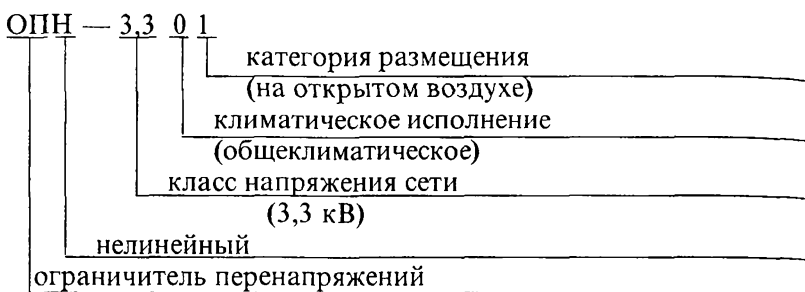


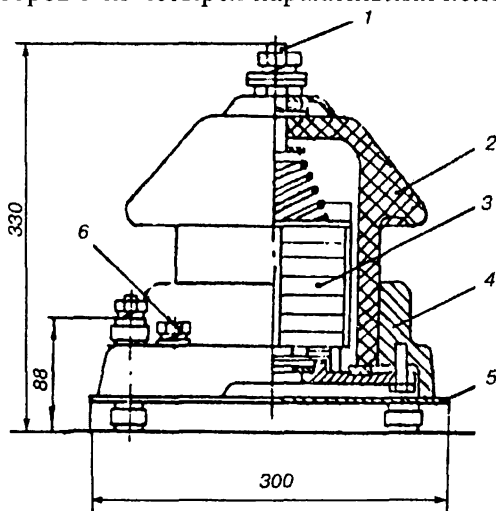
Рис. 5.88. Ограничитель перенапряжений типа ОПН-П1-110-ПУХЛ1

Ограничители перенапряжений на класс напряжения 3,3 кВ постоянного тока выполняются в фарфоровых покрышках. Они имеют ряд преимуществ перед разрядниками: низкий защитный уровень для всех видов перенапряжений; высокая удельная энергоемкость; малые габариты и масса.

Пример условного обозначения ограничителя:



На рис. 5.89 приведена конструкция ограничителя ОПН-3,3 01. Активная часть ОПН представляет собой блок нелинейных резисторов 3 из четырех параллельных колонок. Блок оксидно-цинковых резисторов размещен



в герметизированной фарфоровой покрышке 2. Верхним контактным болтом 1 ОПН присоединяется к токоведущим частям электроустановки, нижний контактный болт 6 служит для заземления фланца 4. Основание 5 покрышки имеет взрывоподавляющее устройство, которое при повреждении внутри ограничителя исключает повышение давления до значений, вызывающих взрыв фарфоровой покрышки.

Рис. 5.89. Ограничитель перенапряжений типа ОПН-3,3

5.20. ВЫБОР КОММУТАЦИОННОЙ АППАРАТУРЫ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

Выбор высоковольтных выключателей производится по конструктивному выполнению и месту установки (наружная или внутренняя), по номинальным напряжению и току согласно условиям

$$\begin{aligned} U_{\text{ном}} &\geq U_{\text{раб}}; \\ I_{\text{ном}} &\geq I_{\text{раб.макс}}. \end{aligned} \quad (5.9)$$

Выбранный выключатель проверяется по току КЗ на динамическую стойкость:

по предельному периодическому току КЗ

$$I_{\text{пр.с}} \geq I_{\text{к}}, \quad (5.10)$$

где

$I_{\text{пр.с}}$ — эффективное значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ по каталогу, кА;

$I_{\text{к}}$ — ток трехфазного КЗ, определяемый по формуле (2.38) кА;

по ударному току КЗ

$$i_{\text{пр.с}} \geq i_{\text{у}} \quad (5.11)$$

где

$i_{\text{пр.с}}$ — амплитудное значение предельного сквозного тока КЗ по каталогу, кА;

$i_{\text{у}}$ — ударный ток КЗ, определяемый по формуле (2.15), кА;

на термическую стойкость

$$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}, \quad (5.12)$$

где

$I_{\text{т}}$ — предельный ток термической стойкости по каталогу, кА;

$t_{\text{т}}$ — время протекания тока термической стойкости по каталогу, с ($t_{\text{т}} = 3; 4; 5; 8$ с);

$B_{\text{к}}$ — тепловой импульс тока КЗ, определяемый по формуле (2.70), кА² · с.

Выбранный выключатель проверяется также по отключающей способности:

по номинальному периодическому току отключения

$$I_{\text{ном.откл}} \geq I_{\text{к}}, \quad (5.13)$$

где

$I_{\text{ном.откл}}$ — номинальный ток отключения выключателя по каталогу, кА;
 $I_{\text{к}}$ — ток трехфазного КЗ, определяемый по формуле (2.38), кА;

по полному току отключения

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.откл}} (1 + \beta_{\text{ном}}) \geq (\sqrt{2} \cdot I_{\text{к}} + i_{\text{ат}}), \quad (5.14)$$

где

$\beta_{\text{ном}}$ — номинальное относительное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе (определяется по кривой рис. 5.90);

$i_{\text{ат}}$ — аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов выключателя, кА.

Если время отключения выключателя превышает 0,1 с, то выражение (5.14) можно упростить

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.откл}} \geq \sqrt{2} \cdot I_{\text{к}}, \quad (5.15)$$

т.е. (5.14) трансформируется в (5.13)

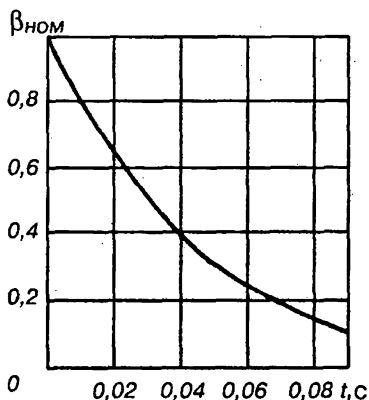


Рис. 5.90. Зависимость относительной аperiodической составляющей тока КЗ от времени

Выбор разъединителей, выключателей нагрузки, отделителей производится по конструктивному выполнению, количеству заземляющих ножей и месту установки (наружная или внутренняя), по номинальному напряжению и току согласно условию (5.9). Выбранные аппараты проверяются по току КЗ согласно условиям (5.11) и (5.12).

Короткозамыкатели не имеют номинального тока, так как нормально они отключены, и выбираются по тем же условиям, что и другие коммутационные аппараты, исключая выбор по номинальному току. Проверяются короткозамыкатели по условиям (5.11) и (5.12).

Пример 5.1. Выбрать и проверить коммутационные аппараты РУ-110 кВ при максимальном рабочем токе 800 А. Расчетные параметры режима КЗ принимаются из табл. 2.3. Время отключения КЗ принимается 0,7 с.

Тепловой импульс B_k определяется по формуле (2.70)

$$B_k = I_k^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_d) = 4,17^2 \cdot (0,7 + 0,05) = 13,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбор и проверка аппаратуры сведены в табл. 5.4

Таблица 5.4.

Выбор и проверка аппаратов РУ-110 кВ

| Тип аппарата | Соотношение каталожных и расчетных данных | | | | | |
|-----------------|-------------------------------------------|----------------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| | $\frac{U_{\text{ном}}}{U_{\text{раб}}}$ | $\frac{I_{\text{ном}}}{I_{\text{раб.макс}}}$ | $\frac{I_{\text{ном.откл}}}{I_k}$ | $\frac{I_{\text{пр-с}}}{I_k}$ | $\frac{i_{\text{пр-с}}}{i_y}$ | $\frac{I_t^2 \cdot t_T}{B_k}$ |
| | кВ | А | кА | кА | кА | кА ² · с |
| МКП-110М | $\frac{110}{110}$ | $\frac{1000}{800}$ | $\frac{20}{4,17}$ | $\frac{20}{4,17}$ | $\frac{52}{10,7}$ | $\frac{1200}{13,1}$ |
| РНДЗ-2-110/1000 | $\frac{110}{110}$ | $\frac{1000}{800}$ | — | — | $\frac{80}{10,7}$ | $\frac{2970}{13,1}$ |
| ОД-110/1000 | $\frac{110}{110}$ | $\frac{1000}{800}$ | — | — | $\frac{80}{10,7}$ | $\frac{2970}{13,1}$ |
| КЗ-110 | $\frac{110}{110}$ | — | — | $\frac{20}{4,17}$ | $\frac{51}{10,7}$ | $\frac{1200}{13,1}$ |

Расчет $I_t^2 \cdot t_T$ для:

МКП-110М $20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

РНДЗ-2-110/1000 $31,5^2 \cdot 3 = 2970 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

ОД-110/1000 $31,5^2 \cdot 3 = 2970 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

КЗ-110 $20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$

Глава 6. ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ

6.1. ГЛАВНЫЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИЙ

В современных условиях для обеспечения надежности и экономичности электроснабжения потребителей необходима совместная работа большого числа электростанций, подстанций и связывающих их электрических сетей разных напряжений. Однако при этом электрические схемы станций и подстанций должны обеспечивать соединение их отдельных элементов достаточно просто, надежно и удобно. В условиях эксплуатации подстанций возникает необходимость изменения схемы при выводе оборудования в ремонт, ликвидации аварий. Чтобы можно было производить эти изменения электрических схем, их элементы — трансформаторы, шины распределительных устройств (РУ), воздушные и кабельные линии — соединяют друг с другом посредством коммутационных аппаратов.

Главной схемой электрических соединений или схемой первичной коммутации называется схема электрических соединений основного электрооборудования, к которому относятся трансформаторы силовые и измерительные, реакторы, коммутационные аппараты и соединяющие их проводники. Для главных схем подстанций определяющими факторами являются местоположение подстанции в энергосистеме и ее назначение, мощность, перерабатываемая на подстанции и проходящая через нее транзитом, количество и мощность трансформаторов и отходящих линий, уровни их напряжений, категории потребителей, которые питаются по этим линиям.

По способу начертания главные схемы подстанций подразделяются на многолинейные, на которых показываются все фазы электроустановки и нулевой провод, и однолинейные, на которых изображается только одна фаза, остальные ввиду их аналогичности не показываются. Графическое изображение однолинейных схем значительно проще, повышается наглядность и запоминаемость таких схем. Однолинейные схемы составляют для всей электроустановки, те участки, схемы, где по фазам есть отличия, имеют многолинейное изображение.

Выбранная схема при выполнении электроустановки должна обеспечивать ряд условий:

- обеспечивать надежность электроснабжения потребителей;
- осуществлять эксплуатацию с минимальными затратами средств и расходом материалов;
- обеспечивать безопасность и удобство обслуживания;
- исключать возможность ошибочных операций персоналом в процессе срочных переключений.

Выполнение последнего условия затрудняется при очень сложной схеме электроустановки, однако значительное упрощение схемы может вызвать трудности для выполнения первого условия в отношении надежности электроснабжения. Железнодорожные потребители в основном относятся к первой и второй категориям, и для их питания используют чаще трансформаторные подстанции с двумя трансформаторами, один из которых может быть резервным. Для электроснабжения потребителей третьей категории применяют схемы одното́нсовольных подстанций.

Однолинейная схема одното́нсовольной подстанции с первичным напряжением 10 кВ и вторичным напряжением 0,4 кВ. Подстанция (рис. 6.1) получает питание по воздушной линии 10 кВ. На вводе подстанции W установлен разъединитель QS и предохранитель FU_1 , который защищает трансформатор T от токов КЗ, длительных перегрузок, опасных для трансформатора. От атмосферных перенапряжений, набегаящих на подстанцию по воздушной линии, она защищается разрядником FV . РУ-0,4 кВ имеет одинарную систему сборных шин, на которую напряжение подается от трансформатора T по вводу. На вводе установлен рубильник S_1 , предохранитель FU_2 и трансформатор тока TA . Так как трансфор-

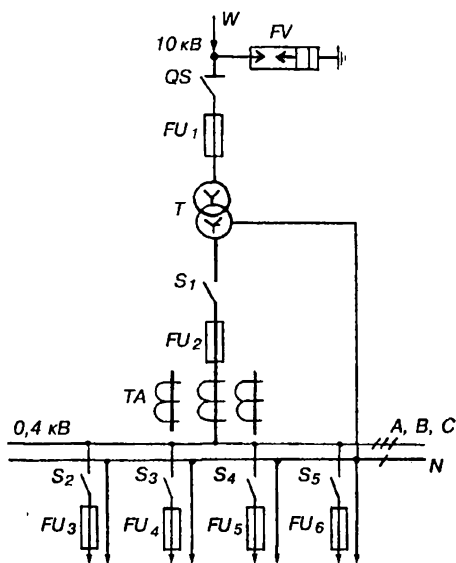
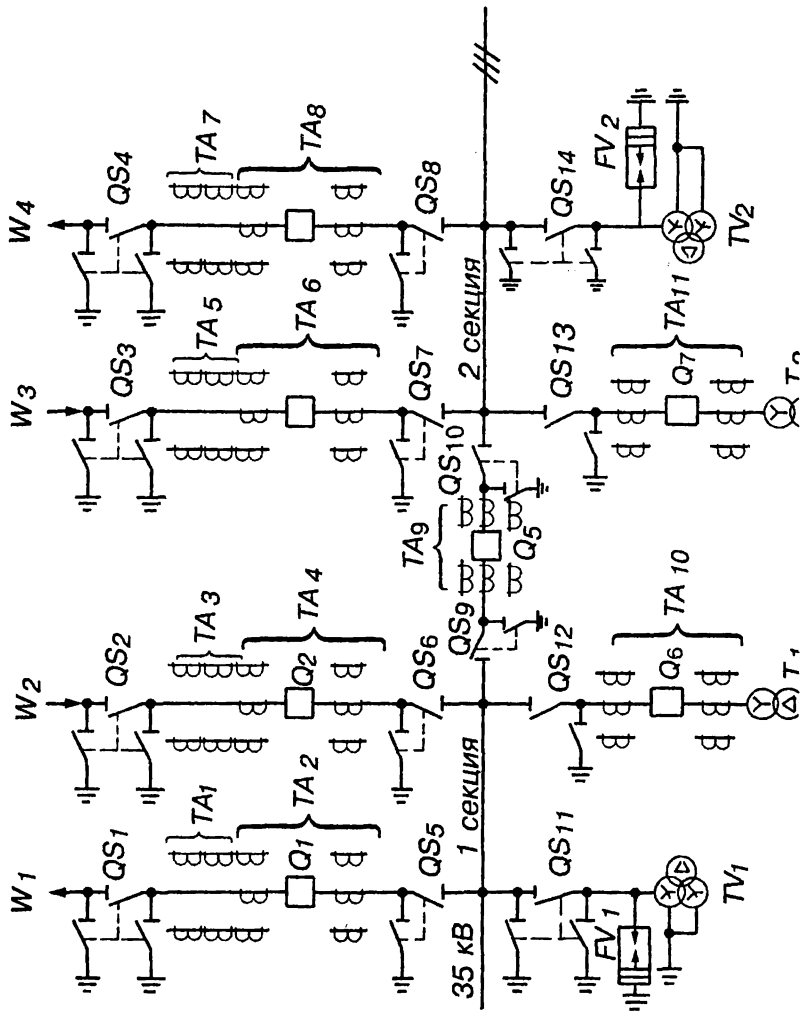


Рис. 6.1. Схема одното́нсовольной подстанции с первичным напряжением 10 кВ

маторы тока могут устанавливаться не на всех фазах, то эта часть схемы показана в трехфазном изображении во избежание неясностей. Нулевой провод от нейтрали трансформатора до нейтральной шины N показывается отдельно. От сборных шин 0,4 кВ отходят линии потребителей, на которых установлены рубильники (пакетные выключатели) S_2-S_5 и предохранители FU_3-FU_6 . Конструкция такой подстанции показана на рис. (6.26). Как видно на рис. 6.1, схема подстанции очень проста, ее элементы не резервируются, и в случае отказа или повреждения любого из них часть потребителей или все (при повреждении трансформатора) остаются без электроэнергии. Такой недостаток в значительной степени устраняется при использовании подстанций с двумя трансформаторами.

Однолинейная схема двухтрансформаторной подстанции с первичным напряжением 10 кВ и вторичным напряжением 0,4 кВ представлена на рис. 6.2. В РУ-10 кВ подстанции принята одинарная секционированная на две секции двумя разъединителями QS_3 и QS_4 система сборных шин. Это позволяет работать на одной секции без отключения другой. Вводы подстанции W_2 и W_3 , которые снабжают электроэнергией потребители второй и третьей категорий, для удешевления и упрощения обслуживания могут выполняться на выключателях нагрузки QW_3 и QW_4 с заземляющими ножами. На отходящих линиях W_1 и W_4 и присоединениях понижающих трансформаторов устанавливают выключатели нагрузки QW_1 , QW_2 , QW_5 , QW_6 в комплекте с предохранителями FU_2 , FU_3 , FU_4 , FU_5 . При этом предохранители целесообразно устанавливать перед выключателями нагрузки, считая по направлению передачи электроэнергии. На вводах применяются выключатели нагрузки ВНЗ-16 с заземляющими ножами, на отходящих линиях и трансформаторах — ВМПЗ-17. Для учета электроэнергии, отпускаемой потребителям по линиях W_1 и W_4 , предусмотрены счетчики, подключаемые к трансформаторам тока TA_1 и TA_2 и к трансформаторам напряжения TV_1 и TV_2 , которые подключаются к шинам через разъединители QS_2 и QS_5 с заземляющими ножами типа РВЗ-10. Пунктиром показана блокировочная связь разъединителей и их заземляющих ножей, которая не позволяет включать разъединитель при включенном заземляющем ноже и включать заземляющий нож при включенном разъединителе. Защищаются от токов КЗ TV_1 и TV_2 предохранителями FU_1 и FU_6 . Заземление каждой секции сборных шин предусматривается заземляющими разъединителями QS_1 и QS_6 типа РВ-10.

| Ввод 1 | Ввод 2 | Секционный выключатель | Ввод 3 | Ввод 4 |
|--------|--------|------------------------|--------|--------|
|--------|--------|------------------------|--------|--------|



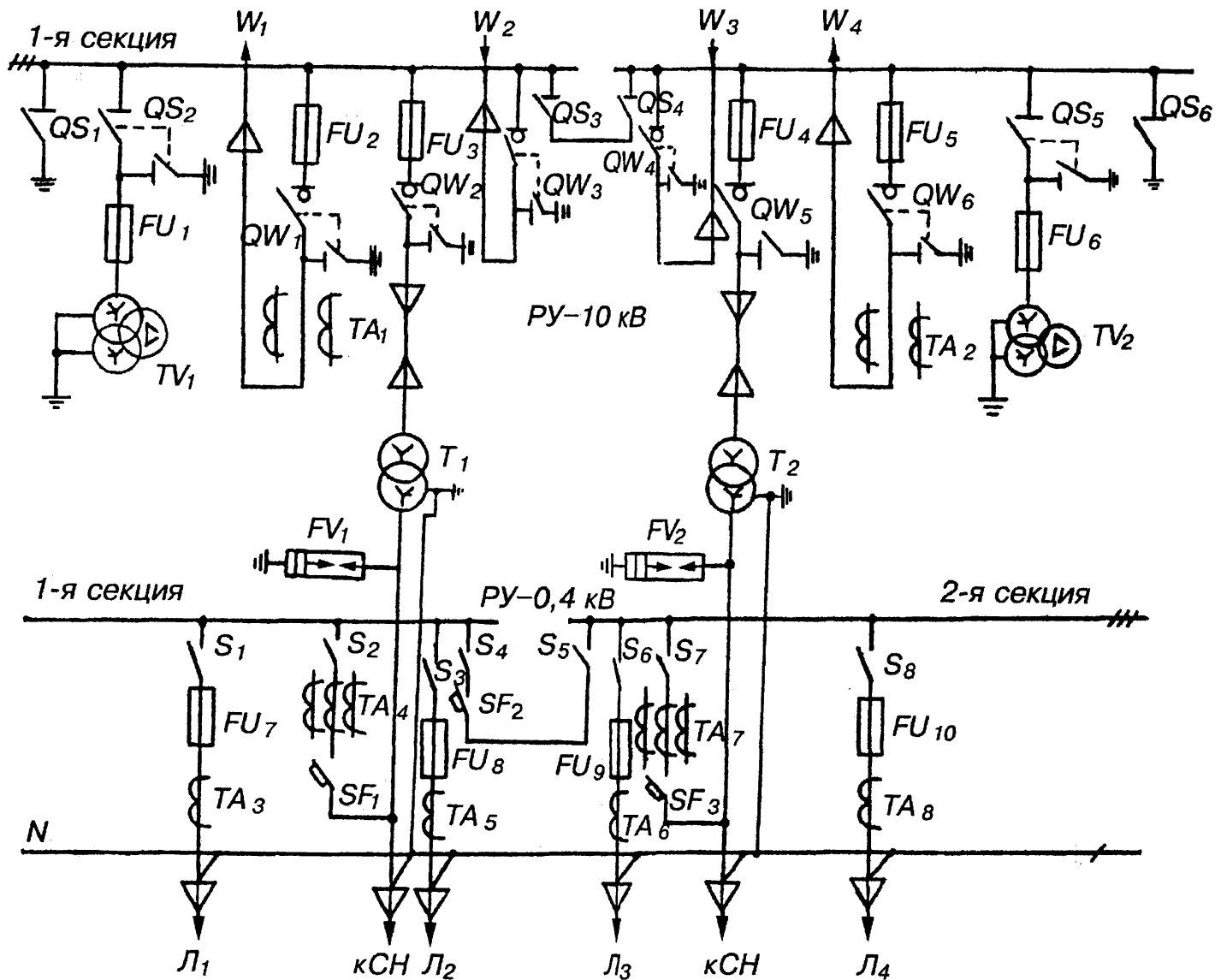
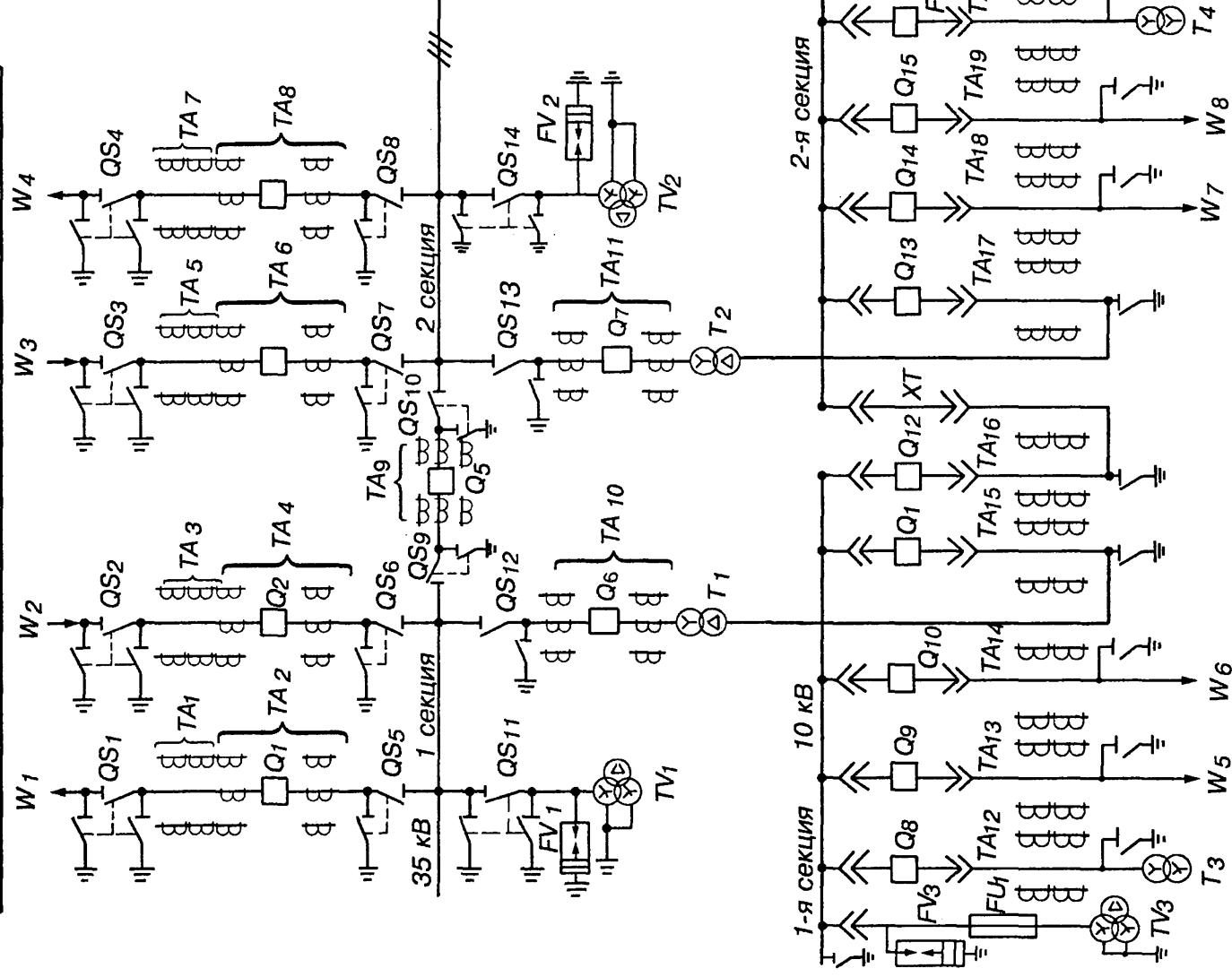


Рис. 6.2. Схема двухтрансформаторной подстанции с первичным напряжением 10 кВ

| Ввод 1 | Ввод 2 | Секционный выключатель | Ввод 3 | Ввод 4 |
|--------|--------|---------------------------|--------|--------|
|--------|--------|---------------------------|--------|--------|



| | | | | | | | | | | |
|-------------------|------|---------|---------|--------|---------------------------|--------|---------|---------|------|-------------------|
| ТН и разрядник | ТН 1 | Линия 1 | Линия 2 | Ввод 1 | Секционный выключатель | Ввод 2 | Линия 3 | Линия 4 | ТН 2 | ТН и разрядник |
|-------------------|------|---------|---------|--------|---------------------------|--------|---------|---------|------|-------------------|

Рис. 6.3. Схема двухтрансформаторной подстанции с первичным напряжением 35 кВ

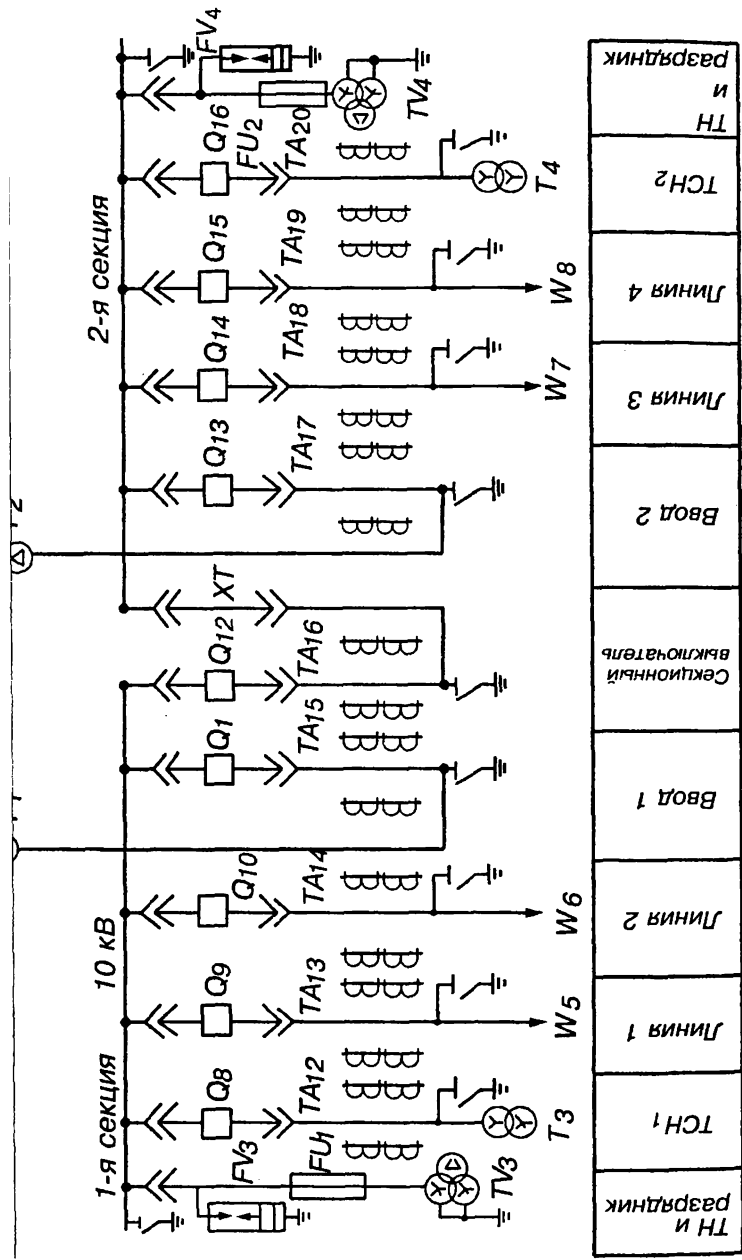


Рис. 6.3. Схема двухтрансформаторной подстанции с первичным напряжением 35 кВ

При наличии воздушных линий 10 кВ должна быть предусмотрена установка разрядников РВО-10, подключаемых к секциям шин через разъединители QS_2 и QS_5 .

Распределительное устройство 0,4 кВ выполняется из щитов серии ЩО-70, которые в зависимости от назначения комплектуются различными аппаратами, рассчитанными на широкий диапазон токов. В РУ-0,4 кВ принята одинарная секционированная автоматическим выключателем SF_2 и рубильниками S_4 и S_5 на две секции система сборных шин. Питание каждой секции осуществляется от своего трансформатора T_1 и T_2 , подключенного к шинам через автоматические выключатели SF_1 и SF_3 и рубильники S_2 и S_7 . К трансформаторам тока TA_4 и TA_7 подключаются амперметры и счетчики активной и реактивной энергии. При отдельной работе секций шин предусмотрено автоматическое включение резерва (АВР), которое осуществляется включением межсекционного автоматического выключателя SF_2 (нормально он отключен) при отключении трансформатора T_1 или T_2 . При отсутствии АВР секционирование выполняют рубильниками. Разрядники FV_1 и FV_2 типа РВН-0,5 для защиты изоляции трансформаторов и оборудования РУ-0,4 кВ от перенапряжения устанавливают только при наличии воздушных линий 0,4 кВ. В цепи каждого присоединения линий устанавливаются рубильники S_1 , S_3 , S_6 , S_8 и предохранители $FU_7 - FU_{10}$ (возможно применение автоматических выключателей). К трансформаторам тока TA_3 , TA_5 , TA_6 , TA_8 подключаются амперметры и, при необходимости, счетчики электроэнергии. Питание собственных нужд СН подстанции выполняется от специальной шины, на которую электроэнергия поступает по вводам 0,4 кВ от трансформаторов T_1 и T_2 .

Однолинейная схема двухтрансформаторной подстанции с первичным напряжением 35 кВ представлена на рис. 6.3. Электроэнергия подается на подстанцию под двум вводам W_2 и W_3 от районной или тяговой подстанции и поступает на одинарную, секционированную выключателем Q_5 систему сборных шин РУ-35 кВ. На каждом вводе установлены многообъемные масляные выключатели Q_2 и Q_3 типа С-35М-630 со встроенными трансформаторами тока TA_4 и TA_6 типа ТВ-35. Для подключения счетчиков денежного расчета применяются трансформаторы тока TA_3 и TA_5 (комплект из двух трансформаторов имеет один номер) типа ТФЗМ-35А. К линиям W_2 и W_3 выключатели Q_2 и Q_3 подключаются линейными разъединителями с двумя заземляющими ножами QS_2 и QS_3 типа РНДЗ-

2–35 (РДЗ–2–35), а к секциям шин — шинными разъединителями QS_6 и QS_7 типа РНДЗ–1–35 (РДЗ–1–35). Секционный выключатель $Q5$ подключается к секциям шин с помощью секционных разъединителей QS_9 и QS_{10} типа РНДЗ–1–35 (РДЗ–1–35). Разъединители с двух сторон выключателя ввода или секционного позволяют обеспечить безопасность производства ремонтных работ на выключателях и трансформаторах тока.

В отдельных случаях от РУ–35 кВ получают питание смежные подстанции по линиям W_1 и W_4 . Электроэнергия поступает на шины по вводам W_2 и W_3 и часть ее транзитом без переработки передается другим подстанциям. На линиях W_1 и W_4 установлено такое же оборудование как и на W_2 и W_3 .

К каждой секции РУ–35 кВ подключается понижающий трансформатор T_1 и T_2 через выключатель Q_6 и Q_7 со встроенными трансформаторами тока TA_{10} и TA_{11} и разъединитель QS_{12} и QS_{13} с одним заземляющим ножом, позволяющим отделить выключатель от секции при ремонте.

Трансформаторы напряжения TV_1 и TV_2 типа ЗНОМ–35 и разрядники FV_1 и FV_2 типа РВС–35 присоединяются к секциям шин через разъединители QS_{11} и QS_{14} , которые имеют заземляющие ножи для заземления TV и FV при ремонте и ножи для заземления секций шин. Понижающие трансформаторы T_1 и T_2 могут работать параллельно на шины РУ–10 кВ, раздельно (отключен секционный выключатель Q_{12}) или поочередно (один в работе, второй в резерве) с возможностью автоматического включения резервного (АВР) трансформатора.

Схема РУ–10 кВ предусматривает использование одинарной секционированной выключателем системы сборных шин. Размещают оборудование РУ в закрытых помещениях или шкафах наружной установки. В обоих случаях используют комплектные устройства, состоящие из шкафов или камер, в которых размещаются выключатели и трансформаторы тока. На рис. 6.3 приведена схема РУ–10 кВ с выключателями $Q_8 - Q_{16}$, установленными на выкатных тележках, что позволяет обходиться без разъединителей. На каждом присоединении РУ используются стационарные заземляющие ножи, обеспечивающие безопасность ведения работ внутри шкафов. От шин 10 кВ отходят четыре линии, питающие потребителей. Потребители первой категории для надежного электроснабжения получают питание по двум линиям, отходящим от разных секций шин. При отключении или повреждении одной линии или одной

секции потребитель будет получать энергию по другой линии от второй секции. Одиночная линия может быть использована для питания потребителей второй или третьей категории. Питание потребителей первой категории по такой одиночной линии возможно, если имеется резервное питание от другого источника питания. Для питания потребителей собственных нужд: релейной защиты, автоматики, телемеханики, цепей управления и сигнализации, освещения и электрического отопления, подогрева оборудования в зимнее время, освещения, а также проведения ремонтных работ предусмотрена установка двух трансформаторов собственных нужд (ТСН) T_3 и T_4 мощностью 63–160 кВ·А. ТСН присоединяется к шинам через выключатели Q_8 и Q_{16} . Трансформаторы тока TA_{12} и TA_{20} используются для подключения релейных защит. Учет энергии, расходуемой на собственные нужды подстанции, ведется со стороны вторичного напряжения ТСН.

К секциям шин РУ–10 кВ присоединяются трансформаторы напряжения TV_3 и TV_4 типа НТМИ–10, защищаемые предохранителями FU_1 и FU_2 типа ПКТ–10, и разрядники FV_3 и FV_4 типа РВП–10, защищающие изоляцию РУ–10 кВ от перенапряжений. Трансформатор напряжения и разрядник одной секции размещаются на общей выкатной тележке. Секционирование шин выполняется с помощью двух шкафов: в одном установлен секционный выключатель Q_{12} с трансформаторами тока TA_{16} ; во втором — выдвижной элемент XT , выполняющий роль разъединителя. При использовании понижающих трансформаторов мощностью до 4000 кВ·А и сравнительно небольшой мощности КЗ при напряжении 35 кВ и реже 110 кВ находят применение схемы с выхлопными предохранителями типа ПВТ.

Однолинейная схема комплектной однотрансформаторной подстанции с первичным напряжением 110 кВ представлена на рис. 6.4, а ее конструктивное выполнение — на рис. 6.27. От линии электропередачи по вводу W_1 электроэнергия напряжением 110 (35) кВ поступает на трансформатор T_1 типа ТМН–2500/110, который защищается от токов КЗ предохранителем FU_1 типа ПВТ–110 и разрядником FV_1 типа РВС–110 от перенапряжений. Разъединитель QS типа РНДЗ–1–110/630 служит для отключения трансформатора T_1 на холостом ходу при отключенном выключателе ввода РУ–10 кВ Q_1 и создания видимого разрыва цепи при ремонте и замене предохранителя FU_1 . На одной фазе ввода W_1 установлена аппаратура высокочастотной связи, состоящая из заградительного реактора LR , не пропускающего высокочастотные токи связи за пределы

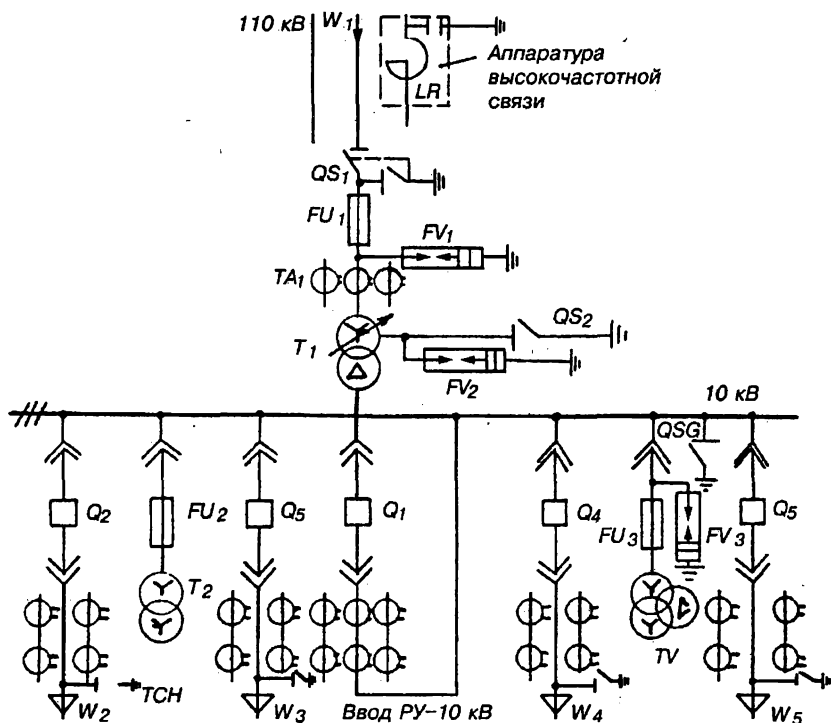


Рис. 6.4. Схема комплектной однотрансформаторной подстанции с первичным напряжением 110 кВ

линии, и конденсатора C , через который токи связи попадают на приемо-передающую аппаратуру. Нейтраль первичной обмотки трансформатора обычно заземляется разъединителем QS_2 типа РНД-35 или заземлитель нейтрали ЗОН-110, при работе системы напряжением 110 кВ с изолированной нейтралью заземление осуществляется через разрядник FV_2 , состоящий из последовательно соединенных разрядников типа РВС-35 и РВС-15.

РУ-10 кВ имеет одинарную несекционированную систему сборных шин, от которой потребители получают электроэнергию по четырем линиям W_2 , W_3 , W_4 и W_5 , на которых установлены выключатели Q_2 , Q_3 , Q_4 и Q_5 типа ВМП-10 или ВКЭ-10. Для подключения релейных защит, счетчиков электрической энергии и других изме-

рительных приборов на каждой линии и на вводе установлены трансформаторы тока $TA_1 - TA_3$. Питание обмоток напряжения измерительных приборов и реле осуществляется от трансформатора напряжения TV , подключаемого к сборным шинам через высоковольтный контакт пальцевого типа. Разрядник FV_3 , защищающий изоляцию оборудования РУ-10 кВ от перенапряжений располагается на одной с трансформатором напряжения TV выкатной тележке. Шины заземляются в процессе ремонтных работ на них стационарным заземляющим ножом QSG , расположенном в высоковольтном шкафу трансформатора напряжения.

Такие подстанции используются для питания потребителей второй и третьей категории. Питание потребителей первой категории может осуществляться от данной подстанции при наличии резервного питания от другого источника. При необходимости питания потребителей первой категории от одной подстанции, на ней необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов, подключаемых к питающим линиям напряжением 35–220 кВ с помощью отделителей и короткозамыкателей. В районах с интенсивным гололедообразованием, где работа отделителей и короткозамыкателей недостаточно надежна, они заменяются выключателем.

Однолинейная схема РУ-110 (220) кВ конечной и ответвленной подстанций представлена на рис. 6.5. Питание на трансформаторы T_1 и T_2 поступает от линии электропередачи по вводам W_1 и W_2 , на которых установлены разъединители QS_1 и QS_2 типа РНДЗ-2-110 с дистанционными приводами типа ПДН-1. Между вводами выполняется перемычка с двумя разъединителями QS_3 и QS_4 , QS_3 имеет привод ПДН-1, QS_4 с ручным приводом ПР-90. На первичной стороне трансформаторов T_1 и T_2 установлены разъединители QS_5 и QS_6 такие же как на вводах, быстродействующие отделители QR_1 и QR_2 , дополненные короткозамыкателями QN_1 и QN_2 . Встроенные трансформаторы тока TA_1 и TA_2 необходимы для подключения амперметра и релейных защит. Наличие перемычки с разъединителем, имеющим дистанционное управление, позволяет обеспечить питание любого трансформатора по любому вводу или двух трансформаторов по одному вводу. Второй разъединитель перемычки QS_4 с ручным приводом используется при ремонте QS_3 для создания видимого разрыва цепи, трансформатор T_2 остается в работе, получая электроэнергию по вводу W_2 . Разрядники FV_1 и FV_2 типа РВС-110 защищают изоляцию РУ-110 кВ от перенапряжений.

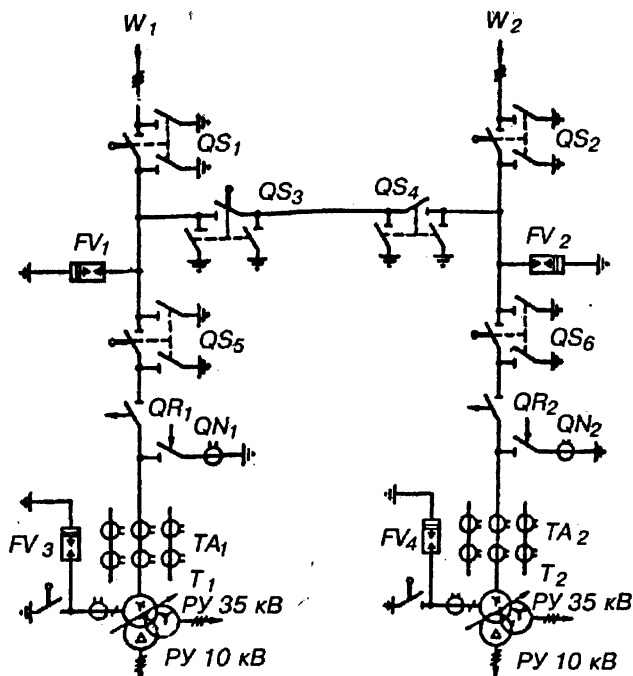


Рис. 6.5. Схема ПУ-110 кВ концевой и ответвительной подстанций

Однолинейная схема ПУ-110 (220) кВ проходной подстанции, включаемой в расщелку линии 110 (220) кВ, показана на рис. 6.6. ПУ-110 кВ имеет ремонтную и рабочую перемычки между вводами. Рабочая перемычка с выключателем Q типа МКП-110М со встроенными трансформаторами тока TA_2 типа ТВ-110 и разъединителями QS_5 и QS_6 типа РНДЗ-1-110, необходимыми для ремонта выключателя перемычки, используется для транзита электроэнергии энергосистемы. Разъединители QS_1 и QS_2 ремонтной перемычки нормально отключены, включаются для обеспечения транзита электроэнергии при ремонте рабочей перемычки. К трансформаторам тока TA_1 типа ТФЗМ-110 (220) подключаются приборы и реле, нормально получающие питание от TA_2 , при переводе транзита энергии через ремонтную перемычку. Трансформаторы напряжения TV_1 и TV_2 типа НКФ-110 (220) используются для питания обмоток напряжения измерительных приборов и реле. Схема ПУ между рабо-

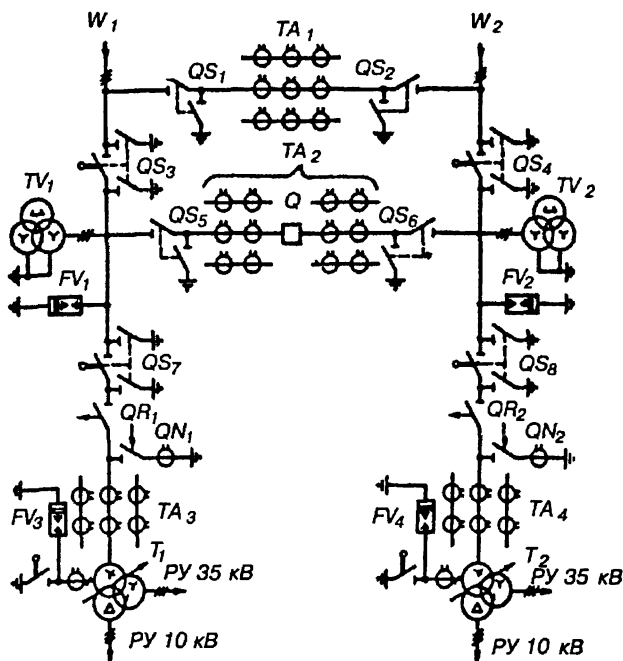


Рис. 6.6. Схема ПУ-110 кВ проходной подстанции

чей перемычкой и трансформаторами такая же как у рассмотренной выше ответвительной или концевой подстанции.

6.2. КОНСТРУКЦИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

В зависимости от конструктивного выполнения распределительные устройства делятся на **внутренние (закрытого типа)** и **наружные (открытого типа)**. Аппаратура внутренних РУ размещается в зданиях и, следовательно, защищена от атмосферных осадков, ветра, резких изменений температуры, а также от пыли, вредных химических загрязнений. В наружных установках аппаратура устанавливается вне зданий, поэтому она требует защитных корпусов и кожухов для защиты от внешних воздействий, электрического подогрева в зимнее время. Однако, наружные РУ характеризуются наглядностью расположения оборудования, хорошей обзоремостью, снижением объема и срока строительно-монтажных работ,

так как отпадает необходимость сооружения специальных помещений большого объема.

Распределительные устройства бывают сборными, если большая часть монтажных работ выполняется на месте установки, и комплектными, если они изготавливаются на специализированных заводах и поставляются на место установки в виде блоков, шкафов, панелей и ячеек.

Распределительные устройства любого типа должны отвечать требованиям безопасности, надежности, экономичности, ограничения аварий и возможности расширения.

Безопасность обслуживания РУ обеспечивается многими способами, из которых основными являются следующие:

- исключение возможности случайного прикосновения к частям, находящимся под напряжением, путем их ограждения или установки на достаточной высоте;

- размещение оборудования так, чтобы обеспечить возможность визуальной проверки отключенного положения разъединителей;

- выполнением проходов обслуживания надлежащих размеров и необходимого количества выходов;

- выполнением защитных заземлений;

- применение блокирующих устройств, исключающих возможность неправильных операций с коммутационными аппаратами, сигнализации положения аппаратов и режимов работы;

- централизацией управления оборудованием со щита управления.

Надежность РУ необходима для обеспечения бесперебойного электроснабжения и обеспечивается рядом условий, из которых важнейшими являются следующие:

- высокое качество и правильный выбор оборудования, необходимая коммутационная способность выключателей, электродинамическая и термическая стойкость аппаратов;

- высокое качество строительно-монтажных работ, широкое использование комплектных и блочных узлов и конструкций заводского изготовления, гарантирующего их качество;

- применение надежной быстродействующей защиты сборных шин РУ и присоединений к ним, использование устройств автоматики, позволяющих быстро восстановить электроснабжение в аварийной ситуации;

- высокая квалификация оперативного и ремонтного персонала, способствующая поддержанию надежности РУ в процессе эксплуатации;

— экономичность РУ определяется его стоимостью при условии решения требований безопасности и надежности, достигается выбором наиболее дешевого варианта.

Ограничение аварий достигается путем ограждения оборудования от возможного действия на него дуги при отключении выключателя или ошибочных операциях с разъединителями, а также при пробое изоляции.

Возможность расширения РУ связана с перспективой развития электроустановки, для чего необходимо иметь резервную площадь помещений внутренних РУ для установки дополнительного оборудования.

Закрытые распределительные устройства (ЗРУ) выполняются на напряжение до 10 кВ, что объясняется сравнительно малыми габаритами применяемых аппаратов, требующих небольших объема здания и его стоимости. В этих условиях целесообразны ЗРУ, в которых аппараты защищены от непогоды и пыли, а обслуживание их удобнее. По мере повышения напряжения объем здания и стоимость строительной части РУ быстро увеличиваются. В электроустановках до 1 кВ ЗРУ сооружаются в виде распределительных щитов, монтируемых из отдельных огражденных или полностью закрытых камер.

Камера распределительного щита 380/220 В одностороннего обслуживания (рис. 6.7) на четыре отходящие кабельные линии 6 представляют собой металлическую сварную конструкцию с дверью 4, стойками 5 и поясами 1 и 2 в верхней части. Внутри камеры на изоляторах смонтированы сборные шины 11 и рубильник 9, приводы которых выведены на стойки 5, а также предохранители 8 и трансформаторы тока 7, к которым подключаются амперметры 10, установленные на поясах 1 и 2. Управление рубильниками осуществляется путем поворота рукоятки 3 (на рис. 6.7 рукоятка находится в верхнем положении — рубильник включен). Выпускаются камеры двустороннего обслуживания. Они не имеют дверей, доступ к аппаратуре осуществляется с задней стороны камеры, для чего необходим второй коридор обслуживания, что требует большей площади помещения.

Комплектные распределительные устройства (КРУ) внутренней установки на напряжение 6–10 кВ монтируются из ячеек различного назначения (вводных, отходящих линий, трансформаторов напряжения и др), выполненных в виде шкафов с соответствующим оборудованием. Шкаф КРУ серии К-XXVI отходящей кабельной

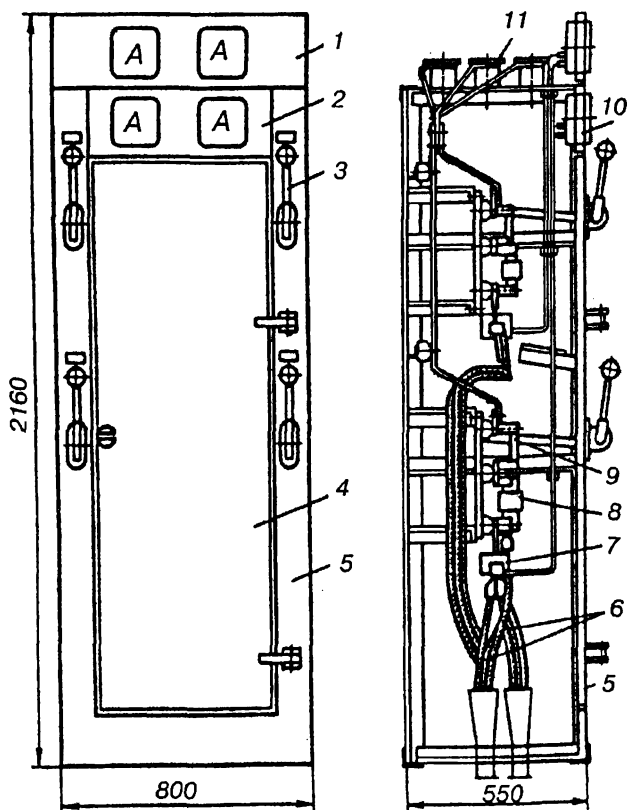


Рис. 6.7. Камера распределительного щита 380/220 В

линии показан на рис. 6.8. Он состоит из корпуса 1 с аппаратурой, стационарно закрепляемого на закладных деталях пола, и выдвижной тележки 14 с аппаратурой, которая может находиться в трех положениях:

— рабочем, при котором она полностью введена в корпус (как показано на рис. 6.8);

— контрольном, при котором она выдвинута настолько, что силовые контакты 22 и 15 разомкнуты, а вспомогательные — замкнуты, что позволяет опробовать выключатель 11 на включение и отключение при разомкнутой силовой цепи;

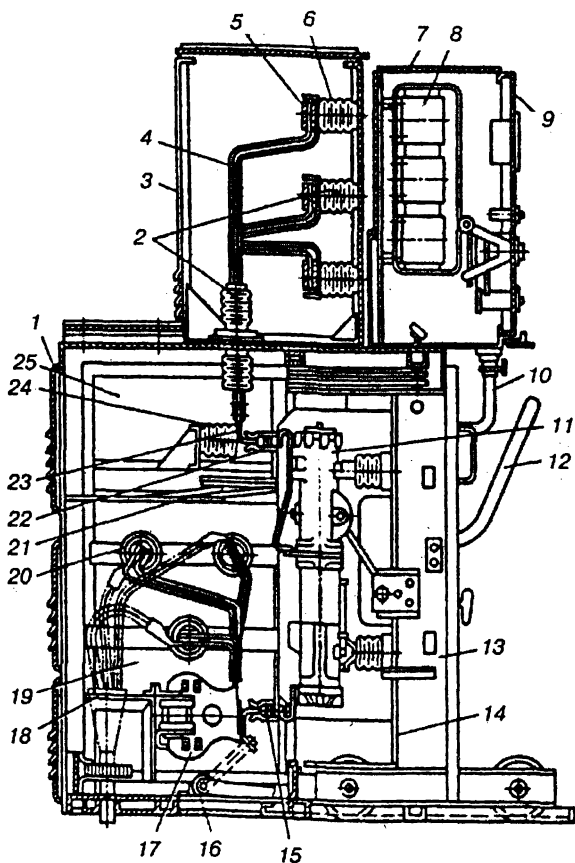


Рис. 6.8. Шкаф КРУ отходящей кабельной линии

— ремонтные, при котором тележка полностью выведена из корпуса.

В корпусе имеется пять отсеков: сборных шин 3, верхних 25 и нижних 19 разъемных силовых контактов, выдвижной тележки 14, релейной защиты и измерительных приборов 7. В отсеке 3 размещены сборные шины 5, закрепленные на опорных изоляторах 6, ошиновка 4, проходящая через проходные изоляторы 2 в отсек 25 и подключенная к неподвижным контактам 23 верхних разъемных контактов. В отсеке 19 находится кабельная воронка 18, трансформаторы тока 17, выводы от которых соединяются с жилами кабеля

на кабельных сборках 20. Вторые выводы трансформаторов тока являются неподвижными контактами нижних разъемных контактов. Заземляющий нож 16 служит для заземления трансформаторов тока 17 и кабельной линии. На выдвижной тележке 14 располагается выключатель 11 типа ВМП-10 с приводом и подвижные штепсельные контакты 15 и 22 пальцевого типа. В отсеке 7 размещена релейная аппаратура 8. Аппаратура отсека 7 соединяется с аппаратурой, размещенной на выдвижной тележке, гибким жгутом 10 со специальным многоконтактным разъемом. Рычаг 12 служит для отводки тележки в рабочее положение. На рисунке также видны ручки, с помощью которых выкатывают тележку, и кнопки управления выключателем.

Кроме шкафов серии КРУ используются в ЗРУ камеры КСО (комплектные сборные одностороннего обслуживания), которые имеют сетчатые двери для осмотра аппаратуры из коридора обслуживания. На рис. 6.9 приведена камера КСО-272 с выключателем нагрузки ВНП. Она представляет металлический шкаф, на котором размещены сборные шины 1 и шинный разъединитель 2 с приводом 8 и заземляющим ножом 3. Сетчатое ограждение 4 препятствует случайному касанию токоведущих частей персоналом со стороны коридора обслуживания. Светильник 5 создает необходимую освещенность при переключениях. Предохранители 6 установлены на изоляторах, закрепленных на раме. Выключатель нагрузки 9 с заземляющим ножом 10 управляется приводом 11. Заземляющие ножи 3 и 10 имеют общий привод 7. Трансформатор тока 12 используется для подключения амперметра и счетчиков. Камеры КСО-272 могут быть укомплектованы выключателями, трансформаторами напряжения и разрядниками, маломощными трансформаторами собственных нужд и др.

При сооружении ЗРУ должны выполняться требования, определенные Правилами устройства электроустановок (ПУЭ). Согласно этим Правилам здания и помещения ЗРУ и камеры трансформаторов должны быть I или II степени огнестойкости. ЗРУ напряжением до и выше 1 кВ, как правило, должны размещаться в отдельных помещениях. Расстояния от зданий ЗРУ до других производственных зданий подстанций должны быть не менее 7 м. Конструктивное выполнение ЗРУ зависит от системы шин, типа коммутационных аппаратов, воздушного или кабельного подвода питающих линий. В зависимости от числа присоединений ЗРУ камеры размещают в один или два ряда с коридором обслуживания между ними.

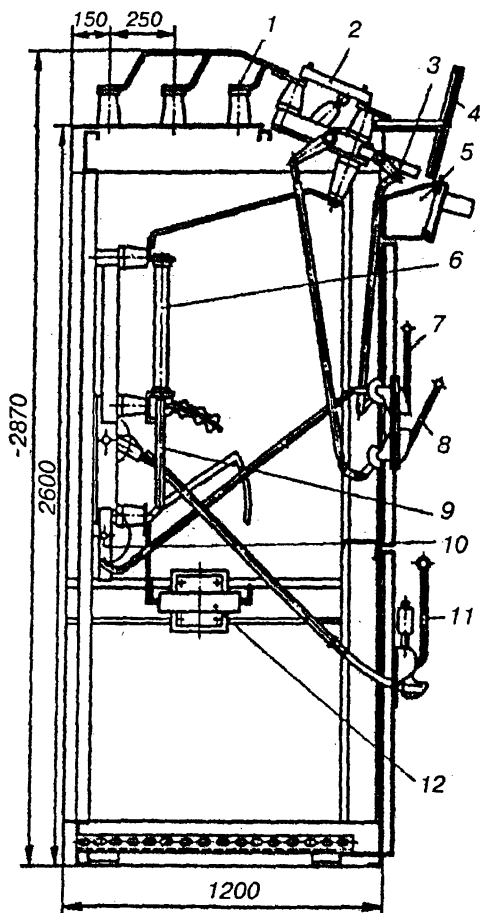


Рис. 6.9. Камера КСО-272 с выключателем нагрузки

Получили применение камеры со стальным каркасом и перегородками из асбоцементных и гипсолитовых плит, поддающихся резанию и сверлению. Камеры с аппаратами небольших размеров могут быть изготовлены полностью на заводе и доставлены к месту с установленными в них аппаратами, изоляторами и проводниками. Более совершенным является процесс сооружения ЗРУ из готовых ячеек КРУ, поставляемых на место установки в полностью собранном виде с приборами для измерений, управления и релейной за-

щиты. Ширина коридора обслуживания должна обеспечивать удобное обслуживание установки и перемещение оборудования, причем она должна быть не менее (считая в свету между ограждениями): 1 м при одностороннем расположении оборудования; 1,2 м при двустороннем расположении оборудования. В коридоре управления, где находятся приводы выключателей или разъединителей, указанные выше размеры должны быть соответственно не менее 1,5 и 2 м. При длине коридора до 7 м допускается уменьшение ширины коридора при двустороннем обслуживании до 1,8 м. Выходы из РУ должны выполняться: при длине РУ до 7 м — один выход; от 7 м до 60 м — два выхода по концам РУ; более 60 м — кроме выходов по концам РУ дополнительные выходы, расстояние до которых из любой точки коридора обслуживания было не более 30 м. Выходы могут быть наружу, на лестничную клетку или в другое производственное помещение. Двери из РУ должны открываться в направлении других помещений или наружу без ключа. Замки в дверях помещений РУ одного напряжения должны открываться одним ключом и должны быть самозапирающимися.

Минимальные изоляционные расстояния в воздухе для ЗРУ с напряжением от 3 до 220 кВ, обеспечивающие условия безопасности и удобство обслуживания, установлены ПУЭ.

Минимальные расстояния от токоведущих частей до заземленных конструкций $A_{\phi-з}$, а также между токоведущими частями разноименных фаз $A_{\phi-\phi}$ указаны на рис. 6.10 и табл. 6.1. Установлены также минимальные расстояния от токоведущих частей до сплошных и сетчатых ограждений (размер B на рис. 6.11 и 6.13) и табл. 6.1.

Неогражденные проводники, относящиеся к различным цепям, расположенным с двух сторон коридора обслуживания должны

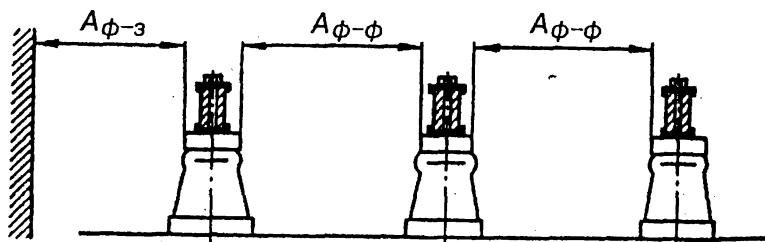


Рис. 6.10. Минимальное расстояние, между фазами и между ними и заземленными частями ЗРУ

Наименьшее расстояние и свечу от токоведущих частей до различных элементов ЗРУ

| Номер рисун- ка | Наименование расстояний | Обоз- наче- ния | Изоляционное расстояние, мм, для напряжения, кВ | | | | | | | |
|-----------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|-------------------------------------------------|------|------|------|------|-------|------|------|
| | | | 3 | 6 | 10 | 20 | 35 | 110 | 150 | 220 |
| 6.10 | От токоведущих частей до заземленных конструкций и частей зданий | АФ-з | 65 | 90 | 120 | 180 | 290 | 700 | 1100 | 1700 |
| 6.10 | Между проводниками разных фаз | АФ-ф | 70 | 100 | 130 | 200 | 320 | 800 | 1200 | 1800 |
| 6.13 | От токоведущих частей до сплошных ограждений | Б | 95 | 120 | 150 | 210 | 320 | 730 | 1130 | 1730 |
| 6.11 | От токоведущих частей до сетчатых ограждений | В | 165 | 190 | 220 | 280 | 390 | 800 | 1200 | 1800 |
| 6.11 | Между не огражденными токоведущими частями разных цепей | Г | 2000 | 2000 | 2000 | 2200 | 2200 | 2900 | 3300 | 3800 |
| 6.12 | От не огражденных токоведущих частей до пола | Д | 2500 | 2500 | 2500 | 2700 | 2700 | 34110 | 3700 | 4200 |
| 6.12 | От не огражденных выводов из ЗРУ до земли при выходе их не на территорию ОРУ и при отсутствии проезда под выводами | Е | 4500 | 4500 | 4500 | 4750 | 4750 | 5500 | 6000 | 6500 |
| 6.11 | От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту | Ж | 80 | 110 | 150 | 220 | 350 | 900 | 1300 | 2000 |

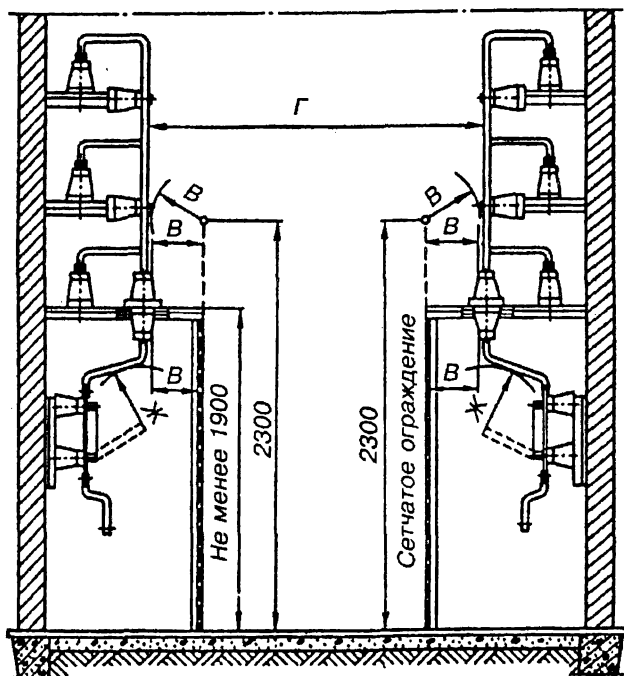


Рис. 6.11. Минимальные расстояния между токоведущими частями разных цепей и между ними и сетчатыми ограждениями

быть удалены друг от друга на расстояние не менее размера Γ на рис. 6.11, а расстояние от контактов и ножей разъединителей в отключенном положении до ошиновки своей фазы, присоединенной ко второму контакту — не менее размера \mathcal{K} . Неогражденные проводники, относящиеся к разным цепям и расположенные на высоте, превышающей размер D (рис. 6.12), должны быть расположены друг от друга на расстоянии, обеспечивающем безопасное обслуживание при наличии напряжения в соседних цепях. Если высота расположения проводников ниже размера D , они должны ограждаться. Высота прохода под ограждением должна быть не менее 1,9 м. Аппараты, у которых нижняя кромка фарфора изоляторов расположена над уровнем пола на высоте 2,2 м и более, разрешается не ограждать. При воздушных вводах в ЗРУ, не пересекающих проездов транспорта, расстояние от низшей точки провода

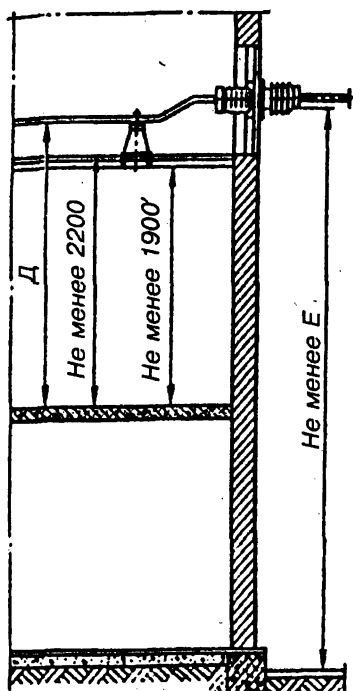


Рис. 6.12. Минимальное расстояние от проводов до поверхности земли

ренным забором высотой 1,6 м. Заборы могут быть сплошными, сетчатыми или решетчатыми.

Токоведущие части (выводы, шины, спуски и т.п.) могут не иметь внутренних ограждений, если они расположены над уровнем планировки или уровнем сооружения, по которому могут ходить люди (например, плиты кабельных каналов) на высоте не менее размера Γ (табл. 6.2). Трансформаторы и аппараты, у которых нижняя кромка фарфора изо-

до поверхности земли должно быть не менее размера E (рис. 6.12), указанного в табл. 6.1. Расстояния от проводников до сплошных ограждений должно быть не меньше размера B на рис. 6.13.

Открытые распределительные устройства (ОРУ) выполняются на напряжение 35 кВ и выше выполняются, как и ЗРУ, в соответствии с требованиями ПУЭ. Территория ОРУ и подстанции должна быть ограждена внешним забором высотой 1,8–2 м. При расположении ОРУ на территории подстанции оно должно быть ограждено внут-

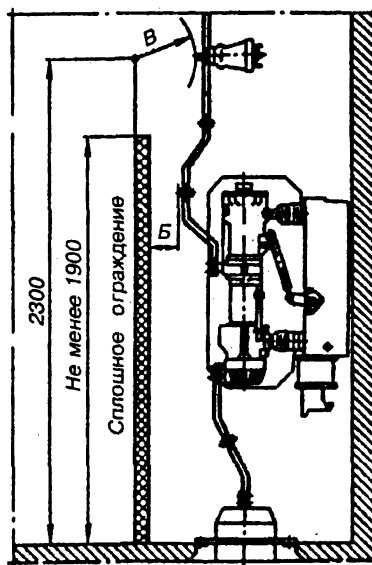


Рис. 6.13. Минимальные расстояния от проводников до сплошных ограждений

Наименьшее расстояние от токоведущих частей до различных элементов ОРУ (подстанций)

| Номер рисун- ка | Наименование расстояния | Обоз- наче- ние | Изоляционное расстояние, мм, для номинального напряжения, кВ | | | | | | |
|-----------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|-----------------------------------------------------------------|------|------|------|------|------|-----------|
| | | | до 10 | 20 | 35 | 110 | 150 | 220 | 330 500 |
| 6.14 | От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных | А _{Ф-з} | 200 | 300 | 400 | 900 | 1300 | 1800 | 2500 3750 |
| 6.15 | | | | | | | | | |
| 6.16 | | | | | | | | | |
| 6.14 | Между проводами разных фаз | А _{Ф-Ф} | 220 | 330 | 440 | 1000 | 1400 | 2000 | 2800 4200 |
| 6.15 | | | | | | | | | |
| 6.16 | От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений высотой 1,6 м, до габаритов транс- портируемого оборудования | Б | 950 | 1050 | 1150 | 1650 | 2050 | 2550 | 3250 4500 |
| 6.18 | | | | | | | | | |
| 6.22 | | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | | |
|------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 6.19 | Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и не отключенной верхней | В | 950 | 1050 | 1150 | 1650 | 2050 | 3000 | 4000 | 5000 |
| 6.17 | От не огражденных токоведущих частей до земли или до кровли зданий при наибольшем провисании проводов | Г | 2900 | 3000 | 3100 | 3600 | 4000 | 4500 | 5000 | 6450 |
| 6.23 | | | | | | | | | | |
| 6.19 | Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи и не отключенной другой, от токоведущих частей до внешней кромки внешнего забора, между токоведущими частями и зданиями или сооружениями | Д | 2200 | 2300 | 2400 | 2900 | 3300 | 3800 | 4500 | 5750 |
| 6.20 | | | | | | | | | | |
| 6.21 | | | | | | | | | | |
| 6.23 | | | | | | | | | | |
| 6.22 | От контакта и нога разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту | Ж | 240 | 365 | 485 | 1100 | 1550 | 2200 | 3100 | 4600 |
| / | | | | | | | | | | |

ляторов расположена над уровнем планировки или уровнем сооружения на высоте не менее 2,5 м разрешается не ограждать. Расстояние между соседними трансформаторами зависит от их мощности и допускается не менее 1,25 м, а между трансформатором и огнестойким зданием — не менее 0,8 м. Окна и двери в стене здания должны располагаться выше уровня крышки трансформатора. Минимальные расстояния в воздухе между токоведущими частями разноименных фаз и от токоведущих частей до заземленных конструкций $A_{\phi-\phi}$ и $A_{\phi-з}$ (рис. 6.14 и 6.15) для ОРУ установлены несколько большими соответствующих расстояний для ЗРУ с учетом неблагоприятных условий работы (дождь, снег, пыль и др.) (табл. 6.2).

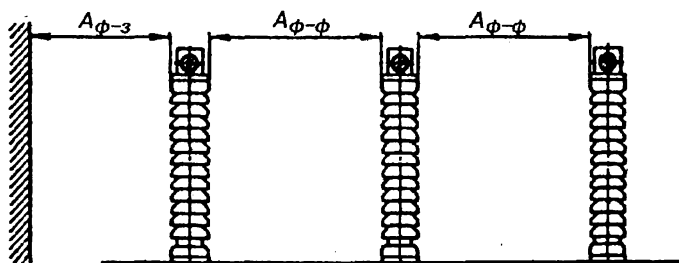


Рис. 6.14. Минимальные расстояния в ОРУ между жесткими токоведущими частями и от них до заземленных конструкций

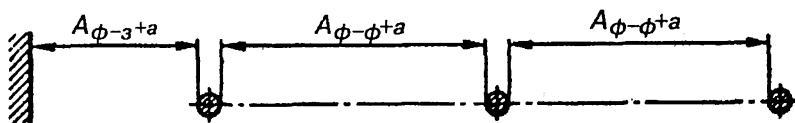


Рис. 6.15. Минимальные расстояния в ОРУ между проводами и от них до заземленных конструкций

Наибольшие расстояния от токоведущих частей до ограждений (рис. 6.16), до поверхности земли (рис. 6.17), до транспортируемого оборудования (рис. 6.18) и другие (рис. 6.19–6.23) также увеличены. При многофазных КЗ гибкие проводники разноименных фаз отклоняются от своего нормального положения, возникают качания и опасность недопустимого сближения и даже схлестывания проводников. Исходя из этого расстояния между фазами, а также меж-

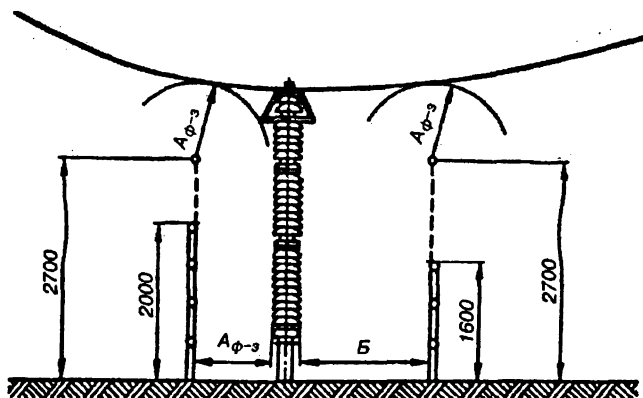


Рис. 6.16. Минимальные расстояния от токоведущих частей до постоянных ограждений

ду проводами и заземленными конструкциями устанавливают с учетом наибольшего возможного отклонения α гибких проводников при КЗ и ветре (см. рис. 6.15)

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов и баковых выключателей 110 кВ и выше должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосорборники.

Габариты маслоприемника должны выступать за габариты единичного маслонаполненного электрооборудования. Объем маслоприемника должен быть рассчитан на одновременный прием 100% масла, содержащегося в корпусе трансформатора. У баковых выключателей маслоприемник должен быть рассчитан на прием 80% масла, содержащегося в одном баке. Маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для ту-

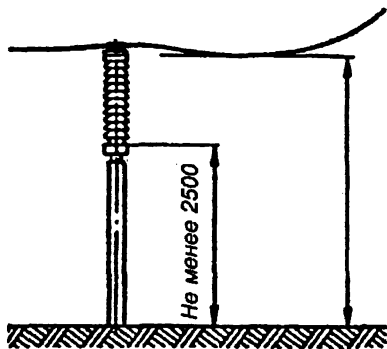


Рис. 6.17. Минимальные расстояния от неогражденных проводов до земли

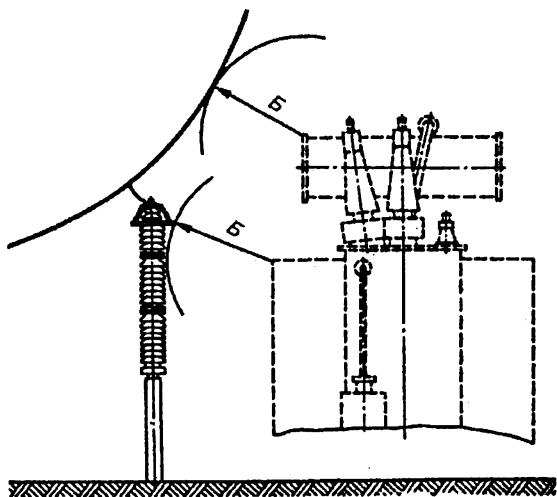


Рис. 6.18. Минимальные расстояния от токоведущих частей до транспортируемого оборудования

шения пожара. Они выполняются в виде подземных трубопроводов или открытых кюветов и лотков. Маслосборники должны быть рассчитаны на полный объем масла единичного оборудования, содержащего наибольшее количество масла, и должны выполняться закрытого типа.

Монтаж комплектных распределительных устройств наружной установки (КРУН) и комплектных трансформаторных подстанций (КТП) должны отвечать следующим требованиям:

— КРУН и КТП должны быть расположены на спланированной площадке на высоте не менее 0,2 м от уровня планировки с устройством около шкафов площадки для обслуживания;

— расположение устройства должно обеспечивать транспортировку трансформаторов и выкатных частей ячеек;

— КРУН и КТП должны иметь при необходимости устройства охлаждения и подогрева оборудования.

На рис. 6.24 показан разрез шкафа КРУН с воздушным вводом. Внутренняя часть шкафа разделена сплошными металлическими перегородками на пять отсеков: сборных шин 3, верхних разъемных силовых контактов

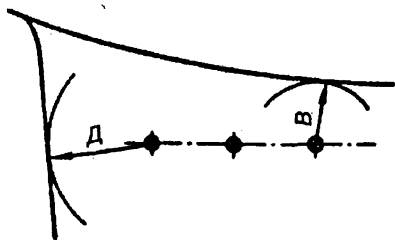


Рис. 6.19. Минимальные расстояния между проводниками разных цепей в ОРУ

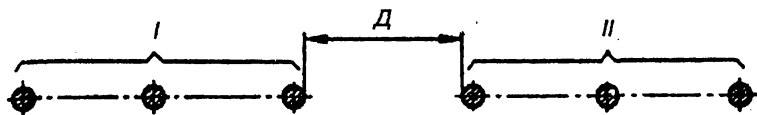


Рис. 6.20. Минимальные расстояния между токоведущими частями разных цепей в ОПУ.

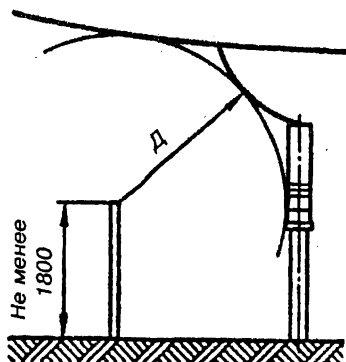


Рис. 6.21. Минимальные расстояния от токоведущих частей до верхней кромки внешнего ограждения ОПУ

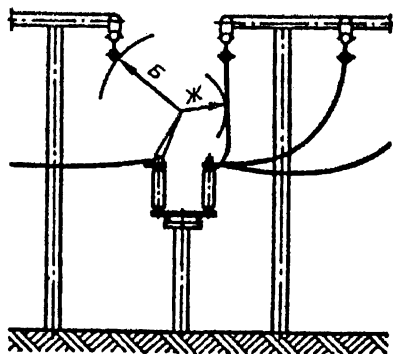


Рис. 6.22. Минимальные расстояния от контактов и ножей разъединителей в отключенном положении до токоведущих частей

11, трансформаторов тока и нижних силовых контактов 9, выдвижной тележки 7, релейной защиты и измерительных приборов 4. Воздушный ввод подключается к проходным изоляторам 1, к которым внутри шкафа подключена жесткая ошиновка, соединяющая изоляторы 1 с трансформаторами тока 10 (на фазах А и С) и нижним силовым контактом 8 (на фазе В), на фазах А и С контакты подключены к трансформаторам тока 20. Верхние силовые контакты 12 связаны с шинами 2 ошиновкой

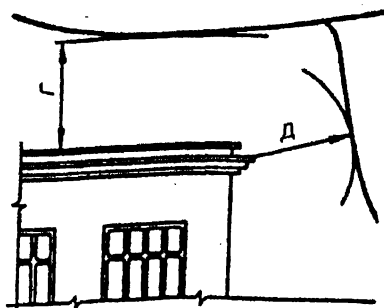


Рис. 6.23. Минимальные расстояния между токоведущими частями и зданиями

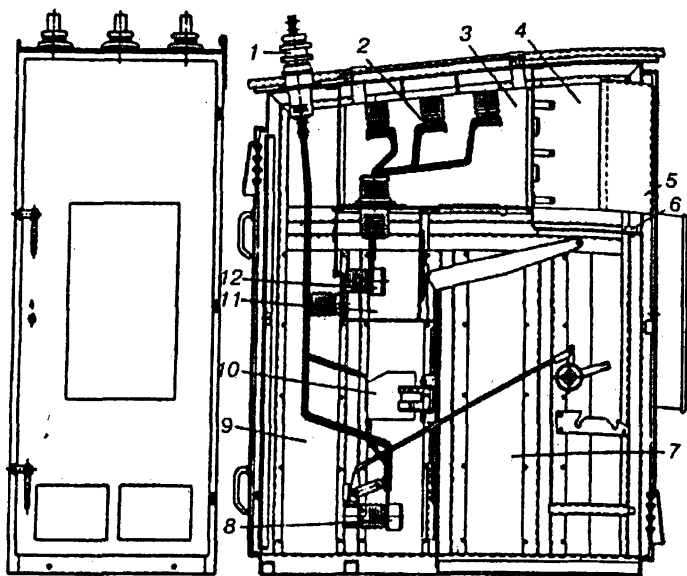


Рис. 6.24. Шкаф КРУН с воздушными вводами

через проходные изоляторы, соединяющие электрически отсеки 11 и 3. В отсеке 4 находится откидной лист приборов 5. Штепсельный разъем 6 обеспечивает размыкание низковольтных цепей при выкатывании тележки с высоковольтным выключателем. Тележку можно выкатывать только при отключенном выключателе. После выкатывания тележки (на рис. 6.24 она выдвинута из шкафа) специальными шторами автоматически закрываются верхний и нижний проемы для прохода подвижных и главных контактов. Применение КРУН позволяет сооружать РУ-6 и 10 кВ без здания, что значительно снижает стоимость сооружения и эксплуатации электроустановок. Конструктивное выполнение такой подстанции показано на рис. 6.27.

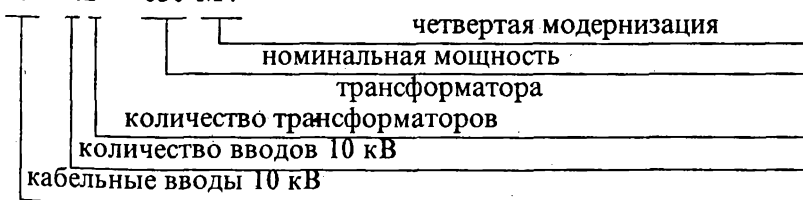
6.3. КОНСТРУКЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Конструктивное выполнение трансформаторных подстанций весьма разнообразно и зависит от многих исходных данных: назначения, места расположения, мощности, напряжения питающей сети и потребителей, которых питает подстанция, категории потребителей, конструктивного выполнения линий (кабельные или воздушные) и др.

На рис. 6.25 показана отдельно стоящая закрытая трансформаторная подстанция (ЗТП) с двумя трансформаторами / мощностью 630 кВА для питания маломощных потребителей железнодорожных станций и узлов. Схема данной подстанции приведена на рис. 6.2. Подстанция имеет РУ-10 кВ, состоящее из камер 2 серии КСО, установленными в два ряда с одним коридором обслуживания. Распределительный щит 0,4 кВ, расположен в помещении между помещениями трансформаторов и РУ-10 кВ. РУ-0,4 кВ выполняется из ячеек 3 серии ЩО-70. Соединение трансформаторов с РУ-0,4 кВ осуществляется плоскими шинами 4, которые проходят через проемы в стене, отделяющей помещения трансформаторов от помещения РУ-0,4 кВ. Соединение трансформаторов с РУ-10 кВ осуществляется кабелями. В помещении РУ-0,4 кВ предусматривается установка панели уличного освещения, групповые щитки электроосвещения, обогрева и вентиляция, щиты счетчиков линий и трансформаторов 6. Разрядники РВН-1У1 5 располагаются в помещениях трансформаторов и присоединяются к вводам 0,4 кВ. В случае отсутствия перехода кабельных линий 0,4 кВ на воздушные, установка разрядников РВН-1У1 не требуется. Крепление оборудования и конструкций осуществляется с помощью дюбелей, болтов и электросварки к закладным деталям в стенах и полу, предусмотренным в строительной части подстанции.

Подстанции, показанной на рис. 6.2 и 6.25, можно присвоить в соответствии с типовым проектированием условное обозначение:

К — 42 — 630 М4



Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) поставляются заводами-изготовителями в полностью собранном виде, подготовленными для монтажа на месте установки. Они используются в постоянных и временных электроустановках железнодорожных, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, так как транспортабельны и просты для монтажа и демонтажа. КТП изготавливаются для внутренней (КТПВ) и наружной (КТПН) установ-

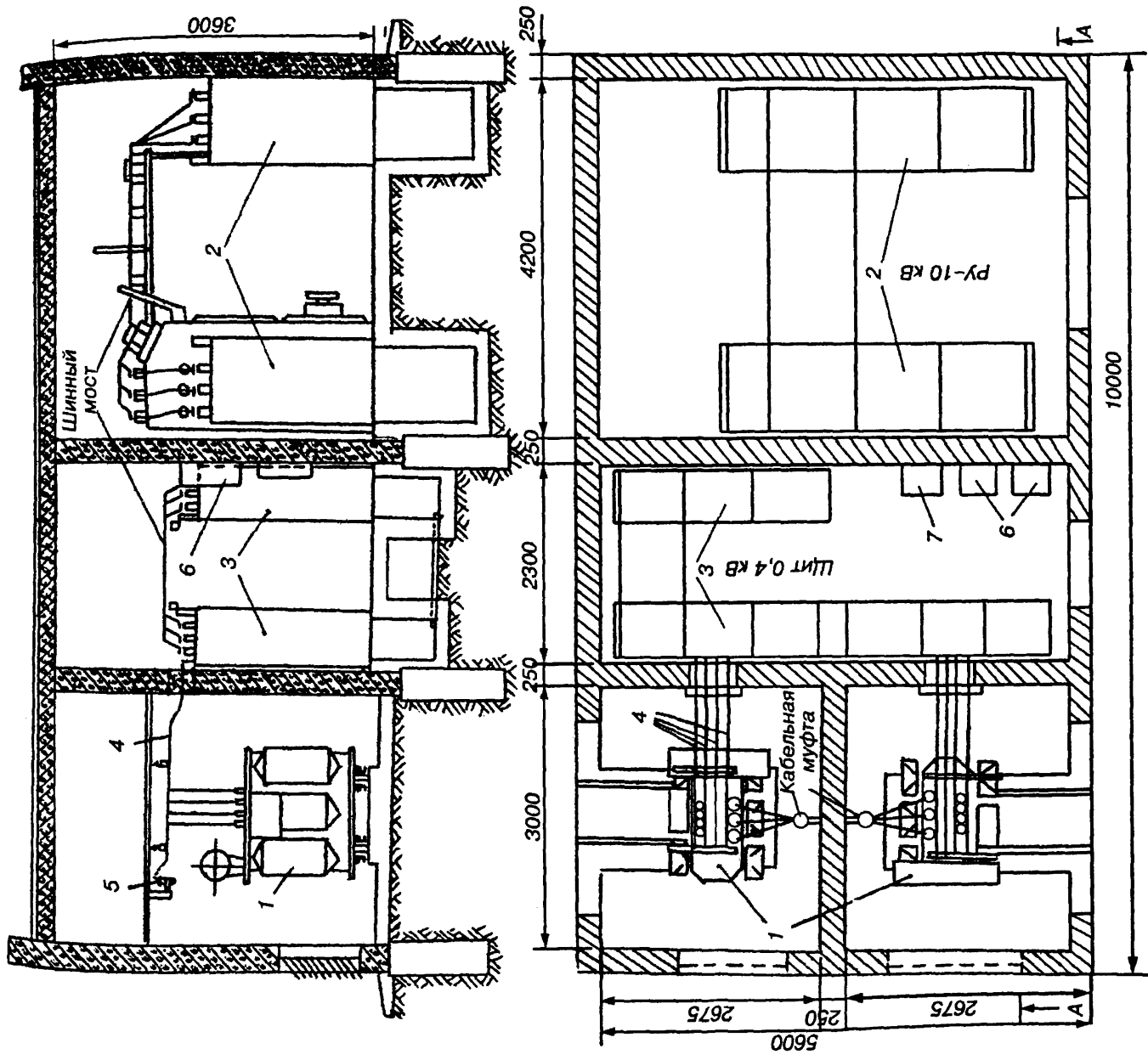


Рис. 6.25. Закрытая двухтрансформаторная подстанция с первичным напряжением 10 кВ

ки; они могут быть закрытыми и открытыми. В КТПВ и закрытых КТПН, у которых все оборудование и токоведущие части находятся внутри корпуса, предусматривается установка одного или двух трансформаторов мощностью не более 1 МВА с первичным напряжением 6–10 кВ и вторичным — 0,4/0,23 кВ. В открытых КТПН устанавливаются трансформаторы мощностью до 10 МВА с первичным напряжением от 6–10 до 220 кВ и вторичным напряжением 6–10 или 0,4/0,23 кВ.

На рис. 6.26 показана КТПН на 10/0,4 кВ с трансформаторной мощностью до 100 кВА. Схема этой подстанции приведена на рис. 6.1. Подстанция может быть размещена на сравнительно небольшой площадке. Такие КТПН нашли широкое применение для питания железнодорожных потребителей, расположенных вдоль элек-

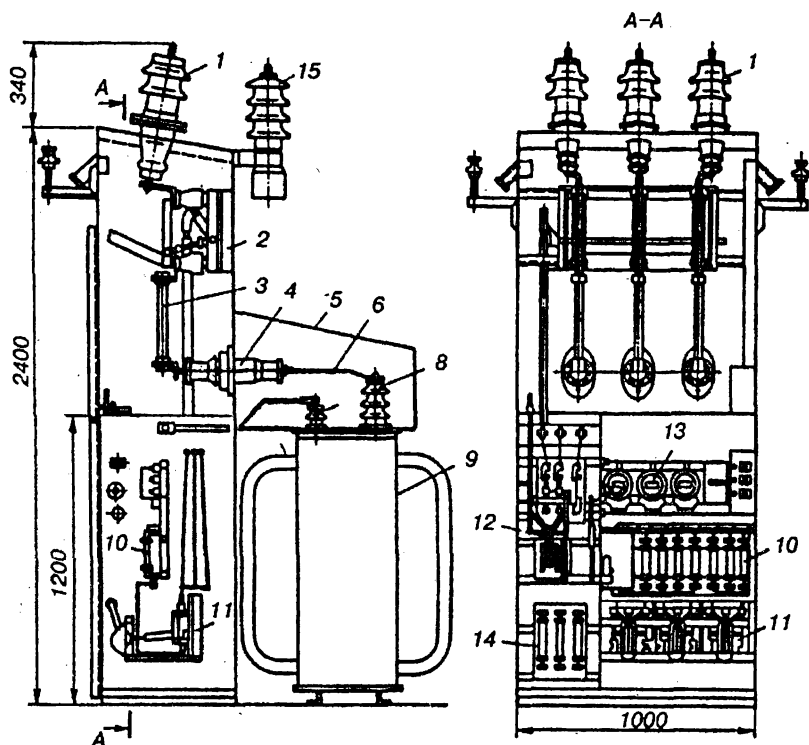


Рис. 6.26. Комплектная трансформаторная подстанция наружной установки на напряжение 10/0,4 кВ

трифицированных на постоянном токе железных дорог. Они присоединяются глухими отпайками к линии продольного электроснабжения, проложенной на опорах контактной сети. Ввод от воздушной линии в высоковольтный шкаф осуществляется через проходные изоляторы (вводы) 1. Внутри шкафа смонтирован разъединитель 2 и трубчатые предохранители 3. Подключение к высоковольтному вводу 8 трансформатора 9 производится шинами 6 через проходные изоляторы 4. Над трансформатором 9 размещается металлический кожух 5, защищающий от атмосферных осад-

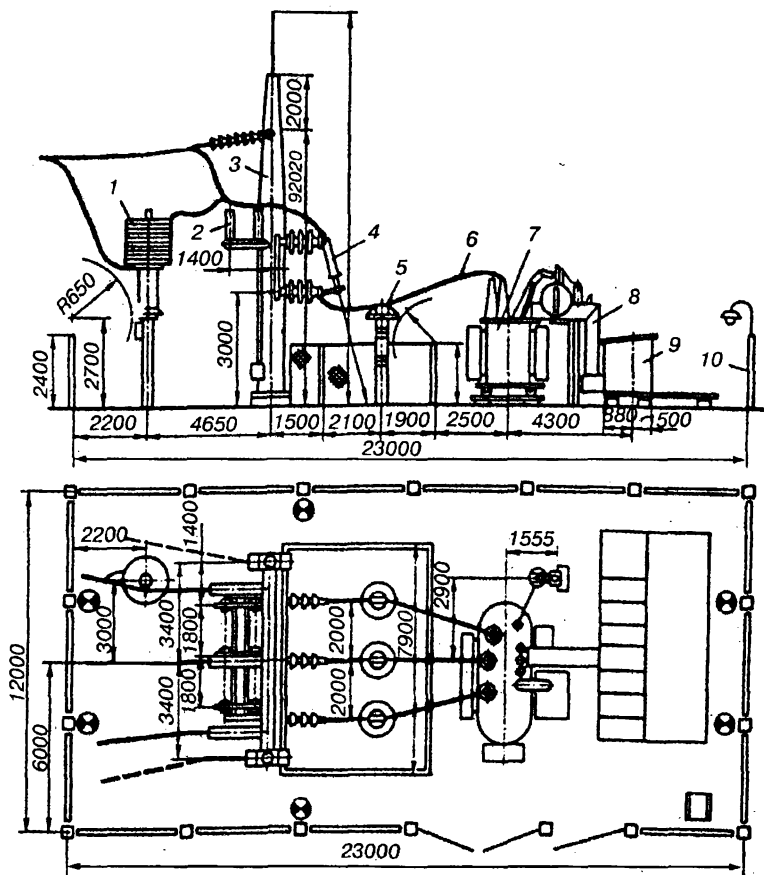


Рис. 6.27. Комплектная трансформаторная подстанция наружной установки на напряжение 110 кВ

ков и механических воздействий. Низковольтные вводы 7 трансформатора подключены к распределительному шкафу 0,4 кВ жесткими шинами прямоугольного сечения через проем в стенке шкафа. Общий рубильник 12 и предохранители 14 установлены на вводе 0,4 кВ. Счетчики активной энергии 13 подключены к трансформаторам тока на вводе 0,4 кВ. Рубильники 11 и предохранители 10 отходящих линий 0,4 кВ размещаются в распределительном шкафу 0,4 В. Отходящие линии могут быть воздушные и кабельные. Защита КТПН от атмосферных перенапряжений осуществляется разрядниками 15, подключаемыми проводами к вводам 1.

Открытая комплектная трансформаторная подстанция наружной установки на напряжение 110 кВ приведена на рис. 6.27. Схема этой подстанции рассмотрена в параграфе 6.1 и представлена на рис. 6.4. Эта подстанция состоит из трансформатора 7 (см. рис. 6.27) с первичной обмоткой на напряжение 110 кВ и вторичной на напряжение 10 кВ, КРУН, а 9, который соединяется с трансформатором закрытым токопроводом ввода 8. Трансформатор защищается от КЗ выхлопным предохранителем 4, а от перенапряжений — разрядником 5, подключенным к ошиновке 6, и огражден сетчатым забором высотой 2 м. На железобетонной опорной П-образной конструкции 3 установлены молниеотвод и и разъединитель 2, к поперечной балке, соединяющей опоры, через гирлянды изоляторов крепятся провода ввода 110 кВ. На одной фазе ввода установлена аппаратура высокочастотной связи 1. Вся подстанция ограждена забором 10 высотой 2,4 м. По периметру расположены шесть светильников, закрепленных на опорах забора. С одной стороны подстанции выполнен въезд для автотранспорта и проход для персонала.

6.4. ГРАФИКИ НАГРУЗОК ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

Режим работы потребителей электроэнергии не остается постоянным, а меняется в различные часы суток, дни недели и месяцы года. Соответственно меняется нагрузка всех звеньев в цепи передачи электроэнергии от генераторов электростанций до потребителей. Изменение нагрузок удобно изображать в виде графиков в осях координат, откладывая по оси абсцисс — время, в течение которого рассматривается изменение нагрузки, а по оси ординат — нагрузки.

Различают графики **активных** и **реактивных** нагрузок. В первом случае по оси ординат откладывается активная нагрузка P , во

втором — реактивная Q . По продолжительности периода T , для которого строится график, различаются суточные и годовые графики нагрузок. По сезонности графики делятся на зимние и летние.

Значения активных нагрузок в различные часы суток в эксплуатации определяют по показаниям измерительных приборов и наносят на график. Полученные точки соединяют прямыми линиями, график имеет вид ломаной линии.

Для простоты расчетов по графикам, их строят ступенчатой формы. При этом считается, что между двумя замерами нагрузка не меняется. Суточный график активных нагрузок ступенчатой формы показан на рис. 6.28. Наибольшая нагрузка в течение суток называется максимальный $P_{\text{макс}}$. Площадь графика в определенном

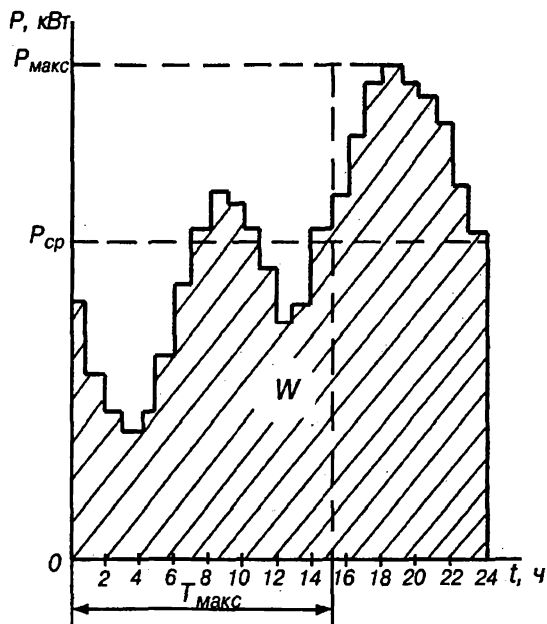


Рис. 6.28. Суточный график активных нагрузок

масштабе соответствует выработной электроустановкой или потребленной потребителем электроэнергии W . По ней можно определить среднесуточную нагрузку установки

$$P_{\text{ср.}} = W/T, \quad (6.1)$$

где

W — суточное потребление элеткроэнергии, равное площади суточного графика, кВт ч;

T — период времени, для которого строится график (для суточного графика $T = 24$ ч.), ч.

Среднесуточная нагрузка используется в расчетах. Если бы элеткроустановка работала с такой нагрузкой в течение всего периода, то за время T она потребила бы или выработала столько же электроэнергии, сколько и при действительном графике работы.

По графику можно рассчитать коэффициент нагрузки, или коэффициент заполнения графика

$$K_{\text{нагр}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{макс}}}; \quad (6.2)$$

продолжительность использования максимума

$$T_{\text{макс}} = W/P_{\text{макс}}, \quad (6.3)$$

которая показывает, сколько времени электроустановка должна проработать с максимальной нагрузкой, чтобы выработать или потребить то же количество электроэнергии W .

На суточном графике продолжительность использования максимума $T_{\text{макс}}$ представляет собой основание прямоугольника, площадь которого равна W , а высота — $P_{\text{макс}}$. Продолжительность использования максимальной нагрузки по годовому графику составляет от 1000 до 8000 ч для различных электроустановок и энергосистем, используется в расчетах и рекомендациях при выборе экономической плотности тока проводов и кабелей.

Для характеристики степени использования установленной мощности трансформаторов на подстанции служит коэффициент использования установленной мощности

$$K_{\text{и}} = P_{\text{ср}}/P_{\text{уст}}, \quad (6.4)$$

где

$P_{\text{ср}}$ — средняя мощность подстанции по суточному графику, кВт;

$P_{\text{уст}}$ — установленная мощность трансформаторов подстанции, включая резервные, кВт.

При проектировании электроустановок используют типовые суточные графики нагрузок (рис. 6.29), которые приводятся в

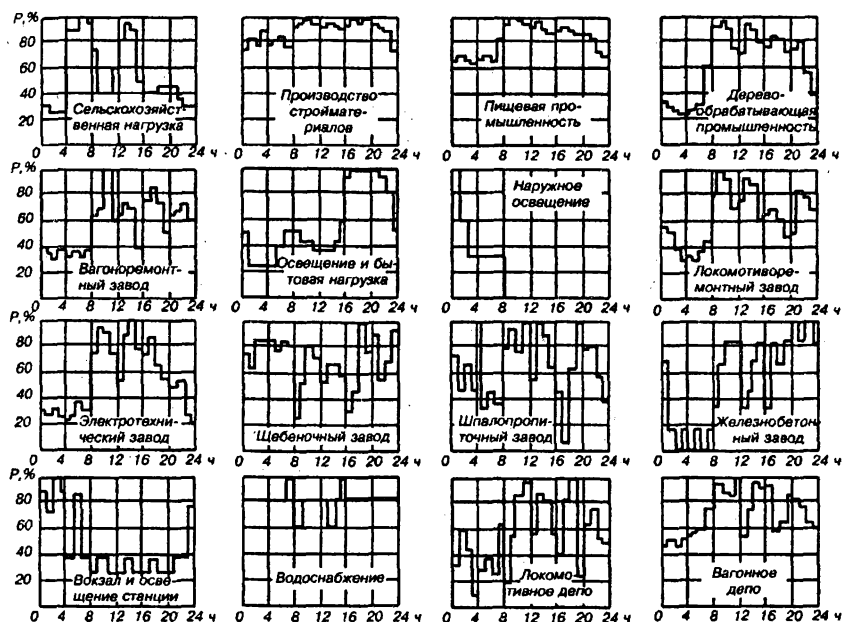


Рис. 6.29. Типовые суточные графики нагрузок потребителей

справочной литературе. Эти графики строятся на основе многолетнего опыта эксплуатации. На типовых графиках по оси абсцисс откладывается время, а по оси ординат — нагрузки в процентах от максимальной, которая принимается за 100%. По типовому графику потребителя нетрудно построить его суточный график нагрузок. Перевод процентов в киловатты для каждого часа суточного графика осуществляется по формуле

$$P_t = \frac{P_{\max}}{100} \cdot pt, \quad (6.5)$$

где

pt — мощность в процентах, взятая из типового графика для момента времени t .

Таким образом можно получить суточный график нагрузки потребителя или установки, которая еще только проектируется.

6.5. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ПОДСТАНЦИЙ

Цель расчета — определить наибольшую мощность на шинах проектируемой подстанции и построить для нее график суммарной нагрузки. На основании этого графика с учетом категории потребителей выбирается число и единичная мощность трансформаторов.

Подстанция со вторичным напряжением до 1000 В. Для каждого потребителя, который будет питаться от проектируемой подстанции определяется максимальная активная мощность

$$P_{\text{макс}} = P_{\text{уст}} \cdot K_c, \quad (6.6)$$

где

$P_{\text{уст}}$ — установленная мощность потребителя, кВт;

K_c — коэффициент спроса, учитывающий режим работы потребителя, загрузку и к.п.д. оборудования, одновременность его включения.

На основании максимальных мощностей потребителей и типовых графиков строятся графики активных нагрузок потребителей и график суммарного потребления.

Для каждого потребителя определяется максимальная реактивная мощность

$$Q_{\text{макс}} = P_{\text{макс}} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (6.7)$$

где

$\operatorname{tg} \varphi$ — тангенс угла φ , определяется по заданному $\cos \varphi$.

Коэффициент разновременности максимумов нагрузок проектируемой подстанции определяется по формуле

$$K_{\text{р.м.}} = \sum_1^n P_{\text{макс. рас}}^4 / \sum_1^n P_{\text{макс}}^4, \quad (6.8)$$

где

$\sum_1^n P_{\text{макс. расч.}}$ — суммарная максимальная расчетная мощность, определяемая по суммарному графику потребителей, кВт;

$\sum_1^n P_{\text{макс}}$ — сумма максимальных активных мощностей потребителей, кВт.

Сумма максимальных реактивных мощностей потребителей

$$\sum_1^n Q_{\max} = Q_{\max 1} + Q_{\max 2} + \dots + Q_{\max n}, \quad (6.9)$$

где
1, 2, ..., n — номера потребителей.

Наибольшая полная мощность на шинах подстанции с учетом разновременности максимумов нагрузок определяется по формуле

$$S_{\max} = K_{p.m} \sqrt{\left(\sum_1^n P_{\max} \right)^2 + \left(\sum_1^n Q_{\max} \right)^2}. \quad (6.10)$$

При питании от подстанции потребителей второй и третьей категории рекомендуется применять однотрансформаторные подстанции, номинальная мощность трансформатора которых определяется по формуле

$$S_{\text{ном.т}} \geq (1,05 \dots 1,1) \cdot S_{\max}. \quad (6.11)$$

Если такие подстанции осуществляют взаимное резервирование трансформаторов по линиям вторичного напряжения, то номинальная мощность трансформаторов увеличивается

$$S_{\text{ном.т}} \geq (1,25 \dots 1,4) \cdot S_{\max}. \quad (6.12)$$

При наличии потребителей первой категории на подстанции устанавливается два и более трансформаторов, номинальная мощность которых определяется по формуле

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{S_{\max}}{1,4 (n-1)}, \quad (6.13)$$

где
1,4 — коэффициент допустимой перегрузки трансформатора;
n — количество устанавливаемых трансформаторов.

Предусматривается наличие одного резервного трансформатора и n-1 находящихся в работе. Снижение мощности трансформато-

ров предусматривается за счет перегрузки во время максимума общей суточной нагрузки продолжительностью не более шести часов в течение не более пяти суток.

Подстанция со вторичным напряжением выше 1000 В. Цели и порядок расчета таких подстанций, в основном, совпадают с тем, что было рассмотрено выше для подстанций со вторичным напряжением до 1000 В.

По формулам (6.6) и (6.7) определяется активная $P_{\text{макс}}$ и реактивная $Q_{\text{макс}}$ мощности всех потребителей. По максимальной мощности и типовому графику потребителей строится суточный график активных нагрузок. Графики суммируются, в результате чего получается график суммарного потребления, по которому определяется максимальная суммарная нагрузка. По формуле (6.8) определяется коэффициент разновременности максимумов нагрузок потребителей. Далее расчеты и расчетные формулы имеют некоторые отличия, состоящие в том, что необходимо дополнительно учитывать потери в высоковольтных сетях и трансформаторах подстанций, питающихся от рассчитываемой подстанции, а также мощность трансформатора собственных нужд. При этом потери в трансформаторах делятся на постоянные (в стали трансформаторов) и переменные (в обмотках трансформаторов), зависящие от нагрузки.

Постоянные потери принимаются в расчетах 1 ... 2% от нагрузки $\Sigma P_{\text{расч.макс}}$ графика суммарного потребления. Переменные потери в сетях и обмотках трансформаторов составляют 5–8% от $\Sigma P_{\text{расч.макс}}$.

Максимальная полная мощность всех потребителей с учетом потерь в сетях и понижающих трансформаторах потребителей определяется по формуле

$$S_{\text{макс}} = K_{\text{р.м}} \cdot \left(1 + \frac{P_{\text{пост.}} + P_{\text{пер.}}}{100} \right) \cdot \sqrt{\left(\sum_1^n P_{\text{макс}} \right)^2 + \left(\sum_1^n Q_{\text{макс}} \right)^2}, \quad (6.14)$$

где

$K_{\text{р.м}}$ — коэффициент разновременности максимумов нагрузок подстанции, определяемый по формуле (6.8);

$P_{\text{пост.}}$ — постоянные потери, принимаемые 1 ... 2%;

$P_{\text{пер.}}$ — переменные потери, принимаемые 5 ... 8%

Максимальная полная мощность на шинах вторичного напряжения подстанции с учетом мощности трансформатора собственных нужд $S_{\text{ном.тсн}}$

$$S_{\text{макс.ш}} = S_{\text{макс}} + S_{\text{ном.тсн}}. \quad (6.15)$$

При двухобмоточных трансформаторах по $S_{\text{макс.ш}}$ и расчетным формулам (6.11) или (6.12) определяется мощность трансформаторов.

При трехобмоточных трансформаторах с первичным напряжением 110 (220) кВ и вторичными — 10 и 35 кВ суммарная максимальная нагрузка первичной обмотки определяется по формуле

$$S_{\text{макс 110}} = (S_{\text{макс 10}} + S_{\text{макс 35}}) \cdot K'_p, \quad (6.16)$$

где

$S_{\text{макс 10}}$ — максимальная мощность на шинах 10 кВ, определяемая по формуле (6.15);

$S_{\text{макс 35}}$ — максимальная мощность на шинах 35 кВ, определяемая по формуле (6.14);

K'_p — коэффициент одновременности максимумов нагрузок вторичных обмоток трансформаторов, равный 0,9 ... 0,95.

Полученная $S_{\text{макс 110}}$ используется для выбора мощности трансформатора по формуле (6.13)

Полная мощность подстанции определяется количеством и мощностью установленных трансформаторов и схемой питания подстанции от системы.

Мощность концевой (тупиковой) и ответвительной (отпаечной) подстанции определяется по формуле

$$S_{\text{тп}} = n \cdot S_{\text{ном.т}}, \quad (6.17)$$

где

n — число трансформаторов;

$S_{\text{ном.т}}$ — номинальная мощность выбранных трансформаторов.

Мощность проходной (транзитной) подстанции, включаемой в расщелку питающей линии, определяется с учетом мощности транзита электроэнергии через подстанцию

$$S_{\text{тп}} = (n \cdot S_{\text{ном.т}} + \sum S_{\text{транз}}) K''_p, \quad (6.18)$$

где

$\sum S_{\text{транз}}$ — суммарная мощность подстанций, питающихся транзитом через РУ проектируемой;

K''_p — коэффициент одновременности максимумов нагрузок проектируемой и смежных подстанций, питающихся транзитом через РУ проектируемой, принимаемый 0,6 ... 0,8.

Мощность на шинах узловой (опорной) подстанции напряжением 35–220 кВ определяется с учетом транзита по формуле (6.18).

После выбора трансформаторов и расчета мощности подстанции можно рассчитать максимальные рабочие токи на шинах и по присоединениям РУ, необходимые для выбора токоведущих частей и электрического оборудования подстанции. Расчетные формулы сведены в табл. 6.3.

Таблица 6.3.

Формулы для расчета максимальных рабочих токов трансформаторных подстанций

| Наименование присоединений | Расчетные формулы | Номер формулы |
|--------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|
| 1 | 2 | 3 |
| Вводы узловых и проходных подстанций | $I_{\text{раб.макс}} = \frac{K_{\text{пр}} \cdot S_{\text{тп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$ | (6.19) |
| Вводы конечных и ответвительных подстанций | $I_{\text{раб.макс}} = \frac{K_{\text{пер}} \cdot \sum S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$ | (6.20) |
| Сборные шины опорных подстанций и переключки проходных подстанций | $I_{\text{раб.макс}} = \frac{K_{\text{пр}} \cdot K_{\text{р.н}} \cdot S_{\text{тп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$ | (6.21) |
| Первичные обмотки понижающих трансформаторов (в том числе и ТСНов) | $I_{\text{раб.макс}} = \frac{K_{\text{пер}} \cdot S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном1}}}$ | (6.22) |

| 1 | 2 | 3 |
|---------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|
| Вторичные обмотки двухобмоточных понижающих трансформаторов (в том числе и ТСНов) | $I_{\text{раб.макс}} = \frac{K_{\text{пер}} \cdot S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном2}}}$ | (6.23) |
| Вторичные обмотки среднего СН и низшего НН напряжений трехобмоточного трансформаторов | $I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном2}}}$ | (6.24) |
| Сборные шины вторичного напряжения понижающих трансформаторов | $I_{\text{раб.макс}} = \frac{K_{\text{р.л}} \cdot \sum S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном2}}}$ | (6.25) |
| Питающие линии потребителей | $I_{\text{раб.макс}} = \frac{K_{\text{пр}} \cdot P_{\text{макс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi}$ | (6.26) |

В табл. 6.3 приняты следующие обозначения:

$S_{\text{тп}}$ — максимальная полная мощность трансформаторной подстанции, кВ·А;

$S_{\text{ном.т}}$ — номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

$P_{\text{макс}}$ — максимальная активная мощность потребителя, кВт;

$U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение на вводах, сборных шинах подстанций и потребителей, кВ;

$U_{\text{ном1}}$ и $U_{\text{ном2}}$ — номинальные первичные и вторичные напряжения трансформаторов, кВ;

$K_{\text{пр}}$ — коэффициент перспективы развития подстанций и потребителей, равный 1,3;

$K_{\text{пер}}$ — коэффициент допустимой перегрузки трансформаторов, равный 1,5;

$K_{\text{р.л}}$ — коэффициент распределения нагрузки на шинах распределительного устройства, равный 0,5 ... 0,7;

$\cos \varphi$ — коэффициент мощности потребителей.

Пример 6.1. Выбрать трансформаторы, рассчитать мощность подстанции и максимальные рабочие токи подстанции, схема ко-

торой приведена на рис. 6.3. От подстанции питаются три потребителя со следующими данными:

$$\begin{aligned} P_{уст1} &= 10000 \text{ кВт}, K_{c1} = 0,27, \cos \varphi_1 = 0,93; \\ P_{уст2} &= 3000 \text{ кВт}, K_{c2} = 0,3, \cos \varphi_2 = 0,92; \\ P_{уст3} &= 5500 \text{ кВт}, K_{c3} = 0,26, \cos \varphi_3 = 0,93; \end{aligned}$$

70% мощности потребителей относится к 1-й и 2-й категории и 30% — к 3-й категории. Коэффициент разновременности максимумов нагрузок потребителей $K_{pm} = 0,92$, мощность ТСН, а $S_{ном.ТСН} = 100 \text{ кВ}\cdot\text{А}$.

Порядок расчета

1. Расчет максимальных активных мощностей потребителей по (6.6)

$$\begin{aligned} P_{макс1} &= 100000 \cdot 0,27 = 2700 \text{ кВт}, \\ P_{макс2} &= 3000 \cdot 0,3 = 900 \text{ кВт}, \\ P_{макс3} &= 5500 \cdot 0,26 = 1430 \text{ кВт}, \\ \sum_1^n P_{макс} &= 2700 + 900 + 1430 = 5030 \text{ кВт}. \end{aligned}$$

2. Расчет максимальных реактивных мощностей потребителей по (6.7)

$$\begin{aligned} Q_{макс1} &= 2700 \cdot 0,394 = 1064 \text{ квар}, \\ Q_{макс2} &= 900 \cdot 0,424 = 382 \text{ квар}, \\ Q_{макс3} &= 1430 \cdot 0,394 = 563 \text{ квар}, \\ \sum_1^n Q_{макс} &= 1064 + 382 + 563 = 2009 \text{ квар}. \end{aligned}$$

3. Максимальная полная мощность всех потребителей по (6.14)

$$S_{макс} = 0,92 \left(1 + \frac{2+8}{100} \right) \sqrt{5030^2 + 2009^2} = 5460 \text{ кВ}.$$

4. Расчет мощности на шинах по (6.15)

$$S_{макс.ш} = 5460 + 100 = 5560 \text{ кВ}\sqrt{3} \text{ А}.$$

5. Расчет мощности трансформатора по (6.13)

$$S_{\text{номт}} \geq \frac{5560}{1,4 (2-1)} = 3970 \text{ кВ.}$$

По результатам расчета выбирается трансформатор типа ТМН — 4000/35.

6. Мощность тупиковой подстанции, питающейся транзитом от шин проектируемой по (6.17) (считаем, что на ней установлены трансформаторы ТМН-4000/35)

$$S_{\text{тп}} = 2 \cdot 4000 = 8000 \text{ кВА.}$$

7. Мощность проектируемой подстанции с учетом транзита по (6.18)

$$S_{\text{тп}} = (2 \cdot 4000 + 8000) \cdot 0,8 = 12800 \text{ кВА.}$$

8. Максимальные рабочие токи сборных шин и присоединений подстанции по формулам табл. 6.3

Вводы подстанций (6.19)

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,3 \times 12800}{\sqrt{3} \times 35} = 275 \text{ А.}$$

Сборные шины РУ-35 кВ (6.21)

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,3 \times 0,6 \times 12800}{\sqrt{3} \times 35} = 165 \text{ А.}$$

Первичная обмотка трансформатора по (6.22)

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,5 \times 4000}{\sqrt{3} \times 35} = 100 \text{ А.}$$

Вторичная обмотка трансформатора по (6.23)

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,5 \times 4000}{\sqrt{3} \times 10} = 345 \text{ А.}$$

Сборные шины РУ-10 кВ по (6.25)

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{0,6 \times 2 \times 4000}{\sqrt{3} \times 10} = 276 \text{ А.}$$

Первичная обмотка ТСН по (6.22)

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,5 \times 100}{\sqrt{3} \times 10} = 8,5 \text{ A.}$$

Линии потребителей по (6.26)

$$I_{\text{раб.макс1}} = \frac{1,3 \times 2700}{\sqrt{3} \times 10 \times 0,93} = 217 \text{ A,}$$

$$I_{\text{раб.макс2}} = \frac{1,3 \times 900}{\sqrt{3} \times 10 \times 0,92} = 74 \text{ A,}$$

$$I_{\text{раб.макс3}} = \frac{1,3 \times 1400}{\sqrt{3} \times 10 \times 0,93} = 110 \text{ A.}$$

Глава 7. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

7.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ

В процессе эксплуатации любой электрической системы существует возможность возникновения в ней повреждений и ненормальных режимов работы, которые могут приводить к возникновению аварий. Предотвращение возникновения аварий или их развития при повреждении в электрической системе часто может быть обеспечено путем быстрого отключения поврежденного элемента. Отключение осуществляется коммутационным аппаратом — обычно высоковольтным выключателем, на привод которого воздействует релейная защита.

Релейная защита — автоматическое устройство, контролирующее режим работы электроустановки, действующее на отключение поврежденного элемента при возникновении аварийного режима или на сигнал для привлечения внимания персонала при ненормальном режиме. При нормальной работе защищаемого объекта защита находится в режиме дежурства, а при появлении в защищаемой зоне тех видов повреждений, на которые защита должна реагировать, отключая выключатель, она переходит в **режим тревоги**. Последний может закончиться срабатыванием защиты или **отказом срабатывания**. Срабатывание защиты при отсутствии повреждения на защищаемом объекте называется **ложным срабатыванием**. Основные требования к защитам характеризуются ниже.

Селективность (избирательность) защиты — способность отключать только поврежденный элемент электроустановки и не отключать неповрежденные. Селективность защиты обеспечивает отключение минимального возможного участка и, следовательно, сохраняет электроснабжение максимального числа потребителей. Селективность защиты, действующей на сигнал — это способность однозначно указать место возникновения ненормального режима и конкретный элемент электроустановки, требующий вмешательства персонала.

Селективность защиты может обеспечиваться различными способами: настройкой защит на разные токи срабатывания; применение защит, действующих с разными выдержками времени; учетом направления мощности в сетях с двусторонним питанием.

В ряде случаев допускается неселективное действие защиты с целью упрощения защиты или ускорения ликвидации повреждения.

Быстродействие релейной защиты определяется временем ее срабатывания. Чем меньше время отключения поврежденного элемента, тем меньше размеры разрушения защищаемого элемента, меньше продолжительность снижения напряжения, отрицательно влияющая на производственные процессы или условия безопасности производства работ (снижение напряжения, например, в линиях питания устройств СЦБ может привести к неверному сигналу светофоров, что связано с безопасностью движения поездов). Защиты, время действия которых не превышает 0,1...0,2 с считаются быстродействующими. Быстродействие и селективность защиты могут вступать в противоречие, если селективность обеспечивается за счет выдержек времени защит.

Чувствительность — способность защиты реагировать на повреждения в защищаемой зоне при самых неблагоприятных для ее работы условиях. Чувствительность характеризуется коэффициентом чувствительности, применительно к токовым защита

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к.мин}} / I_{\text{с.з}}, \quad (7.1)$$

где

$I_{\text{к.мин}}$ — минимальный ток КЗ в защищаемой зоне;

$I_{\text{с.з}}$ — ток срабатывания защиты.

Коэффициент чувствительности для различных элементов системы, защищаемых релейной защитой, колеблется в пределах 1,5...2,5.

Надежность защиты — это способность выполнять возложенные на нее функции в полном объеме при определенных условиях эксплуатации. Для обеспечения требуемой надежности необходимо высокое качество монтажа защиты из высококачественных реле и приборов, правильная эксплуатация и своевременный ремонт аппаратуры. Для выявления повреждений и нарушений в работе защиты применяется диагностирование, позволяющее выявить неисправности, способные привести к отказу или ложному срабатыванию релейной защиты.

Резервирование защиты заключается в том, что, как правило, на каждом элементе системы электроснабжения устанавливаются основную и резервную защиты. Резервная защита может быть неселективной, небыстродействующей. Она должна работать вместо основной защиты в случае отказа последней или вывода ее из работы.

Экономичность защиты заключается в соотношении затрат на ее установку и эксплуатацию со стоимостью защищаемого элемента и убытками в случае неправильной или несовершенной работы защиты. Так, например, установка на линии, питающей маломощный, невысокой стоимости потребитель, достаточно сложной и дорогой защиты, оказывается экономически нецелесообразной, так как она может превышать стоимость самого потребителя. Целесообразно, как правило, применять наиболее простые и надежные, требующие меньшего ухода в эксплуатации схемы и реле, несмотря на ухудшение в допустимых пределах некоторых параметров защиты.

Релейная защита состоит из ряда самостоятельных элементов, называемых реле, связанных между собой по определенной схеме.

Реле — автоматическое устройство, реагирующее на изменение контролируемой им величины и переключающееся, когда ее отклонение превышает некоторое наперед заданное значение (уставку срабатывания). Реле имеет воспринимающий и исполнительный органы. На воспринимающий орган подается контролируемая величина. У электромеханических реле в качестве воспринимающего органа, служит катушка электромагнита, на которую подается преобразованная контролируемая величина. В качестве исполнительного органа в электромеханических реле используются контакты, в электронных — транзисторы и тиристоры, которые меняют скачком выходной сигнал.

По назначению реле делятся на измерительные (основные) и логические (вспомогательные). Измерительные реле контролируют режим работы защищаемого объекта. По роду контролируемой величины их подразделяют на реле тока, напряжения, сопротивления, мощности и т.п. Реле могут контролировать и неэлектрические параметры, например, давление газов (газовые реле), температуру масла трансформаторов (температурные реле) и т.п. Логические реле действуют по команде измерительных и используются в логической части защиты. К ним относятся реле времени (служат для замедления действия защиты), промежуточные реле (служат для усиления мощности сигнала основных реле, размножения сигнала на несколько цепей) и указательные реле (служат для сигнализации о срабатывании защиты и фиксации последнего).

По способу включения воспринимающего органа измерительные реле делятся на первичные и вторичные. Катушки первичных реле включаются непосредственно в защищаемую цепь, катушки

вторичных реле включаются во вторичные обмотки измерительных трансформаторов.

По способу воздействия на объект управления различают реле прямого и косвенного действия. Реле прямого действия имеют подвижную систему, механически связанную с отключающим механизмом выключателя. Реле косвенного действия имеют контакты или электронные приборы, включенные в цепь катушки отключения выключателя. Наибольшее распространение в релейной защите получили вторичные реле косвенного действия, параметры которых не зависят от параметров защищаемого элемента и конструкции привода выключателя.

По конструкции и принципу действия реле делятся на электро-механические и электронные. Электромеханические реле по принципу действия бывают электромагнитные, индукционные, магнитозлектрические.

Измерительные реле характеризуются временной характеристикой, которая представляет зависимость времени срабатывания реле от величины контролируемого параметра.

Различают **зависимую** и **независимую** характеристики реле или их комбинацию, например, ограниченно зависимую характеристику. При зависимой характеристике **время срабатывания** реле зависит от величины контролируемого параметра, с увеличением последнего уменьшается время срабатывания. Независимая характеристика отличается тем, что время срабатывания реле при достижении контролируемым параметром величины срабатывания и больших значений срабатывает практически за определенное время независимо от величины контролируемого параметра на входе реле.

Реле характеризуется рядом параметров. Важнейшими являются параметры **срабатывания** и **возврата** реле. Величина параметра, на которую настроено реле и при которой оно должно срабатывать, называют **уставкой** реле.

Отношение величины параметра возврата реле к соответствующей величине параметра срабатывания называется **коэффициентом возврата** реле.

Для токовых реле коэффициент возврата

$$K_{\text{в}} = I_{\text{в.р}} / I_{\text{с.р}} \quad (7.2)$$

где

$I_{\text{в.р}}$ — ток возврата реле;

$I_{\text{с.р}}$ — ток срабатывания реле.

Для электромеханических реле максимального тока и напряжения он равен 0,8...0,86, для электронных 0,9...0,98.

7.2. ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ РЕЛЕ

К электромагнитным реле относятся:

- измерительные: реле тока и напряжения;
- логические: реле времени, промежуточные и указательные.

Для построения электромагнитных реле обычно используют следующие электромеханические системы: с втягивающимся якорем; с поворотным якорем (рис. 7.1); с поперечным движением якоря. Действие таких реле основано на притяжении стального подвижного якоря 3 к электромагниту, по обмотке 2 которого протекает ток I_p . При этом возникает магнитный поток Φ , замыкающийся через магнитопровод 1, якорь 3, воздушный зазор δ . Он создает электромагнитную силу F_3 , стремящуюся притянуть якорь реле к электромагниту, чему препятствует пружина 4, тормозное усилие F_T , которой суммируется с силой трений в осях

$$F_3 = k\Phi^2 = k' \cdot I_p^2, \quad (7.3)$$

где

k и k' — коэффициенты пропорциональности;

Φ — магнитный поток;

I_p — ток в обмотке реле.

В процессе притяжения якоря уменьшается зазор, увеличивается поток Φ и электромагнитная сила F_3 , создающая вращающий момент

$$M_b = F_3 \cdot l, \quad (7.4)$$

где

l — плечо силы F_3 (рис. 7.1)

Тормозное усилие F_T создает тормозной момент

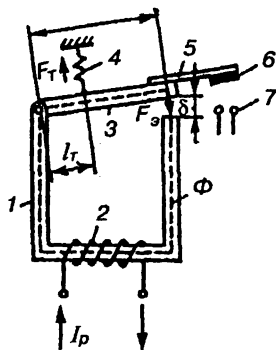


Рис. 7.1.
Электромеханическая
система реле с
поворотным якорем

$$M_T = F_T \cdot l_T, \quad (7.5)$$

где

l_T — плечо силы F_T .

Для срабатывания реле необходимо соблюдение условия

$$M_B \geq M_T. \quad (7.6)$$

Регулирование тока срабатывания можно осуществлять путем изменения момента M_T , регулируя натяжение пружины или момента M_B , изменяя число витков обмотки 2 (рис. 7.1) с помощью отпаяек.

Реле тока серии РТ-40 представлено на рис. 7.2, а. На магнитопроводе 10 П-образной формы размещены катушки 11, начала (H_1 и H_2) и концы (K_1 и K_2) которых выведены на панель реле. Стальной якорь 9 укреплен на осях в подшипниках 4 и 8. На якоре с помощью изоляционной колодки 6 установлены подвижные контакты 5, которые при повороте якоря замыкают электрическую цепь с подвижными контактами 7, предварительно разомкнув контакты 7' в другой цепи. Ток уставки реле плавно регулируется путем изменения натяжения пружины 3 при помощи поворота поводка с указателем, который на шкале 3 фиксирует значение тока уставки. Ступенчатая регулировка тока уставки осуществляется путем последовательного (рис. 7.2, б) и параллельного (рис. 7.2, в) соединения катушек реле. При параллельном соединении ток в витках обмотки уменьшается в два раза, при этом снижается вращающий момент M_B . Чтобы он достиг прежнего значения, необходимо увеличение тока I_p от трансформатора тока ТА в два раза, т.е. уставка реле возрастает в два раза.

На шкале реле указаны значения тока уставки реле, соответствующие последовательному соединению катушек реле. При параллельном соединении — эти значения необходимо удваивать.

Обмотки реле выполняют изолированным проводом диаметром 2–3 мм с числом витков от единиц до нескольких десятков.

Реле напряжения серии РН-50 имеет такую же конструкцию и принцип работы как и показанное на рис. 7.2, а реле РТ-40. Отличаются эти реле обмотками. Обмотки реле напряжения выполняют проводом диаметром 0,1–0,25 мм и имеют от 2 до 14 тыс. витков в одной катушке, т.е. сопротивление обмотки реле РН-50 значительно больше, чем реле РТ-40.

При параллельном соединении катушек (рис. 7.3, а) обмотки реле напряжения на каждую из них приходится напряжение U_p ,

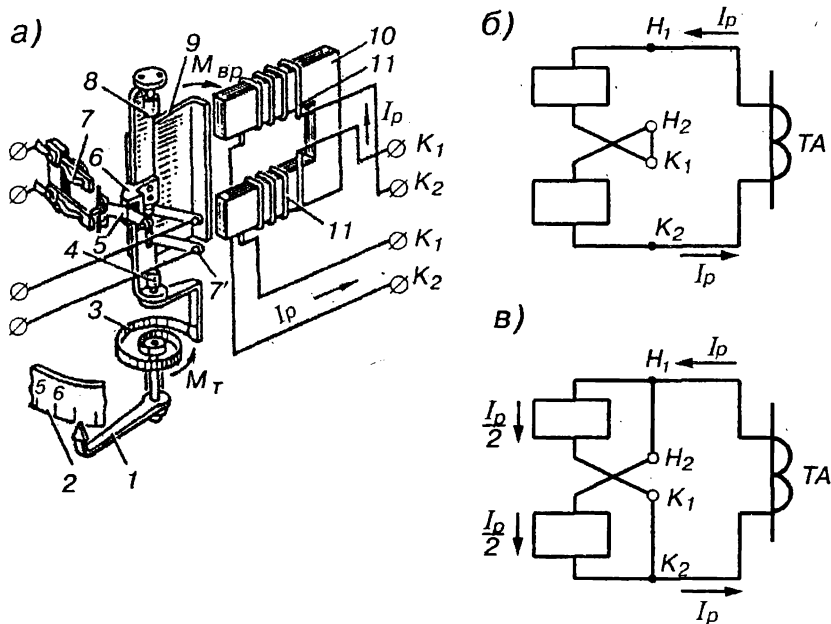


Рис. 7.2. Реле РТ-40:

а — кинематическая схема; б — последовательное соединение его катушек; в — параллельное соединение

подводимое от трансформатора напряжения TV . При последовательном соединении катушек (рис. 7.3, б) напряжение на них снижается в два раза и равняется $1/2 U_p$. Обычно обмотки реле напряжения с целью снижения вибрации контактов включаются в схему через двухполупериодный выпрямитель VS , в цепь которого вводится один или два (рис. 7.3, в) добавочных резисторов. Шкала реле проградуирована при включении одного резистора R_1 . Чтобы получить шкалу уставок вдвое большую, необходимо включить оба резистора R_1 и R_2 .

В обозначениях реле верхний предел уставок срабатывания указывается дробью, а нижний — в четыре раза меньше. Например, реле РН-50/160 имеет пределы регулирования напряжений срабатывания от 40 до 160 В; реле РТ-40/10 — имеет пределы регулирования токов срабатывания от 2,5 до 10 А.

Промежуточные реле используются в устройствах релейной защиты для увеличения числа переключаемых цепей мощности кон-

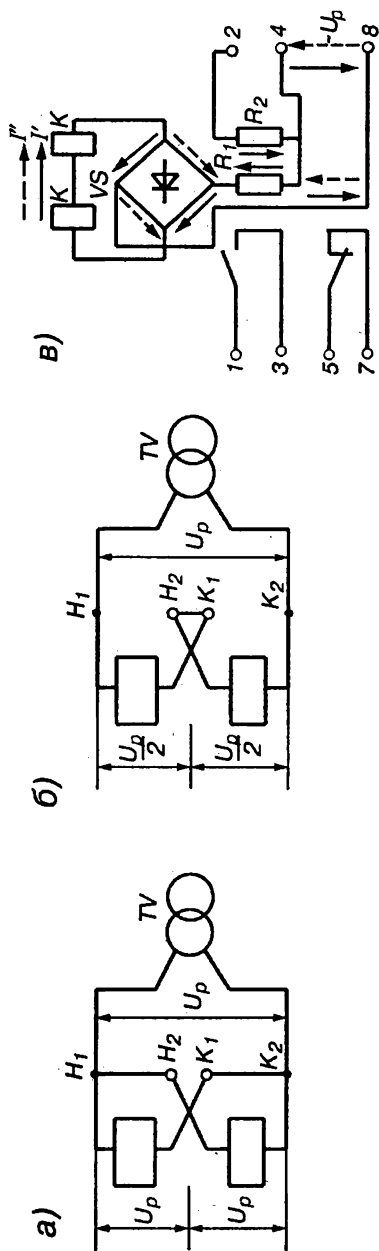


Рис. 7.3. Способы соединения катушек реле напряжения РН-50:

а — параллельное; б — последовательное; в — схема внутренних соединений реле РН-53

тактов измерительных реле, которые не рассчитаны на коммутацию цепей с большими токами.

Промежуточные реле различаются:

- по количеству обмоток (одна, две или три);
- по типу обмоток (токовая или напряжения);
- по числу, состоянию и мощности (коммутационной способности) контактов;
- по времени срабатывания (быстродействующие или с замедлением).

Большинство промежуточных реле имеют магнитную систему с поворотным якорем (клапанного типа).

Реле типа РП-23 (рис. 7.4, а) предназначено для работы на постоянном токе. Обмотка реле 9 размещается на сердечнике магнитопровода 8 с шарнирно закрепленным якорем 7. Хвостовик 6 якоря механически связан с подвижной стойкой 3, которая под действием пружины 2 прижимается к упору 5. На цоколе 1 закреплены неподвижные контакты 4 и магнитопровод 8 с удерживающими ось пластинами 11. Реле герметично закрывается кожухом 10. При подаче напряжения на обмотку 9 якорь 7 притягивается к полюсу электромагнита и хвостовиком 6 перемещает вниз стойку 3, сжимая пружину 2 и переключая контакты.

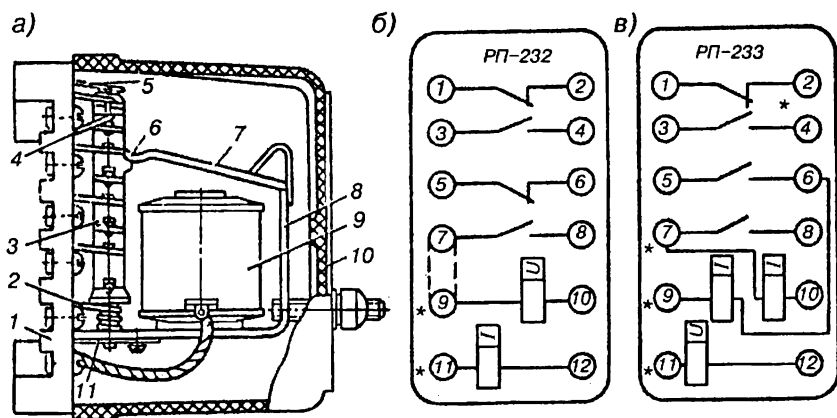


Рис. 7.4. Промежуточные реле:

а — РП-23 (конструкция); б — РП-232 (схема); в — РП-233 (схема)

Реле типа РП-232 (рис. 7.4, б) имеет две обмотки : рабочую токовую обмотку и удерживающую обмотку напряжения. Напряжение может подводиться на клеммы 8-10, а при замыкании контакта и наличии перемычки между клеммами 7-9 подается на обмотку реле.

Реле типа РП-233 (рис. 7.4, в) имеет три обмотки: рабочую обмотку напряжения и две удерживающие, которые могут включаться в цепь через контакты реле или напрямую. Конструктивно реле РП-232 и РП-233 выполняются также как реле РП-23.

Замедление при срабатывании или возврате реле обеспечивается размещением на сердечнике медных шайб, выполняющих роль короткозамкнутых витков, в которых при изменении магнитного потока наводится ток. Возникающий под действием тока магнитный поток препятствует изменению основного потока и обуславливает замедление, притяжения или отпадание якоря. Такое выполнение имеет реле серии РП-250.

Значительным недостатком электромеханических реле, в том числе и промежуточных, является наличие открытых ненадежных контактов, подвергающихся влиянию окружающей среды, а также относительно большое время срабатывания из-за значительной массы подвижного якоря. Этих недостатков практически лишены **герконовые реле** (рис. 7.5), основным элементом которых является магнитоуправляемый герметизированный контакт (геркон).

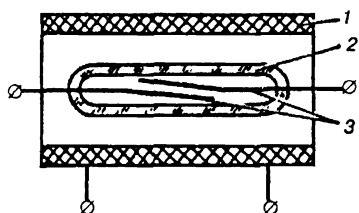


Рис. 7.5. Герконовое реле

состоит из стеклянной колбы 2, заполненной инертным газом с впаянными в нее пружинящими ферромагнитными контактами 3. Они являются одновременно магнитопроводом, контактными пружинами и подвижными частями реле. Герконы помещаются в катушку 1. В нормальном режиме контакты разомкнуты. При пропускании по катушке 1 тока, создается

магнитное поле, замыкающееся внутри катушки по контактам, которые при этом замыкаются.

В связи с малой инертностью контактных пластин герконовое реле может следовать за изменением синусоидального напряжения и в течение периода срабатывать дважды, поэтому, как правило, реле выполняют для работы на постоянном токе. Создано множество различных конструкций герконовых реле. У многоконтактных

реле внутри катушки расположено несколько герконов. В качестве промежуточных в релейной защите широко используются много-контактные герконовые реле РПГ-2 и РПГ-5. Реле обладают высоким быстродействием ($t_{\text{ср}} = 0,5 - 2$ мс), высокой надежностью и длительным сроком службы (до $10^8 - 10^{12}$ срабатывания).

Реле времени предназначены для создания регулируемой выдержки времени и обеспечения селективного действия защиты. Реле времени с часовым механизмом выпускаются: постоянного тока серии РВ-100 и переменного тока серии РВ-200.

Реле серии РВ-100 (рис. 7.6, а) имеет электромагнит, состоящий из магнитопровода 10, обмотки 11 и якоря 9. При подаче напряжения на обмотку 11 втягивается якорь 9, сжимая пружину 8. Поводок 6 переключает контакты мгновенного действия 5 и 7. Пружина 13 через зубчатый сегмент 4 приводит в действие зубчатое колесо 3, связанное фрикционным сцеплением 12 с часовым механизмом, который определяет скорость вращения оси с подвижным контактом 2. Выдержка времени на замыкание подвижного контакта 2 с неподвижным 1 определяется положением последнего на шкале 14. Регулируется выдержка времени путем перемещения изолирующей планки, на которой закреплен контакт 1, по окружности шкалы. Диапазон регулирования выдержек времени (0,1 – 1,3 с; 0,25 – 3,5 с; 0,5 – 9 с; 1 – 20 с) зависит от типа реле.

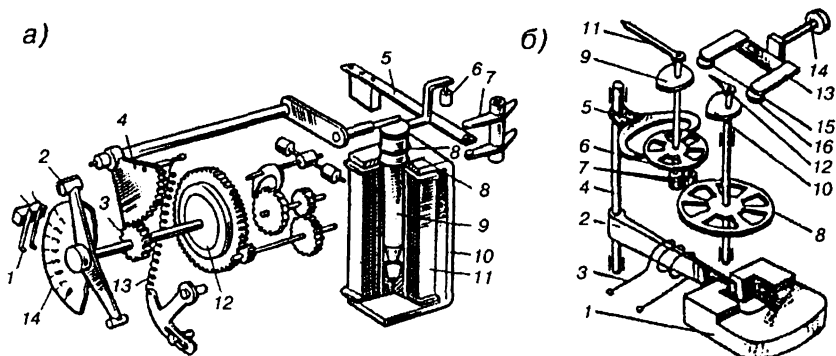


Рис. 7.6:

а — реле времени типа РВ-100; б — электрический секундомер типа ПВ-53Л для его проверки

Электрический секундомер применяется для проверки реле времени. Время срабатывания реле определяется с точностью до 0,01 с. Устройство электросекундомера вибрационной системы типа ПВ-53Л (работает на стенде в лежачем положении) показано на рис. 7.6, б. Якорь 2 располагается между полюсами постоянного магнита 1. При прохождении переменного тока по обмотке 3 якорь 2 колеблется с его частотой $f_{\text{ном}}$. Число зубьев у шестеренок 6, 7 и 8 подобрано так, что при частоте $f_{\text{ном}} = 50$ Гц колесо 6 с укрепленной на оси стрелкой 11 совершает 1 оборот за одну секунду. Стрелка 11 перемещается по шкале, отградуированной на десятые и сотые доли секунды. На одной оси с шестеренкой 8 укреплена стрелка 12, которая вращается в 10 раз медленнее стрелки 11 и совершает полный оборот за 10 с. Возврат стрелок в исходное положение производится нажатием кнопки 14, упирающейся в рамку 13, которая толкателями 15 и 16 давит на фигурные диски 9 и 10. Последние жестко связаны со стрелками 11 и 12 и имеют возможность поворачиваться вокруг осей, с которыми они связаны силой трения. При повороте стрелки занимают исходное нулевое положение. Возможна другая модификация электросекундомера — типа ПВ-53Ц (закрепляется вертикально на щите).

Указательные реле служат для сигнализации о срабатывании релейной защиты. Сигнализация может быть непосредственная с помощью указателя срабатывания, световая и звуковая, когда реле замыкает своими контактами цепи световых и звуковых приборов. Использование указательных реле облегчает анализ действия защиты и определение характера повреждения в электроустановке.

Промышленность выпускает электромагнитные указательные реле РУ-21 с поворотным якорем, устройство которого показано на рис. 7.7. Реле смонтировано на пластмассовом цоколе 1, на котором крепится сердечник 15 с катушкой 2. На магнитопроводе 16 крепится шарнирно якорь 4 с рычагом 5, удерживающим указатель срабатывания 7 в исходном состоянии. Пластмассовый цилиндр 6 с замыкателями 11 контактов 12, выводы 17 с которых закреплены на цоколе 1, слу-

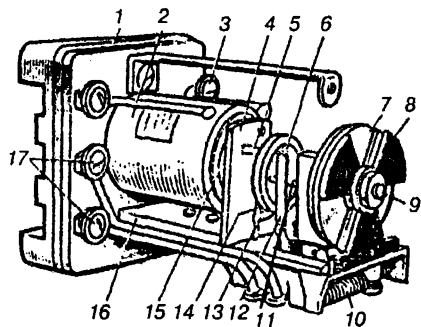


Рис. 7.7. Указательное реле типа РУ-21

жит основанием для указателя срабатывания 7. Дискový указатель 7 имеет 3 белых и 3 черных сектора, чередующихся между собой. В исходном состоянии реле черные сектора указателя срабатывания 7 располагаются между черными секторами опорной стойки 8, при этом в смотровое окно корпуса реле (на рис. 7.7 реле изображено со снятым корпусом) виден черный диск. При подаче тока на катушку 2 реле, выводы 3 которой расположены на цоколе 1, сердечник 15 притягивает якорь 4, освобождая рычаг 5. Под действием пружины 10 цилиндр 6 с указателем срабатывания 7 поворачивается на 60° вокруг оси 9 и его белые сектора оказываются между черными на стойке 8, что визуально сигнализирует персоналу о срабатывании защиты. Скоба 13 и стойка 14 ограничивают поворот цилиндра при срабатывании реле. Возврат реле в исходное состояние осуществляется вручную с помощью рычага, расположенного на корпусе реле.

Различают указательные реле с обмотками напряжения или тока, соответственно с параллельным и последовательным включением воспринимающего органа (катушки) реле в контролируемую цепь защиты.

7.3. ИНДУКЦИОННЫЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ РЕЛЕ

На индукционном принципе выполняют измерительные реле тока и направления мощности. Работа индукционных реле основана на взаимодействии переменных магнитных полей неподвижных обмоток с токами, индуцированными этими полями в подвижном алюминиевом диске или цилиндре. Условием получения вращающего момента, действующего на подвижный элемент индукционной системы, является наличие двух магнитных потоков (Φ_1 и Φ_2), сдвинутых в пространстве и по фазе. Возникающий при этом вращающий момент определяется по выражению

$$M_b = \kappa' \Phi_1 \cdot \Phi_2 \cdot \sin \psi, \quad (7.7)$$

где

κ' — коэффициент пропорциональности;

ψ — угол сдвига по фазе между потоками Φ_1 и Φ_2 .

Два магнитных потока можно получить в токовом реле при помощи короткозамкнутого витка, охватывающего часть магнитопровода. При этом магнитный поток Φ , создаваемый током I_p в

обмотке реле раздвигается: Φ_1 протекает по части магнитопровода, охваченной короткозамкнутым медным витком; Φ_2 протекает по магнитопроводу, не охваченному витком. Виток обеспечивает сдвиг по фазе между Φ_1 и Φ_2 на угол ψ за счет возникающего в нем тока. Потоки Φ_1 и Φ_2 в ненасыщенной магнитной системе пропорциональны току I_p . Так как угол ψ при изменении тока не изменяется, то вращающий момент можно определить по формуле

$$M_v = k'' \cdot I_p^2, \quad (7.8)$$

где

k'' — коэффициент пропорциональности.

Реле направления мощности с подвижным ротором имеет две обмотки — тока и напряжения, которые создают потоки Φ_I и Φ_U . Формула вращающего момента (7.7) при этом преобразуется

$$M_v = k' \cdot \Phi_U \cdot \Phi_I \cdot \sin \psi. \quad (7.9)$$

Реле тока серии РТ-80 и РТ-90 являются комбинированными из двух элементов: индукционного с диском, имеющего ограниченно зависимую временную характеристику, и электромагнитного (отсечки) мгновенного действия.

Индукционный элемент реле (рис. 7.8, а) состоит из электромагнита 1 с короткозамкнутыми витками 2 на полюсах. Обмотка 3 электромагнита имеет ответвления для изменения числа витков и регулирования тем самым тока срабатывания реле. Ответвления подведены к гнездам штепсельной планки 4 и переключаются винтами 5. Между полюсами электромагнита расположен алюминиевый диск 16, ось которого укреплена на подвижной рамке 13, имеющей ось вращения 14. При токах в обмотках реле, меньших тока срабатывания индукционного элемента рамка 13 оттянута пружиной 18 в крайнее положение, при котором червяк 11, насаженный на ось диска, не сцеплен с зубчатым сегментом 12. Последний может перемещаться вверх при сцеплении с вращающимся червяком 11. Нижнее положение сегмента 12 фиксируется рычагом 19, который может перемещаться вверх или вниз при вращении регулировочного винта 8 в процессе установки выдержки времени реле. Чем выше рычаг 19, тем меньше времени потребует сегменту 12 для подъема по червяку 11 до момента переключения коромысла 10 и замыкания контактов 9. Диск начинает вращаться при токе 0,1–0,2

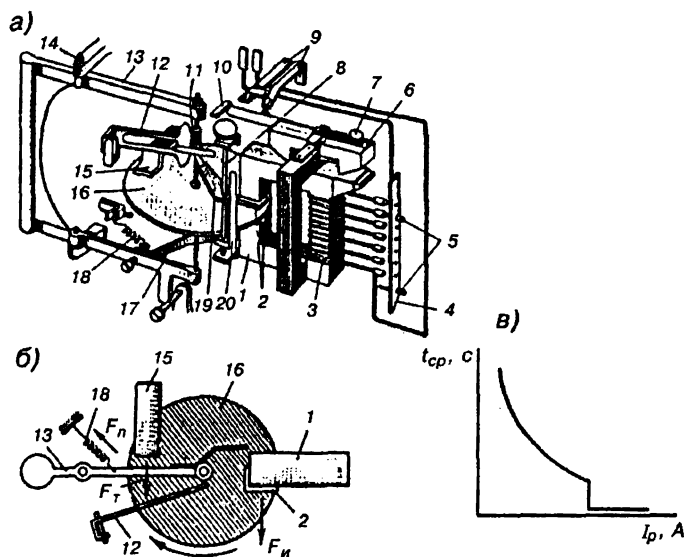


Рис. 7.8. Индукционное реле тока типа РТ-80 и его временная характеристика

от тока срабатывания реле $I_p = (0,1 - 0,2) I_{с.р.}$. При этом вращение диска не приводит к замыканию контактов. Сила индукции $F_{и}$, вызывающая вращение диска, и противодействующая ей сила торможения F_T определяют скорость вращения диска. Сила F_T создается при пересечении диском магнитного потока постоянного магнита 15 и возрастает при увеличении скорости вращения диска. Силы $F_{и}$ и F_T создают вращающий момент, стремящийся повернуть рамку 13 вокруг оси 14. Этому препятствует сила F_n пружины 18. При определенной скорости вращения диска результирующая двух сил $F_{и}$ и F_T становится достаточной для поворота рамки 13.

Током срабатывания индукционного элемента называется такой минимальный ток, при котором силы, действующие на диск, преодолевают натяжение пружины и поворачивают рамку 13 вокруг оси 14, производя сцепление червяка 11 с зубчатым сегментом 12. Благодаря вращению диска червяк 11 поднимает сегмент 12, рычаг которого в конце пути поднимает коромысло 10 якоря 6. Последний притягивается к электромагниту, замыкая контакты 9 с помощью коромысла 10. Стальная скоба 17 дополнительно обеспе-

чивает усилие, удерживающее подвижную рамку в притяннутом положении. На шкале 20 указаны пределы выдержек времени в независимой части временной характеристики реле $t_{ср} = f(I_p/I_{ср})$ (рис. 7.8, в)

В электромагнитном элементе (отсечке) реле используется электромагнит 1 индукционной системы. Подвижная часть представляет собой якорь 6 с коромыслом 10. Ток срабатывания электромагнитного элемента регулируется винтом 7 путем изменения воздушного зазора между электромагнитом 1 и правым концом якоря 6. На головке винта имеются метки с цифрами 2–8. Они соответствуют кратности тока срабатывания отсечки, т.е. отношению тока срабатывания отсечки к току срабатывания индукционного элемента. Срабатывание электромагнитного элемента реле происходит без выдержки времени. Для уменьшения вибраций якоря при срабатывании на часть его правого конца насажен короткозамкнутый виток. В реле применяется мощная контактная система, способная коммутировать ток до 150 А.

Основными достоинствами реле РТ–80 и РТ–90 являются использование в одном реле: индукционного элемента с зависимой выдержкой времени; электромагнитного элемента мгновенного срабатывания (отсечки); встроенного указателя срабатывания (на рис. 7.8 не показан); мощных исполнительных контактов; высокий коэффициент возврата индукционного элемента реле ($K_v \geq 0,8$). Эти достоинства позволяют с помощью одного реле выполнить быстродействующую защиту от коротких замыканий и защиту от перегрузок с выдержкой времени. Недостатками реле являются сложность взаимодействия частей, снижающая четкость работы; значительная погрешность в токе срабатывания отсечки и возможность ее срабатывания при кратковременных бросках тока; низкий коэффициент возврата электромагнитной системы ($K_v \leq 0,4$); значительная потребляемая мощность при срабатывании (РТ–80 около 10 В · А, а РТ–90 — 30 В · А).

Реле направления мощности серии РБМ применяется в различных устройствах релейной защиты для определения направления мощности при КЗ на защищаемом элементе и отключения последнего при определенном направлении мощности. На линиях реле срабатывает при направлении мощности от шин в сторону линии (возможно КЗ на защищаемой линии). Если же мощность направлена через комплект защиты от линии к шинам, то КЗ на линии отсутствует, реле в этом случае не должно действовать.

Конструкция индукционного реле направления мощности показана на рис. 7.9, а. Магнитопровод 1, набранный из листовой стали, имеет четыре выступающих полюса. Между полюсами для уменьшения магнитного сопротивления расположен цилиндрический стальной сердечник 2, внутри которого проходит ось 6. В воздушном зазоре, образованном полюсами и сердечником 2, расположен подвижный алюминиевый полый цилиндрический ротор 3. Ротор укреплен на оси 6, которая вращается в подшипниках нижнем 10 и верхнем 11. На оси 6 жестко крепится подвижный контакт 7. При повороте ротора 3 подвижный контакт 7 замыкается с неподвижным 8. Возврат реле в исходное положение осуществляется спиральной пружиной 9. Токовая обмотка реле состоит из двух последовательно соединенных катушек 5, расположенных на полюсах. Обмотка питается током I_p от трансформатора тока защищаемого элемента. Обмотка напряжения выполнена из четырех катушек 4, расположенных на магнитопроводе 1. Такое расположение по сравнению с расположением на полюсах позволяет увеличить общее число витков обмотки и повысить чувствительность реле. Обмотка питается напряжением U_p от трансформатора напряжения.

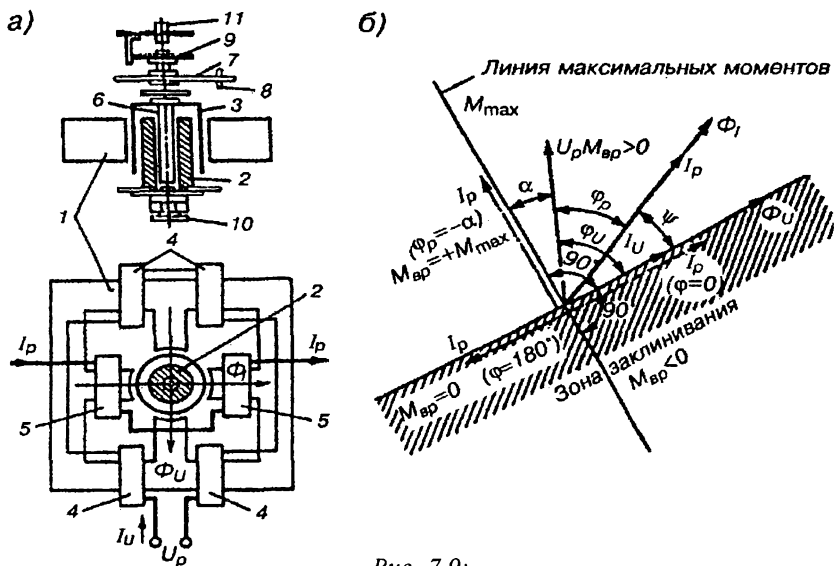


Рис. 7.9:

а — реле направления мощности; б — его векторная диаграмма

При включении реле токи, проходящие по его обмоткам, создают магнитные потоки Φ_I и Φ_U , сдвинутые в пространстве на 90° и по фазе на угол ψ . Каждый поток дважды пронизывает алюминиевый ротор и наводит в нем вихревые токи. При отсутствии насыщения магнитной системы поток Φ_I пропорционален току I_p , а поток Φ_U — напряжению U_p , тогда выражение (7.9) принимает вид

$$M_b = \kappa \cdot U_p \cdot I_p \cdot \sin \psi. \quad (7.10)$$

Векторная диаграмма реле направления мощности представлена на рис. 7.9, б. За основу построения диаграммы принят вектор U_p , от которого отстает на угол φ_U вектор тока I_U , протекающего по обмотке напряжения. Значение угла φ_U определяется параметрами цепи напряжения и для каждого типа реле является постоянным. Вектор I_p сдвинут по отношению к вектору U_p на угол φ_p . Из диаграммы видно, что $\psi = \varphi_U - \varphi_p$, а $\varphi_U = 90^\circ - \alpha$.

$$\begin{aligned} M_b &= k U_p \cdot I_p \cdot \sin (\varphi_U - \varphi_p), \\ M_b &= k U_p \cdot I_p \cdot \sin (90^\circ - \alpha - \varphi_p), \\ M_b &= k U_p \cdot I_p \cdot \cos (\varphi_p + \alpha), \end{aligned} \quad (7.11)$$

где

φ_U — внутренний угол реле.

При $\varphi_p = -\alpha \cos (\varphi_p + \alpha) = 1$ и вращающий момент достигает максимального значения, а угол, при котором создается максимальный вращающий момент, называется **углом максимальной чувствительности** $\varphi_{p, \text{макс.ч}}$. Таким образом, угол $\varphi_{p, \text{макс.ч}}$ всегда равен и противоположен по знаку углу α , т.е. $\varphi_{p, \text{макс.ч}} = -\alpha$. Линия, проходящая под этим углом по отношению к вектору напряжения U_p , называется **линией максимальных моментов**.

Реле с различными углами α и соответственно с различными углами $\varphi_{p, \text{макс.ч}}$ получают путем изменения φ_U , для чего последовательно с обмоткой напряжения реле включаются добавочные активные и емкостные сопротивления.

При $\varphi_U = 90^\circ$ угол $\alpha = 0$, тогда

$$M_b = \kappa U_p \cdot I_p \cdot \cos \varphi_p = \kappa \cdot P_p, \quad (7.12)$$

где

P_p — активная мощность, подводимая к реле.

Такое реле получило название косинусного или реле активного типа.

При $\varphi_U = 0$ угол $\alpha = 90^\circ$, тогда

$$M_b = \kappa U_p \cdot I_p \cdot \sin \varphi_p = \kappa \cdot Q_p, \quad (7.13)$$

где

Q_p — реактивная мощность, подводимая к реле.

Реле с таким выражением M_b называется синусным или реле реактивного типа.

При $0 < \varphi_U < 90^\circ$ имеем реле смешанного типа, момент вращения которого определяется выражениями (7.11). На рис. 7.9, б приведена векторная диаграмма реле смешанного типа. Контактная система реле выполняется так, что в случае, когда поток Φ_i опережает по фазе поток Φ_U , как показано на рис. 7.9, б, вращающий момент стремится замкнуть контакты (зона действия реле). Если поток Φ_i отстает по фазе от потока Φ_U , момент направлен на размыкание контактов (зона заклинивания реле), $\sin(\varphi_U - \varphi_p) < 0$ и $M_b < 0$. Угол φ_p , при котором $M_b = 0$, равен, т.е. вектор I_p совпадает с вектором $I_U(\Phi_U)$ или сдвинут относительно его на 180° . Линия изменения знака момента с положительного на отрицательный, совпадает с вектором Φ_U и называется линией нулевых моментов. Линии максимальных и нулевых моментов перпендикулярны друг другу.

Выпускаются реле РБМ с одним контактом, который замыкается при $M_b > 0$, и с двумя: один из них замыкается при положительном M_b , другой — при отрицательном.

Работа реле определяется его характеристиками: угловой, представляющей собой зависимость мощности срабатывания реле от угла φ_p $S_{с.р} = f(\varphi_p)$ (рис. 7.10, а); вольтамперной $U_{с.р} = f(I_p)$

$$S_{с.р.} = U_{мин} \cdot I_{ном}, \quad (7.14)$$

где

$S_{с.р}$ — мощность срабатывания реле;

$I_{ном}$ — номинальный ток токовой обмотки реле;

$U_{мин}$ — минимальное напряжение, подводимое к реле, при котором оно срабатывает.

При токах I_p , отличающихся от $I_{ном}$, формула (7.14) приобретает вид

$$S_{с.р} = U_{ср} \cdot I_p \quad (7.15)$$

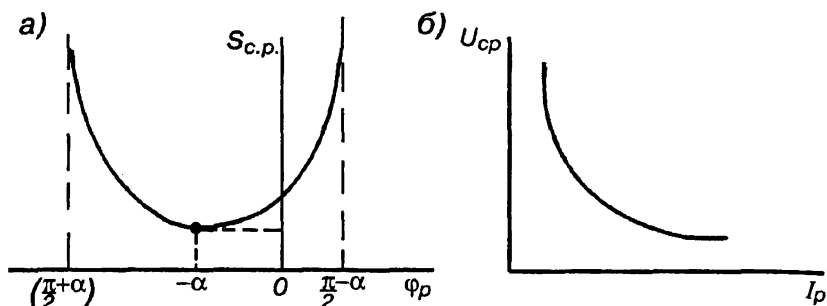


Рис. 7.10. Характеристики реле направления мощности:
а — угловая; б — вольтамперная

где

$U_{c.p.}$ и I_p — напряжение и ток реле, при которых происходит его срабатывание.

Так как мощность $S_{c.p.}$ величина постоянная, то вольтамперная характеристика реле $U_{c.p.} = f(I_p)$ имеет гиперболический характер (рис. 7.10, б).

Коэффициент возврата реле определяется выражением

$$K_v = S_{в.р.} / S_{c.p.}, \quad (7.16)$$

где

$S_{в.р.}$ — мощность возврата реле, которая определяется при номинальном токе реле $I_{ном}$.

$$S_{в.р.} = U_{макс} \cdot I_{ном}, \quad (7.17)$$

где

$U_{макс}$ — максимальное напряжение, подводимое к реле при номинальном токе $I_{ном}$ в его токовой обмотке.

Мощность срабатывания реле $S_{c.p.}$ определяется при минимальном вращающем моменте, действующем на подвижную систему реле $M_{в.мин}$, при котором реле срабатывает

$$M_{в.мин} = \kappa \cdot U_{c.p.} \cdot I_p \cdot \cos(\varphi_p + \alpha). \quad (7.18)$$

Пользуясь выражениями (7.15) и (7.18), получаем

$$S_{с.р.} = \frac{M_{в.мин}}{k \cos(\varphi_p + \alpha)}, \quad (7.19)$$

где

$\frac{M_{в.мин}}{k}$ — величина постоянная для данного реле, равная минимальной мощности срабатывания реле при угле $\varphi_{р.макс.ч}$. По выражению (7.19) построена угловая характеристика реле (рис. 7.10, а)

7.4. МАКСИМАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА

Максимальная токовая защита (МТЗ) реагирует на увеличение тока в защищаемом элементе электросети при КЗ или перегрузках. Если в сети несколько последовательных участков оснащены МТЗ, то их селективность обеспечивается с помощью выдержки времени. МТЗ выполняется на базе рассмотренных ранее измерительных токовых реле, логических реле времени, промежуточных и указательных. МТЗ нашла широкое применение как наиболее простая, дешевая и надежная защита. В сетях с заземленной нейтралью защита имеет трехфазное исполнение, при изолированной нейтрали — двухфазное.

На рис. 7.11, а изображена совмещенная схема МТЗ высоковольтной линии. Защита выполнена трехфазная и трехрелейная ($КА_1$, $КА_2$ и $КА_3$). Она реагирует на все виды КЗ (трех-, двух- и однофазные) и перегрузки. При этом от трансформаторов тока $ТА_1$, $ТА_2$ и $ТА_3$ протекает ток достаточный для срабатывания реле тока $КА_1$, $КА_2$ и $КА_3$, контакты которых соединены параллельно. Через замкнувшиеся контакты сработавших реле тока собирается цепь и протекает ток по обмотке реле времени $КТ$. Последнее с некоторой выдержкой замыкает свои контакты в цепи катушки отключения $УАТ$ выключателя Q линии. В эту цепь включена также обмотка указательного реле, которое при своем срабатывании сигнализирует о действии МТЗ. При протекании тока по катушке $УАТ$ выключатель отключается и его вспомогательный контакт Q размыкает цепь катушки $УАТ$ раньше, чем это сделает замкнувший ее контакт $КТ$. При отключении выключателя Q линии трансформаторы тока $ТА_1$, $ТА_2$ и $ТА_3$ обесточат реле $КА_1$, $КА_2$ и $КА_3$, которые разомкнут своими контактами цепь обмотки реле времени $КТ$, после этого оно разомкнет свои контакты в обесточенной цепи катушки $УАТ$.

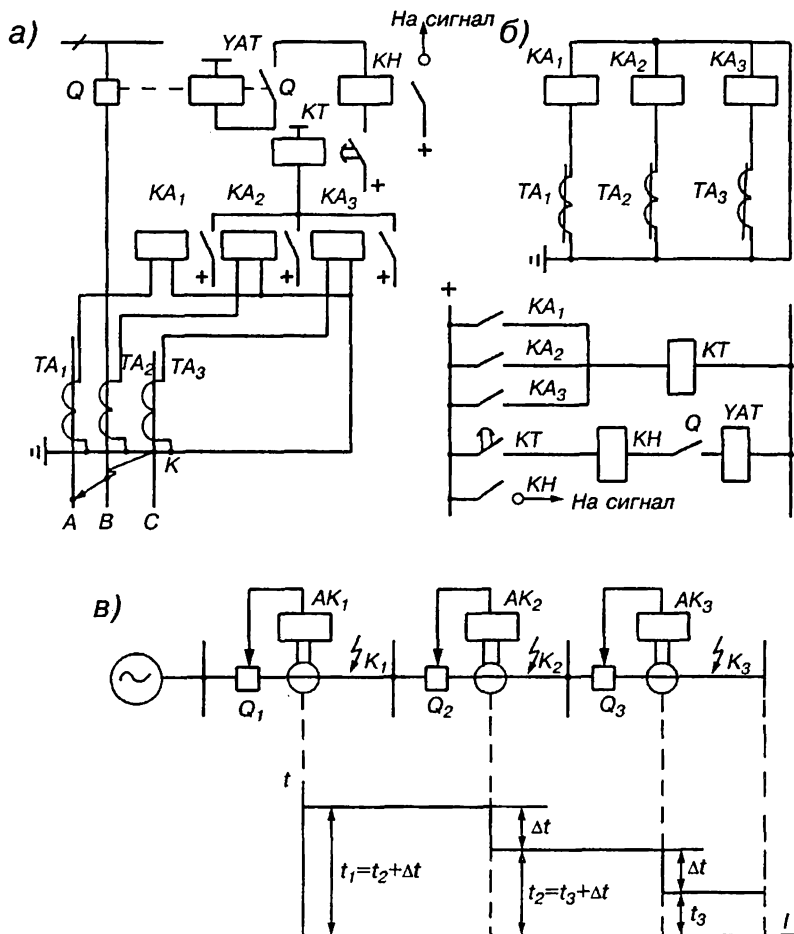


Рис. 7.11. Схемы максимальной токовой защиты:

а — совмещенная; б — разнесенная; в — диаграмма селективного действия защиты

На рис. 7.11, б схема МТЗ изображена разнесенным способом, при котором проще проследить протекание тока в любой цепи, но сложнее определить взаимодействие элементов схемы.

Данная защита применяется в сетях с односторонним питанием последовательно соединенных линий. На рис. 7.11, в показана

сеть с тремя последовательными линиями, получающими питание от одного источника. На каждой из трех линий установлены МТЗ ($A K_1$, $A K_2$ и $A K_3$), селективное действие которых достигается настройкой реле времени защит на разное время срабатывания (t_1 , t_2 , t_3) по ступенчатому принципу. Начинают выбор времени срабатывания с наиболее удаленной от источника питания линии и по мере приближения к источнику увеличивают его на ступень селективности Δt . При КЗ в точке КЗ ток повреждения проходит от источника по всем линиям, вызывая срабатывание токовых реле защит $A K_1$, $A K_2$ и $A K_3$, выполненных по схеме рис. 7.11, а. Однако сработать должна только защита $A K_3$, имеющая наименьшую выдержку времени t_3 . После отключения поврежденной линии ток в двух других снижается, токовое реле защит $A K_1$ и $A K_2$ отключает реле времени, защиты возвращаются в режим дежурства. При КЗ в точке K_2 должна сработать только защита $A K_2$, при КЗ в точке K_1 — защита $A K_1$. Защита $A K_1$ является одновременно резервной по отношению к защите второй линии и отключит ее при КЗ в точке K_2 , если произойдет отказ $A K_2$. Защита $A K_2$ является также резервной для третьей линии. Выдержка времени защит не зависит от величины тока КЗ и определяется только реле времени, поэтому такая защита называется защитой с независимой выдержкой времени. Из рис. 7.11, в следует:

$$t_1 = t_2 + \Delta t; t_2 = t_3 + \Delta t, \quad (7.20)$$

где

Δt — ступень селективности защит, равная 0,3...0,5 с.

Ступень селективности Δt определяется временем отключения totкл выключателя поврежденной линии, положительной погрешностью ее защиты $t_{п1}$ и отрицательной погрешностью $t_{п2}$ последующей по направлению к источнику питания защиты.

$$\Delta t = t_{\text{откл}} + t_{п1} + t_{п2} + t_{\text{зап}}, \quad (7.21)$$

где

$t_{\text{зап}}$ — время запаса, учитывающее возможные временные неточности в действиях выключателей и защит.

Если принять totкл = 0,1 с; $t_{п1} = 0,1$ с $t_{п2} = 0,1$ с $t_{\text{зап}} = 0,1$ с, то $\Delta t = 0,1 + 0,1 + 0,1 + 0,1 = 0,4$ с.

При выборе тока срабатывания защиты исходят из условия возврата токового реле в исходное состояние после его срабатывания при КЗ на последующей линии при отключении этого КЗ

$$I_{в.з} > K_{сзп} \cdot I_{раб.макс}, \quad (7.22)$$

где

$I_{в.з}$ — ток возврата защиты;

$K_{сзп}$ — коэффициент самозапуска асинхронных двигателей после восстановления напряжения сети, понизившегося при КЗ, равный 2,5...3;

$I_{раб.макс}$ — максимальный рабочий ток линии.

С учетом необходимого по току запаса, обеспечиваемого коэффициентом запаса ($K_з = 1,15 - 1,25$) неравенство (7.22) принимает вид

$$I_{в.з} = K_з \cdot K_{сзп} \cdot I_{раб.макс}. \quad (7.23)$$

От тока $I_{в.з}$ можно перейти к необходимому для настройки защиты току ее срабатывания $I_{с.з.}$, используя коэффициент возврата $K_в$ (7.2)

$$I_{с.з.} = \frac{K_з \cdot K_{сзп}}{K_в} \cdot I_{раб.макс}. \quad (7.24)$$

Ток уставки срабатывания токового реле $I_{у.ср}$ и ток срабатывания защиты $I_{с.з.}$ связаны выражением

$$I_{у.ср} = \frac{K_{сх}}{K_I} \cdot I_{с.з.}, \quad (7.25)$$

где

$K_{сх} = I_p / I_{2ТА}$ — коэффициент схемы, учитывающий соотношение тока реле I_p и вторичного тока трансформатора тока ТА, к которому подключено реле (при соединении ТА в полную и неполную звезду $K_{сх} = 1$; при соединении в треугольник и включении реле на разность токов фаз $K_{сх} = \sqrt{3}$);

K_I — коэффициент трансформации трансформатора тока.

Подставив выражение (7.24) в (7.25), получим

$$I_{у.ср} = \frac{K_з \cdot K_{сзп} \cdot K_{сх}}{K_в \cdot K_I} \cdot I_{раб.макс}. \quad (7.26)$$

Чувствительность МТЗ характеризуется коэффициентом чувствительности

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к мин}}^2}{I_{\text{сз}}}, \quad (7.27)$$

где

$I_{\text{к мин}}^{(2)}$ — минимальный ток двухфазного КЗ в конце защищаемой линии (для резервной защиты $I_{\text{к мин}}^{(2)}$ берется на резервируемой линии).

Для защиты основной линии $K_{\text{ч}} \geq 1,5$, для резервируемой — $K_{\text{ч}} \geq 1,2$.

Длину участка, защищаемого МТЗ, называют **защитной зоной**. В защитную зону МТЗ входит защищаемая линия и шины смежной подстанции, а также следующая по направлению от источника питания линия, для которой МТЗ является резервной защитой.

Часть линии или другого защищаемого элемента сети, где защита не действует, называется **мертвой зоной**. Достоинством МТЗ наряду с другими ее положительными качествами, указанными в начале параграфа, является отсутствие мертвой зоны.

Основным недостатком МТЗ является наличие выдержек времени защит, которые возрастают по мере приближения к источнику питания. Таким образом, МТЗ относится к небыстродействующим защитам.

МТЗ с блокировкой по напряжению (рис.7.12) применяется при недостаточной чувствительности защиты к токам КЗ. Уменьшить ток срабатывания защиты и тем самым повысить ее чувствительность можно применением комбинированного измерительного органа (реле тока и реле напряжения). Снижение тока срабатывания защиты осуществляется путем исключения из расчетной формулы (7.24) коэффициента самозапуска асинхронных двигателей

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_3}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}. \quad (7.28)$$

Соответственно изменяется расчетная формула тока срабатывания реле

$$I_{\text{у.сз}} = \frac{K_3 \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{в}} \cdot K_I} \cdot I_{\text{раб.макс}}. \quad (7.29)$$

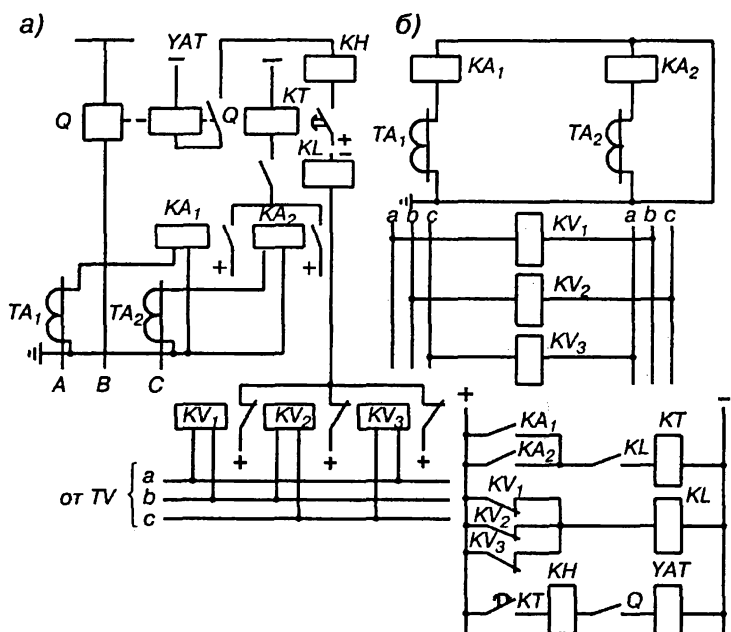


Рис. 7.12 Схема МТЗ с блокировкой по напряжению

Если коэффициент чувствительности не достигает требуемой величины при $I_{сз}$, определенном по формуле (7.28), то ток срабатывания защиты определяют по току двухфазного КЗ в конце защищаемой линии

$$I_{сз} = \frac{I_{к мин}^{(2)}}{K_{ч}}, \quad (7.30)$$

где

$K_{ч}$ — требуемый коэффициент чувствительности.

Схема защиты (рис. 7.12, а и б) выполнена для линии с изолированной нейтралью и реагирует только на межфазные КЗ. Если при перегрузке срабатывают только токовые реле KA_1 и KA_2 , то замыкание контактов этих реле не приводит к запуску реле времени KT , т.к. контакты промежуточного реле KL в цепи обмотки KT остаются разомкнутыми. Контакты блокирующих реле минимального напряе-

ния KV_1 , KV_2 и KV_3 при нормальном режиме работы или при перегрузке на линии остаются разомкнутыми. Защита будет действовать на отключение выключателя линии Q только в том случае, когда срабатывают одновременно реле тока и реле минимального напряжения. Это может быть только при КЗ, когда возрастает ток в трансформаторах тока TA_1 и TA_2 и снижается напряжение на шинах а,в,с трансформатора напряжения, первичная обмотка которого подключена к шинам распределительного устройства. Через замкнувшиеся контакты реле напряжения получает питание промежуточное реле KL , замыкает своими контактами цепь обмотки реле времени KT , которая получит питание при замкнутых контактах токовых реле KA_1 и KA_2 . С выдержкой времени, необходимой для селективного действия защиты, реле KT замыкает свои контакты в цепи катушки отключения YAT . При этом выключатель Q отключит линию, а указательное реле KN будет сигнализировать о срабатывании МТЗ.

Реле напряжения не должны срабатывать в нормальном режиме, поэтому они отстраиваются от минимального рабочего напряжения по условию

$$U_{сз} = \frac{U_{\text{раб.мин}}}{K_3 \cdot K_B} \approx 0,7 U_{\text{ном}}, \quad (7.31)$$

где

K_3 — коэффициент запаса, равный 1,2;

K_B — коэффициент возврата, равный 1,2;

$U_{\text{раб.мин}}$ — минимальное рабочее напряжение, равное $0,9 U_{\text{ном}}$.

Напряжение уставки срабатывания реле

$$U_{у.сп} = \frac{U_{сз}}{K_U}, \quad (7.32)$$

где

K_U — коэффициент трансформации трансформатора напряжения, к которому подключены реле минимального напряжения.

При КЗ в конце защищаемой линии защита должна обладать достаточной чувствительностью по напряжению

$$K_{чU} = \frac{U_{сз}}{U_{\text{ост.макс}}}, \quad (7.33)$$

где

$U_{\text{ост. макс}}$ — остаточное напряжение на шинах РУ, от которых отходит защищаемая линия, при КЗ в конце ее или резервируемой (следующей за ней) линии в максимальном режиме работы системы.

Для основных линий $K_{\text{qu}} \geq 1,5$, для резервируемых — $K_{\text{qu}} \geq 1,2$.

На длинных линиях чувствительность реле напряжения часто оказывается недостаточной, поэтому МТЗ с блокировкой по напряжению целесообразно применять на линиях малой и средней протяженности.

7.5. ТОКОВАЯ ОТСЕЧКА

Токовая отсечка (ТО) отличается от МТЗ принципом обеспечения селективности. Селективность ТО достигается выбором такого тока срабатывания защиты, при котором на КЗ реагирует только защита поврежденной линии. Принцип выбора тока срабатывания ТО линии при одностороннем питании представлен на рис. 7.13, на котором показана защищаемая отсечкой AK_1 линия между подстанциями A и B длиной l . Следующая по направлению от источника питания линия защищается отсечкой AK_2 . По условию селективности ТО AK_1 не должна срабатывать при КЗ за шинами подстанции B . Для этого расчетную точку K_1 выбирают на шинах

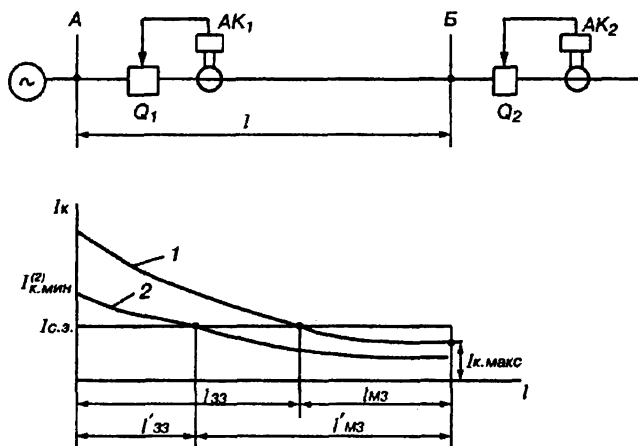


Рис. 7.13. Защитная зона токовой отсечки и ее ток срабатывания

подстанции B и определяют максимальный ток трехфазного КЗ в этой точке (кривая 1). Кривая 2 построена для минимального режима КЗ. Она имеет меньшую крутизну, чем кривая 1 и располагается ниже ее. Кривые 1 и 2 показывают изменение максимально-го и минимального тока КЗ в зависимости от удаленности точки КЗ от источника питания.

Для схемы с включением реле на фазные токи расчетным режимом при выборе тока срабатывания защиты $A K_1$ обычно является трехфазное КЗ на шинах подстанции B в точке K в максимальном режиме (кривая 1)

$$I_{с.з} = K_3 I_{к.макс}, \quad (7.34)$$

где

K_3 — коэффициент запаса, учитывающий возможные погрешности в расчетах и в токе срабатывания реле, для реле РТ-40 $K_3 = 1,2 \dots 1,3$; для РТ-80 (РТ-90) $K_3 = 1,5 \dots 1,6$.

Поскольку коэффициент запаса $K_3 > 1$, то защитная зона $l_{зз}$ оказывается меньше расстояния между подстанциями A и B . При этом появляется мертвая зона $l_{мз}$, в которой ток срабатывания защиты больше тока КЗ и ТО не действует. Наличие мертвой зоны является недостатком токовой отсечки. В этом случае для отключения линии при КЗ в мертвой зоне применяют вторую токовую отсечку, имеющую минимальную выдержку времени, схема которой соответствует схеме МТЗ (рис. 7.11). Вторая ТО, с выдержкой времени, имеет несколько меньшее значение $I_{с.з}$ и срабатывает при КЗ на следующей линии в точке K_2 . Но так как K_2 находится в зоне действия защиты $A K_2$, которая без выдержки времени (раньше $A K_1$ с выдержкой времени) отключит поврежденную линию.

Так как ТО без выдержки времени на внешние КЗ не реагирует, то коэффициент возврата в формуле (7.34) не учитывается. Ток уставки срабатывания реле определяется по выражению (7.25). Если в него подставить $I_{с.з}$ из формулы (7.34), то получим

$$I_{у.сп} = \frac{K_3 \cdot K_{сх}}{K_1} \cdot I_{к.макс}. \quad (7.35)$$

При изменении режима КЗ с максимального на минимальный (кривая 2) защитная зона ТО снижается с $l_{зз}$ до $l'_{зз}$, а мертвая зона увеличивается с $l_{мз}$ до $l'_{мз}$. Защитная зона ТО составляет обычно 30–60% от длины защищаемой линии.

Чувствительность ТО определяется длиной защищаемой зоны $l_{зз}$ и коэффициентом чувствительности

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к мин}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 2, \quad (7.36)$$

где

$I_{\text{к.мин}}^{(2)}$ — ток двухфазного КЗ в начале защищаемой линии при минимальном режиме работы системы.

Так как одна токовая отсечка не защищает полностью линию, не реагирует на перегрузки, то она применяется в комбинации с другими защитами. Выше рассматривалась ТО с выдержкой времени, дополняющая ТО без выдержки, но они обе не реагируют на перегрузки. Поэтому нередко ТО применяют совместно с МТЗ, которая реагирует на КЗ в любой точке защищаемой линии, на перегрузки в линии и резервирует ТО и МТЗ следующей линии, но имеет значительные выдержки времени.

На рис. 7.14, *а* и *б* показана комбинированная схема защиты линии с помощью МТЗ и ТО. Токовая отсечка включает в себя токовые реле KA_1 и KA_2 , которые срабатывают при близких КЗ на защищаемой линии. Через обмотку промежуточного реле KL при этом протекает ток, оно замыкает своими контактами цепь катушки отключения YAT выключатель Q линии через катушку указательного реле KH_1 . Токовые реле МТЗ KA_3 и KA_4 также замкнут свои контакты в цепи обмотки реле времени KT , но так как контакты последнего замыкаются с выдержкой времени, то отключение выключателя Q произведет ТО, действующая без выдержки.

Если же КЗ произойдет в мертвой зоне ТО или в линии возникнет перегрузка, то при этом сработают токовые реле KA_2 и KA_4 МТЗ, и реле времени KT с выдержкой замкнет цепь YAT через катушку указательного реле KH_2 . Выключатель Q отключится с выдержкой максимальной токовой защитой. Указательные реле KH_1 и KH_2 фиксируют, какая защита отключила линию.

На рис. 7.14, *в* изображена диаграмма, иллюстрирующая зависимость времени срабатывания защит от места возникновения КЗ. Из диаграммы видно, что при КЗ в начале линий ТО на участках l_{01} , l_{02} и l_{03} отключает поврежденную линию за время t_0 , а при КЗ на участках $l_{м1}$, $l_{м2}$ и $l_{м3}$ отключает МТЗ с выдержками времени t_1 , t_2 и t_3 . На участках l_{01} , l_{02} и l_{03} МТЗ является резервной по отношению к ТО, и время ее действия показано штриховой линией.

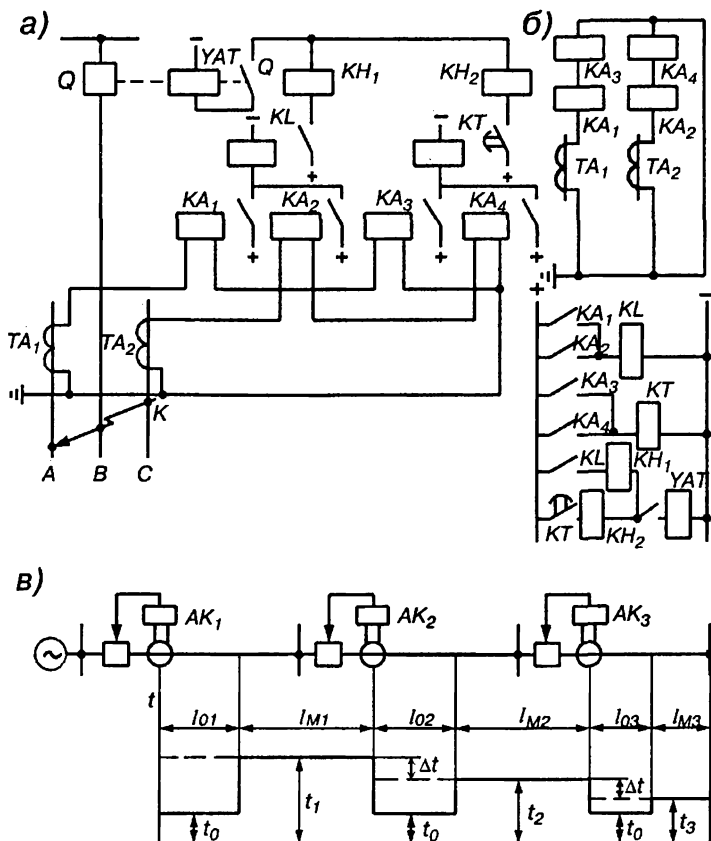


Рис. 7.14. Схемы МТЗ и ТО:

а — совмещенная; б — разнесенная; в — диаграмма времени сбрасывания защит

7.6. МАКСИМАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ НАПРАВЛЕННАЯ ЗАЩИТА

Для селективного действия в сетях с двусторонним питанием и в кольцевых сетях, где МТЗ не может обеспечить селективность, применяют направленную МТЗ, для чего токовую защиту дополняют измерительным реле направления мощности. Благодаря этому реле максимальная токовая направленная защита (МТНЗ) реагирует

не только на величину тока в защищаемом элементе, но и на его сдвиг по фазе относительно напряжения на шинах у места установки защиты. Для защиты высоковольтных сетей реле мощности настраиваются так, чтобы их действие происходило при направлении мощности короткого замыкания от шин в линию. При противоположном направлении мощности (КЗ на линии отсутствует) реле не действует.

Выбор параметров защиты рассматривается на примере использования ее в сети, показанной на рис. 7.15, в. На схеме питание осуществляется от двух источников. Стрелками указано направление мощности, при котором реле мощности разрешают работу комплектов защит $A K_1 - A K_6$. Токи срабатывания защит и токовых реле, входящих в комплекты защит, определяются по выражениям (7.24), (7.25), (7.26). Расчет выдержек времени защит производится по встречно-ступенчатому принципу. Согласовываются между собой защиты, реагирующие на одно направление мощности: $A K_1$, $A K_3$, $A K_5$ реагируют на направление мощности от левого источника; $A K_2$, $A K_4$, $A K_6$ — от правого источника. При этом должны учитываться выдержки времени защит радиальных линий, которые действуют на выключатели 7, 8, 9 и 10. Для примера будем считать: $t_7 = 1$ с, $t_{10} = 0,5$ с, $\Delta t = 0,5$ с.

При этом выдержка времени защиты $A K_5$ равняется $t_5 = t_{10} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1$ с, защиты $A K_2 - t_2 = t_7 + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5$ с. По мере приближения к источнику питания выдержки времени защит, реагирующих на направление мощности от этого источника, возрастают на ступень Δt , наибольшие выдержки имеют ближние к источникам защиты $A K_1$ и $A K_6$.

На КЗ в точке K_1 реагируют защиты $A K_1$, $A K_3$ от левого источника и $A K_4$, $A K_6$ — от правого. Отключение выключателей произведут защиты $A K_3$ ($t_3 = 1,5$) и $A K_4$ ($t_4 = 2$ с), поврежденная линия будет отключена с двух сторон. Нетрудно по диаграмме выдержек времени убедиться, что при КЗ в точке K_2 отключение поврежденной линии произведут защиты $A K_1$ ($t_1 = 2$ с) и $A K_2$ ($t = 1,5$ с). Таким образом, при КЗ на любой линии она отключается избирательно с двух сторон, все остальные элементы сети остаются в работе.

Схема МТНЗ приведена на рис. 7.15, а и б. В схеме применены токовые реле ($K A_1$, $K A_2$, $K A_3$) и однофазные реле направления мощности ($K W_1$, $K W_2$, $K W_3$). Токовые обмотки этих реле подключены к трансформаторам тока $T A_1 - T A_3$, обмотки напряжения — к шинам $U A$, $U B$, $U C$ трансформатора напряжения. При КЗ на линии токо-

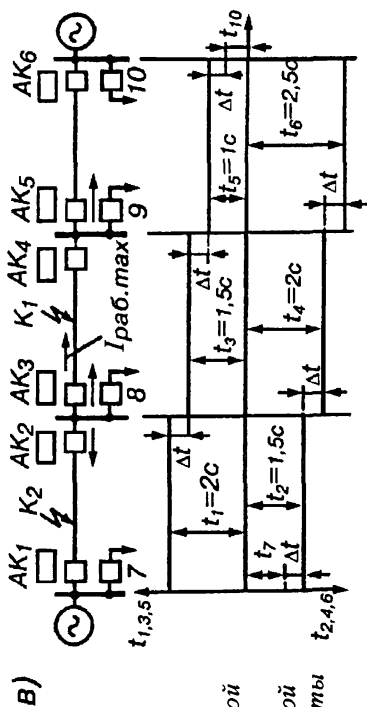
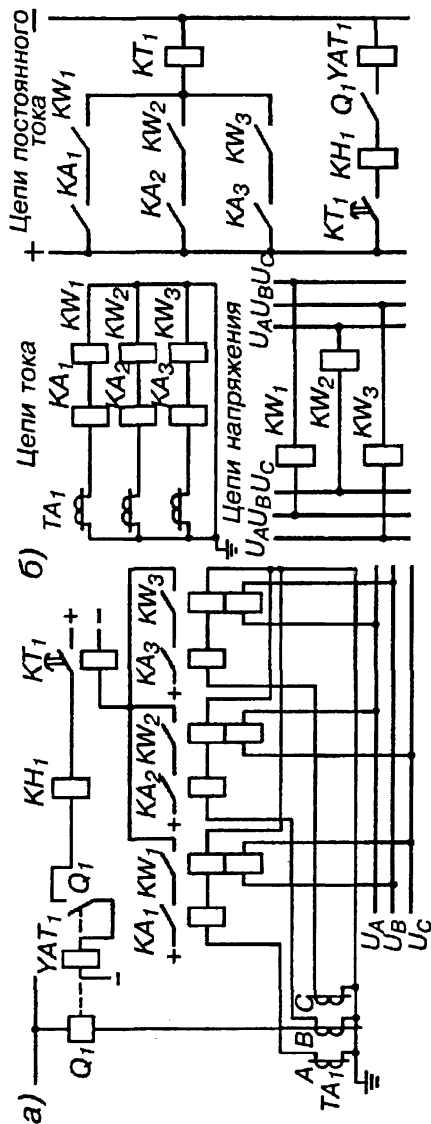


Рис. 7.15:
а и б — схема направленной
МТЗ; в — диаграмма
селективности максимальной
токовой направленной защиты

вые реле и реле направления мощности, замыкая свои контакты, подают питание на реле времени $K T_1$, которое с выдержкой времени замыкает цепь катушки отключения $Y A T_1$ выключателя линии Q_1 , через его вспомогательный контакт Q_1 и указательное реле $K H_1$. Реле направления мощности включается по 90-градусной схеме (токовая обмотка получает ток от одной фазы, обмотка напряжения включена на межфазное напряжение двух других фаз). При трехфазном КЗ вблизи места установки защиты напряжение в сети резко падает. Если напряжение, подводимое к реле мощности при этом окажется слишком малым, то оно не сработает. Участок линии, на котором КЗ не вызывает срабатывания реле направления мощности, а, следовательно, защиты называется мертвой зоной.

Наличие мертвой зоны и большие выдержки времени особенно вблизи источников питания являются недостатками максимальной токовой направленной защиты. Эти недостатки могут быть устранены, если совместно с МТНЗ применить токовую отсечку. Такая защита широко используется в сетях напряжением до 35 кВ.

7.7. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЕ ТОКОВЫЕ ЗАЩИТЫ

Для защиты элементов электроустановок широко используется дифференциальный принцип, при котором действие защиты основано на результатах сравнения токов двух (и более) защищаемых элементов (линий) или по концам одного элемента.

Продольная дифференциальная токовая защита основана на сравнении токов в начале и в конце защищаемого элемента. Для этого по концам линии устанавливают трансформаторы тока $T A_1$ и $T A_2$ с одинаковыми коэффициентами трансформации (рис. 7.16). Вторичные обмотки трансформаторов соединяются двухпроводной линией, к которой подключено реле тока $K A$. Ток в обмотке реле равен разности вторичных токов трансформаторов

$$I_p = I_{21} - I_{22}. \quad (7.37)$$

В нормальном режиме и при внешних КЗ, т.е. при замыканиях за пределами зоны защиты, которая расположена между трансформаторами $T A_1$ и $T A_2$, например, в точке K_2 через реле протекает разность токов. Так как в этом режиме $I_{21} = I_{22}$, то ток в реле равен нулю.

При КЗ в линии между трансформаторами тока, например, в точке K_1 ток в реле равен сумме токов от $T A_1$ и $T A_2$, реле срабатывает и отключает выключатели Q_1 и Q_2 . Следовательно, защита реаги-

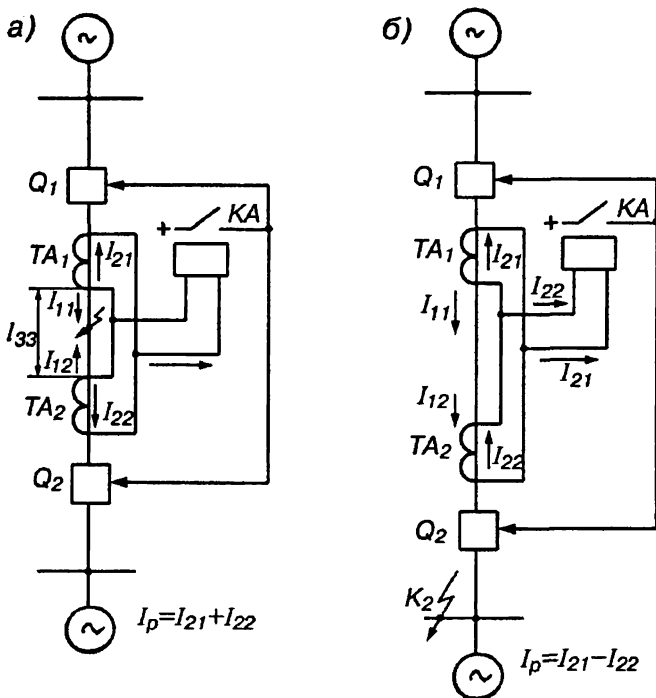


Рис. 7.16. Продольная дифференциальная токовая защита

рует на внутренние и не реагирует на внешние КЗ за пределами зоны защиты и токи нормального режима, т.е. она обладает абсолютной селективностью.

Вследствие погрешностей трансформаторов тока их вторичные токи I_{21} и I_{22} неодинаковы, поэтому в нормальном режиме через реле протекает ток небаланса, который при внешних КЗ резко возрастает и может привести к ложному срабатыванию защиты. Чтобы этого не произошло, реле включают через специальные быстроснабжающиеся трансформаторы или отстраивают от токов небаланса.

Недостатком защиты является необходимость соединять трансформаторы тока проводами, что увеличивает стоимость защиты и снижает ее надежность. Такую защиту применяют для линий 110–220 кВ длиной до 10–15 км.

Поперечная дифференциальная токовая защита сравнивает токи одноименных фаз в двух параллельных линиях, присоединен-

ных к общим шинам (рис. 7.17). Трансформаторы тока TA_1 и TA_2 обеих линий имеют одинаковые коэффициента трансформации. Реле тока KA и токовые обмотки реле направления мощности KW_1 и KW_2 включаются на разность токов вторичных обмоток TA_1 и TA_2 . При нормальном режиме работы и внешних КЗ, например, в точке K_2 токи в обеих линиях равны, разность вторичных токов TA_1 и TA_2 равна нулю, и защита не срабатывает.

При КЗ на защищаемой линии в точке K_1 равенство токов в линиях нарушается: ток через выключатель Q_1 будет больше тока через выключатель Q_2 , соответственно вторичный ток трансформатора тока $TA_1 I_{21}$ окажется больше тока $TA_2 I_{22}$. Разность этих токов приведет к срабатыванию реле направления мощности KW_1 и реле тока KA , если она окажется достаточной для их срабатывания. реле мощности KW_2 при этом не будет действовать, так как его обмотка напряжения подключена к шинам трансформатора напряжения TV в противофазе по отношению к обмотке напряжения реле KW_1 . Зона срабатывания реле KW_1 между выключателем Q_3 и трансформато-

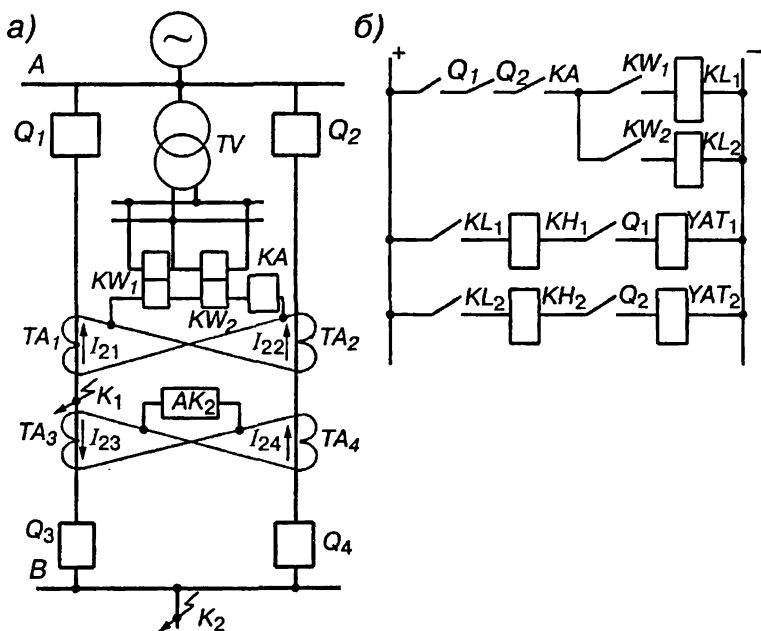


Рис. 7.17. Поперечная дифференциальная токовая защита

ром тока TA_1 является зоной заклинивания реле KW_2 и наоборот (рис. 7.9, б). При срабатывании реле KA и KW_1 их контакты (рис. 7.17, б) замыкают цепь обмотки промежуточного реле KL_1 (блокировочные контакты выключателей Q_1 и Q_2 замкнуты, так как выключатели включены). Реле KL_1 своими контактами замыкает цепь отключающей катушки YAT_1 выключателя Q_1 , который отключает поврежденную линию. Указательное реле KH_1 при этом также срабатывает и сигнализирует о срабатывании защиты. Аналогично комплект защиты AK_2 подстанции B отключает выключатель Q_3 при протекании суммы токов I_{23} и I_{24} через AK_2 .

После отключения выключателя Q_1 его блокировочный контакт размыкает цепь возможного питания обмотки промежуточного реле KL_2 , так как контакты реле KA и KW_2 могут замкнуть эту цепь и произвести ложное отключение. Причиной этого может явиться наличие тока в трансформаторе тока TA_2 . При отключенном выключателе Q_1 в цепи токовых обмоток KW_1 , KW_2 и KA остается один ток I_{22} , который может привести к срабатыванию защиты и замыканию цепи катушки отключения YAT_2 выключателя Q_2 контактом промежуточного реле KL_2 .

Таким образом, после отключения одной из параллельных линий поперечная дифференциальная защита автоматически выводится из работы блокировочными контактами Q_1 и Q_2 в цепи промежуточных реле KL_1 и KL_2 . Поэтому каждая из линий на это случай должна иметь еще и резервную защиту.

Другим недостатком поперечной направленной токовой дифференциальной защиты является наличие двух мертвых зон: в начале линии и в конце. Мертвая зона по напряжению в начале линии обусловлена снижением напряжения, подводимого к реле направления мощности при близких трехфазных КЗ. Эта зона перекрывается, как правило, токовой отсечкой. Мертвая зона по току в конце линии, называемая зоной каскадного действия, обусловлена тем, что при КЗ вблизи шин подстанции B ток в линии различаются незначительно и разность токов I_{21} , I_{22} оказывается недостаточной для срабатывания реле KA_2 . Комплект защиты AK_2 подстанции B произведет отключение выключателя Q_3 , так как от трансформаторов тока TA_3 и TA_4 через AK_2 будет протекать сумма вторичных токов трансформаторов $I_{23} + I_{24}$. После отключения выключателя Q_3 ток КЗ через выключатель Q_2 протекать не будет и равенство токов в трансформаторах TA_1 и TA_2 нарушится. Дифференциальная защита подстанции A отключит выключатель Q_1 . Таким образом, выключатели Q_3 и Q_1 от-

ключаются поочередно (каскадно), что увеличивает время протекания тока КЗ по линии практически в два раза.

Поперечная дифференциальная токовая защита широко используется в сетях 35–110 кВ, в трехфазном исполнении при больших токах замыкания на землю, в двухфазном — при малых.

7.8. ЗАЩИТЫ ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ

В сетях с заземленной нейтралью замыкание фазы на землю является коротким и требует отключения поврежденного элемента. На такие КЗ реагирует МТЗ в трехфазном исполнении (см. рис. 7.11), но она может иметь достаточно большую выдержку времени и низкую чувствительность к однофазным КЗ. Учитывая также, что однофазные замыкания на землю составляют примерно 65% от всех видов замыканий, то применение защит от таких повреждений необходимо для выполнения требований селективности и чувствительности защиты при удовлетворительном быстром действии. Достоинством такой защиты является ее простота и то, что она не реагирует на токи нагрузки, т.е. ее не нужно отстраивать от токов нормального режима и перегрузок, за счет чего можно повысить чувствительность.

Измерительным органом защиты является реле тока KA_0 , подключенное к фильтру тока нулевой последовательности ZA (рис. 7.18). При однофазном КЗ на землю возникает несимметричный режим и появляются токи нулевой последовательности I_0 (см. параграф 2.7), которые суммируются в нулевом проводе. Реле тока KA_0 защиты включено в рассечку нулевого провода, и через него будет

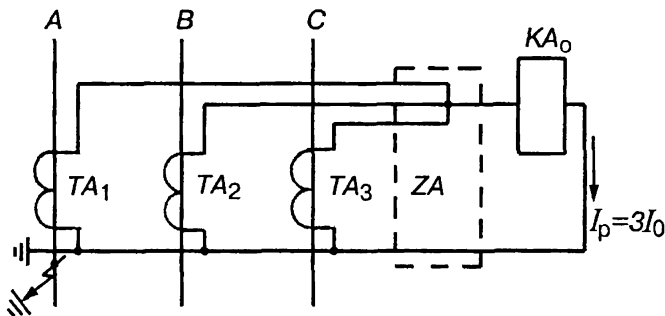


Рис. 7.18. Схема фильтра тока нулевой последовательности

протекать ток $3I_0$. В нормальном режиме, а также при междофазных КЗ токи нулевой последовательности отсутствуют и $I_p = 0$. В действительности, учитывая, что трансформаторы тока TA_1 , TA_2 и TA_3 по характеристикам неидентичны (в пределах заводских допусков), то в нормальном режиме через реле протекает ток небаланса, от которого реле отстраивается по условию

$$I_{c.p} = K_z \cdot I_{нб.мах} \quad (7.38)$$

где

K_z — коэффициент запаса, равный 1,3...1,5;

$I_{нб.мах}$ — максимальный ток небаланса в реле.

Ток срабатывания защиты $I_{c.z}$ определяется по формуле

$$I_{c.z} = I_{c.p} \cdot K_I, \quad (7.39)$$

где

K_I — коэффициент трансформации трансформатора тока.

Если линия делится на участки выключателями, то время срабатывания защиты нулевой последовательности определяется на каждом из них как для максимальных токовых защит по ступенчатому принципу.

Максимальная направленная токовая защита нулевой последовательности (МНТЗНП) (рис. 7.19) применяется в сетях, имеющих несколько трансформаторов в заземленными нейтралями. Избирательное действие МНТЗНП может быть обеспечено применением в защите реле направления мощности KWo , токовая обмотка которого включается в рассечку нулевого провода последовательно с обмоткой токового реле KAo . Обмотку напряжения реле KWo присоединяют к обмотке "разомкнутый треугольник" трансформатора напряжения TU , на которой при однофазных КЗ появляется утроенное напряжение нулевой последовательности $3U_0$, наибольшая величина которого равна фазному напряжению обмотки "разомкнутый треугольник". Подбор выдержек времени для реле времени KT производится по встречно-ступенчатому принципу, как для МТНЗ (см. рис. 7.15). Ток срабатывания токового реле и защиты определяются по выражениям (7.38) и (7.39). Трансформаторы тока TA_1 , TA_2 и TA_3 используются для подключения токовых реле KA_1 , KA_2 и KA_3 максимальной токовой защиты и одновременно образуют фильтр токов нулевой последовательности для питания реле KAo и KWo .

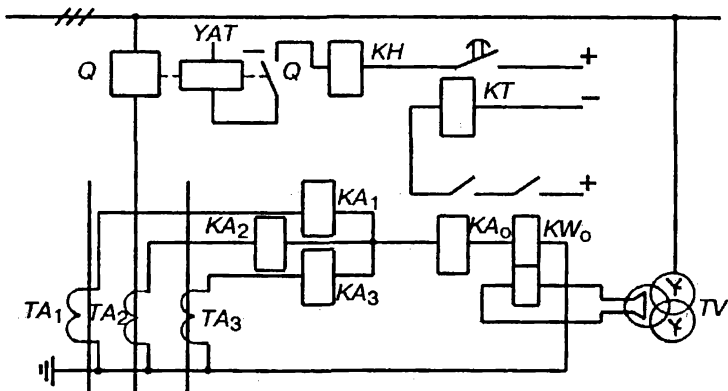


Рис. 7.19. Схема максимальной направленной токовой защиты нулевой последовательности

Рассмотренные защиты нулевой последовательности широко используются в сетях напряжением 110 кВ и выше.

В сетях с изолированной нейтралью или нейтралью заземленной через дугогасящую катушку, пробой изоляции одной фазы на землю не приводит к КЗ. Такие сети называются сетями с малыми токами замыкания на землю, которые не превышают 30–40 А при напряжении 6–10 кВ и 5–10 А при напряжении 35 кВ. Как отмечалось в параграфе 3.2, вследствие незначительной величины тока замыкания на землю и отсутствия нарушений режима работы приемников электроэнергии работа таких сетей в большинстве случаев допускается в течение длительного времени, а защиты от данного вида повреждений действует в основном на сигнал и только в особых случаях на отключение.

Сигнализация при замыкании на землю может быть: общая на все распределительное устройство и индивидуальная на каждое присоединение РУ. Общая сигнализация выполняется с помощью реле контроля изоляции (на рис. 3.6, б оно имеет обозначение *KI*). Для индивидуальной сигнализации, указывающей поврежденное присоединение РУ, используют защиты, реагирующие на ток нулевой последовательности. Эти защиты должны обладать высокой чувствительностью вследствие малой величины тока замыкания на землю, поэтому выполнение их вызывает определенные трудности. При выполнении защиты по схеме рис. 7.18 во вторичных обмотках трансформаторов тока TA_1 , TA_2 , TA_3 , выбранных по максимальному рабочему току, токи будут незна-

чительными при протекании тока замыкания на землю. Чувствительность защиты в этом случае не будет обеспечена.

Для повышения чувствительности защиты в качестве фильтра тока нулевой последовательности используют трансформатор тока нулевой последовательности (ТТНП) TAZ (рис. 7.20). Особенность конструкции ТТНП позволяет обеспечить срабатывание реле при токах замыкания на землю порядка 3–5 А. ТТНП состоит из магнитопровода, набранного из стальных пластин, имеющих форму кольца. На магнитопроводе расположена вторичная обмотка, к которой подключено реле тока $КА$. Первичной обмоткой являются фазы A, B, C кабеля, на который падет ТТНП. При нормальном режиме работы и междуфазных КЗ сумма токов трех фаз равна нулю $I_A + I_B + I_C = 0$. Результирующий магнитный поток в магнитопроводе от этих токов также равен нулю ($\Phi_p = 0$). При замыкании какой-либо фазы на землю появляются токи нулевой последовательности I_{0A}, I_{0B}, I_{0C} , сумма которых равна $3I_0$, так как эти токи совпадают между собой на фазе. В магнитопроводе возникает результирующий магнитный поток ($\Phi_p \geq 0$), под действием которого во вторичной обмотке возникает ток, вызывающий срабатывание реле $КА$. Реле замыкает цепь индивидуальной сигнализации.

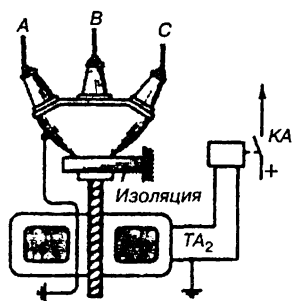


Рис. 7.20. Схема защиты от замыканий на землю с ТТНП

При замыкании в сети на землю токи повреждения могут замыкаться как через землю, так и по проводящей оболочке кабеля, в том числе и неповрежденного, что может вызвать неправильное действие защиты. Поэтому воронку и кабель на участке от ТТНП до воронки изолируют от земли, а заземляющий воронку провод пропускают через окно магнитопровода. При таком исполнении заземления кабеля токи, проходящие по броне и проводящей оболочке кабеля, компенсируются токами, возвращающимися по заземляющему проводу. Магнитные потоки, создаваемые этими токами, взаимно уничтожаются. Для установки ТТНП на воздушных линиях применяют кабельные вставки.

На рис. 7.21, а показана схема сети с изолированной нейтралью. В обмотках источника питания действуют фазные напряжения U_A, U_B и U_C . При нормальной работе наряду с рабочими токами

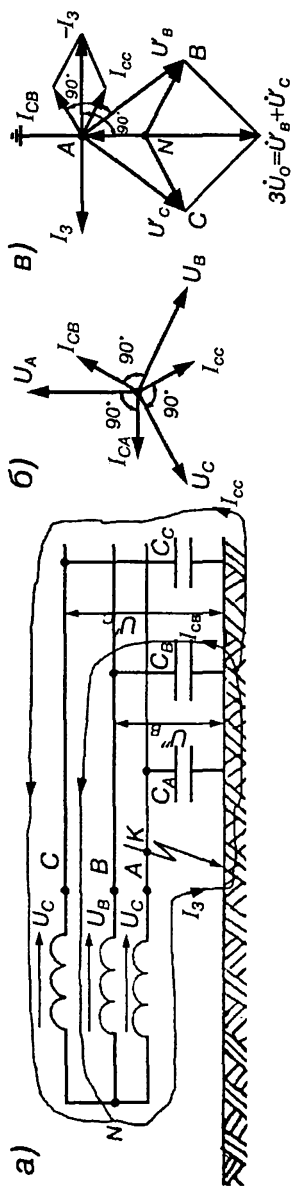


Рис. 7.21:

а — однофазное замыкание на землю в сети с изолированной нейтралью; векторные диаграммы токов и напряжений: б — до замыкания на землю; в — после замыкания

нагрузки по фазам проходят токи, обусловленные равномерно распределенными по длине проводов емкостями фаз относительно земли, которые на рис. 7.21, *а* заменены сосредоточенными емкостями конденсаторов C_A, C_B, C_C . Место присоединения конденсаторов к линии на емкостные токи I_{CA}, I_{CB}, I_{CC} практически не влияет, так как индуктивное и активное сопротивление линии ничтожно малы по сравнению с емкостными сопротивлениями фаз относительно земли. При отсутствии токов нагрузки (для простоты рассуждений) напряжения во всех точках линии можно считать одинаковыми ($U_A = U_B = U_C$), так как емкостные токи I_{CA}, I_{CB}, I_{CC} малы и падением напряжения в проводах от этих токов можно пренебречь. На векторной диаграмме (рис. 7.21, *б*) вектора емкостных токов фаз равны между собой и опережают по фазе соответствующие напряжения на углы 90° , образуя симметричную систему.

При пробое изоляции фазы *A* на землю в точке *K* потенциал провода фазы *A* снижается до нуля ($U_A = 0$), емкостной ток этой фазы тоже становится равным нулю ($I_{CA} = 0$). Напряжения неповрежденных фаз *B* и *C* повышаются в 3 раз и становятся равными междуфазным: $U'_B = \sqrt{3} U_B = U_{BA}$ и $U'_C = \sqrt{3} U_C = U_{CA}$. Ток замыкания на землю I_3 равен геометрической сумме емкостных токов неповрежденных фаз и противоположен ей по фазе (рис. 7.21, *в*) $I_3 = -(I_{CB} + I_{CC}) = 3I_0$. Таким образом, токи I_3 и I_0 совпадают по фазе и отстают от вектора U_0 на 90° .

Изменение фазных напряжений и появление напряжения нулевой последовательности можно использовать для выполнения защиты от замыкания на землю. Если емкостной ток линии в сетях с изолированной нейтралью соизмерим с полным током замыкания на землю I_3 , то токовую защиту, реагирующую на емкостной ток, осуществить нельзя. В таких случаях применяют направленную защиту нулевой последовательности. Пробой изоляции линий продольного электроснабжения (ПЭ) электрифицированных железных дорог и линий, питающих устройства СЦБ (сигнализации, централизации и блокировки), проходящих вдоль железной дороги, может привести к попаданию тока замыкания на землю в рельсовые цепи устройств СЦБ и может вызвать ложное срабатывание этих устройств.

Реле ЗЗП-1 (рис. 7.22) выполняет роль направленной защиты нулевой последовательности и широко применяется для селективного отключения ВЛ ПЭ и ВЛ СЦБ при суммарном емкостном токе замыкания на землю от 0,2 до 20 А. Защита реагирует на ток и

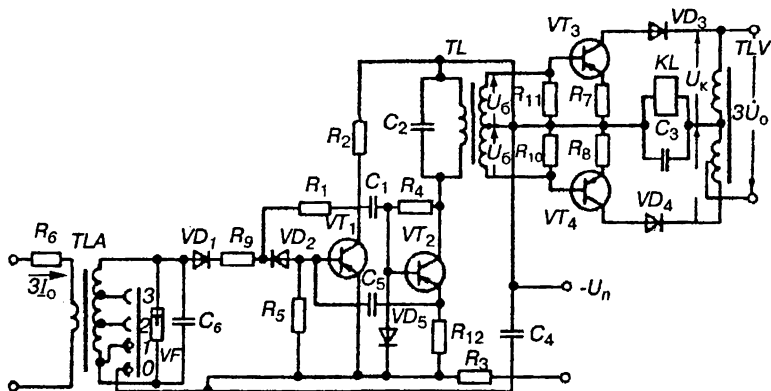


Рис. 7.22. Схема реле направленной защиты от замыканий на землю типа 33П-1

напряжение нулевой последовательности. Токовые цепи 33П-1 подключаются к ТТНП защищаемой линии на ток $3I_0$, а цепи напряжения к обмотке "разомкнутый треугольник" трансформатора напряжения на напряжение $3U_0$. Реле имеет для подключения к ТТНП промежуточный трансформатор тока TLA , ко вторичной обмотке которого подключен конденсатор C_6 .

TLA является основой согласующего устройства, в которое входят резисторы R_5 , R_6 , R_9 , диоды VD_1 и VD_2 , конденсатор C_6 и разрядник FV . Согласующее устройство преобразует ток $3I_0$ в напряжение (на конденсаторе C_6), сдвинутое по фазе на 90° относительно I_0 ; позволяет регулировать ток срабатывания защиты (изменением числа витков вторичной обмотки TLA); ограничивает амплитуду выходного напряжения согласующего устройства с помощью диодов VD_1 и VD_2 , обеспечивая целостность транзистора VT_1 ; защищает от перенапряжений элементы реле с помощью разрядника FV .

Двухкаскадный усилитель переменного тока состоит из транзисторов VT_1 и VT_2 , диода VD_3 , резисторов R_1 , R_2 , R_3 , R_4 , R_{12} , конденсаторов C_1 , C_2 , C_4 , C_5 и трансформатора TL с двумя вторичными обмотками, к которым подключается фазочувствительный усилитель. На выходе усилителя включен колебательный контур $TL - C_2$, настроенный на резонансную частоту $f_0 = 50$ Гц. Он предназначен для выделения и усиления основной составляющей выходного сигнала согласующего устройства частотой 50 Гц.

Фазочувствительный усилитель состоит из автотрансформатора TLV , транзисторов VT_3 и VT_4 , диодов VD_3 и VD_4 , резисторов R_7, R_8, R_{10}, R_{11} , конденсатора C_3 и выходного реле KL .

При замыкании на землю фазы защищаемой линии на первичную обмотку TLa через R_6 подается ток $3I_0$. Во вторичной обмотке возникает ток, протекающий по конденсатору C_6 , на котором создается падение напряжения, сдвинутое по фазе на 90° относительно тока. Под действием этого напряжения на одной его полувольте усилитель на транзисторах VT_1 и VT_2 будет запирается, на другой — отпираться. При отпирании VT_2 конденсатор C_2 будет заряжаться от источника питания реле, при запираении — разряжаться на первичную обмотку TL . Во вторичной обмотке TL наводится переменное напряжение, которое питает базовые цепи транзисторов VT_3 и VT_4 напряжением U_6 , поочередно открывая и закрывая их. На автотрансформатор TLV подается от трансформатора напряжения напряжение нулевой последовательности $3U_0$, под действием которого возникают напряжения U_k , питающие коллекторные цепи VT_3 и VT_4 . При совпадающих по фазе напряжениях U_6 и U_k в течение одного полупериода переменного тока открыты VT_3 и VD_3 , а в течение другого — VT_4 и VD_4 . При этом ток в обмотке промежуточного реле KL достигает максимального значения и оно срабатывает, отключая защищаемую линию. По мере увеличения угла сдвига фаз между U_6 и U_k время открытого состояния транзистора и диода в каждом полупериоде сокращается, среднее значение тока в обмотке реле KL уменьшается, реле перестает действовать.

Особенностью однофазного замыкания на землю для линий, питающихся от распределительных устройств 6 (10) кВ тяговых подстанций постоянного тока, является наличие в токе замыкания на землю частот 10 Гц и выше, что приводит в ряде случаев к ложной работе защиты или ее загроблению. Поэтому специально для тяговых подстанций разработана модификация защиты ЗЗП-1 (ЗЗП-1М) с повышенной отстройкой от высших гармонических составляющих тока.

7.9. ДИСТАНЦИОННАЯ ЗАЩИТА

В схемах электроснабжения постоянно меняются режимы работы, могут возникать различные виды КЗ в разных точках сети, что существенно влияет на величину токов и действие токовых защит. В сложных сетях токовые защиты не всегда удовлетворяют требо-

ваниям селективности и быстродействия. В связи с этим желательно иметь защиту, время действия которой определялось бы только расстоянием от места ее установки до точки КЗ. Такой защитой является **дистанционная защита**, основанная на использовании реле сопротивления, которое реагирует на отношение напряжения U_p , подводимого к реле, к току I_p , протекающему через реле. Это отношение называется **сопротивлением на зажимах реле защиты** Z_p . При соответствующем включении реле это сопротивление пропорционально расстоянию от места установки защиты до точки КЗ и не зависит от режима работы системы электроснабжения.

Наибольшее применение получили дистанционные двух- и трехступенчатые защиты. Параметрами каждой ступени являются длина защищаемой зоны $l_{з}$ и время срабатывания $t_{сз}$. Дистанционные защиты бывают ненаправленные и направленные: первые применяются в радиальных сетях с односторонним питанием, вторые — в сетях любой конфигурации. Однако применение дистанционной защиты в простых сетях, где выполнение требования селективности обеспечивают простые и дешевые токовые защиты, нецелесообразно, так как она значительно сложнее по выполнению и дороже по стоимости. Дистанционную защиту применяют преимущественно в сложных сетях напряжением 35–500 кВ и в тяговых сетях железных дорог электрифицированных на переменном токе.

Селективное действие трехступенчатой направленной дистанционной защиты обеспечивается по встречно-ступенчатому принципу, как у токовой направленной защиты (рис. 7.23). Комплекты защит AKZ_1 , AKZ_3 , AKZ_5 реагируют на направление мощности КЗ от левого источника питания, защиты AKZ_2 , AKZ_4 , AKZ_6 — от правого. Номера характеристик выдержек времени соответствуют номерам защит: AKZ_1 имеет характеристику 1, AKZ_2 — характеристику 2 и т.д. Четные характеристики (2, 4, 6) защит, реагирующих на мощности КЗ от правого источника питания располагаются ниже оси. На рис. 7.23 показаны зоны действия защит AKZ_1 и AKZ_6 . Длина первой зоны защиты (l_{11} , l_{61}) составляет 70–80% длины защищаемой линии, длина второй зоны (l_{12} , l_{62}) включает незащищенный участок защищаемой и 30–40% смежной линии, в третью зону (l_{13} , l_{63}) входит вся сеть за исключением первых двух зон. В первой зоне защиты действуют без выдержки времени и время их срабатывания (t_{11} , t_{61}) определяется собственным временем срабатывания реле, входящих в защиту. Выдержка времени защит во второй зоне выбирается с учетом выдержек времени МТЗ радиальных линий и транс-

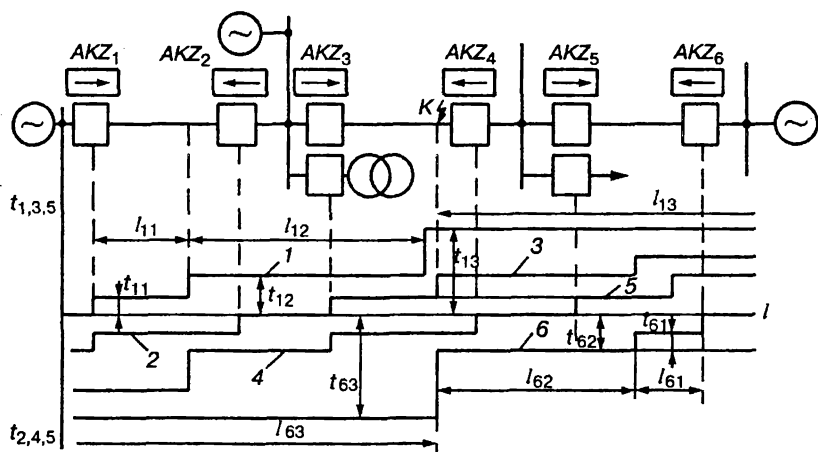


Рис. 7.23. Диаграмма селективности трехступенчатой направленной дистанционной защиты

форматоров, подключенных к шинам подстанций, питающихся от защищаемой линии. Время срабатывания защит во второй зоне (t_{12} , t_{62}) складывается из собственного времени срабатывания реле и выдержки времени. Время срабатывания защит в третьей зоне (t_{13} , t_{63}) выбирается из условия превышения времени срабатывания резервных защит линий. При КЗ на второй линии в точке K приходят в действие защиты AKZ_1 , AKZ_3 от левого источника питания и AKZ_4 , AKZ_6 — от правого. Отключение поврежденной линии осуществляют защиты AKZ_4 (без выдержки времени) и AKZ_3 (с выдержкой времени). Защиты AKZ_1 и AKZ_6 , имеющие время t_{13} и t_{62} , после отключения поврежденной линии должны вернуться в исходное состояние.

Реле сопротивления KZ применяется в качестве измерительного органа в дистанционных защитах. К измерительному реле сопротивления подводится напряжение U_p от трансформатора напряжения и ток I_p от трансформатора тока. При КЗ напряжение U_p снижается, а ток I_p возрастает. При снижении сопротивления, подво-

димого реле $Z_p = \frac{U_p}{I_p}$ до заданного сопротивления срабатывания $Z_{c.p.}$,

происходит срабатывание реле KZ . Сопротивление, подводимое к зажимам реле, является комплексной величиной $Z_p = R_p + jX_p$. Характеристика срабатывания реле сопротивления на комплексной

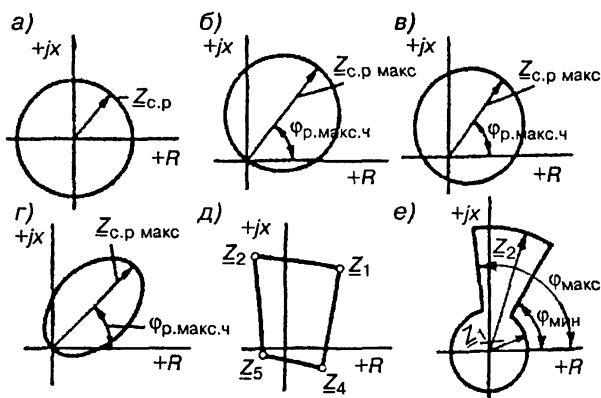


Рис. 7.24. Характеристики срабатывания реле сопротивления на комплексной плоскости

плоскости представляет собой геометрическое место точек, удовлетворяющих условию $Z_p = Z_{у.ср}$. На рис. 7.24 приведены основные характеристики срабатывания различных реле сопротивления. В зависимости от вида характеристики различают реле полного сопротивления (рис. 7.24, а), направленное реле сопротивления (рис. 7.24, б), реле сопротивления со смещенной круговой (рис. 7.24, в) и с эллиптической (рис. 7.24, г) характеристиками. На основе интегральных микросхем промышленность выпускает реле сопротивления с более сложными характеристиками, например, имеющие четырехугольную форму (рис. 7.24, д). Электронная дистанционная защита тяговой сети переменного тока имеет характеристику "замочная скважина" (рис. 7.24, е). Эта характеристика комбинированная: первая ступень защиты имеет характеристику, представляющую собой окружность с центром в начале координат и радиусом Z_1 ; вторая ступень — дугу сектора окружности радиусом Z_2 с центром в начале координат и в пределах углов $\varphi_{мин}$ и $\varphi_{макс}$. Из характеристик следует, что $Z_{с.р}$ постоянно только у реле полного сопротивления (рис. 7.24, а) и у первой ступени "замочной скважины" (рис. 7.24, е). У остальных реле оно зависит от угла φ_p . Некоторому углу максимальной чувствительности $\varphi_{р.макс.ч}$ соответствует наибольшее сопротивление срабатывания $Z_{с.р макс}$, т.е. наибольшая чувствительность.

Схема реле сопротивления со смещенной характеристикой показана на рис. 7.25. Напряжение U_p , подводимое к реле, через промежуточный трансформатор напряжения подается на двухполупериодный выпрямитель VS_1 в виде величины $K_3 U_p$. На второй выпрямитель VS_2 подводится величина $K_1 U_p + K_2 I_p$. Ее слагаемое $K_1 U_p$, обеспечивающее смещение характеристики относительно начала координат, берется от TLV , а $K_2 I_p$ — от промежуточных трансформаторов тока TLA и напряжения TAV , по первичным обмоткам которых протекает ток I_p . При нормальной работе сети напряжение с выпрямителя VS_1 значительно больше, чем с VS_2 , ток через исполнительный орган EA будет проходить справа налево. При близком КЗ напряжение сети снижается, ток в линии и реле резко возрастает. Напряжение в выпрямителе VS_1 снижается, а в VS_2 растет. Ток EA меняет направление, исполнительный орган срабатывает. Таким образом, реле представляет собой схему сравнения двух величин $K_1 U_p + K_2 I_p$ и $K_3 U_p$. Результатом сравнения является переключение EA или сохранения им прежнего состояния. Конденсатор C предусмотрен в схеме для сглаживания пульсаций выпрямленных токов, балансные резисторы R_6 поддерживают необходимую величину выпрямленных токов. Время действия такого реле сопротивления составляет 0,04...0,06 с и не зависит от Z_p .

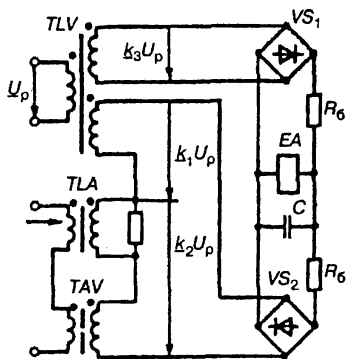


Рис. 7.25. Схема реле сопротивления со смещенной характеристикой

Принципиальная схема дистанционной направленной трехступенчатой защиты показана на рис. 7.26. Каждая ступень защиты содержит измерительный орган. У первой и второй ступени — это ненаправленные или направленные реле сопротивления KZ_2 и KZ_3 (дистанционные органы). Измерительный орган третьей ступени KZ_1 является одновременно пусковым органом всей защиты. Пусковыми органами защиты могут быть токовые реле. Использование пускового органа сопротивления позволяет повысить чувствительность защиты к токам КЗ, так как реагируя на отношение $U_p/I_p = Z_p$, он более четко отличает перегрузки от КЗ. Орган направления мощности KW предотвращает срабатывание защиты при направлении мощности к шинам подстанции и предусматривается в тех случаях, когда пусковой орган не обладает направленностью действия.

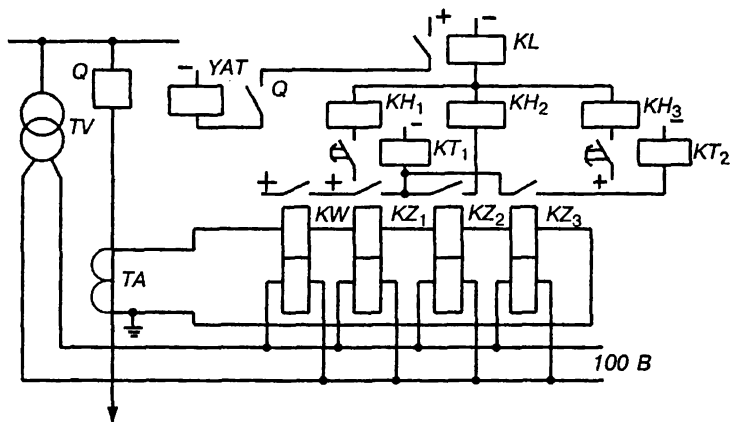


Рис. 7.26. Принципиальная схема дистанционной направленной трехступенчатой защиты

Действие защиты при повреждениях в различных точках системы рассмотрим на примере защиты AKZ_1 (см. рис.7.23). Орган направления мощности KW позволяет действовать защите только при направлении мощности от шин в линию. Пусковой орган защиты KZ_1 срабатывает при КЗ в любой точке системы. Если повреждение происходит в пределах первой зоны l_{11} , то срабатывают реле KW , KZ_1 , KZ_2 , через катушку указательного реле KH_2 собирается цепь на катушку промежуточного реле KL , которое сразу замыкает цепь катушки отключения YAT выключателя линии Q . Фиксирует отключение линии первой ступенью защиты реле KH_2 . При КЗ во второй зоне l_{12} реле KZ_2 действовать не будет, так как повреждение за пределами зоны действия реле. Через контакты сработавших реле KW , KZ_1 и KZ_3 собирается цепь на реле времени KT_2 , которое с выдержкой замкнет цепь реле KL , а та в свою очередь — цепь YAT выключателя Q . Реле времени KT_1 при этом также запускается, но не успевает сработать, так как имеет большую выдержку времени, чем KT_2 . Указательное реле KH_3 при этом фиксирует работу защиты во второй зоне. При КЗ в третьей зоне l_{13} дистанционные органы KZ_2 и KZ_3 не срабатывают, через контакты KW и KZ_1 запускается реле времени KT_1 , которое замкнет своими контактами цепь реле KL через указательное реле KH_1 , если раньше место повреждения не отключит защита AKZ_2 или AKZ_3 , для которых третья ступень защиты AKZ_1 явля-

ется резервной, осуществляя дальнейшее резервирование. При неисправностях в цепях трансформатора напряжения TU и в режиме качаний в системе защита может сработать неправильно. Для исключения этого дистанционную защиту снабжают блокировками, выводящими ее из работы в указанных режимах.

7.10. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ЗАЩИТАХ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Трансформаторы являются надежным оборудованием электроустановок. Но в процессе эксплуатации возможны их повреждения или возникновение ненормальных режимов, которые обуславливают необходимость установки защит.

Основными видами повреждений являются многофазные и однофазные КЗ в обмотках и на выводах трансформаторов, а также "пожар стали" магнитопровода. Однофазные замыкания бывают на землю и между витками обмотки (витковые). Наиболее вероятны многофазные и однофазные КЗ на выводах трансформаторов и однофазные витковые замыкания в обмотках. Значительно реже возникают в обмотках многофазные КЗ "Пожар стали" случаются также редко, но может нанести серьезные повреждения магнитопроводу. Причиной его является нарушение изоляции между листами магнитопровода, что ведет к увеличению потерь на перемагничивание и вихревые токи, повышению местного нагрева и дальнейшему разрушению изоляции. Недопустимый нагрев при "пожаре стали" и под действием электрической дуги при витковых замыканиях приводит к разложению трансформаторного масла и других изоляционных материалов. Следствием этих процессов является выделение газа и повышение давления внутри бака трансформатора.

Ненормальные режимы работы трансформаторов обусловлены внешними КЗ, перегрузками, понижением уровня масла. При внешних КЗ по обмоткам трансформаторов протекают токи, которые во много раз превышают номинальные, создавая опасность перегрева и повреждения обмоток. Внешние КЗ (сверхтоки) сопровождаются снижением напряжения в сети за трансформатором. Перегрузки трансформаторов обуславливаются режимами работы потребителей электроэнергии. При этом увеличение тока даже 2 раза сверх номинального не требует немедленного отключения трансформатора. Он может оставаться в работе в этом режиме до 10 мин.

Перегрузку током $1,6 I_{\text{ном}}$ можно допускать в течение уже 45 мин. Понижение уровня масла может произойти при образовании течи вследствие повреждения бака, сильном снижении температуры окружающей среды.

Защиты трансформаторов действуют на их отключение от всех источников питания при многофазных КЗ, витковых замыканиях, замыканиях одной фазы на землю при заземленной нейтрали и значительном выделении газов из масла. Они должны также отключать трансформатор при КЗ на линиях, питающихся от него, если по каким-то причинам не отключаются выключатели линий. Защиты должны действовать на сигнал при перегрузках, слабом газообразовании, повышении температуры и понижении уровня масла.

Газовая защита трансформаторов от внутренних повреждений, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла должна быть предусмотрена:

- для трансформаторов мощностью 6300 кВ·А и более;
- для внутрицеховых понижающих трансформаторов мощностью 630 кВ·А и более.

Газовой защитой можно укомплектовать также трансформаторы мощностью 1000–4000 кВ·А. Защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Продольная дифференциальная защита без выдержки времени предусматривается на трансформаторах мощностью 6300 кВ·А и более, а также на параллельно работающих трансформаторах мощностью 4000 кВ·А. Дифференциальная защита может быть предусмотрена на трансформаторах меньшей мощности, но не менее 1000 кВ·А, если токовая отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности, а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с.

Токовая отсечка нашла широкое применение для защиты трансформаторов вследствие своей простоты и быстродействия и является вместе с газовой защитой основной при внутренних повреждениях трансформаторов мощностью менее 6300 кВ·А, если удовлетворяет требованию чувствительности. ТО не ставится на трансформаторы, имеющие дифференциальную защиту.

Максимальная токовая защита используется в качестве основной защиты маломощных трансформаторов, так как она небыстро-

действующая и имеет ограниченную чувствительность. При наличии быстродействующих защит от внутренних повреждений трансформаторов МТЗ используется как резервная от таких видов повреждений и основная от внешних КЗ. На трехобмоточных трансформаторах с односторонним питанием МТЗ устанавливают со стороны всех трех обмоток.

7.11. ГАЗОВАЯ ЗАЩИТА, ТОКОВАЯ ОТСЕЧКА И МАКСИМАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ

Газовая защита, как указывалось в параграфе 7.10, основана на использовании явления газообразования в баке поврежденного трансформатора в результате разложения масла и изолирующих материалов.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле *KSG*, устанавливаемое в маслопроводе 2 между баком 1 и расширителем 3 (рис. 7.27, а). Ранее выпускалось поплавковое газовое реле типа РГЗ-22, которое еще встречается в эксплуатации. В настоящее время трансформаторы комплектуются в основном газовым реле типа РГЧЗ-66 с чашкообразными элементами 1 и 2 (рис. 7.27, б). Элементы выполнены в виде плоскодонных алюминиевых чашек. В нормальном режиме при наличии масла в корпусе чашки удерживаются пружинами 6 в верхнем положении. При отсутствии масла в корпусе и наличии его в чашках масса чашек с маслом достаточна для преодоления силы на-

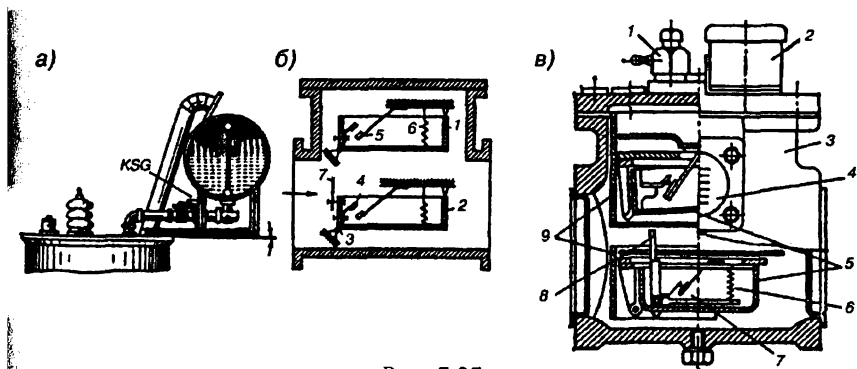


Рис. 7.27:

а — установка газового реле на трансформаторе; б — упрощенный разрез реле РГЧЗ-66; в — его конструктивное выполнение

тяжения пружины. Поэтому понижение уровня масла сопровождается опусканием чашек и замыканием контактов 4 и 5. Сначала опускается верхняя чашка и реле действует на сигнал. При интенсивном газообразовании возникает сильный поток масла и газов из бака в расширитель, направление которого показано на рис. 7.27, б стрелкой. На пути потока расположена пластина, при повороте которой вместе с нижней чашкой вокруг оси 3 происходит замыкание контактов в цепи отключения трансформатора. В зависимости от скорости масла и газов время срабатывания реле составляет 0,05–0,5 с. Реле имеет три пластины 7, откалиброванные по скорости потока масла и газов 0,6, 0,9 и 1,2 м/с.

Конструкция газового реле типа РГЧЗ–66 показана на рис. 7.27, в, где нашли отражение некоторые подробности конструкции, отсутствующие на рис. 7.27, б. На крышке реле расположен кран 1 для отбора пробы газа и выпуска его из реле, коробка 2 с зажимами от контактов 7 реле. В корпусе 3 имеется окно, закрытое смотровым стеклом 4. Внутри корпуса находятся алюминиевые чашки 5, которые удерживаются в верхнем положении пружинами. Пластина 8 отклоняется под действием потока газов и масла вокруг своей оси при неподвижной нижней чашке. При аварийной быстрой утечке масла из бака трансформатора обе чашки опускаются вниз. Нижняя чашка при повороте давит на стойку, на которой закреплена пластина 8, и действует на замыкание контактов 7. При этом цепи сигнализации и отключения замыкаются практически одновременно. В днище реле находится пробка с резьбой для спуска влаги и грязного масла, скапливающихся в нижней части реле.

Схема газовой защиты трансформатора приведена на рис. 7.28. На ней показаны контакты газового реле KSG : верхние — с действием на сигнал через указательное реле KH_3 при слабом газообразовании; нижние — на обмотку напряжения промежуточного реле защиты KL_2 через указательное реле KH_4 и накладку SX , переключаемую при необходимости на сигнал. Реле KL_2 — трехобмоточное, оно имеет кроме обмотки напряжения удерживающие токовые обмотки. При подаче напряжения на реле KL_2 через контакты KSG замыкаются его контакты и собираются цепи отключения выключателей Q_1 (от плюса через обмотку и контакт KL_2 , блок-контакт Q_1 , катушку отключения $YA T_1$ до минуса) и Q_2 (от плюса через другую обмотку и контакт KL_2 , блок-контакт Q_2 , катушку отключения $YA T_2$ до минуса). Поврежденный трансформатор T_1 отключается выключателями Q_1 и Q_2 .

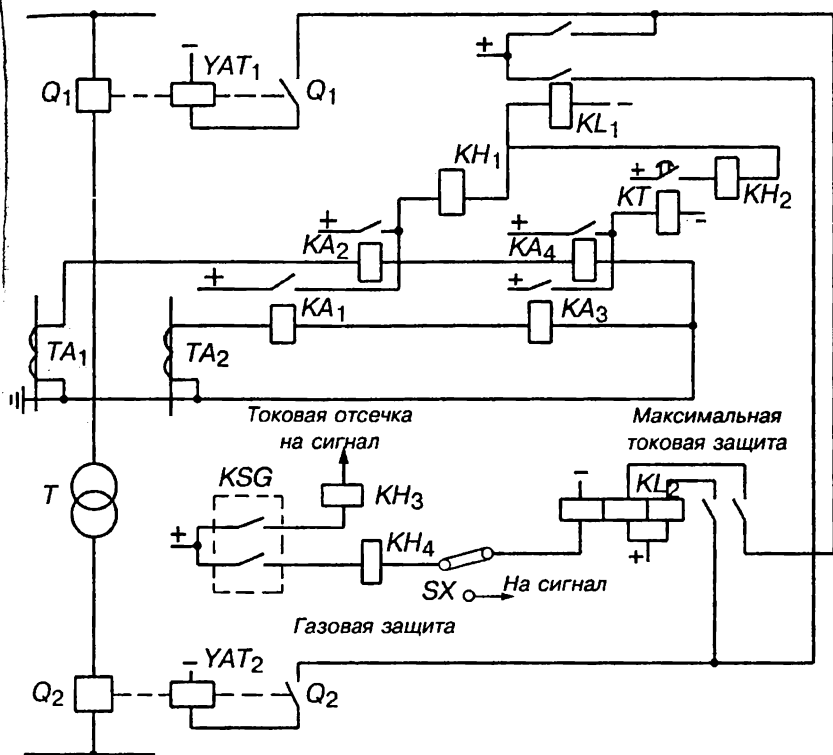


Рис. 7.28. Схема газовой, максимальной токовой защиты и токовой отсечки трансформатора

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждений внутри бака; сравнительно малое время срабатывания; простота выполнения; способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам.

К недостаткам защиты следует отнести: отсутствие реагирования на повреждения вне бака между трансформатором и выключателями; возможность ложных действий защиты при попадании в бак воздуха, например, при доливке масла после ремонта. На время выхода растворенного в масле воздуха газовая защита пере-

ключается на сигнал с помощью накладки *SX*. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты от внутренних повреждений.

На трансформаторах небольшой и средней мощности применяют токовые защиты, которые обеспечивают отключение при повреждениях на выводах трансформатора и на его соединениях с выключателями.

Токовая отсечка трансформатора, схема которой приведена на рис. 7.28, отстраивается от тока внешнего КЗ на шинах низшего напряжения за выключателем Q_2

$$I_{с.з} = K_3 \cdot I_{к.макс2} / K_T, \quad (7.40)$$

где

$K_3 = 1,3...1,4$ — коэффициент запаса;

$I_{к.макс2}$ — максимальный ток КЗ на шинах вторичного напряжения, одиночно работающего трансформатора;

K_T — коэффициент трансформации трансформатора.

Ток срабатывания реле токовой отсечки определяется по выражению (7.25)

$$I_{с.р} = \frac{K_{сх}}{K_I} \cdot I_{с.з}.$$

Чувствительность токовой отсечки характеризуется коэффициентом чувствительности

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{к\text{ мин1}}^{(2)}}{I_{с.з}} \geq 2, \quad (7.41)$$

где

$I_{к\text{ мин1}}^{(2)}$ — ток двухфазного КЗ минимального режима на первичной стороне трансформатора (между TA_1 , TA_2 и T на рис. 7.28).

Так как токовая отсечка отстраивается от токов КЗ за трансформатором, путем введения в расчетную формулу коэффициента запаса K_3 , то появляется мертвая зона защиты, в которую входит часть вторичной обмотки трансформатора. Обычно считается, что токовая отсечка защищает только первичную обмотку.

Максимальная токовая защита предусматривается на трансформаторах любой мощности для защиты от внешних КЗ. Она

полностью защищает трансформатор и является резервной для токовой отсечки и дифференциальной защиты в случае их отказа. Выдержку времени МТЗ трансформатора принимают на ступень выше, чем у защит присоединений, подключенных к шинам вторичного напряжения.

Ток срабатывания МТЗ при одном понижающем трансформаторе

$$I_{с.з} = \frac{K_3 \cdot K_{сзп}}{K_B} \cdot I_{раб.макс}, \quad (7.42)$$

при двух трансформаторах

$$I_{с.з} = 2 \frac{K_3 \cdot K_{сзп}}{K_B} \cdot I_{раб.макс}, \quad (7.43)$$

где

K_3 — коэффициент запаса, равный 1,15 ÷ 1,25;

$K_{сзп}$ — коэффициент самозапуска асинхронных двигателей, равный 2,5–3;

K_B — коэффициент возврата реле, равный 0,85;

$I_{раб. макс}$ — максимальный рабочий ток первичной обмотки трансформатора, при одном трансформаторе $I_{раб. макс} = I_{ном.т}$, при двух трансформаторах $I_{раб.макс} = 0,7 I_{ном.т}$ ($I_{ном.т}$ — номинальный ток первичной обмотки трансформатора).

С целью упрощения расчетов рекомендуется для отстройки МТЗ от токов самозапуска ток срабатывания выбирать по условию

$$I_{с.з} \geq 4 I_{ном.т}, \quad (7.43)$$

а ток срабатывания реле по выражению (7.25)

$$I_{с.р} = \frac{K_{сх}}{K_I} \cdot I_{с.з}.$$

Коэффициент чувствительности защиты

$$K_{\chi} = I_{к.мин}^{(2)} / I_{с.з} \cdot K_T, \quad (7.44)$$

где

$I_{к.мин}^{(2)}$ — ток двухфазного КЗ минимального режима за трансформатором;

K_T — коэффициент трансформации защищаемого трансформатора, необходим для приведения тока КЗ к первичной обмотке, где установлена МТЗ.

Для защищаемого трансформатора $K_\psi \geq 1,5$ МТЗ также выполняет функции резервной защиты для отходящих от шин вторичного напряжения линий. В этом случае $I_{\text{к.мин}}$ берется в конце линии, защита которой резервируется МТЗ, а $K_\psi \geq 1,2$.

Отстройка защиты от самозапуска асинхронных двигателей загроуляет МТЗ и снижает ее чувствительность. Если $K_\psi < 1,5$, применяют блокировку защиты по напряжению, позволяющую принять $K_{\text{сп}} = 1$ в формулах (7.42) и (7.43), так как отстройку от перегрузки обеспечивают реле напряжения.

Схема токовой отсечки и МТЗ трансформатора показана на рис. 7.28. При КЗ в первичной обмотке трансформатора или на его вводах срабатывают токовые реле KA_1, KA_2, KA_3, KA_4 , если токи КЗ протекают по трансформаторам тока TA_1 и TA_2 . Через замкнувшиеся контакты реле KA_1 и KA_2 собирается цепь промежуточное реле KL_1 , которое срабатывает. Контакты KL_1 замыкают цепи катушек отключения YAT_1 и YAT_2 выключателей Q_1 и Q_2 , которые отключают поврежденный трансформатор. Указательное реле отсечки KN_1 фиксирует ее срабатывание. При КЗ внешних или во вторичной обмотке трансформатора T , а также при недопустимых перегрузках срабатывают реле KA_3 и KA_4 , через контакты которых получает питание реле времени KT . Контакты реле KT с выдержкой времени замыкают цепь реле KL_1 через обмотку указательного реле МТЗ KN_2 . Реле KL_1 замыкает цепи катушек отключения YAT_1 и YAT_2 и отключает трансформатор с двух сторон выключателями Q_1 и Q_2 .

7.12. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ

Дифференциальная защита реагирует на повреждения внутри трансформатора, на его вводах и в соединениях с выключателями. Защита относится к числу быстродействующих. Принцип выполнения защиты такой же как для линий на рис. 7.16. Вторичные обмотки трансформаторов тока TA_1 и TA_2 (рис. 7.29, а), установленных соответственно со стороны первичной и вторичной обмоток трансформатора T , соединяются между собой так, чтобы при внешних КЗ и при нагрузке в реле KA протекала разность вторичных токов $I_p = I_{21} - I_{22}$ близкая к нулю. При КЗ в зоне действия защиты ток в транс-

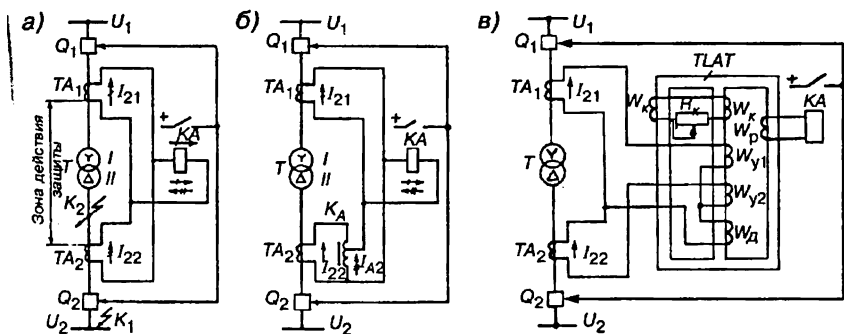


Рис. 7.29:

а — принципиальная схема дифференциальной защиты трансформатора; б — схема защиты с автотрансформом; в — с насыщающимся трансформатором

форматоре TA_2 отсутствует или меняет направление на противоположное, тогда $I_p = I_{21} + I_{22}$ становится больше тока уставки реле KA , которое замыкает цепь на отключение выключателей Q_1 и Q_2 . Защита будет обладать наибольшей чувствительностью, если I_p будет равен нулю при внешнем КЗ и нормальном режиме работы, на которые защита не должна реагировать. На ток I_p влияют коэффициенты трансформации и схемы соединения трансформаторов тока TA_1 и TA_2 , схемы соединения обмоток силового трансформатора, броски токов намагничивания и изменение коэффициента трансформации защищаемого трансформатора T . Номинальные токи первичных обмоток TA_1 и TA_2 выбирают по номинальным токам первичной и вторичной обмоток силового трансформатора. При этом стремятся, чтобы вторичные токи TA_1 и TA_2 в цепи реле KA получились примерно одинаковыми. Так как в каталоге шкала номинальных токов трансформаторов тока является дискретной, то добиться равенства I_{21} и I_{22} практически не удастся вследствие неидентичности характеристик трансформаторов тока. Кроме того, при схеме соединения обмоток силового трансформатора Y/Δ и одиннадцатой группе ток, протекающий по первичным обмоткам трансформаторов тока на стороне "треугольника" опережает на угол 30° ток, протекающий по первичным обмоткам TA со стороны "звезды". Таким образом, для обеспечения необходимой чувствительности защиты нужно выравнивание вторичных токов по величине и фазе.

Неравенство токов по величине во вторичных обмотках трансформаторов тока приводит к появлению в реле $КА$ (рис. 7.29, а) тока небаланса рабочего режима, который значительно возрастает при возникновении внешнего КЗ. При вычислении тока небаланса учитывают три его составляющие. Первая из них обусловлена различием характеристик намагничивания трансформаторов тока, питающих защиту. Вторая связана с изменением коэффициента трансформации силового трансформатора при регулировании напряжения, поскольку при этом изменяется соотношение между токами I_{21} и I_{22} . Третья составляющая учитывает неполное равенство токов в реле от неточного их выравнивания в плечах циркуляции.

Компенсация неравенства тока осуществляется установкой автотрансформаторов со стороны более мощных и менее нагруженных трансформаторов тока (рис. 7.29, б). За счет отпаяк осуществляют регулирование тока I_{A2} , протекающего через реле $КА$ от автотрансформатора. Несмотря на установку автотрансформаторов в реле все-таки протекает некоторый ток небаланса, от которого защита должна быть отстроена по условию

$$I_{с.з} = K_3 \cdot K_I \cdot I_{нб.макс} = K'_3 \cdot I_{нб.макс}, \quad (7.45)$$

где

K_3 и K'_3 — коэффициенты запаса;

$I_{нб.макс}$ — максимальный ток небаланса при внешнем КЗ.

Броски токов намагничивания, возникающие в первичной обмотке трансформатора при его включении или восстановлении на нем напряжения, могут в 6–8 раз превышать амплитуду нормального тока. Для дифференциальной защиты такие броски токов намагничивания соответствуют КЗ в защищаемой зоне, так как ток в реле поступает только от одного трансформатора тока. Затухание броска тока происходит в течение 1...2 с. Однако уже по истечении 0,3...0,5 с его максимальное мгновенное значение становится меньше амплитуды номинального тока трансформатора. Отстройка защиты от бросков токов намагничивания может осуществляться загроублением защиты по току срабатывания (завышением $I_{с.з}$ и снижением ее чувствительности), выдержкой времени защиты на время до затухания броска тока (защита теряет свое быстроедействие).

Насыщающиеся трансформаторы тока (НТТ) обеспечивают отстройку защиты от бросков токов намагничивания с сохранением

необходимой чувствительности и быстрodeйствия. Для выполнения защиты применяется реле типа РНТ-565. Принципиальная схема защиты в однофазном изображении приведена на рис. 7.29, в. Реле состоит из насыщающегося трансформатора $TЛАТ$ с трехстержневым магнитопроводом и исполнительного органа $КА$ (реле типа РТ-40). На магнитопроводе имеются следующие обмотки: уравнильные W_{y1} и W_{y2} , дифференциальная W_d , рабочая W_p и две обмотки короткозамкнутого контура W_k . Обмотки W_{y1} , W_{y2} и W_d секционированы и имеют выводы для регулировки числа витков. С их помощью добиваются для нормального режима выполнения условия

$$I_{21}W_{y1} - I_{22}W_{y2} + (I_{21} - I_{22})W_d = 0. \quad (7.46)$$

При этом результирующий магнитный поток в магнитопроводе $TЛАТ$ отсутствует и в обмотке реле $КА$ тока нет. Таким образом, подбором числа витков осуществляют отстройку защиты от токов небаланса из-за разных величин I_{21} и I_{22} . Магнитопровод $TЛАТ$ выполняется из стали с широкой и близкой к прямоугольной форме петель гистерезиса. При этом ток намагничивания защищаемого трансформатора со значительной аperiodической составляющей в рабочую обмотку W_p практически не трансформируется и реле $КА$ при бросках токов включения трансформатора ложно не срабатывает. Таким образом, наличие в токе аperiodической составляющей как бы тормозит действие реле $КА$. Эффективность торможения можно регулировать резистором в цепи обмоток W_k . При КЗ в зоне защиты I_{22} равен нулю (при одностороннем питании) или изменяет свой знак (при двустороннем питании), в этом случае возникает МДС

$$F = I_{21}W_{y1} + I_{22}W_{y2} + (I_{21} + I_{22})W_d. \quad (7.47)$$

Созданный ею магнитный поток наводит в рабочей обмотке W_p ЭДС, и реле $КА$ срабатывает. Расчет тока срабатывания защиты производится по выражению (7.45), причем $K'_z = 1,3$.

В ряде случаев особенно при наличии встроенного регулирования напряжения под нагрузкой и на трансформаторах, имеющих источники питания с нескольких сторон, определяющим при выборе тока срабатывания является отстройка от максимального тока небаланса при внешних КЗ. В этом случае чувствительность защиты с реле РНТ может оказаться недостаточной. Тогда дифференциальная защита выполняется посредством реле с торможением типа ДЗТ также с НТТ, но имеющие дополнительные тормозные обмотки, увеличивающие ток срабатывания реле.

Сдвиг по фазе токов, циркулирующих в дифференциальной защите от трансформаторов тока TA_1 и TA_2 , возникает, как отмечалось в начале этого параграфа, при соединении обмоток трансформатора по схеме Y/Δ ("звезда-треугольник"). Для компенсации этого фазового сдвига трансформаторы тока TA_2 со стороны "треугольника" соединяют в "звезду", а TA_1 со стороны "звезды" в "треугольник" (рис. 7.30, а). Векторные диаграммы токов в фазах и линиях трансформатора T показаны на рис. 7.30, б (первичная обмотка) и 7.30, г и д (вторичная обмотка). При построении диаграмм учитывается то, что векторы фазных токов I_{A1}, I_{B1}, I_{C1} и токов I_{A2}, I_{B2} ,

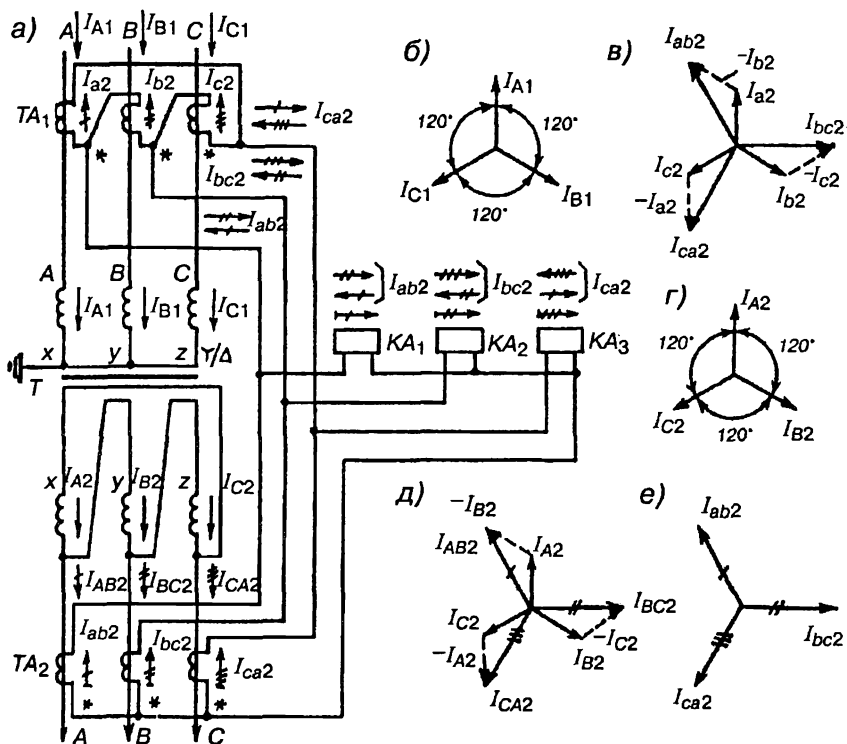


Рис. 7.30:

а — принципиальная схема дифференциальной защиты трансформатора с компенсацией сдвига токов по фазе; б, г, д — векторные диаграммы токов в силовом трансформаторе T ; в, е — трансформаторах тока TA_1, TA_2 и реле

I_{C2} трансформатора T совпадают по фазе, линейные токи вторичной обмотки I_{AB2} , I_{BC2} , I_{CA2} опережают по фазе на 30° линейные (они же фазные) токи первичной обмотки. При соединении обмоток $T A_1$ в "треугольник" со стороны "звезды" трансформатора T векторы вторичных токов I_{ab2} , I_{bc2} , I_{ca2} (рис. 7.30, в) сдвигаются на 30° по отношению к векторам I_{a2} , I_{b2} , I_{c2} и совпадают по фазе с токами, поступающими в реле от $T A_2$.

7.13. ИСТОЧНИКИ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА

Для питания цепей управления, автоматики, сигнализации и защиты применяется оперативный ток. Существует три основных вида оперативного тока: переменный, постоянный и выпрямленный. Источниками переменного оперативного тока являются измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд (ТСН). Источниками постоянного оперативного тока служат аккумуляторные батареи. В качестве источников выпрямленного оперативного тока используются выпрямительные установки и специальные блоки питания, которые получают переменный ток от измерительных трансформаторов тока и напряжения и ТСН. Кроме того, в качестве источников оперативного тока используются предварительно заряженные конденсаторы.

Источники оперативного тока должны быть в постоянной готовности к действию в любых режимах работы электроустановки, в том числе и в аварийном. Постоянный оперативный ток применяется обычно на электростанциях, тяговых подстанциях, крупных трансформаторных подстанциях с первичным напряжением 110 кВ и выше. Переменный ток используется на трансформаторных подстанциях напряжением 35 кВ и ниже, на небольших подстанциях 110 кВ без выключателей на стороне высшего напряжения, имеющих на стороне среднего и низшего напряжения выключатели с пружинными приводами. Выпрямленный ток используется на подстанциях напряжением 35 кВ и ниже с выключателями, укомплектованными электромагнитными приводами, а также на подстанциях напряжением 110–220 кВ с числом выключателей на стороне высшего напряжения не более двух с электромагнитным приводом, либо не более трех с пружинными или пневматическими приводами.

В ряде случаев применяют схемы питания оперативных цепей с использованием различных источников тока. Так, например, при малой мощности аккумуляторной батареи от нее получают пита-

ние цепи управления и защиты, а включающие электромагниты — от выпрямительных устройств.

Наиболее надежными источниками переменного оперативного тока для работы защит являются трансформаторы тока, обеспечивающие их четкую работу при перегрузках и коротких замыканиях. Трансформаторы напряжения нельзя использовать для питания оперативных цепей отключения, так как при близких трехфазных КЗ напряжение на шинах электроустановки может понизиться настолько, что не сработает отключающая катушка привода выключателя. По этой причине трансформаторы напряжения используются для питания тех защит, которые действуют при режимах, не связанных со значительным понижением напряжения на шинах. От ТСН получают питание устройства и цепи, для которых не требуется особая стабильность подводимого напряжения и допускаются временные перерывы в подаче питания (например, электродвигатели пружинных приводов).

Источники выпрямленного тока можно разделить на три основные группы: источники для заряда и подзаряда аккумуляторных батарей; источники оперативного тока для питания цепей управления, защиты, автоматики и сигнализации; источники питания включающих электромагнитов приводов выключателей. К источникам выпрямленного тока следует также отнести предварительно заряженные от выпрямителей конденсаторы.

Блоки питания, находящиеся в эксплуатации, можно разделить на четыре группы: токовые (БПТ); напряжения (БПН); зарядные устройства (УЗ); комбинированные, совмещающие в себе блоки питания и зарядные устройства.

На рис. 7.31, а представлена принципиальная схема питания оперативных цепей от блоков БПТ и БПН. Блок БПТ состоит из промежуточного трансформатора TL_1 , выпрямительного моста VS_1 , вспомогательных элементов — дросселя L и конденсатора C , обеспечивающих стабилизацию выходного напряжения. Питание БПТ получает от трансформатора тока. Трансформатор TL_1 может иметь две первичные обмотки для подключения к трансформаторам тока двух фаз. Блок БПН получает питание от трансформатора напряжения или собственных нужд (рис. 7.31, а). Он состоит из промежуточного трехфазного трансформатора TL_2 (или двух однофазных), ко вторичным обмоткам которого подключены выпрямительные мосты VS_2 , соединяемые последовательно (рис. 7.31, а) или параллельно в зависимости от величины требуемого напряжения. Блоки БПТ и БПН могут

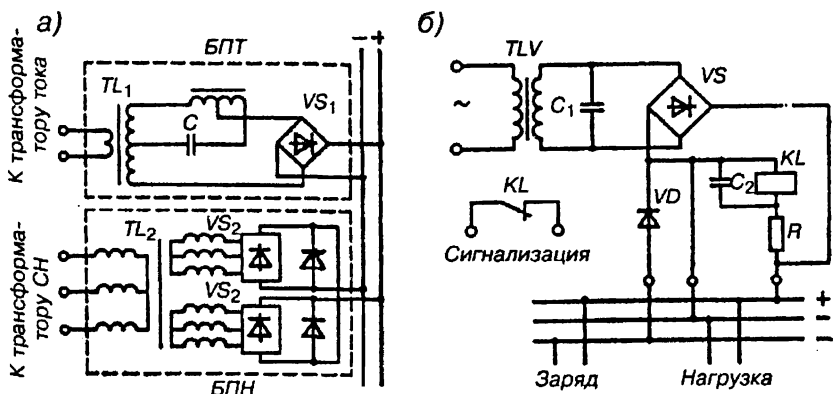


Рис. 7.31:

а — схемы блоков питания БПТ и БПН; б — схема комбинированного блока БПЗ-401

работать на общие шинки выпрямленного напряжения для возможности взаимного резервирования. БПН обеспечивает питанием оперативные цепи в нормальных условиях работы, а БПТ — в режимах КЗ, когда блоки БПН не могут обеспечить питание вторичных устройств из-за большого снижения напряжения в первичных цепях.

Зарядные устройства серии УЗ предназначены для предварительной зарядки конденсаторов, используемых для создания кратковременного разрядного импульса для питания отдельных элементов схемы, например, катушек отключения высоковольтных выключателей. Устройство УЗ-401 рассчитано на одновременный заряд конденсаторов напряжением 400 В общей емкостью от 500 до 1000 мкФ.

Комбинированные блоки БПЗ-401 и БПЗ-402 являются одновременно блоками питания и зарядными устройствами. Эти блоки пришли на смену зарядным устройствам УЗ-401. БПЗ-401 получают питание от трансформаторов напряжения или собственных нужд. Упрощенная схема блока типа БПЗ-401 представлена на рис. 7.31, б, наиболее часто применяемого для заряда конденсаторов. Блок состоит из промежуточного трансформатора напряжения TLV , выпрямителя VS , промежуточного реле KL , конденсаторов C_1 и C_2 , резистора R и диода VD . Первичные и вторичные обмотки трансформатора TLV выполнены секционированными, а вторичная об-

мотка имеет отпайки, выведенные на зажимы платы трансформатора (секционирование и отпайки на рис. 7.31, б не показаны). Установкой соответствующих перемычек на зажимах секций и изменением положения переключателей на плате трансформатора обеспечивается получение на выходе выпрямленного напряжения 110 или 220 В при включении блока на 120–127 В или 200–254 В переменного тока. Выпрямление напряжения осуществляется мостом VS , собранным из восьми кремниевых диодов (по два диода в каждом плече). Контроль наличия зарядного напряжения на выходе блока осуществляет реле KL . Конденсатор C_1 предназначен для защиты выпрямителя от перенапряжений, а C_2 — для предотвращения вибраций якоря реле KL . Диод VD препятствует разряду заряжаемых конденсаторов при исчезновении напряжения питания блока. Токоограничивающий резистор R обеспечивает термическую стойкость реле KL . Заряженные конденсаторы подключаются к выпрямителю VS через диод VD , а нагрузка — непосредственно к выпрямителю. Блок БПЗ–402 подключается к измерительным трансформаторам тока первичными обмотками насыщающегося трансформатора. Выпрямитель блока БПЗ–402 такой же, как и в блоке БПЗ–401.

Для надежного питания оперативным током реле защиты и автоматики применяют схемы с использованием разных блоков питания. Например, одного блока БПЗ–402 и двух блоков БПЗ–401. На стороне выпрямленного напряжения все блоки включаются параллельно.

7.14. ПОЛУПРОВОДНИКОВЫЕ И МИКРОЭЛЕКТРОННЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ РЕЛЕЙНЫХ ЗАЩИТ

Полупроводниковые диоды VD и транзисторы VT стали основой создания релейной защиты и автоматики второго поколения. В настоящее время в этих устройствах применяется элементная база, основанная на интегральных микросхемах (операционные усилители, компараторы и другие элементы). Интегральная микросхема — это сложное электронное устройство. Его элементы — диоды, транзисторы, резисторы и конденсаторы — формируются в небольшом объеме полупроводникового материала или на его поверхности путем выращивания кристаллов и напыления пленок. В процессе их формирования осуществляются и соединения между ними в соответствии со схемой, при этом резко сокращается число

внешних проводников, упрощается монтажная схема, уменьшается объем устройства и повышается его надежность. В зависимости от функционального назначения интегральные микросхемы делятся на аналоговые и цифровые. К первым относятся операционные усилители, преобразующие непрерывные сигналы. Они имеют широкие возможности при использовании в измерительных органах релейных защит. На основе цифровых микросхем выполняют, в частности, логическую часть устройств релейных защит. Использование полупроводниковой элементной базы в устройствах релейной защиты позволяет повысить их быстродействие, уменьшить массу и размеры, значительно сократить потребление мощности. Кроме того, в связи с отсутствием движущихся частей и контактов полупроводниковых устройств повышается надежность их по сравнению с электромеханическими реле. Наиболее существенный недостаток полупроводников — зависимость их параметров от температуры, что требует применения специальных схем компенсации для снижения до необходимого предела этой зависимости. Однако преимущества полупроводниковых реле над электромеханическими бесспорны. Электронные реле могут иметь разные принципы работы, но наибольшее распространение получили схемы сравнения электрических величин по уровню и импульсные фазосравнивающие схемы.

Схемы сравнения абсолютных значений двух электрических величин состоят из двух выпрямителей VS_1 и VS_2 , выпрямляющих сравниваемые величины A и B и исполнительной части нуль-индикатора EA . В зависимости от способа соединения выходов выпрямителей между собой и с нуль-индикатором различают схемы, реагирующие на **равновесие напряжений** (рис. 7.32, *а*) на **циркуляцию токов** (рис. 7.32, *б*). Как в той, так и в другой схеме в зависимости от соотношения A и B направление постоянной составляющей тока в нуль-индикаторе EA может измениться на противоположное. При $A > B$ ток имеет положительное направление, показанное на рис. 7.32 стрелкой, а при $A < B$ — отрицательное.

Нуль-индикатор (компаратор) обычно имеет два устойчивых состояния и может быть двухвходовым или одновходовым (второй вход объединен с землей). На выходе двухвходового нуль-индикатора будет сигнал 1 при $A > B$, а сигнал 0 при $A \leq B$. В схемах нуль-индикаторов используют обычно операционные усилители, которые могут использоваться в качестве аналогов схем сравнения.

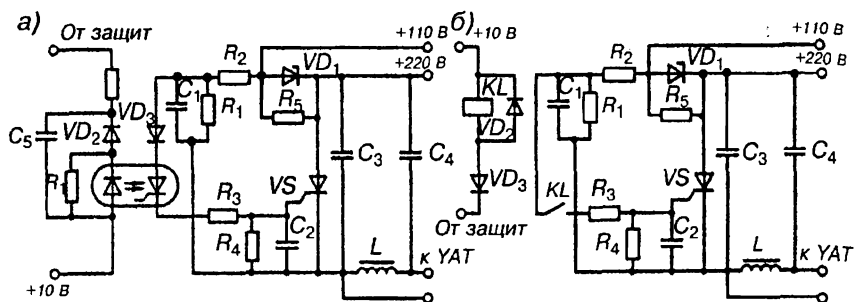


Рис. 7.34. Схема выходного тиристорного модуля электронной защиты:

а — с тиристорным оптроном; б — с герконовым реле

Выходной тиристорный модуль служит для связи электронной релейной защиты с цепями отключения высоковольтных выключателей. Для гальванической развязки слаботочных цепей электронной защиты и силовых цепей управления выключателями может быть использован тиристорный оптрон (рис. 7.34, а) или герконовое реле (рис. 7.34, б). В качестве мощного выходного элемента в этих схемах используется тиристор VS , который отпирается при срабатывании оптрона или геркона. При этом шунтируется резистор R_1 (резисторы R_3 и R_4 имеют малое сопротивление), на управляющий электрод тиристора VS с резистора R_4 подается напряжение, которое отпирает тиристор VS . Через него собирается цепь на катушку отключения YAT .

Для повышения помехоустойчивости тиристора на его выходе включается контур LC , препятствующий проникновению внешних помех, способных привести к ложному срабатыванию тиристора. Дополнительный конденсатор C_3 включается параллельно тиристору. Он имеет небольшую емкость для сокращения длительности разрядного импульса через тиристор при его отпирании. Отключение тиристора происходит после отключения выключателя и разрыва цепи YAT его блок-контактом Q .

Стабилитрон VD_1 используется для понижения напряжения в схеме управления тиристором при напряжении питания 220 В и выводится из работы при использовании напряжения питания 110 В.

Схема выходного модуля (рис. 7.34, б) используется в электронной защите фидеров контактной сети переменного тока типа УЭФЗМ (устройство электронной защиты фидера модернизированное).

Глава 8. ТЯГОВЫЕ ПОДСТАНЦИИ

8.1. НАЗНАЧЕНИЕ, КЛАССИФИКАЦИЯ И СХЕМЫ ПИТАНИЯ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Тяговые подстанции (ТП) являются одним из важнейших устройств системы тягового электроснабжения (СТЭ). Их питание осуществляется от системы внешнего электроснабжения (СВЭ), а потребителем преобразованной электроэнергии является электроподвижной состав (ЭПС) железных дорог. Применяются также тяговые подстанции для питания городского электрического транспорта (ГЭТ) и электропоездов метрополитена.

Тяговая подстанция — электрическая подстанция, предназначенная в основном для питания транспортных средств на электрической тяге через контактную сеть (согласно ПЭЭП). От ТП получают питание и другие железнодорожные нетяговые потребители, а также некоторые районные нежелезнодорожные потребители.

Тяговые подстанции принято классифицировать по ряду признаков (рис. 8.1). Приведенная на рис. 8.1 классификация тяговых подстанций может быть дополнена делением подстанций и по ряду других признаков: по способу управления (телеуправляемые и нетелеуправляемые); по способу обслуживания (с постоянным дежурным персоналом, с дежурством на дому, без дежурного персонала); по возможности перемещения (стационарные и передвижные).

Опорная ТП получает питание от СВЭ по трем и более линиям электропередачи напряжением 110 или 220 кВ.

Промежуточная проходная (транзитная) ТП получает питание по одной линии электропередачи, в рассечку которой она включена, от двух опорных или районных подстанций.

Промежуточная ответвительная (отпаечная) ТП получает питание по двум линиям (или цепям ЛЭП) напряжением 110 или 220 кВ, к которым она присоединена ответвлениями (отпайками).

Концевая (тупиковая) ТП получает питание по двум радиальным линиям от другой тяговой или районной подстанции.

При питании подстанций по одноцепной ЛЭП от двух опорных подстанций между ними можно располагать до трех проходных ТП (рис. 8.2)

От двухцепной ЛЭП (при подвешивании обеих цепей на общих опорах) с двусторонним питанием на участках между двумя опор-



Рис. 8.1. Классификация тяговых подстанций

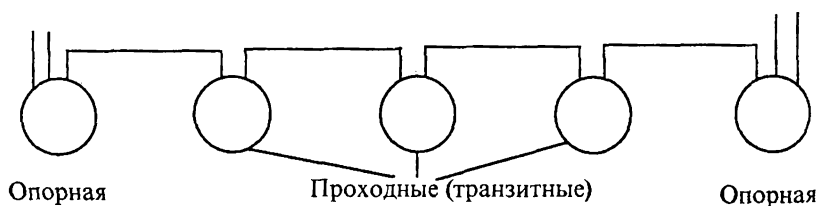


Рис. 8.2. Схема питания ТП по одноцепной ЛЭП

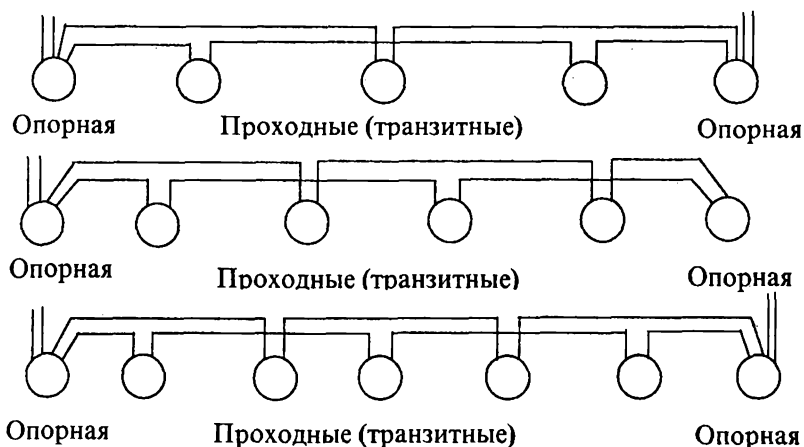


Рис. 8.3. Схемы питания ТП по двухцепной ЛЭП на общих опорах

ными подстанциями рекомендуется обеспечивать питание следующего числа промежуточных подстанций, присоединенных по схеме рис. 8.3 :

— для ЛЭП–220 кВ — не более пяти при электрической тяге как на переменном так и постоянном токе;

— для ЛЭП–110 кВ — не более пяти при электрической тяге на постоянном и трех — на переменном токе.

От двух одноценных ЛЭП с двусторонним питанием на участке между опорными подстанциями рекомендуется обеспечивать питание следующего числа промежуточных подстанций, присоединяемых по схеме рис. 8.4:

— для ЛЭП–220 кВ — не более пяти подстанций при электротяге как на постоянном, так и на переменном токе;

— для ЛЭП–110 кВ — не более пяти подстанций при электрической тяге на постоянном и трех — на переменном токе.

Как видно на схемах рис. 8.4 часть промежуточных подстанций может присоединяться к ЛЭП ответвлениями. Между двумя проходными (транзитными) подстанциями или между проходной и опорной к ЛЭП может быть подключена только одна ответвительная (отпаечная) подстанция.

Если все тяговые подстанции электрифицированных железных дорог принять за 100%, то примерное процентное содержание раз-

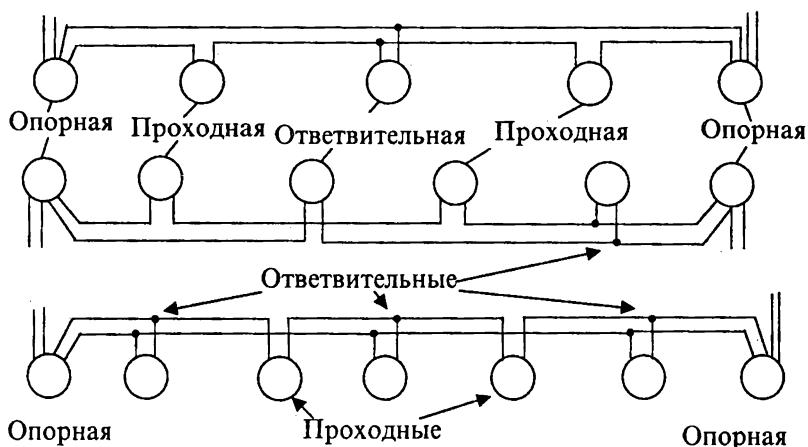


Рис. 8.4. Схемы питания ТП по двум одноцепным ЛЭП

личных типов ТП следующее: опорных — 20%; проходных — 60%; ответвительных — 15%, концевых — 5%.

8.2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЯХ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Система постоянного тока была первой системой в России, по которой началась в 1929 г. электрификация железных дорог. Длина первого электрифицированного участка Москва–Мытищи составила 17,7 км. В настоящее время эксплуатационная длина электрифицированных на постоянном токе железнодорожных линий составляет около 20 тыс.км, питание которых осуществляют около 1000 тяговых подстанций. Общая протяженность железнодорожных линий страны, электрифицированных на постоянном и переменном токе, приближается к 40 тыс.км.

На рис. 8.5 приведена схема участка железной дороги, электрифицированной на постоянном токе напряжением 3 кВ.

Тяговая подстанция получает электроэнергию по ЛЭП–110 кВ. Трансформатор T понижает напряжение 110 кВ до 10 кВ, которое служит для питания преобразовательных агрегатов, обеспечивающих электроэнергией постоянного тока электроподвижной состав ЭПС. От шин 10 кВ осуществляется электроснабжение нетяговых потребителей $НП$, линейных потребителей, расположенных вдоль

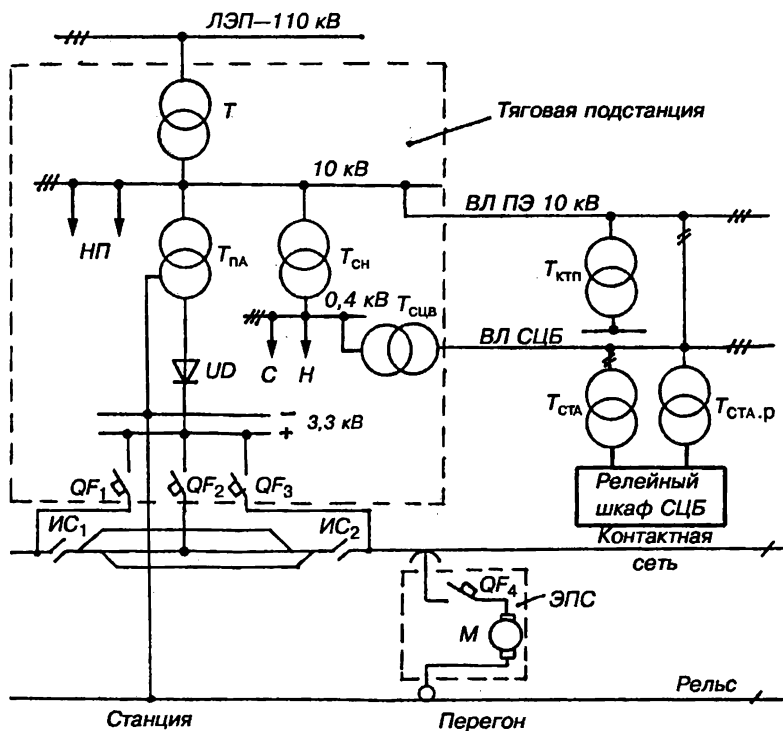


Рис. 8.5. Упрощенная схема питания тяги и нетяговых потребителей от ТП постоянного тока

участка железной дороги, по воздушной линии продольного электроснабжения ВЛ ПЭ 10 кВ, и собственных нужд тяговой подстанции через трансформатор собственных нужд $T_{\text{СН}}$. Собственные нужды подстанции включают в себя устройства управления, сигнализации, защиты, отопления, освещения, вентиляции и другие, которые обеспечивают работу подстанции в различных режимах.

От шин собственных нужд 0,4 кВ питаются также устройства СЦБ (сигнализации, централизации, блокировки) через повышающий трансформатор $T_{\text{СЦБ}}$.

Трехфазная воздушная линия ВЛ СЦБ 10 кВ прокладывается вдоль железной дороги от одной тяговой подстанции до другой.

К ней подключаются через однофазные трансформаторы сигнальных точек автоблокировки $T_{\text{СТА}}$ релейные шкафы СЦБ, обеспечивающие питание сигнальных ламп светофоров. При отключении питания релейного шкафа через $T_{\text{СТА}}$ в работу автоматически включается резервный трансформатор $T_{\text{СТА,р}}$ и восстанавливается питание от линии продольного электроснабжения ВЛ СЦБ 10 кВ.

Вдоль трассы железной дороги расположено много нетяговых железнодорожных потребителей электрической энергии. К ним относятся установки, принадлежащие всем службам дороги, механизмы и инструменты, для работы которых необходима электроэнергия, а также освещение станций, переездов и других объектов. Кроме того электрической энергией снабжаются некоторые промышленные и сельскохозяйственные объекты, расположенные по обе стороны железной дороги. Для питания всех перечисленных потребителей, как указывалось выше, вдоль железной дороги на опорах контактной сети прокладывается трехфазная воздушная линия продольного электроснабжения ВЛПЭ 10 кВ. Для понижения напряжения 10 кВ до уровня, необходимого потребителю, используются трансформаторы комплектных трансформаторных подстанций ТКТП в однофазном или трехфазном исполнении.

Основным потребителем электроэнергии от тяговой подстанции является электроподвижной состав ЭПС. Для его питания на тяговых подстанциях применяются преобразовательные агрегаты, состоящие из преобразовательного трансформатора $T_{\text{ПА}}$ и выпрямителя UD . Пониженное трансформатором $T_{\text{ПА}}$ до 3 кВ напряжение выпрямляется выпрямителем UD и подается на шины 3,3 кВ тяговой подстанции.

Тяговая сеть перегона между подстанциями состоит из контактной сети и рельса. Контактная сеть соединена питающей линией через быстродействующий выключатель QF_3 с шиной "плюс", а рельсы — отсасывающей линией с шиной "минус" тяговой подстанции. Таким образом, если включен выключатель QF_3 питающей линии контактной сети, то в тяговую сеть перегона, т.е. между контактной сетью и рельсом будет подано выпрямленное напряжение 3,3 кВ постоянного тока. Машинист, подняв на ЭПС токоприемник и включив выключатель QF_4 , соберет цепь тока через тяговые двигатели M , после этого ЭПС начнет движение. Участки контактной сети перегонов и станций отделяются друг от друга изолирующими сопряжениями $ИС_1$ и $ИС_2$, которые обеспечивают беспрепятственный проход

токоприемника с одной секции контактной сети на другую, электрически изолированную от нее, без перерыва питания ЭПС.

Система постоянного тока получила широкое применение для электрической тяги в городском и промышленном электротранспорте, а также для железнодорожного транспорта на первом этапе его электрификации из-за значительных преимуществ двигателей постоянного тока с последовательным возбуждением по тяговым и скоростным характеристикам. Современный уровень техники позволяет изготавливать тяговые двигатели на напряжение до 1650 В. При включении двух двигателей последовательно напряжение тяговой сети составляет 3,3 кВ. Такое низкое напряжение тяговой сети этой системы при возрастающей мощности электровозов приводило к значительному увеличению тока в тяговой сети, повышению потерь электроэнергии и напряжения, увеличению площади сечения проводов контактной сети, а опорные конструкции, на которых подвешиваются эти провода, получаются тяжелыми и дорогими. Среднее расстояние между тяговыми подстанциями составляет 20 км, а на особо грузонапряженных участках 15–18 км. Недостатком системы постоянного тока является разрушающее влияние на подземные металлические сооружения (трубопроводы, кабели, фундаменты опор и т.д.) блуждающих токов, которые стекают с тягового рельса в землю между ЭПС и тяговой подстанцией и возвращаются на подстанцию по земле, и подземным сооружениям и рельсовым цепям железной дороги.

Указанные недостатки системы постоянного тока явились в свое время тормозом для ее дальнейшего применения при электрификации железных дорог.

8.3. СИЛОВЫЕ ПОЛУПРОВОДНИКОВЫЕ ПРИБОРЫ

Современные силовые полупроводниковые приборы (СПП) выпускаются на ток свыше 10 А. СПП получили широкое применение в преобразователях переменного тока в постоянный (выпрямителях), а также — постоянного тока в переменный (инверторах). Применяются два основных вида СПП: диоды и тиристоры. Если для выпрямления могут использоваться оба вида СПП, то для инвертирования — только тиристоры. Силовые диоды и тиристоры имеют два конструктивных исполнения: штыревое и таблеточное.

На рис. 8.6, а показан в разрезе диод штыревого типа ВЛ–200 (вентиль лавинный на предельный прямой ток 200 А). Он состоит

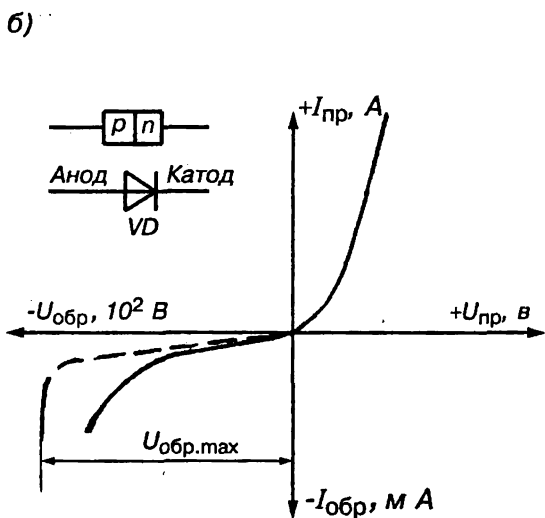
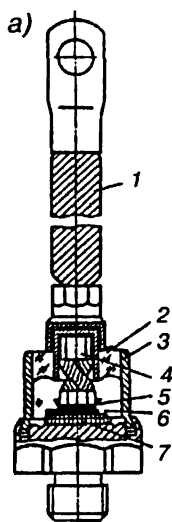


Рис. 8.6. Штыревой диод:

а — конструкция; б — вольт-амперная характеристика

из кремниевой пластины 6, к которой припаивают вольфрамовые термокомпенсирующие пластины 7, защищающие хрупкую кремниевую пластину от механических и тепловых напряжений и имеющие коэффициент линейного расширения близкий к кремнию. Медная контактная гайка 5 с припоем служит для присоединения внутреннего гибкого вывода 4, продолжением которого является наружный гибкий вывод 1. Крышка корпуса 3 изолируется от ввода стеклянным изолятором 2. Ее соединение с массивным медным основанием осуществляется завальцовкой, чем обеспечивается герметизация внутренних частей диода от влаги и грязи, отрицательно влияющих на электрическую прочность и нормальную работу. На рис. 8.6, б изображена вольт-амперная характеристика диода, структура его $p-n$ — перехода, графическое обозначение и буквенный код VD . Обратная ветвь вольт-амперной характеристики (ВАХ), изображенная сплошной линией, относится к обычным диодам, а штриховая — к лавинным. Последние отличаются тем, что в них обратный ток протекает не по ограниченной площади, а по

площади, составляющей не менее 25% от площади кремниевой пластины. Вследствие этого предельный обратный ток при кратковременных пробоях диода может достигать сотен ампер, не создавая опасного перегрева и разрушения кремниевой пластины.

Силовой таблеточный тиристор показан на рис. 8.7, а. Его кремниевый диск 1 имеет форму диска. Серебряные пластинчатые

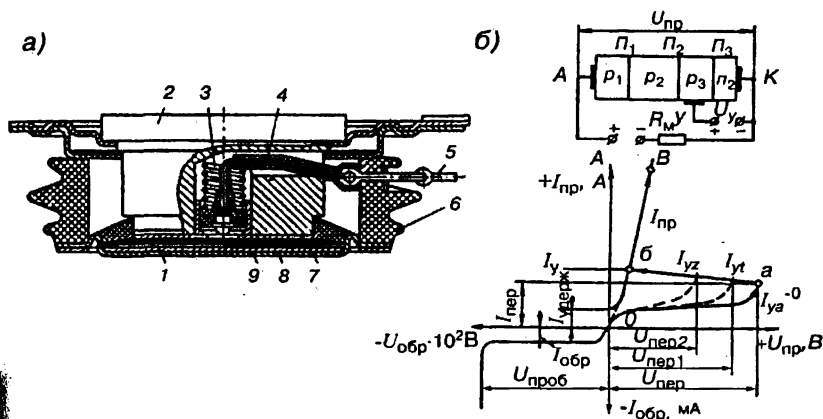


Рис. 8.7. Таблеточный тиристор:

а — конструкция; б — вольт-амперная характеристика

прокладки 7 и 8 располагаются с двух сторон кремниевого диска, обеспечивая хороший контакт. Управляющий электрод 4 прижимается пружиной 3 к слою p_2 (рис. 8.7, б) четырехслойной структуры кремниевого диска тиристора. Внешний вывод 5 управляющего электрода служит для подключения к источнику питания, создающего при замыкании цепи управления кратковременный импульс управляющего тока, при котором происходит отпирание тиристора. Таблетка помещается между двумя охладителями, которые прикладываются к верхнему основанию 2 и нижней мембране 9, и сжимаются двумя болтами через пружину и изолятор. По окружности тиристор имеет кольцевой керамический изолятор 6. Кристалл кремния имеет три $p-n$ — перехода Π_1, Π_2, Π_3 , из которых Π_1 и Π_3 имеют прямое, а Π_2 — встречное включение по отношению к полярности приложенного к аноду А и катоду К напряжению $U_{пр}$. Когда напряжение достигает величины $U_{пер}$, а ток — $I_{пер}$, происходит пе-

реключение тиристора. Для снижения $U_{\text{пер}}$ необходимо увеличивать ток управления I_y (при $I_{ya} = 0$, при $I_{y1} U_{\text{пер}1}$, при $I_{y2} U_{\text{пер}2}$). Начиная с точки δ тиристор работает как диод на участке δ -в вольтампермерной характеристики. Когда прямой ток $I_{\text{пр}}$ снижается до значения меньшего тока удержания $I_{\text{удерж}}$, тиристор переходит в закрытое состояние. Обратная ветвь ВАХ имеет резкий перегиб при пробивном напряжении $U_{\text{проб}}$. Так как обратный ток при лавинном пробое равномерно распределяется по всей площади $p-n$ - переходов, то это не приводит к аварийному пробое тиристора.

СПП характеризуются двумя видами параметров: характеристическими и предельно допустимыми.

Характеристические параметры:

— максимальное обратное напряжение — это напряжение, соответствующее области загиба обратной ветви ВАХ или области лавинообразования лавинных СПП;

— прямое падение напряжения — это мгновенное значение напряжения на СПП при прохождении через него прямого тока;

— тепловое сопротивление СПП представляет отношение разности температур между $p-n$ - переходом и окружающей средой к мощности, рассеиваемой на СПП в установившемся режиме

$$R_{\tau} = \frac{\tau_{\text{пер}} - \tau_{\text{о.с}}}{P_{\text{СПП}}}, \text{ } ^\circ\text{C} / \text{Вт}, \quad (8.1)$$

где

$\tau_{\text{пер}}$ — температура $p-n$ - перехода СПП, $^\circ\text{C}$;

$\tau_{\text{о.с}}$ — температура окружающей среды, $^\circ\text{C}$;

$P_{\text{СПП}}$ — мощность, рассеиваемая на СПП, Вт.

Предельно-допустимые параметры:

— предельный ток СПП ($I_{\text{пред}}$) — наибольшее допустимое среднее за период значение тока частотой 50 Гц, синусоидальной формы, протекающий через полупроводниковый прибор в однофазной схеме на активную нагрузку;

— повторяющееся обратное напряжение ($U_{\text{повт}}$) — наибольшее мгновенное значение напряжения, прикладываемое к СПП в обратном направлении и характеризующее класс прибора, который равен повторяющемуся напряжению в сотнях вольт, первый класс соответствует 100 В.

При выполнении мощных выпрямителей возникает необходимость в групповом последовательно-параллельном соединении

СПП для обеспечения требуемого выпрямленного тока и получения достаточной электрической прочности.

Параллельное соединение диодов используется в тех случаях, когда максимальный допустимый ток одного диода оказывается недостаточным для обеспечения требуемого выпрямленного тока. Параллельно соединяют однотипные диоды, но из-за разброса их параметров ток нагрузки выпрямителя распределяется между ними неравномерно: одни диоды перегружаются током и перегреваются, другие оказываются недоиспользованными. Количество параллельно соединенных диодов определяется по максимальному току выпрямителя $I_{d\max}$, который принимается с учетом допустимой перегрузки

$$n = K_{н.р} \cdot I_{d\max} / I_{пред} \cdot m_{\phi}, \quad (8.2)$$

где

n — количество параллельно соединенных диодов, округленное в большую сторону до целого значения;

$K_{н.р}$ — коэффициент неравномерности распределения тока между параллельно соединенными диодами, принимается равным 1,2;

$I_{пред}$ — предельный ток диода;

m_{ϕ} — число фаз выпрямителя.

Последовательное соединение диодов применяют в выпрямителях в тех случаях, когда отдельные диоды не обладают достаточной электрической прочностью. Количество последовательно соединенных диодов в одной ветви выбирают по максимальному повторяющемуся обратному напряжению $U_{повт. \max}$ с учетом неравномерности распределения напряжения по диодам.

$$n' = K'_{н.р} U_{повт. \max} / U_{повт} + 1 \dots 2, \quad (8.3)$$

где

n' — количество последовательно соединенных диодов, округленное в большую сторону до целого значения;

$K'_{н.р}$ — коэффициент неравномерности распределения напряжения по диодам равный 1,15;

$U_{повт. \max}$ — наибольшее повторяющееся напряжение на ветви с последовательно выключенными диодами;

$U_{повт}$ — повторяющееся обратное напряжение диода;

1...2 — число запасных диодов.

Для выравнивания напряжения на последовательно соединенных диодах, а также для защиты их от перенапряжений в процессе

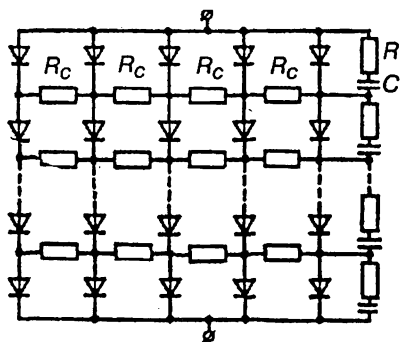


Рис. 8.8. Схема фазы выпрямителя с последовательно-параллельным соединением диодов

коммутации диоды шунтируют конденсаторами C . Однако это приводит к существенному увеличению скорости нарастания прямого тока диода в результате разряда конденсатора в цепь диода при отпирании последнего. Этот ток может привести к избыточному выделению тепловой энергии в кристалле диода и локальному пробою. Поэтому последовательно с конденсатором C включают резистор R . На рис. 8.8 приведена схема фазы выпрямителя с последовательно-параллельным соединением диодов, где между диодами

соседних ветвей устанавливаются резисторы связи R_c , сопротивление которых составляет доли ома, т.е. оно велико по сравнению с прямым сопротивлением диодов и мало по сравнению с обратным. Резисторы R_c связывают диоды всех ветвей между собой и с соответствующими конденсаторами C и резисторами R .

8.4. ТРЕХФАЗНАЯ МОСТОВАЯ СХЕМА ВЫПРЯМЛЕНИЯ

На рис. 8.9, *а* показана трехфазная мостовая схема выпрямления. Приемник выпрямленной энергии включается в каждый момент времени на междуфазное напряжение, которое существует между общим катодом диодов катодной группы VD_1, VD_3, VD_5 и общим анодом диодов анодной группы VD_2, VD_4, VD_6 . Напряжение подается через один из диодов катодной группы той фазы, напряжение которой наиболее положительное в данный момент, и через один из трех диодов анодной группы той фазы, напряжение которой наиболее отрицательное. Из диаграммы вторичных напряжений фаз a, b, c (рис. 8.9, *б*) видно, что выпрямленное напряжение, прикладываемое к нагрузке R , определяется ординатами между положительными пульсациями a, b, c и отрицательными — c, a, b . Нетрудно убедиться, что $U_{обр. max}$, прикладываемое к закрытым диодам (обычно их четыре, и только в момент переключения фаз — три) складывается из напряжений двух находящихся в данный момент в работе фаз

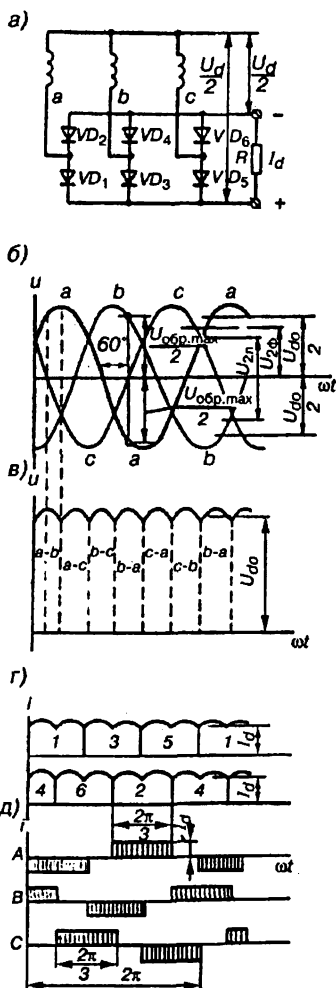


Рис. 8.9:

а — трехфазная мостовая схема выпрямления; б — диаграммы вторичных напряжений фаз; в — выпрямленного напряжения; г — токов через диоды; д — токов первичной обмотки трансформатора

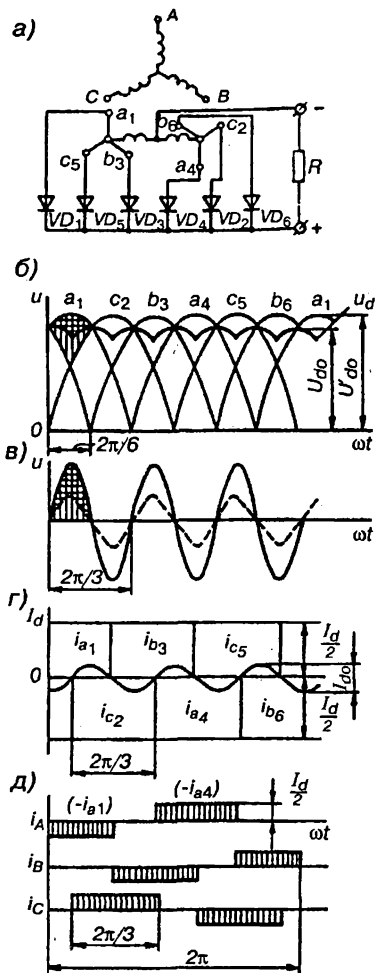


Рис. 8.10:

а — шестифазная нулевая схема выпрямления; б — диаграммы вторичных и выпрямленного напряжений; в — напряжения уравнивающего реактора; г — уравнивающий ток; д — токов первичной обмотки трансформатора

$$U_{\text{обр. max}} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{2} U_{2\phi} = 2,45 U_{2\phi}. \quad (8.4)$$

На рис. 8.9, в показана диаграмма выпрямленного напряжения. Оно имеет пульсирующую форму, за один период переменного напряжения — шесть пульсаций выпрямленного. Среднее выпрямленное напряжение холостого хода U_{do} можно получить по выражению

$$U_{do} = 1,35 U_{2л} = 2,34 U_{2\phi}, \quad (8.5)$$

где

$U_{2л}$ и $U_{2\phi}$ — линейное и фазовое напряжения вторичной обмотки трансформатора. На диаграмме указаны фазы, которые создают в каждый момент выпрямленное напряжение, так в течение времени первой пульсации работают фазы a и b , а потом a и c .

На рис. 8.9, г приведена диаграмма токов, протекающих через диоды катодной группы (1, 3, 5) и анодной группы (4, 6, 2). На рис. 8.9, д приведена диаграмма токов первичной обмотки трансформатора, на которой показана длительность и направление протекания тока (положительное — выше оси ωt , отрицательное — ниже). Третью периода тока протекает по фазе трансформатора в одном направлении, а другая треть — в обратном, треть периода ток в фазе отсутствует.

8.5. ШЕСТИФАЗНАЯ НУЛЕВАЯ СХЕМА ВЫПРЯМЛЕНИЯ

Вторичные обмотки трансформатора шестифазной нулевой схемы выпрямления представляют собой две трехфазные звезды, имеющие сдвиг по фазе 180° (рис. 8.10, а). Нулевые точки этих "звезд" N_1 и N_2 соединены между собой через уравнивательный реактор УР, представляющий большое индуктивное сопротивление со средней точкой N , являющейся отрицательным (минусовым) выводом выпрямителя для внешней цепи. Положительным (плюсовым) выводом будет общий катод. Выводы одной "звезды" имеют нечетную нумерацию (a_1, c_3, c_5), а другой — четную (a_4, c_6, c_2). Нумерация фаз показывает очередность их работы (рис. 8.10, б). При холостом ходе каждая фаза работает $1/6$ часть периода, напряжение выпрямителя изменяется по верхней пульсирующей кривой ($a_1, c_2, c_3, a_4, c_5, c_6$) и выпрямленное напряжение (средне за период) равняется U_{do} . Такую схему выпрямления нередко называют "две обратные звезды с уравнительным реактором".

При подключении к выпрямителю нагрузки R возникает ток, который протекает через уравнильный реактор УР, обеспечивающий параллельную работу двух "звезд", несмотря на неравенство их мгновенных напряжений, показанное штриховкой на рис. 8.10, б под действием разности напряжений по работающим фазам и реактору УР протекает уравнильный ток, наводящий в секциях УР ЭДС. При этом наведенная ЭДС уменьшает напряжение фазы "звезды", где оно выше, и повышает его в фазе "звезды", имеющей в данный момент более низкое напряжение. Благодаря такой работе уравнильного реактора в любой момент времени выравнивается напряжение двух работающих фаз разных "звезд" и оно равняется полусумме напряжений этих фаз. При этом снижается напряжение на выходе выпрямителя, он начинает работать с напряжением, меняющимся на более низкой пульсирующей кривой и равным U_{do} . Снижение выпрямленного напряжения составляет около 15% ($U_{do} = 0,85 U'_{do}$), оно происходит на отрезке изменения выпрямленного тока I_d от нуля до критического тока $I_{кр} = I_{do}$ (соответствует U_{do}), который составляет около 1% номинального тока выпрямителя. При выпрямленном токе от 0 до $I_{кр}$ выпрямитель работает в шестифазном режиме, когда $U_{do} = 1,35 U_{2\phi}$, а при выпрямленном токе более $I_{кр}$ переходит в трехфазный режим, при котором в работе постоянно находятся две фазы разных звезд трансформатора и $U_{do} = 1,17 U_{2\phi}$.

Напряжение уравнильного реактора складывается из напряжений двух его секций. На рис. 8.10, в пунктиром показана диаграмма напряжения одной секции, а жирной линией диаграмма напряжения всего уравнильного реактора, которое изменяется с тройной частотой, т.е. ЭДС, наводящееся в секциях реактора имеет частоту 150 Гц и равно разности напряжений двух смежных фаз. Уравнильный ток (рис. 8.10, г) изменяется также с частотой 150 Гц и сдвинут относительно напряжения на 90° , так как протекает по внутренней цепи выпрямителя через открытые диоды двух фаз, накладываясь на их выпрямленный ток $I_d/2$, в одном диоде уменьшает его, в другом — увеличивает. Внутренняя цепь выпрямителя имеет практически индуктивный характер, чем и объясняется сдвиг по фазе на 90° между током и напряжением уравнильного реактора. Для рассматриваемой схемы выпрямления

$$U_{обр.маx} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{2} U_{2\phi} = 2,45 U_{2\phi}. \quad (8.6)$$

Диаграмма токов в первичной (сетевой) обмотке трансформатора выпрямительной установки приведена на рис. 8.10, д. Она является как бы зеркальным отражением токов соответствующих фаз вторичных обмоток трансформатора. Из диаграммы видно, что каждая фаза сетевой обмотки работает $2/3$ периода промышленной частоты, $1/3$ периода совместно с фазой одной вторичной "звезды" и $1/3$ периода — другой "звезды".

Вольт-амперная (внешняя) характеристика схемы выпрямления представлена на рис. 8.11. Из ВАХ видно, что при снижении выпрямленного тока от $I_{кр}$ до 0 напряжение повышается от $U_{до}$ до $U'_{до}$ пикообразно. Такое резкое повышение выпрямленного напряжения при переходе с параллельной к раздельной работе вторичных "звезд" является недостатком рассматриваемой схемы выпрямления.

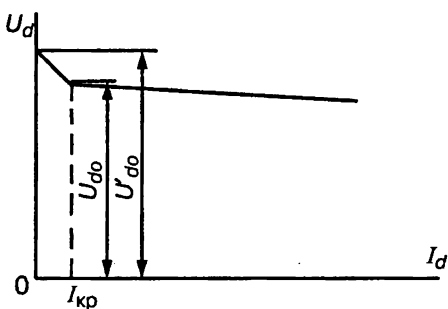


Рис. 8.11. Вольт-амперная (внешняя) характеристика нулевой схемы выпрямления

8.6. ТРЕХФАЗНЫЕ ДВЕНАДЦАТИПУЛЬСОВЫЕ ДВУХМОСТОВЫЕ СХЕМЫ ВЫПРЯМЛЕНИЯ

Исторически сложилось так, что на протяжении длительного времени применялись на тяговых подстанциях выпрямители, включенные по шестипульсовым (мостовым или нулевым) схемам выпрямления. Такие схемы имеют существенные недостатки, которые можно значительно снизить применением трехфазных двенадцатипульсовых схем выпрямления. Такие схемы позволяют:

- повысить коэффициент мощности тяговых подстанций до 0,97...0,98;

- улучшить форму кривой потребляемого от сети тока и тем самым повысить качество электрической энергии;

— улучшить форму кривой выпрямленного напряжения и снизить влияние тяговой сети на линии связи;

— повысить уровень напряжения в тяговой сети без применения специальных устройств регулирования напряжения;

— снизить расходы электротехнических материалов, затрагиваемых на изготовление выпрямителей;

Двенадцатипульсовые схемы выпрямления образуются из двух трехфазных мостовых шестипульсовых схем выпрямления, соединенных последовательно (рис. 8.12, а) и параллельно (рис. 8.12, б), у которых амплитуды выпрямленных напряжений сдвинуты на угол $2\pi/12$. Для выполнения этого условия вторичные обмотки трансформатора T соединяют: одну — "звездой", другую — "треугольником". Первичная (сетевая) обмотка трансформатора может соединяться как в "звезду", так и в "треугольник". При параллельном соединении трехфазных схем выпрямления требуется уравнильный реактор УР (см. рис. 8.12, б). Обозначение диодных плеч состоит из двух индексов: первый — номер диода в порядке их открытия при работе схемы; второй — условное обозначение "звезды" или "треугольника". Токи четных групп диодов выпрямителя обозначены на схемах $i_{вч}$, нечетных — $i_{вн}$, а токи фаз — $i_{а\Delta}$ (ток фазы "а" обмотки трансформатора, соединенной "треугольником"). Схема выпрямления с последовательным соединением двух шестипульсовых мостовых схем не требует уравнильного реактора и поэтому предпочтительнее. В этой схеме катод мостовой схемы "звезды" K_{Δ} соединен с анодом "треугольника" A_{Δ} нагрузка подключается к выводам "+ U_d " и "— U_d ". В каждой мостовой схеме работают одновременно два диода: один — из катодной группы, другой — из анодной. При совместной работе двух схем в работе находятся одновременно четыре диода, что видно на диаграмме (рис. 8.12, д), напряжение одной схемы складывается с напряжением другой (рис. 8.12, е), в результате чего на нагрузку поступает двенадцатипульсовое выпрямленное напряжение. Напряжение холостого хода на зажимах выпрямителя

$$U_{do} = 4,68 U_{2\phi}, \quad (8.7)$$

где

$U_{2\phi}$ — фазовое напряжение вторичной обмотки трансформатора, которое равняется 750 В.

При параллельном соединении мостовых схем выпрямления (см. рис. 8.12, б), напряжения которых сдвинуты на 30° и выравнивают

ся на нагрузке уравнительным реактором УР. В результате этого на нагрузку поступает двенадцатипульсовое напряжение с меньшей, чем у шестипульсовых схем, амплитудой пульсаций (рис. 8.12, *з*). Токи же двух схем выпрямления на нагрузке суммируются, т.е. по каждой из них протекает ток примерно равный $I_d/2$. Диаграмма токов при совместной работе выпрямителей показана на рис. 8.12, *е*.

Максимальное обратное напряжение на диоде для рассматриваемых двенадцатипульсовых схем:

последовательного типа

$$U_{\text{обр.мах}} = 0,522 U_{d0}, \quad (8.8)$$

параллельного типа

$$U_{\text{обр.мах}} = 1,045 U_{d0}. \quad (8.9)$$

8.7. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ. КОНСТРУКЦИЯ И ПАРАМЕТРЫ ОБОРУДОВАНИЯ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ

Основным оборудованием преобразовательных агрегатов являются преобразовательные (тяговые) трансформаторы и выпрямители.

Преобразовательные трансформаторы предназначены для питания выпрямителей. От обычных понижающих трансформаторов преобразовательные отличаются схемой соединения вторичных обмоток, наличием уравнительного реактора при схеме "две обратные звезды с уравнительным реактором", специфическими условиями работы: значительными колебаниями токов нагрузки; возможностью пробоя диодов фазы; сравнительно частыми КЗ на землю, коммутационными и атмосферными перенапряжениями. Все эти особенности необходимо учитывать при разработке, выполнении и эксплуатации преобразовательных трансформаторов. Для повышения электродинамической стойкости обмоток трансформаторов в аварийных режимах увеличивают радиальный размер вторичных обмоток, снижают плотность тока в них до 2,5...3 А/мм² вместо 3...4,5 А/мм² для понижающих трансформаторов. Вторичные обмотки выполняют снаружи по отношению к первичным (сетевым) из параллельно соединенных дисковых катушек, которые прессуются специальными сегментами или кольцами. Такое крепление и компоновка обеспечивает высокую электродинамическую прочность и является более технологичным.

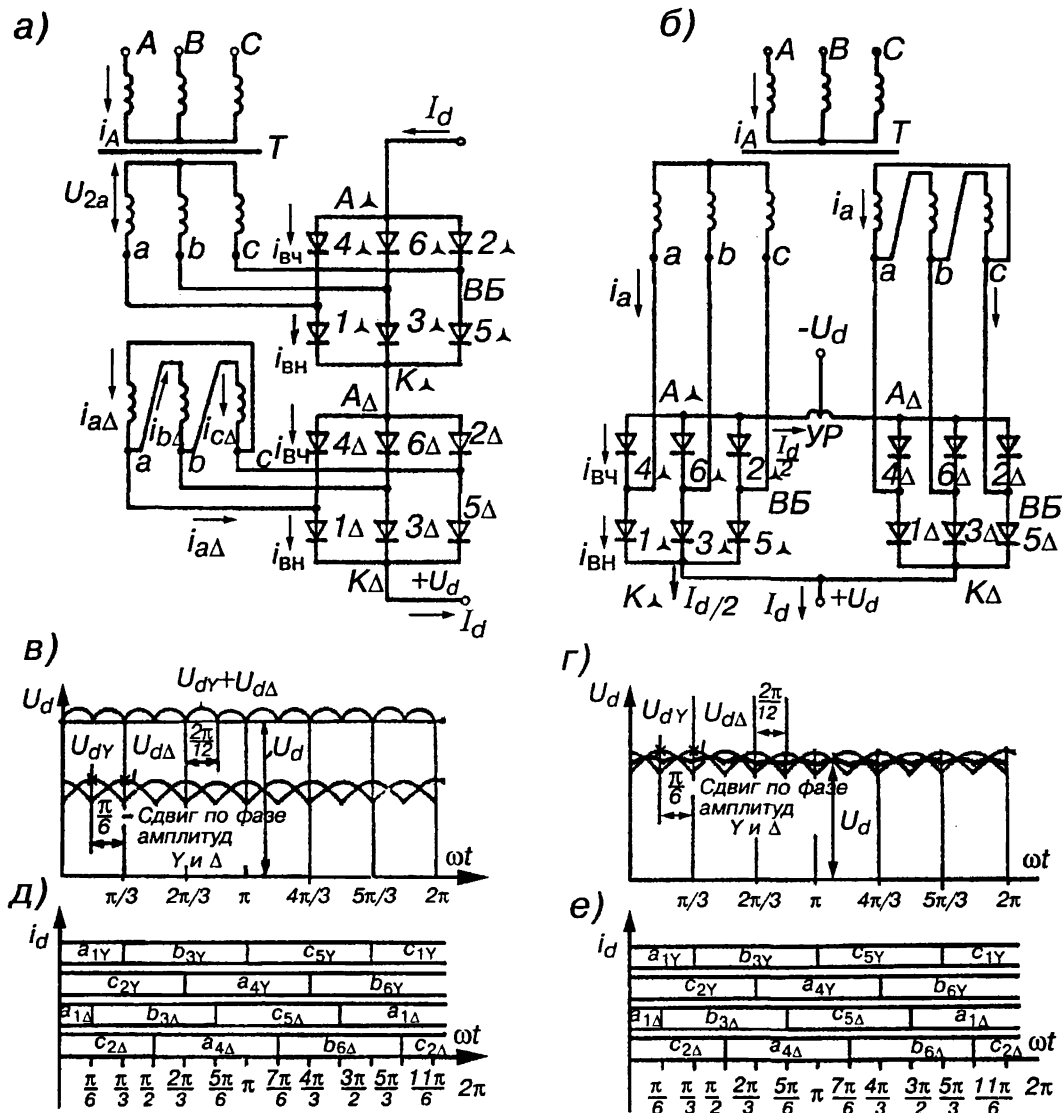


Рис. 8.12. Двенадцатипульсовые схемы выпрямления с соединением шестипульсовых схем:

a — последовательное; *б* — параллельное; *в* и *г* — диаграммы выпрямленных напряжений; *д* и *е* — диаграммы токов в диодах вторичных обмоток трансформаторов

В эксплуатации находятся различные преобразовательные трансформаторы для шестифазных нулевых схем выпрямления с уравнительным реактором типов ТМПУ-16000/10ЖУ1, ТМПУ-6300/35ЖУ1 и для трехфазных мостовых — ТДП-12500/10ЖУ1, ТМП — 6300/35ИУ1. Для двенадцатипульсовой схемы на базе трансформатора ТДП-12500/10ЖУ1 разработан преобразовательный трансформатор ТРДП-12500/10ЖУ1. Тип трансформатора расшифровывается так:

Т — трехфазный, М — масляный, Д — с дутьевым охлаждением, Р — с расщепленной вторичной обмоткой, П — для полупроводниковых выпрямителей, У — с уравнительным реактором; число после буквенного обозначения — типовая мощность; число через дробь — номинальное напряжение первичной обмотки; Ж — железнодожержный; У — для умеренного климата, 1 — для наружного размещения. Технические характеристики преобразовательных трансформаторов приведены в табл. 8.1.

Таблица 8.1.

Параметры преобразовательных трансформаторов

| Тип преобразовательного трансформатора | Номинальная мощность $S_{\text{ном.т}}, \text{кВ}\cdot\text{А}$ | Номинальное напряжение обмотки, кВ | | Испытательное напряжение КЗ $U_{\text{к}}, \%$ |
|----------------------------------------|--------------------------------------------------------------------|------------------------------------|--------------------------------|---------------------------------------------------|
| | | первичной $U_{1\text{ном}}$ | вторичной $U_{2\text{ном}}$ | |
| ТДП-12500/10ЖУ1 | 11800 | 6; 10 | 1,52 | 7 |
| ТМПУ-6300/35ЖУ1 | 4640 | 6; 10; 35 | 3,02 | 9,5 |
| ТМПУ-16000/10ЖУ1 | 11840 | 6; 10 | 3,02 | 6,1 |
| ТРДП-12500/10ЖУ1 | 11400 | 6,3; 10,5 | 2,61 1,305 | 8,2 |

Примечание: ТРДП-12500/10ЖУ1 имеет $U_{2\text{ном}} = 2,61 \text{ кВ}$ при параллельном соединении мостовых схем выпрямления; $U_{2\text{ном}} = 1,305 \text{ кВ}$ — при последовательном.

Типовая мощность преобразовательных трансформаторов представляет собой мощность обычного понижающего трансформатора, бак и магнитопровод которого использованы при изготовлении преобразовательного трансформатора. Типовая мощность обычно больше номинальной, так как в бак соответствующей типовой мощности понижающего трансформатора устанавливают магнитопровод с обмотками усиленного крепления и уравнильный реактор.

Первичные обмотки трансформаторов имеют ответвления, с помощью которых, отключив трансформатор, можно изменять его коэффициент трансформации в пределах $\pm 5\%$. Переключение ответвлений осуществляется тремя однофазными переключателями без возбуждения (ПБВ), то есть при отключении тока нагрузки. Переключатель имеет три ступени регулирования: положение I соответствует наибольшему, положение II — номинальному и положение III — наименьшему значению напряжения на первичной стороне трансформатора при неизменном напряжении на вторичных обмотках.

Выпрямители на силовых полупроводниковых приборах (СПП) применяются на тяговых подстанциях с 1965 г. В начальный период внедрения выпрямителей на основе СПП было разработано несколько их типов с различными видами охлаждения.

Выпрямители с принудительным воздушным охлаждением типов УВКЭ-1, ПВЭ-2, ПВЭ-3, ПВЭ-3М, ПВК-6 устанавливались в помещениях, а их охлаждение осуществлялось путем подачи воздуха вентиляторами. В первом выпрямителе УВКЭ-1 использовались диоды нелавинного типа В-200-8 в количестве 720 штук. В последующих разработках выпрямителей шли по пути уменьшения количества диодов за счет повышения их класса и применения лавинных диодов ВЛ-200. Наиболее широкое применение на тяговых подстанциях получили выпрямители с естественным воздушным охлаждением в связи с простотой их обслуживания и высокими технико-экономическими показателями.

Выпрямитель типа ПВЭ-5АУ1 (преобразователь выпрямительный для электротяги, модификации 5 А, климатическое исполнение У, для размещения вне помещений) получил в свое время довольно широкое распространение на тяговых подстанциях. Применяются две модификации выпрямителя: для трехфазной мостовой схемы выпрямления и для шестифазной нулевой. В комплект входят: выпрямитель, состоящий из шести шкафов с диодами, шкаф с

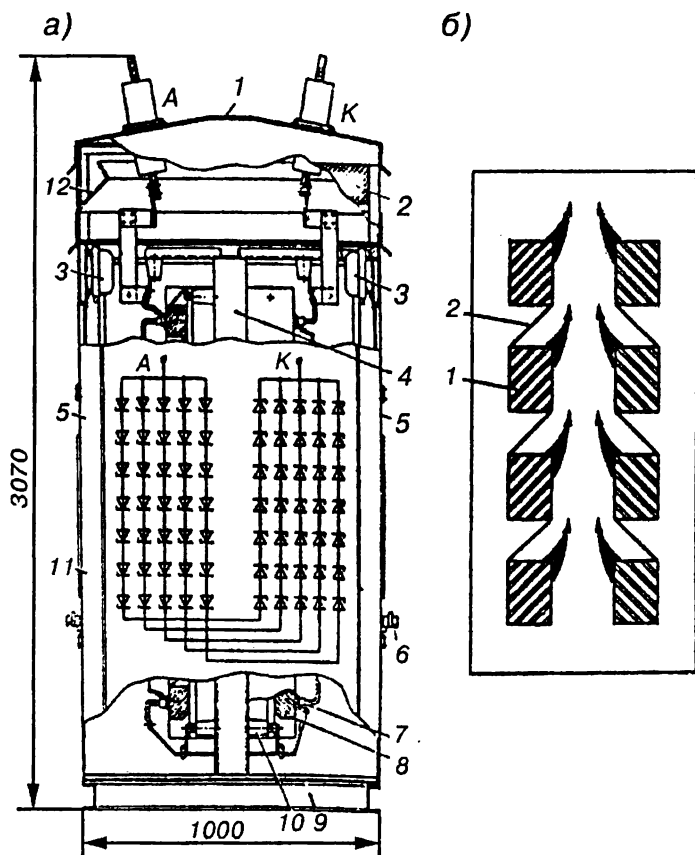


Рис. 8.13:

а — шкаф выпрямителя ПВЭ-5АУ1; б — расположение в нем блоков диодов с охладителями

РС-контурами, шкаф с разрядниками РБК-3 и шкаф с реле земляной защиты. На рис. 8.13, а показан шкаф 11 с диодами 7, соединяемыми в последовательные ветви по 14 штук, расположенных по вертикали по 7 штук с двух сторон шкафа, и по 5 параллельных ветвей. Диоды типа ВЛ-200 от 10 до 20 класса с охладителями 8 установлены на изоляторах 10, закрепленных на металлическом каркасе 4. Анодный и катодный выводы диодной группы шкафа-фазы соединены с проходными изоляторами А и К, закрепленными

на крыше 1. Шкаф двустороннего обслуживания имеет двери 5 с электромагнитными замками 6. В верхней части шкафа имеется диффузор 12, обеспечивающий выход нагретого воздуха наружу и предохраняющий элементы шкафа от атмосферных осадков. Сетки 2 и 9 защищают охлаждающие отверстия. Для осмотров и ремонтных работ шкаф снабжен двумя светильниками 3. Блоки диодов с охладителями расположены в одной вертикальной плоскости (рис. 8.13, б). Чтобы исключить перегрев охладителей 1 верхних блоков воздухом, нагретым нижними, между соседними рядами охладителей устанавливаются наклонные экраны 2, направляющие поток теплого воздуха в канал между охладителями. Это позволило значительно уменьшить габариты шкафов выпрямителя.

Шкафы выпрямителя устанавливают на открытой части подстанции на железобетонных конструкциях на высоте не менее 1 м от уровня планировки поверхности, что обеспечивает хороший доступ охлаждающего воздуха в шкаф.

Для использования выпрямителя ПВЭ-5АУ1 в составе двенадцатипульсового выпрямительного агрегата последовательного типа с каждой стороны шкафа устанавливают дополнительно по одному горизонтальному ряду диодов с охладителями. Затем на одной стороне шкафа изменяют направление диодов. Одноименные выводы анодные А и катодные К объединяют и подключают к проходным изоляторам. В середине полуфаз устанавливают переключки, соединяющие все пять ветвей диодов, и подключают их к одной из фаз вторичной обмотки преобразовательного трансформатора. В середине фазы также устанавливают переключку и подключают ее к катодному выводу. Аноды полуфаз объединяют на анодном выводе. Таким образом, каждый из шести шкафов выпрямителя после реконструкции представляет два плеча мостовой схемы, три шкафа подключаются к одной трехфазной вторичной обмотке трансформатора, а три — к другой. Такая реконструкция ПВЭ-5АУ1 позволяет продлить его работу уже в новых условиях эксплуатации.

Выпрямитель ТПЕД-3150-3,3к-У1 (трехфазный преобразовательный с естественным охлаждением диодный) изготавливается на номинальный ток 3150 А и номинальное напряжение 3,3 кВ для эксплуатации в умеренном климате и предназначается для размещения на открытой части подстанции. Выпрямитель собирается из таблеточных диодов ДЛ133-500-14 (диод лавинный на 500 А 14-го класса) с охладителями, обеспечивающими прижимное усилие за

счет прижимного устройства 10 кН. Выпрямитель состоит из шести шкафов, в каждом из которых размещены 48 диодов с охладителями, а также конденсаторы и резисторы. На крыше каждого шкафа размещаются шесть проходных изоляторов, через которые осуществляется подключение к шинам (плюсовой и минусовой) и вторичным обмоткам преобразовательных трансформаторов. Шкафы обслуживаются с двух сторон. Передние и задние двери снабжены механическими замками, замками электромагнитной блокировки и конечными выключателями, обеспечивающими отключение выпрямителя от высокого напряжения при открывании дверей.

Схемы главных электрических соединений выпрямителей зависят от схемы выпрямления. На рис. 8.14, а показано подключение выводов шкафов выпрямителя при двенадцатипульсовой последовательной схеме. Разрядники, защищающие выпрямитель от перенапряжений, подключаются между выводами вторичных обмоток трансформатора. С выпрямителем последовательного типа комплектуются разрядники РВКУ-1,65 АО1. На рис. 8.14, б показана схема подключения шкафов выпрямителя при двенадцатипульсовой параллельной схеме выпрямления, шкафы которого имеют по четыре вывода на крыше. Шкафы описанной конструкции могут

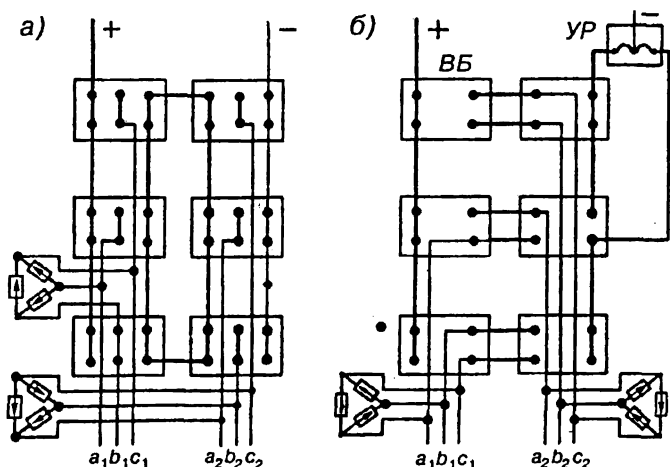


Рис. 8.14. Подключение шкафов выпрямителя ТПЕД-3150-3,3 к:

а — при двенадцатипульсовой последовательной; б — параллельной схеме выпрямления

быть использованы и при других схемах выпрямления (шестипульсовых мостовой и нулевой).

Результатом дальнейшей разработки выпрямителей этой серии является выпрямитель типа ВТПЕД-3,15к-3,3к-21-У1 на номинальный ток 3,15 кА и напряжение 3,3 кВ, выполненный на диодах ДЛ153-2000-20 УХЛ2. Диод на ток 2000 А с двумя охладителями представляет собой отдельный блок, теплоотвод от которого осуществляется дистиллированной деаэрированной водой. Выпрямитель выполняется из 48 блоков (8 штук на фазу), защищается от перенапряжений разрядниками типа РВКУ-3,3 АО1.

Схема преобразовательного агрегата приведена на рис. 8.15. Агрегат состоит из преобразовательного (тягового) трансформатора T типа ТДП-12500/10 ЖУ1 и выпрямителя UD типа ТПЕД-3150-3,3 к-У1. К шинам РУ-10 кВ преобразователь подключается через выключатель масляный типа ВКЭ-10-20/1000 УЗ или вакуумный ВВЭ-10. К трансформаторам тока TA_1 и TA_2 типа ТЛМ-10-1УЗ подключены: амперметр, релейные защиты (МТЗ и токовая осечка), устройства автоматики включения резервного преобразовательного агрегата. Заземляющие ножи QSG_1 используются для обеспечения безопасности производства ремонтных работ. Трансформатор имеет защиты: газовую (РГ) — от внутренних повреждений, связанных с нарушением изоляции обмоток; от понижения уровня масла, расширителя (РУР); термическую. — от предельного повышения температуры масла (термосигнализаторы $ТС_1$ и $ТС_2$).

Выпрямитель UD типа ТПЕД-3150-3,3 к-У1 подключается к вторичной обмотке трансформатора T , соединенной в "треугольник". Мостовая схема выпрямления, по которой собран преобразовательный агрегат, обеспечивает на шинах 3,3 кВ шестипульсовое выпрямленное напряжение. Выпрямитель защищается от коммутационных перенапряжений разрядниками FV_1 , FV_2 , FV_3 типа РВКУ-3,3АО1, а диодные ветви плеч моста — резисторно-конденсаторными RC -контурами, которые также снижают скорость нарастания обратного напряжения, прикладываемого к диодам. К шинам РУ-3,3 кВ выпрямитель подключается быстродействующим выключателем QF и разъединителем QS . Выключатель типа ВАБ-43 (ВАБ-49) защищает выпрямитель и трансформатор от обратных токов, возникающих при пробое изоляции или диодов. Разъединитель типа РВРЗ-1-10/4000 с приводом типа ПР-3УЗ или ПЧ-50 используется при ремонтных работах, а его заземляющий нож QSG кроме заземления выключателя QF и выпрямителя UD обеспечивает разряд конденса-

торов C (в комплекте 2 конденсатора) типа ФСТН-16У2 через рядный резистор R_1 типа ПЭ-75. Конденсатор C , защищаемый предохранителем FU_1 типа ПК-1-20/20-20УЗ, служит для отфильтровывания высокочастотных гармоник, возникающих в процессе выпрямления переменного тока, чтобы они не могли распространяться за пределы тяговой подстанции и создавать высокочастотные радиопомехи в тяговой сети. Измерение выпрямленного напряжения и тока преобразователя производится с помощью вольтметра PV и амперметра PA . Вольтметр типа М-151 проградуирован в киловольтах (0–4 кВ) с учетом резистора R_3 типа Р-10У, который ограничивает ток в цепи прибора. Защищается вольтметр PV предохранителем FU_2 типа ПКТН-10УЗ. Амперметр типа М-151 включается в цепь выпрямленного тока с помощью шунтового резистора R_2 и градуируется в килоамперах (0–4 кА).

Включение преобразовательного агрегата под нагрузку производится поочередным включением выключателей QF , со стороны 3,3 кВ и Q со стороны 10 кВ при включенном разъединителе QS (заземляющие ножи QSG_1 и QSG_2 отключены). Защита выпрямителя от пробоя изоляции на контур заземления выпрямителя осуществляет комплект земляной защиты AK , подключаемой к контуру заземления оборудования выпрямителя (шкафы, фланцы изоляторов выпрямителей) и к наружному контуру заземления подстанции. Защита при пробое изоляции действует на отключения выключателей Q и QF со стороны шин 10 и 3,3 кВ.

8.8. СГЛАЖИВАЮЩИЕ УСТРОЙСТВА ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

При преобразовании трехфазного переменного тока в постоянный с помощью выпрямителей кривая выпрямленного напряжения является пульсирующей. У шестипульсовых преобразователей, применяемых на тяговых подстанциях, на интервал времени одного периода основной частоты переменного тока 50 Гц приходится шесть пульсаций, у двенадцатипульсовых — двенадцать. Периодичность пульсаций при этом составляет $50 \times 6 = 300$ Гц или $50 \times 12 = 600$ Гц. Выпрямленное напряжение можно разложить на постоянную U_d и переменную U_{an} составляющие. Переменная составляющая в свою очередь раскладывается на ряд гармонических переменных напряжений. При частоте первой гармоники $f_1 = 300$ Гц, частоты последующих гармоник, кратные их номерам, равня-

ются соответственно $f_2 = 600$ Гц, $f_3 = 900$ Гц, $f_4 = 1200$ Гц и т.д., а при $f_1 = 600$ Гц — $f_2 = 1200$ Гц, $f_3 = 1800$ Гц. С возрастанием частоты гармоник снижаются амплитуды их напряжений. Во многих случаях переменное напряжение энергосистемы несинусоидально, что увеличивает пульсации гармоник и приводит к появлению других, кратных частоте 100 Гц (100; 200; 400; 500 Гц и выше).

Наличие гармоник звуковой частоты (100... 900 Гц и выше) в кривой выпрямленного напряжения приводит к протеканию в тяговой сети токов одноименных частот. Вокруг проводов контактной сети возникает переменное магнитное поле, которое наводит в проводах воздушных линий связи ЭДС этих частот, под действием которых создаются переменные токи, оказывающие мешающие воздействия на телефонную аппаратуру.

Сглаживающие устройства, устанавливаемые в РУ-3,3 кВ, призваны не пропускать с тяговой подстанции в контактную сеть токи высших гармоник. Принципиальная схема сглаживающего устройства (СУ) показана на рис. 8.16, а. Для того, чтобы токи гармоник с выпрямителя UD преобразовательного агрегата не проникали в тяговую сеть, ее нужно зашунтировать, соединив накоротко точки a и b . Через шунт будут проходить не только переменные токи гармоник, но и постоянный ток, возникнет короткое замыкание между фидером контактной сети и рельсовым фидером. Для предупреждения КЗ в шунт включают конденсатор C . Постоянная составляющая выпрямленного напряжения не может создать ток в шунте, но и для переменного тока конденсатор является определенным сопротивлением, емкостная составляющая которого обратно пропорциональна частоте тока $X_c = 1/2 \cdot \pi \cdot f \cdot C$. Активное сопротивление конденсатора R_c , определяемое по тангенсу угла диэлектрических потерь $\tan \delta$ значительно меньше емкостного $R_c = \tan \delta \cdot X_c = \tan \delta / 2 \pi f \cdot C$. Для компенсации емкостного сопротивления конденсатора последовательно с ним включается катушка индуктивности L , которая настраивается вместе с конденсатором в резонанс на мешающую частоту. Для резонанса на частоте гармоники n необходимо соблюдение условия

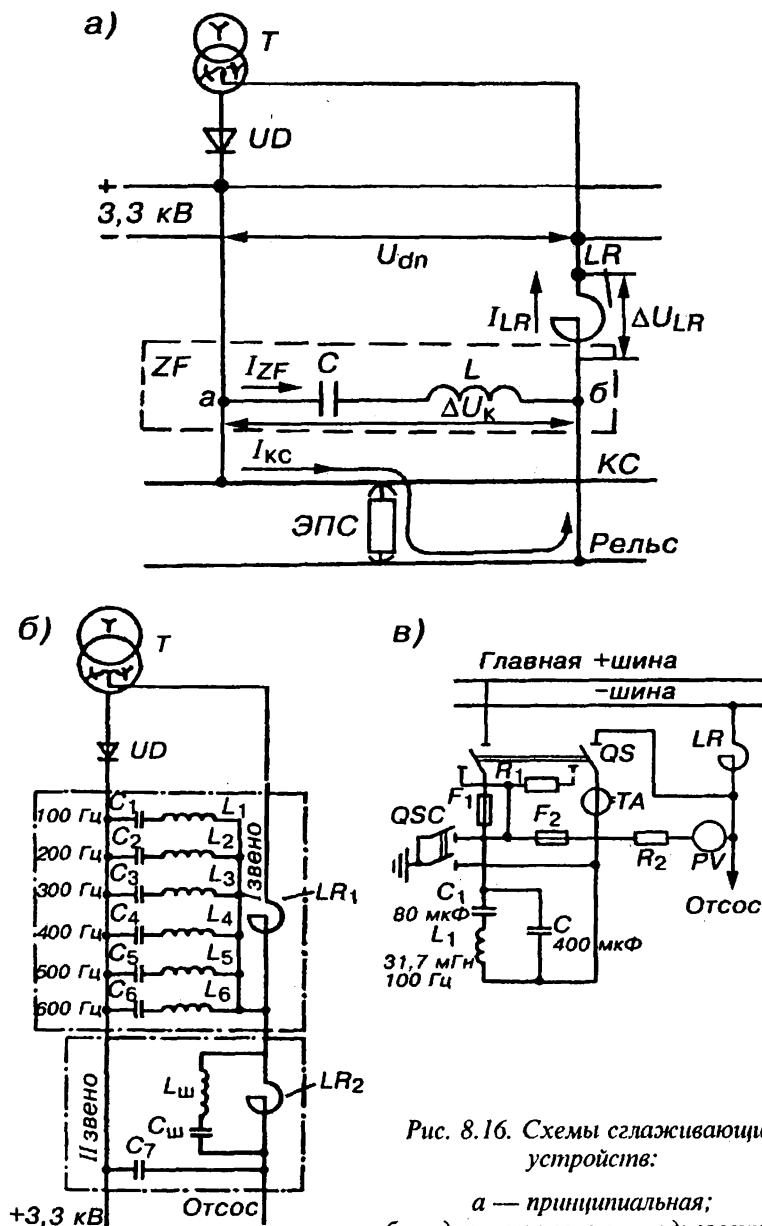
$$X_{cn} = X_{Ln} \text{ или } 1/2 \pi f_n \cdot C = 2\pi f_n \cdot L, \quad (8.10)$$

где

f_n — частота гармоники n ;

C — емкость конденсатора;

L — индуктивность катушки.



Для снижения токов гармоник в рельсовый фидер включается реактор LR , имеющий большое индуктивное сопротивление X_{LR} и малое активное R_{LR} . Ток гармоники в точке a разветвляется на ток I_{ZF} частотного фильтра ZF и ток I_{kc} контактной сети. При этом, чем меньше сопротивление LC -контура фильтра ZF , тем больший ток идет по нему и меньше ответвляется в контактную сеть. Величина этих токов зависит от падения напряжения ΔU_k на резонансном контуре, которое можно снижать за счет уменьшения сопротивления LC -контура и увеличения сопротивления реактора. Последнее ведет к снижению тока гармоники I_{LR} , а значит и тока I_{ZF}

$$I_{LR} = I_{ZF} + I_{kc}. \quad (8.11)$$

Сглаживающее действие фильтра ZF , предназначенного для той или иной гармоники, характеризуется коэффициентом сглаживания

$$K_{сгл.n} = \frac{U_{dnn}}{\Delta U_{kn}} \quad (8.12)$$

где

n — номер гармоники;

U_{dnn} — напряжение гармоники n до сглаживающего устройства;

ΔU_{kn} — напряжение гармоники n после сглаживающего устройства.

Так как токи I_{LR} и I_{ZF} отличаются незначительно, то в выражении (8.12) можно от отношения напряжений перейти к отношению сопротивлений

$$K_{сгл.n} = \frac{Z_{LRn}}{Z_{ZFn}} \approx \frac{X_{LRn}}{R_{ZFn}}. \quad (8.13)$$

В выражении (8.13) учитывается, что активная составляющая сопротивления реактора незначительна по сравнению с его реактивной составляющей X_{LRn} , а последняя значительно превышает активную составляющую сопротивления фильтра R_{ZFn} . Активное сопротивление LC -контура складывается из активного сопротивления конденсатора R_{cn} и активного сопротивления катушек L , проводов и контактов

$$R_{ZFn} = \alpha \cdot R_{cn} = \frac{\alpha \cdot \operatorname{tg} \delta}{2\pi \int_n \cdot C_n}. \quad (8.14)$$

Выражение (8.13) можно записать

$$K_{\text{сгл.}n} = \frac{2\pi \int_n \cdot L_{LRn}}{\alpha \cdot \operatorname{tg} \delta / 2\pi \int_n \cdot C_n} = \frac{(2\pi \int_n)^2}{\alpha \operatorname{tg} \delta} \cdot L_{LRn} \cdot C_n, \quad (8.15)$$

где

α — коэффициент, учитывающий активное сопротивление катушек, проводов, контактов LC -контура;

L_{LRn} — индуктивность реактора для гармоник;

C_n — емкость конденсатора LC -контура для гармоник

На рис. 8.16, *а* показан один LC -контур частотного фильтра ZF . В действительности применяется несколько параллельно включенных резонансных контуров. Каждый контур настраивается в резонанс на определенную частоту из числа тех, что имеются в выпрямленном напряжении. Спектр частот в переменной составляющей выпрямленного напряжения от 100 до 6000 Гц. Наибольшее мешающее воздействие на линии связи оказывают гармоник от 100 до 1500 Гц. На рис. 8.16, *б* показана схема двухзвенного сглаживающего устройства. Первое звено состоит из шестиконтурного фильтроустройства и реактора $L R_1$ на частоты от 100 до 600 Гц. Второе звено рассчитано на сглаживание гармоник с частотой выше 600 Гц, оно включает конденсатор C_7 и реактор $L R_2$, параллельно которому включен контур $L_{\text{ш}} C_{\text{ш}}$. Этот контур вместе с реактором настроен на частоту 300 Гц, для гармоник которой он является "фильтр-пробкой", то есть бесконечно большим сопротивлением.

В сглаживающих устройствах тяговых подстанций применяют реакторы типа РБФАУ-3,3-6500/3250 У2 (реактор бетонный, фильтровый, алюминиевый, универсальный, номинальное напряжение 3,3 кВ, номинальный ток 6500 или 3250 А, для умеренного климата, для установки в камерах с металлическими ограждениями). Для резонансных контуров используются фильтровые бумажно-масляные конденсаторы типа ФМТ-4-12 (номинальное напряжение 4 кВ, номинальная емкость 12 мкФ) и ФСТ-4-13, заполненные синтетической жидкостью (номинальное напряжение 4 кВ, номинальная емкость 13 мкФ). Катушки индуктивности и конденсаторы устанавливаются в отдельном помещении зданий тяговой подстанции, а реакторы, имеющие большую массу и габариты, располагают в специальной пристройке к зданию или в металлических камерах с асбоцементной облицовкой.

Важным преимуществом внедрения на тяговых подстанциях двенадцатипульсовых схем выпрямления является возможность приме-

нения более простых и экономичных сглаживающих устройств, например, однозвенных. Схема однозвенного сглаживающего устройства приведена на рис. 8.16, в. Подключение СУ к шинам РУ-3,3 кВ осуществляется разъединителем QS . Через полюс разъединителя QS к шинам подключается вольтметр PV , защищаемый предохранителем FU_2 . Рекомендуется применять реактор LR с индуктивностью равной 5 мГн, а конденсатор C — с емкостью 400 мкФ.

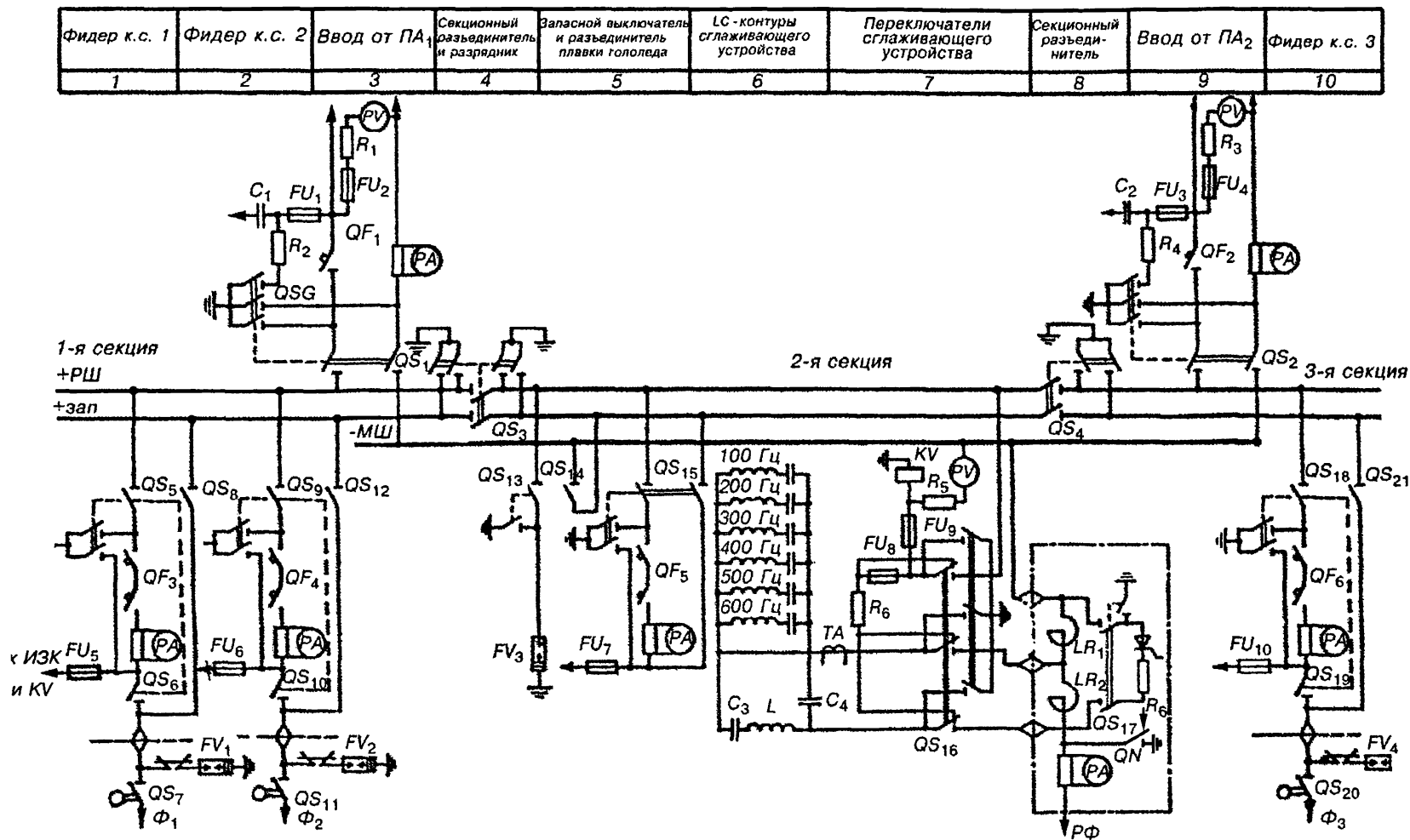
При определенных условиях в цепи СУ могут наблюдаться резонансные явления на частотах от 50 до 150 Гц, при которых резко возрастают токи гармоник в СУ и в рельсовых цепях СЦБ, что может стать причиной ложной работы устройств железнодорожной сигнализации. Для демпфирования резонансных явлений рекомендуется параллельно емкости C включать резонансный L_1C_1 -контур, настроенный на частоту 100 Гц. Наличие такого контура позволяет не только исключить резонансные явления на этой частоте, но и повысить коэффициент сглаживания.

Защищается сглаживающее устройство предохранителем FU_1 , а для контроля за работой СУ устанавливается трансформатор тока TA . В цепь вторичной обмотки TA включается амперметр и токовое реле, которое необходимо для подачи сигнала обслуживающему персоналу об увеличении тока в СУ (например, при значительной несимметрии или несинусоидальности питающего напряжения подстанции, обрыве цепи одной фазы обмотки преобразовательного трансформатора и т.д.). Ток срабатывания этой сигнализации составляет от 60 до 80 А.

8.9. СХЕМА РУ-3,3 кВ

Схема РУ-3,3 кВ (рис. 8.17) выполняется с рабочей (РШ), запасной (Зап) и минусовой (МШ) шинами. Рабочая и запасная шины состоят из трех секций, минусовая — не секционируется. К первой секции присоединяется преобразовательный агрегат $ПА_1$ и питающие линии (фидеры) контактной сети Φ_1 и Φ_2 . К третьей секции подключаются второй преобразовательный агрегат $ПА_2$ и третий фидер контактной сети Φ_3 . Ко второй секции подключен разрядник, запасной выключатель и сглаживающее устройство. От минусовой шины отходит рельсовый фидер РФ, называемый также отсасывающей линией, так как по ней ток возвращается на подстанцию из тягового рельса.

Секционирование рабочей и запасной шины двумя разъединителями QS_3 и QS_4 позволяет поочередно выводить в ремонт первую



и третью секции без полного отключения РУ–3,3 кВ. Например, при ремонте первой секции сначала отключают быстродействующие выключатели QF_3 и QF_4 фидеров контактной сети, затем их разъединители QS_5 и QS_6 первого фидера, QS_9 и QS_{10} второго фидера (они попарно управляются общим ручным приводом), на вводе от преобразовательного агрегата П А₁ отключается БВ QF_1 и разъединитель QS_1 , наконец отключается секционный разъединитель QS_3 , а секция заземляется его заземляющим ножом. После окончания ремонтных работ переключения выполняются в обратном порядке: отключают заземляющий нож, включают разъединитель QS_3 , QS_1 и БВ QF_1 , затем разъединители фидеров QS_5 , QS_6 , QS_9 , QS_{10} и БВ фидеров QF_3 и QF_4 .

На схеме показано минимальное количество фидеров контактной сети, как на рис. 8.5. На двухпутных участках электрифицированных дорог количество фидеров может быть от 5 до 12 и зависит как от количества путей электрифицированного участка, так и от путевого развития станции, на которой расположена тяговая подстанция. Рассмотрим схему фидера контактной сети Φ_1 . На фидере используются однополюсные разъединители типа РВРЗ или РВКЗ–10 на 4000 А: шинный QS_5 , линейный QS_6 и мачтовый QS_7 (типа РС–3000/3,3 с приводом типа УМП–II). Последний устанавливается за пределами помещения РУ–3,3 кВ на металлической опоре (мачте) и является фидерным разъединителем контактной сети. Для вывода выключателя QF_3 в ремонт, необходимо предварительно обеспечить питание фидера от запасной шины через обходной разъединитель QF_8 . В нормальном режиме на запасной шине напряжение отсутствует. Для подачи напряжения на запасную шину от рабочей предусмотрен запасной выключатель QF_5 с разъединителями QS_{12} . Перевод питания контактной сети по фидеру Φ_1 через запасной выключатель производится без перерыва питания ЭПС в следующем порядке: включаются шинные разъединители QS_{15} запасного выключателя и обходной разъединитель QS_8 фидера Φ_1 ; включается запасной выключатель QF_5 , питание от рабочей шины РШ подается на запасную через запасной выключатель и через обходной разъединитель QS_8 на фидер Φ_1 ; затем отключается выключатель фидера QF_3 и разъединители QS_5 и QS_6 (одновременно общим ручным приводом): включаются заземляющие ножи разъединителей QS_5 и QS_6 общим ручным приводом. Если существует опасность пробоя изоляции запасной шины во время отсутствия на ней напряжения, то

предварительно необходимо проверить целостность изоляции. Тогда порядок переключений будет следующим: включаются шинные разъединители QS_{15} и запасной выключатель QF_5 , напряжение с РШ подается на запасную шину и проверяется ее изоляция; включается обходной разъединитель фидера Φ_1 QS_8 ; в результате фидер начинает получать питание по обходной цепи через запасной выключатель; отключается фидерный выключатель OF_3 , шинный QS_5 и линейный QS_6 разъединители и включаются их заземляющие ножи для обеспечения безопасности ремонтных работ. Ввод фидера в работу осуществляется в обратном порядке: отключаются заземляющие ножи разъединителей фидера Φ_1 ; включаются разъединители QS_5 и QS_6 фидерный выключатель QF_3 ; отключается запасной выключатель QF_5 , обходной разъединитель QS_8 и разъединителем QS_{15} запасного выключателя. Фидерные выключатели и запасной обычно однотипные ВАБ-43 или ВАБ-49, могут использоваться также выключатели АБ-2/4. Выключатели вводов обычно ВАБ-28 или катодного типа ВАБ-49. На фидерах применяются для защиты изоляции РУ-3,3 кВ от атмосферных перенапряжений разрядники, на открытой части подстанции за проходным изолятором. Разрядник типа РМВУ-3,3 срезает волну набегающего с контактной сети перенапряжения. Для надежного отключения разрядника, он дополняется роговым разрядником с плавкой вставкой.

Для защиты изоляции оборудования от коммутационных перенапряжений ко второй секции подключается разрядник FV_3 типа РВПК-3,3, который также осуществляет резервирование разрядников фидеров контактной сети. В ячейке запасного выключателя устанавливается разъединитель QS_{14} для плавки гололеда.

Сглаживающее устройство (СУ) тяговой подстанции подключается ко второй секции шин РУ-3,3 кВ. На схеме рис. 8.17 изображено двухзвенное семиконтурное СУ, принципиальная схема которого рассмотрена в параграфе 8.8 и представлена на рис. 8.16, б. LC-контуры первого звена настроены на частоты от 100 до 600 Гц. Они подключаются через предохранитель и полюс трехполюсного переключателя QS_{16} к шине РШ и через средний полюс и проходной изолятор к рельсовому фидеру между реакторами $L R_1$ и $L R_2$. Второе звено СУ имеет фильтр, состоящий из одного конденсатора, и реактор $L R_2$, к которому конденсатор подключен через третий полюс переключателя QS_{16} . Переключатель QS_{16} выполнен на базе трехполюсного разъединителя. При отключении его ножами замыкается

цепь разряда конденсаторов фильтроустройства на разрядный резистор R_6 . При включении заземляющих ножей переключателя QS_{16} дублируются цепи разряда конденсаторов и обеспечивается безопасность персонала при проведении работ в фильтроустройстве СУ. Трансформатор тока TA типа TK_4 предназначен для сигнализации о появлении ненормального режима (работа без одной фазы), при котором возможно возникновение гармоник 150 Гц, вызывающей большие помехи в линии связи. Через переключатель QS_{16} к РШ подключается вольтметр PV и датчик напряжения KV , используемый в схемах автоматики.

Разрядное устройство, шунтирующее реакторы $L R_1$ и $L R_2$ при включении разъединителя QS_{17} с дистанционным приводом, служит для облегчения отключения выключателями QF фидеров контактной сети токов КЗ вблизи подстанции. Отключение выключателей приводит к наведению ЭДС в реакторах $L R_1$ и $L R_2$ и перенапряжению в тяговой сети. Когда перенапряжение достигает определенной величины, происходит отпирание тиристора VS и подключение разрядного резистора к реакторам. Энергия, занесенная в реакторах, рассеиваются в резисторах разрядного устройства.

Короткозамыкатель QN включается при пробое на землю изоляции рабочей шины или присоединенного к ней оборудования для создания шунтирующей цепи, исключающей протекание токов КЗ по оболочкам кабелей, проложенным по территории подстанции, и другим подземным сооружениям. Короткозамыкатель соединяет рельсовый фидер РФ с контуром заземления подстанции при срабатывании земляной защиты РУ-3,3 кВ. Амперметр, подключенный к рельсовому фидеру через шунт, измеряет общий ток РУ-3,3 кВ, возвращающийся на подстанцию из рельсовой цепи. Аналогичное подключение имеют амперметры на фидерах контактной сети. Кроме того, к каждому фидеру подключаются через предохранитель FU реле напряжения KV и испытатель коротких замыканий (ИКЗ). Реле напряжения запускает при КЗ вблизи подстанции телеблокировку, передающую частотный сигнал по линии связи, который отключает выключатель поста секционирования и прекращает питание точки КЗ от соседней подстанции. Испытатель КЗ проверяет состояние контактной сети после ее автоматического отключения, по результатам измерений разрешает или запрещает автоматическое повторное включение отключившегося выключателя фидера.

8.10. ВЫПРЯМИТЕЛЬНО-ИНВЕРТОРНЫЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ

Железнодорожный транспорт является одним из крупнейших потребителей электроэнергии. Годовое потребление электроэнергии составляет 35 млрд. кВт·ч, около 70% из них идет на электрическую тягу поездов. В этих условиях экономия электроэнергии приобретает большое значение. Одним из важнейших мероприятий по снижению расхода электроэнергии на тягу поездов является рекуперативное торможение, позволяющее возвращать около 2% энергии, используемой на тягу, а на отдельных участках с горным профилем эта величина достигает 20%.

Энергия рекуперации, вырабатываемая ЭПС при рекуперативном торможении, как правило, потребляется ЭПС, находящимся в режиме тяги на этом же участке. При отсутствии такого потребителя избыточная энергия во избежание срыва торможения должна быть принята другим приемником энергии. В качестве такого приемника на тяговых подстанциях применяются инверторные агрегаты, преобразующие постоянный ток в переменный и отдающие энергию в питающую сеть.

Для перевода выпрямительного агрегата, являющегося источником электроэнергии, в инверторный режим потребителя необходимо выполнить четыре условия.

Первое условие инвертирования — изменить полярность преобразовательного агрегата, так как ток от двигателей ЭПС, работающих при рекуперативном торможении в генераторном режиме, не сможет пройти через полупроводниковые тиристоры инвертора в непроводящем направлении (от катода к аноду). Простое же изменение полярности не приведет к переходу инвертора из режима источника энергии в режим ее потребителя. Необходимо выполнить следующее условия.

Второе условие инвертирования — обеспечить запирающие тиристоры тех фаз трансформатора, напряжение которых в данный момент положительно относительно подводимого из контактной сети инвертируемого напряжения, и отпирание тиристоров фазы, имеющей наиболее отрицательное напряжение. Для выполнения этого условия необходимо в преобразователе использовать управляемые СПП (тиристоры).

Третье условие инвертирования — правильно отрегулировать момент подачи управляющего импульса на тиристор для его отпи-

рания в момент отрицательной ЭДС на его аноде, но когда эта ЭДС выше, чем на аноде тиристора, заканчивающего свою работу. Переключение тиристорov в этом случае происходит автоматически.

Четвертое условие инвертирования — повысить напряжение фазы трансформатора при работе в инверторном режиме. Это условие вытекает из третьего, так как регулирование момента подачи отпирающего импульса тиристора приводит к снижению среднего напряжения инвертора за период по сравнению со средним напряжением выпрямителя. Так как на подстанции один преобразователь работает в выпрямительном режиме, то он может подпитывать инвертор, имеющий меньшее среднее напряжение, даже при отсутствии рекуперативного торможения. Чтобы уменьшить уравнительные токи в цепи выпрямитель–инвертор тяговой подстанции, устанавливают реакторы, воспринимающие мгновенную разность напряжений выпрямителя и инвертора. В процессе рекуперативного торможения эти реакторы воспринимают разность пульсирующего напряжения инвертора и постоянного без пульсаций напряжения тяговых двигателей в генераторном режиме.

На рис. 8.18 изображена схема выпрямительно-инверторного агрегата типа ВИПЭ–2УЗ, выполненного в виде двух встречно-параллельно выключенных трехфазных мостов: диодного выпрямителя UD и тиристорного инвертора UZ . В качестве диодного используется выпрямитель типа ПВЭ–3М, собранный на лавинных диодах ВЛ–200. Три фазы инверторного моста собраны из тиристорov типа ТД–320 с повышенными динамическими параметрами не ниже класса 12 и смонтированы в трех шкафах. Оба моста подключены к разным выводам обмоток вторичной "звезды" преобразовательного трансформатора T типа ТДП–12500/10И–У1. Повышение напряжения трансформатора T для инверторного режима осуществляется увеличением числа витков его вторичной обмотки. Подключение к шинам тяговой подстанции выпрямителя или инвертора в зависимости от режима работы быстродействующими выключателями типа ВАБ–28/3000, которые включаются попарно датчиком переключения режимов (ДПР). Инвертор UZ подключается к шинам выключателями QF_1 и QF_2 , выпрямитель UD – QF_3 и QF_4 . Эти выключатели одновременно защищают преобразовательный агрегат от перегрузок, КЗ и опрокидываний инвертора (переход в выпрямительный режим). Реакторы LR_1 и LR_2 предназначены для снижения уровня радиопомех, а LR_3 и LR_4 позволяют ограничить уравнительные токи, циркулирующие между UD и UZ при их па-

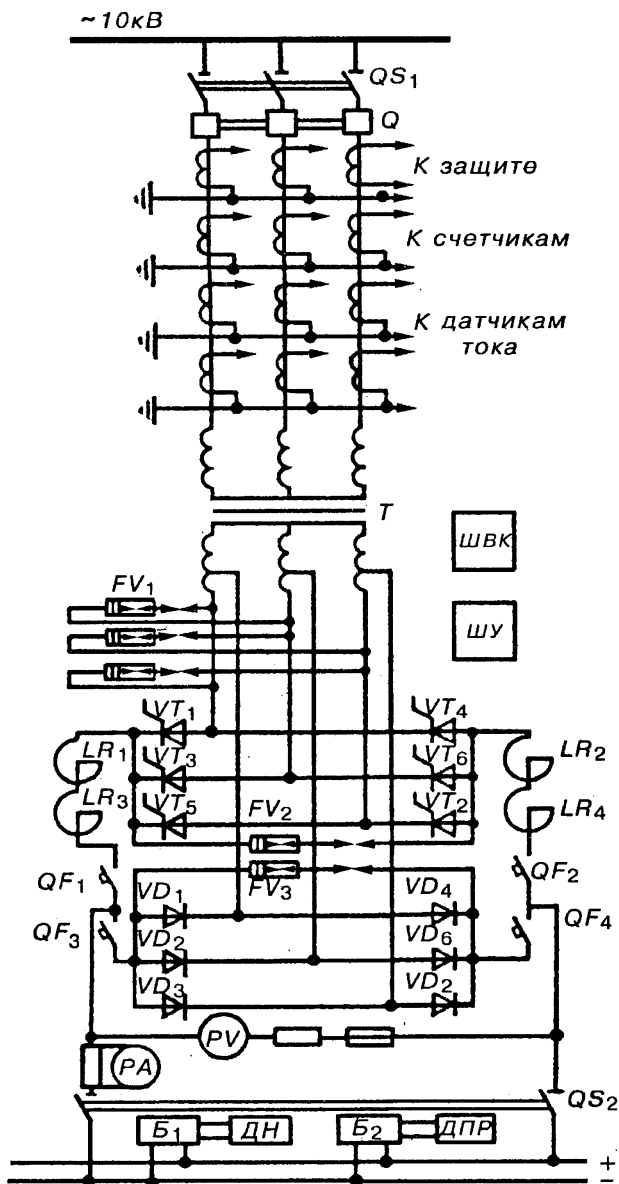


Рис. 8.18. Схема выпрямительно-инверторного агрегата типа ВИПЭ-2УЗ

раллельной работе. Разрядники FV_1 типа РБК-3, подключенные на линейные напряжения трансформатора, служат для защиты обоих мостов от коммутационных перенапряжений. Для защиты преобразователя от перенапряжений со стороны контактной сети применены вентильные биполярные разрядники FV_2 и FV_3 типа РВБК-3,3, подключенные к выводам анод-катод инвертора и выпрямителя. Автоматическое управление переключениями и работой ВИПЭ-2УЗ осуществляется аппаратурой, размещенной в шкафах управления (ШУ) и выходных каскадов (ШВК). Переход из режима выпрямления в режим инвертирования осуществляется при появлении на фидерной зоне подстанции рекуперирующего ЭПС и повышения напряжения в контактной сети и на шинах подстанции. Датчик напряжения (ДН), подключенный к шинам через блок B_1 подает сигнал о повышении напряжения в шкаф управления (ШУ), куда поступает информация от трансформаторов тока преобразователя и трансформатора напряжения шин 10 кВ. Логические элементы датчика переключения режимов (ДПР) и ШУ обрабатывают поступившую информацию и выдают сигналы: ДПР — на отключение выключателей QF_3 и QF_4 выпрямителя и на включение QF_1 и QF_2 инвертора; ШУ и ШВК — отпирающие импульсы на управляющие электроды тириستоров инвертора.

Таким образом, приведенная схема ВИПЭ-2УЗ осуществляет выполнение всех условий инвертирования, перечисленных выше, позволяет использовать агрегат в качестве выпрямительного при отсутствии рекуперирующего ЭПС.

8.11. ЗАЩИТА ФИДЕРОВ КОНТАКТНОЙ СЕТИ И РУ-33 кВ

Каждый из выключателей контактной сети на фидерах тяговой подстанции должен, как правило, содержать основную и резервную защиту от коротких замыканий. В качестве основной применяется максимальная и максимальная импульсная токовые защиты, реализуемые с помощью поляризованных быстродействующих выключателей. Защита от коротких замыканий должна быть отстроена от максимальных нагрузок нормального режима работы, а также от повреждений, отключаемых выключателями локомотивов или выключателями смежных участков. Отстройка уставки от указанных режимов осуществляется коэффициентом запаса K_z , который для быстродействующих выключателей принимают равным 1,15

$$I_y = K_3 \cdot I_{н.мах}, \quad (8.16)$$

где

$I_{н.мах}$ — максимальный рабочий ток фидера подстанции.

$$I_{н.мах} = I_{тр} + I_{ср} \frac{n_3 - 1}{K}, \quad (8.17)$$

где

$I_{тр}$ — ток трогания электровоза;

$I_{ср}$ — средний ток грузового поезда;

n_3 — общее число поездов, находящихся в расчетной зоне;

K — коэффициент равный 1 при одностороннем питании тяги и 2 — при двухстороннем питании (от двух тяговых подстанций).

Выбранная уставка проверяется по коэффициенту чувствительности

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{к.мин}}{I_y} \geq 1,25, \quad (8.18)$$

где

$I_{к.мин}$ — минимальный ток КЗ в конце защищаемой зоны.

Земляная защита применяется для защиты РУ–3,3 кВ при замыкании на щемлю. Все подлежащие заземлению части оборудования постоянного тока, расположенные в здании подстанции или на открытой части подстанции, заземляют на специальные внутренние контуры заземления оборудования постоянного тока (КЗОПТ) 2 (рис. 8.19), который соединяется через токовые реле KA_1 и KA_2 земляной защиты с контуром заземления подстанции (КЗП) 3, охватывающим практически всю территорию подстанции. Во избежание шунтирования реле земляной защиты KA_1 и KA_2 необходимо в эксплуатации следить за тем, чтобы КЗОПТ не касался заземленных оболочек кабелей и других заземленных устройств, соединенных с КЗП. При нарушении изоляции в РУ–3,3 кВ, например, в точке K (рис. 8.19, а), ток замыкания на землю может достигать десятков тысяч ампер. Выполнить защитное заземление 3 с малым сопротивлением, обеспечивающим безопасное напряжение прикосновения и шага, при таких токах замыкания на землю практически невозможно. Поэтому на открытой части выполняют КЗП с сопротивлением не более 0,5 Ом, а для отключения места повреждения применяют быстрейдействующую земляную защиту.

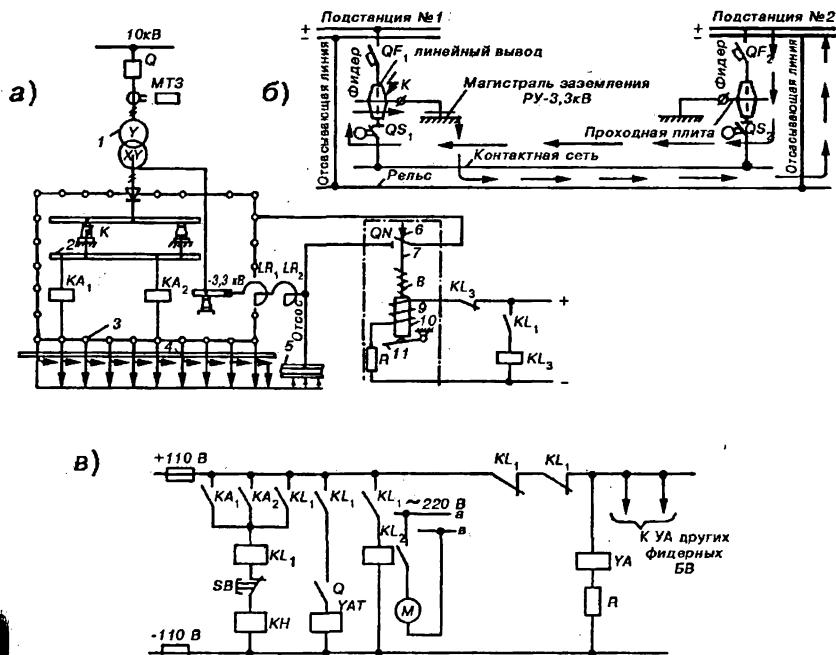


Рис. 8.19:

а — протекание токов замыкания на землю при пробое изоляции шины +3,3 кВ; б — фидера контактной сети; в — схема земляной защиты РУ-3,3кВ

Необходимость ее установки вызвана тем, что для максимальной токовой защиты трансформатора 1 преобразовательного агрегата ток при замыкании на землю в РУ-3,3 кВ может оказаться недостаточным из-за большого переходного сопротивления между КЗП 3 и тяговым рельсом 5 особенно на участке земля-рельс при наличии балластного щебеночного слоя. С другой стороны фидерные быстродействующие выключатели на ток, протекающий на подстанцию из контактной сети от подстанции № 2 (рис. 8.19, б) не реагирует, так как они поляризованы. Выключатели же смежных подстанций не отключаются из-за малой для них величины тока. Таким образом, из сказанного вытекает необходимость применения специальной защиты, реагирующей на пробой изоляции РУ-

3,3 кВ. Земляная защита при срабатывании отключает все линейные быстродействующие выключатели, выключатели Q со стороны переменного тока преобразовательных агрегатов и мачтовые QS (рис. 8.19, б) разъединители всех фидеров контактной сети. Необходимость в отключении последних возникает при пробое, например, изоляции проходного изолятора. После отключения выключателя QF_1 питание точки КЗ продолжается от соседней подстанции № 2, отключить ток соседней подстанции можно разъединителем QS_1 с моторным приводом. Такое отключение тока соседней подстанции сопровождается частичным или полным повреждением разъединителя, но оно является необходимым.

Схема земляной защиты приведена на рис. 8.19, в. При срабатывании реле KA_1 или KA_2 протекает ток через обмотки промежуточного реле KL_1 и указательного KN . Реле KL_1 становится на самоподпитку, замыкает своими контактами цепи отключающих катушек YAT выключателей Q всех преобразовательных агрегатов, другими контактами KL_1 реле отключает шлейф питания держащих катушек YA быстродействующих выключателей фидеров контактной сети, которые отключаются. Реле KL_2 , получив питание через контакт KL_1 , замыкает цепь электродвигателей приводов мачтовых разъединителей, что приводит к их отключению. Отключение реле KL_1 осуществляется кнопкой деблокировки SB .

Токи замыкания на землю, протекающие между внешним контуром 3 и рельсом 5, проходят по цепи 4 с наименьшим электрическим сопротивлением, которой являются оболочки кабелей силовых и связевых. У кабелей может произойти выгорание защитных оболочек и токоведущих жил, особенно при задержке срабатывания по разным причинам земляной защиты. Во избежание этого применяют короткозамыкатель ON , соединяющий фидер отсоса с контуром заземления КЗП. Короткозамыкатель 6 включается при срабатывании земляной защиты. Реле KL_1 (рис. 8.19, а) замыкает цепь катушки реле KL_3 , которое размыкает цепь электромагнита 9, удерживающего пружину 8 в сжатом состоянии. По действием пружины сердечник 10 перемещается вниз и с помощью тяги 7 включает короткозамыкатель. Сопротивление цепи КЗ при этом снижается, и, несмотря на ограничение тока КЗ реакторами, он становится достаточным для срабатывания МТЗ и отключения преобразовательных агрегатов от шин переменного тока, а также увеличивается ток соседней подстанции, что приводит к успешному срабатыванию на ней защиты соответствующего фидера контактной сети.

Отключение короткозамыкателя производится вручную. Рычагом 11 сердечник 10 перемещается вверх, преодолевая сопротивление сжимаемой пружины 8, и тягой 7 короткозамыкатель 6 отключается. В отключенном состоянии он удерживается электромагнитной силой катушки 9.

8.12. КОНСТРУКТИВНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПОСТОЯННОГО ТОКА

Тяговые подстанции постоянного тока на протяжении длительного периода электрификации значительно видоизменились. Поэтому находящиеся в эксплуатации подстанции отличаются большим разнообразием в зависимости от : питающего напряжения (6; 10; 35; 110; 220 кВ); года постройки (здания одноэтажные и двухэтажные); применяемых выпрямителей (внутренней установки с принудительным охлаждением, наружной с естественным охлаждением); от типа подстанции, способа подключения ее к питающей электросети и от других факторов.

На рис. 8.20 приведен общий вид проходной подстанции, включаемой в рассечку ЛЭП–110 кВ. Схема РУ–110 кВ приведена на рис. 6.6. На подстанции установлены два трехобмоточных трансформатора 21, которые понижают напряжение до 10 и 35 кВ. РУ–10 кВ закрытого типа размещаются в здании подстанции, РУ–35 кВ открытого типа расположено на территории подстанции рядом с РУ–110 кВ. Напряжение 110 кВ подается на подстанцию по двум вводам, провода которых 1 крепятся гирляндами изоляторов к перекладинам, связывающим железобетонные опоры 3. ОРУ–110 кВ выполняется рамного типа. Основу рамной конструкции составляют опоры, установленные в два ряда и связанные металлическими и железобетонными поперечинами, а понизу — металлическими швеллерными перекладинами, которые крепятся хомутами к опорам. Образованная таким образом жесткая рама, служит для размещения всего оборудования, за исключением выключателя 11 типа МКП–110М, на высоте, не требующей его ограждения. Выключатель 11 и разрядники 12 типа РВС–110 устанавливаются на низких фундаментах. Между жесткими поперечинами 5 сверху натягиваются соединительные провода (ошиновка), изолированные от поперечин гирляндами изоляторов 6. От прямых ударов молнии оборудование ОРУ защищается молниеотводами 4, смонтированными частично на опорах рамной конструкции.

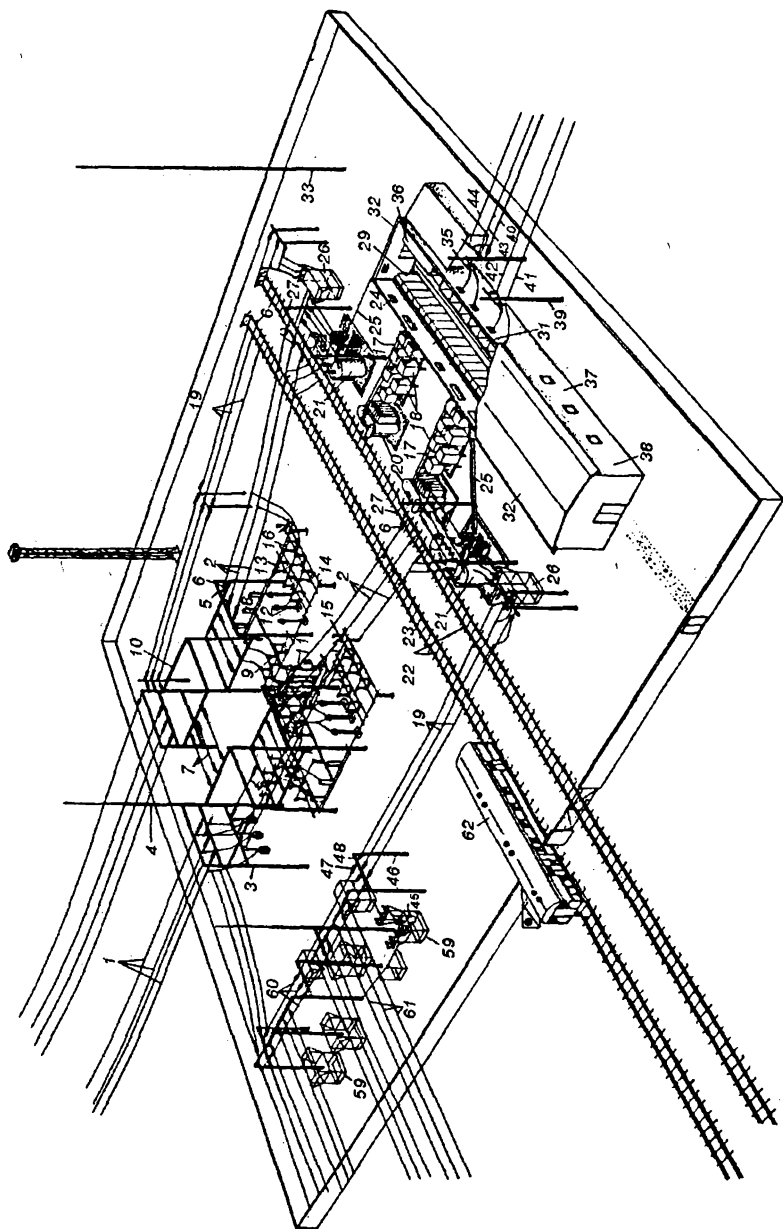


Рис. 8.20. Конструкция тяговой подстанции постоянного тока

Между вводами подстанции выполнена ремонтная перемычка 7 с двумя разъединителями (на рис. 8.20 показан один) и рабочая перемычка с выключателем 11 и разъединителями 9. Трансформаторы напряжения 8 типа НКФ-110, установленные на раме, присоединяются к вводам с другой стороны от рабочей перемычки. В рабочем положении ремонтная перемычка отключена, а рабочая — включена. Таким образом, линия электропередачи, в расщелку которой включена подстанция, соединена через рабочую перемычку, обеспечивающую возможность перетоков (транзита) электроэнергии слева направо и наоборот. Присоединения трансформаторов являются продолжением вводов 1. Провода 2 присоединений крепятся гирляндами 6 изоляторов к П-образным опорным конструкциям 27. Подключение трансформаторов 21 осуществляется через разъединители 13 и отделители 16, установленные на раме 14. На этой же раме установлен короткозамыкатель 15, нож которого находится в разомкнутом состоянии.

Закрытое РУ-10 кВ, расположенное в одноэтажном здании 32 подстанции, составлено из камер 29 и прислонено к стенке. Питание в ЗРУ подается по вводам 25 от понижающих трансформаторов. Сборные шины 30 РУ-10 кВ секционируются выключателем. От каждой секции через проходные изоляторы подается напряжение по присоединениям 17 на преобразовательный трансформатор 20, к которому подключен выпрямитель 18, состоящий из шести шкафов. Через проходные изоляторы проходной плиты 24 питание подается на трансформаторы собственных нужд, установленные за стеной здания 32.

РУ-3,3 кВ закрытого типа смонтировано в здании подстанции напротив РУ-10 кВ из камер 31 заводского изготовления. В этом же ряду располагается камера фильтр-устройства 36, а реакторы сглаживающего устройства смонтированы в шкафу (реакторной) 35. Опоры 39, установленные вдоль забора подстанции, служат для крепления проводов фидерных линий 41, 42, 43, 44 контактной сети, рельсовый фидер 40 крепится натяжной гирляндой изоляторов к опоре, ближайшей к реакторному шкафу. В здании подстанции расположены помещения щитовые 37, дизель-генераторное 38, аккумуляторной батареи и другие служебные помещения.

ОРУ-35 кВ получает питание от трансформаторов 21 по вводам 19 через выключатель в ячейке 26 и присоединение 34 к трансформатору. Шины 60 РУ-35 кВ выполнены гибкими проводами, которые крепятся гирляндами изоляторов 47 к П-образным опорным

конструкциям, состоящим из двух опор 46 и поперечины 48. На каждую отходящую линию монтируется ячейка 59 заводского изготовления, включающая выключатель, трансформатор тока и два разъединителя. Аналогичная ячейка предусмотрена и для секционного выключателя. Она расположена в центре ОРУ-35 кВ.

Понижающие трансформаторы установлены перед зданием подстанции возле подъездных путей 22 и 23 на таком расстоянии от них, которое обеспечивает возможность монтажа трансформатора краном на железнодорожном ходу с платформ, на которых транспортируются трансформаторы. Подъездные пути используются для установки вагонов 62 и платформ с оборудованием масляного хозяйства дистанции электроснабжения, а также передвижных тяговых подстанций и трансформаторов.

8.13. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЯХ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Системы однофазного тока промышленной частоты получили широкое распространение во всем мире после второй мировой войны. По этой системе электрифицировано около 25% общей протяженности электрических железных дорог мира. В нашей стране первый участок (Ожерелье—Павелец) был электрифицирован на переменном токе в 1956—57 годах. Протяженность его составила 137 км. Он стал опытным участком, на котором проходило проверку новое оборудование и электровозы системы переменного тока.

Система переменного тока напряжением 25 кВ имеет более высокое напряжение в контактной сети и возможность легко понизить его трансформатором электровоза; что является его главным достоинством. Электровоз мощностью 6000 кВт на постоянном токе потребляет из тяговой сети 2000 А, а на переменном — лишь 300 А. Поэтому контактная сеть на переменном токе более легкая, опорные конструкции для ее крепления также более легкие, требуют меньше материала, а значит — дешевле.

Конструкция подстанций переменного тока по сравнению с подстанциями постоянного тока более простая благодаря отсутствию преобразовательных агрегатов, понижающих и выпрямляющих переменное напряжение. Количество подстанций при системе переменного тока значительно меньше, оно составляет менее 400 на всей сети электрифицированных железных дорог страны. Эксплуатационная же длина линий, электрифицированных на переменном

токе, составляет более 20 тыс. км. Среднее расстояние между подстанциями переменного тока превышает 50 км.

Для экономии эксплуатационных расходов некоторые участки, электрифицированные ранее на постоянном токе, переводятся на переменный. Так, в 1995 г. впервые в мире на действующем, интенсивно работающем участке протяженностью почти 400 км Зима–Слюдянка Восточно-Сибирской дороги практически без остановки движения поездов произведено переключение электрической тяги с постоянного тока на переменный, что позволило решить многие технические проблемы и снизить эксплуатационные расходы.

На рис. 8.21 приведена схема питания участка железной дороги, электрифицированного на переменном токе напряжением 25 кВ. К линии электропередачи трехфазного переменного тока ЛЭП–110 кВ подключен понижающий трансформатор подстанции Т, который по-

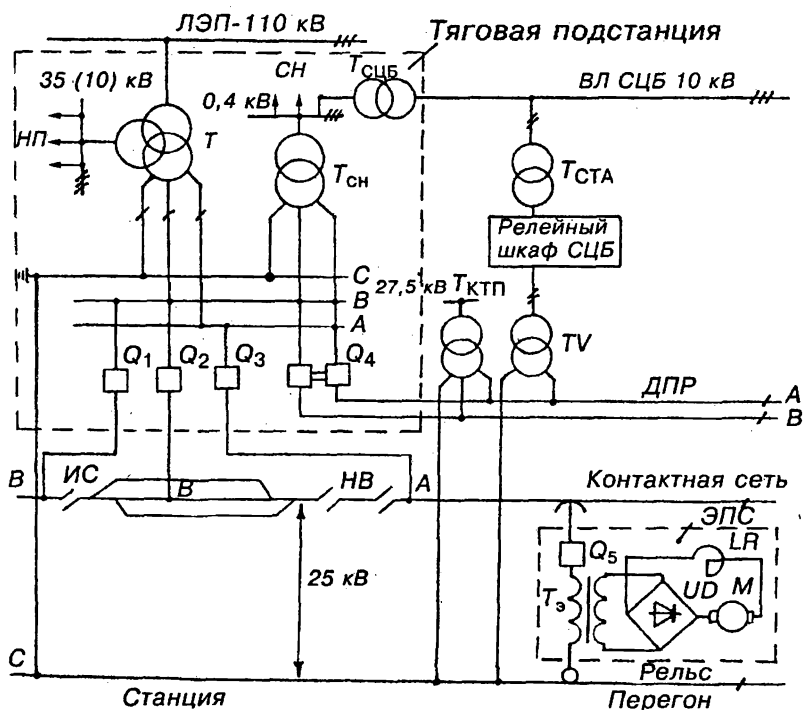


Рис. 8.21. Упрощенная схема питания тяги и нетяговых потребителей от ТП однофазного переменного тока 25 кВ

нижает напряжение 110 до 27,5 кВ для питания тяги, а также до 35 или 10 кВ для питания нетяговых потребителей *НП*. Напряжение с трансформатора *T* подается на шины *A, B, C* 27,5 кВ и используется для питания *ЭПС* через тяговую сеть.

Для равномерной загрузки всех трех фаз системы внешнего электроснабжения в тяговую сеть станции и перегона слева подается напряжение, отличающееся по фазе от напряжения, подаваемого в тяговую сеть перегона справа. Контактная сеть перегона слева от станции получает питание от шины фазы *B* через выключатель Q_1 по питающей линии, тяговый рельс подключен к шине фазы *C*, которая на подстанции заземляется, контактная сеть станции получает питание от шины фазы *B* через выключатель Q_2 , перегон справа питается от фазы *A* через выключатель Q_3 .

Контактная сеть станции отделяется от перегона слева изолирующим сопряжением *ИС*, а от перегона справа — нейтральной вставкой *НВ*, состоящей из двух изолирующих сопряжений. Нейтральная вставка позволяет токоприемнику *ЭПС* переходить с фазы *B* станции на фазу *A* перегона, не создавая короткого замыкания между фазами, так как изолирующие сопряжения *НВ* перекрываются токоприемником поочередно.

После подачи напряжения в тяговую сеть выключателями Q_1, Q_2, Q_3 машинист может, подняв токоприемник электровоза и включив выключатель Q_3 , подать напряжение на первичную обмотку тягового трансформатора электровоза T_3 . Напряжение, снимаемое со вторичной обмотки T_3 , выпрямляется выпрямителем *UD* и через сглаживающий реактор *LR* подводится к тяговым двигателям *M*, через которые протекает ток. Вращение двигателей приводит *ЭПС* в движение.

От шин 27,5 кВ тяговой подстанции получают питание также нетяговые потребители. Для этого через выключатель Q_4 к шинам *A* и *B* подключены два провода, проложенные на опорах контактной сети с полевой стороны, третьим проводом этой системы является рельс. Система получила название *ДПР* (два провода-рельс). Понижающие трансформаторы комплектных трансформаторных подстанций потребителей *ТКТП* подключаются к проводам и рельсу системы *ДПР*, понижают напряжение до величины необходимой потребителю.

Электроэнергию для собственных нужд подстанции *СН* (питание цепей управления, сигнализации, защиты, автоматики, освещения, отопления, вентиляции) получают от трансформатора собственных нужд $T_{\text{сн}}$. От шин собственных нужд через трансформатор

$T_{\text{СЦБ}}$ напряжение подается в линию *ВЛ СЦБ* 10 кВ, предназначенную для питания устройств *СЦБ*. От *ВЛ СЦБ* получают электро-энергию трансформаторы сигнальных точек автоблокировки $T_{\text{СТА}}$, которые, в свою очередь, питают релейные шкафы *СЦБ*, а через них — лампы светофоров. Так как от работы устройств *СЦБ* зависит бесперебойное движение поездов на участке, они должны иметь резервный источник питания. В качестве резервного источника используется трансформатор напряжения T_V , подключенный к одному из проводов линии *ДПР* и рельсу.

Система электроснабжения переменного тока имеет и ряд недостатков. Один из них заключается в значительном электромагнитном влиянии тяговой сети на линии связи, проходящие вдоль железных дорог, что заставляет выполнять их не воздушными, как на постоянном токе, а кабельными. Это приводит к увеличению стоимости электрификации железных дорог.

Возникают также проблемы несимметрии токов и напряжений как в тяговой так и во внешней системе электроснабжения из-за того, что электровазы потребляют однофазный ток, а линии электропередачи трехфазные. Так как перегоны, прилегающие к станции, на которой находится тяговая подстанция, питаются от разных фаз системы внешнего электроснабжения, то появляется необходимость монтажа нейтральных вставок *НВ* (рис. 8.21) у каждой подстанции. На нейтральную вставку напряжение не подается, поэтому *ЭПС* может потреблять ток при своем движении только до *НВ*. После перехода токоприемника на нейтральную вставку протекание тока через двигатели *ЭПС* должно прекратиться. Однако при большом токе это сразу не происходит, за токоприемником тянется электрическая дуга, которая за доли секунды может пережечь контактный провод. Во избежание этого машинист обязан отключить ток, подезжая к нейтральной вставке. Однако преждевременное отключение тока может вызвать остановку поезда на нейтральной вставке. Следовательно, проезд нейтральной вставки требует от машиниста большого внимания, а наличие таких вставок увеличивает вероятность пережога контактного провода.

К недостаткам системы переменного тока можно отнести усложнение и удорожание электровазов, т.к. на них перенесены с подстанций постоянного тока тяговые трансформаторы T , и выпрямители *UD*.

Система однофазного переменного тока 2 × 25 кВ появилась в результате стремления повысить напряжение для существенного увеличения передаваемой по тяговой сети электрической

мощности, снизить потери напряжения в тяговой сети и одновременно использовать стандартный электроподвижной состав на напряжение 25 кВ. При этой системе электроэнергия от тяговой подстанции к ЭПС передается в два этапа: сначала от подстанции до автотрансформаторных пунктов (АТП) напряжением 50 кВ, затем от АТП до ЭПС напряжением 25 кВ.

На рис. 8.22 приведена схема участка железной дороги, электрифицированного по системе 2×25 кВ. К линии электропередачи ЛЭП–110 кВ подключены однофазные трансформаторы тяговой подстанции T_1 и T_2 , понижающие напряжение до 55 кВ. Вторичные обмотки трансформаторов подключены к шинам РУ–55 кВ: T_1 к K_1 и Π_1 , T_2 к K_2 и Π_2 . Средние точки этих обмоток соединены между собой и подключены к рельсам. Таким образом между рельсами и шинами K_1 , Π_1 , K_2 , Π_2 напряжение 27,5 кВ, а между K_1 и Π_1 — 55 кВ, между K_2 и Π_2 — 55 кВ. Шины K_1 и K_2 служат для питания контактного провода на станции и перегонах слева и справа от станции, а к шинам Π_1 и Π_2 подключены питающие провода, проложенные на опорах контактной сети перегонов.

На межподстанционной зоне (между двумя подстанциями) на расстоянии от 8 до 15 км располагаются автотрансформаторные пункты АТП₁, АТП₂ и т.д., подключенные к проводам контактной сети и питающему проводу. Автотрансформаторы АТП получают электроэнергию напряжением 50 кВ от тяговых подстанций и отдают ее ЭПС напряжением 25 кВ.

Питание контактной сети перегонов осуществляется через двухфазные выключатели Q_1 и Q_3 , а питание станции — через однофазный выключатель Q_2 . Система ДПР (два провода–рельс) для питания нетяговых потребителей, расположенных вдоль железной дороги, подключена к шинам подстанции через выключатель Q_4 , провода ее закрепляются на опорах контактной сети с полевой стороны, как и питающие провода Π_1 и Π_2 . К проводам системы ДПР и рельсу подключаются трансформаторы комплектов трансформаторных подстанций $T_{\text{кп}}$, которые понижают напряжение до величины необходимой потребителю. К системе ДПР подключаются трансформаторы напряжения ТУ резервного питания релейных шкафов СЦБ. Основное питание релейных шкафов осуществляется от воздушной линии СЦБ 10 кВ через трансформатор сигнальной точки автоблокировки $T_{\text{ста}}$. ВЛ СЦБ 10 кВ получает электроэнергию от шин собственных нужд СН тяговой подстанции через повышающий трансформатор $T_{\text{сцб}}$. На шины собственных нужд элект-

розэнергия поступает от распределительного устройства 55 кВ (РУ–55 кВ) через трансформатор собственных нужд.

Трансформатор собственных нужд получает электроэнергию напряжением 27,5 кВ от шин Π_1 и Π_2 РУ–55 кВ и от средних точек трансформаторов T_1 и T_2 , понижает напряжение до 0,4 кВ и питает этим напряжением потребителей собственных нужд СН и трансформатор СЦБ. Подключение $T_{\text{сн}}$ и проводов ДПП может осуществляться и к другим шинам РУ–55 кВ, например, Π_1 и K_2 при условии, что между ними напряжение 27,5 кВ.

Перегон слева от подстанции и контактная сеть станции получают питание от трансформатора T_1 и отделяются друг от друга изолирующим сопряжением ИС. Перегон справа от подстанции получает питание от трансформатора T_2 , который подключен в отличие от T_1 к другим фазам ЛЭП–110 кВ, поэтому контактная сеть станции отделяется от перегона нейтральной вставкой НВ, обеспечивающей переход токоприемника ЭПС с одной фазы контактной сети на другую без короткого замыкания между фазами. Более подробно процесс этого перехода описан в пояснении к рис. 8.21.

ЭПС, находящийся между двумя автотрансформаторными пунктами АТП₁ и АТП₂, получает от двух автотрансформаторов ток, цепь прохождения которого показана на рис. 8.22 пунктирной линией. Когда же ЭПС располагается между тяговой подстанцией и АТП₁, то питается от них. При этом ток подстанции идет от трансформатора T_2 через полюс выключателя Q_3 , контактный провод, токоприемник, выключатель электровоза Q_5 , первичную обмотку трансформатора T_3 , колесную пару, рельс, отсасывающую линию на среднюю точку вторичной обмотки трансформатора T_2 .

Система электроснабжения 2×25 кВ имеет ряд достоинств по сравнению с системой переменного тока 25 кВ:

- меньшие нагрузки на провода контактной сети;
- снижение потерь напряжения и энергии в тяговой сети;
- уменьшение влияния на воздушные линии связи;
- увеличение расстояния между тяговыми подстанциями до 80–90 км, что дает возможность располагать их в наиболее удобных для эксплуатации местах.

Положительные свойства этой системы дают возможность применять ее для усиления устройств электроснабжения при возрастающем грузопотоке без увеличения числа тяговых подстанций, для электрификации линий, пролегающих в малонаселенных районах страны.

8.14. ТРАНСФОРМАТОРЫ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Для питания ЭПС однофазным переменным током напряжением 27,5 кВ на тяговых подстанциях могут быть использованы однофазные и трехфазные понижающие трансформаторы. Однофазные трансформаторы нашли применение только при электрификации железных дорог по системе электроснабжения 2×25 кВ.

Трехфазные трехобмоточные трансформаторы типа ТДТНЖ (трехфазный, с дутьевым охлаждением, трехобмоточный, с регулированием напряжения под нагрузкой, для железнодорожного транспорта) с первичным напряжением 110–220 кВ. Первичные обмотки таких трансформаторов соединяются в "звезду", вторичные на напряжение 27,5 и 10 кВ — в "треугольник", на напряжение 35 кВ — в "звезду" (рис. 8.23, а). Вершина с "треугольника" подключается к тяговому рельсу, а вершины а и в — к контактной сети слева и справа от подстанции. Однофазная тяговая нагрузка слева от подстанции питается током I_d , который протекает под действием напряжения U_{ac} , нагрузка справа получает ток I_n , протекающий по ней под действием напряжения U_{bc} . Суммируясь в рельсовом фидере токи I_d и I_n создают ток I_p (рис. 8.23, в) со знаком "минус", направленный от рельса к вершине с "треугольника". Распределение токов нагрузок между фазами "треугольника" определяется только сопротивлением этих фаз. Из рис. 8.23, б видно, что

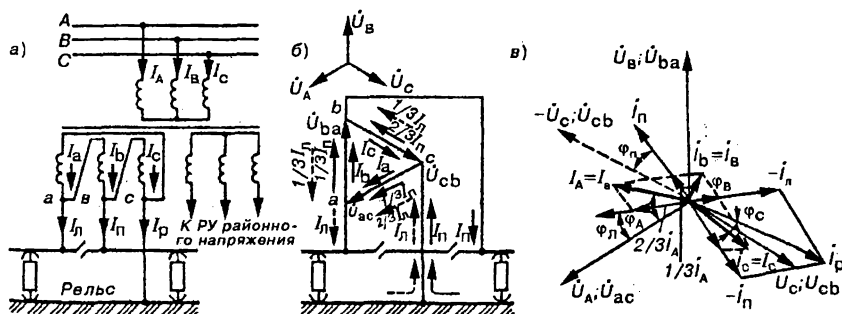


Рис. 8.23:

- а — схемы подключения трехфазного тягового трансформатора;
 б — распределения токов по фазам тяговой обмотки 27,5 кВ;
 в — векторные диаграммы напряжений и токов в фазах

ток I_n , протекающий от с к а по двум параллельным ветвям, делится обратно пропорционально сопротивлениям этих ветвей (по цепям $сва — \frac{1}{3} I_n$; $са — \frac{2}{3} I_n$). Ток I_n , протекающий от с к в также делится на два тока ($сав — \frac{1}{3} I_n$; $св — \frac{2}{3} I_n$). Складывая пофазно векторы токов, получаем

$$\left. \begin{aligned} \dot{I}_a &= \frac{2}{3} \dot{I}_n + \frac{1}{3} \dot{I}_n \\ \dot{I}_b &= -\frac{1}{3} \dot{I}_n + \frac{1}{3} \dot{I}_n \\ \dot{I}_c &= -\frac{1}{3} \dot{I}_n - \frac{2}{3} \dot{I}_n \end{aligned} \right\} \quad (8.19)$$

Знак "минус" получает составляющая тока I_n или I_n при направлении против вектора напряжения фазы, по которой протекает составляющая тока.

На векторной диаграмме токов и напряжений (рис. 8.23, в) вектор тока \dot{I}_n отстает на угол φ_n от вектора напряжения \dot{U}_a (\dot{U}_{ac}), а \dot{I}_n отстает на угол φ_n от вектора $— U_c$ ($— U_{cv}$) (направление вектора напряжения к рельсу принимается со знаком "минус", от рельса — со знаком "плюс"). Векторы $\dot{I}_a, \dot{I}_b, \dot{I}_c$ на векторной диаграмме построены в соответствии с выражениями (8.19), видно, что токи несимметричны и не равны по модулю. Наименее загружена оказывается фаза в, которая непосредственно не связана с рельсом, на векторной диаграмме (рис. 8.23, б) она расположена против вершины треугольника с, соединенной с рельсом. В табл. 8.2 приведены данные трансформаторов для питания электрической тяги переменного тока. Трансформаторы ТДЦТП выпускаются для передвижных тяговых подстанций.

Неравномерная нагрузка фаз трансформаторов, питающих контактную сеть, приводит к появлению токов и напряжений обратной последовательности (НОП). Последние оказывают влияние на работу потребителей, питающихся от тяговых подстанций и сетей, к которым подключаются тяговые подстанции,

Основными приемниками электроэнергии у потребителей являются асинхронные двигатели. Не симметрия напряжения приво-

Параметры трехфазных трансформаторов для электрической тяги переменного тока

| Тип трансформатора | Номинальное напряжение, кВ | | | Схемы и группы соединения обмоток | Напряжение КЗ, % | | |
|--------------------|----------------------------|------|------|----------------------------------------------|------------------|------|-----|
| | ВН | СН | НН | | ВС | ВН | СН |
| ТДТНЖ-25000/110 | 115 | 38,5 | 27,5 | $\chi/\chi/\Delta - \text{O} - \text{II}$ | 17 | 10,5 | 6 |
| | 115 | 27,5 | 11 | $\chi/\Delta/\Delta - \text{II} - \text{II}$ | 10,5 | 17 | 6 |
| ТДТНЖ-40000/110 | 115 | 38,5 | 27,5 | $\chi/\chi/\Delta - \text{O} - \text{II}$ | 17 | 10,5 | 6 |
| | 115 | 27,5 | 11 | $\chi/\Delta/\Delta - \text{II} - \text{II}$ | 10,5 | 17 | 6 |
| ТДЦТП-32000/110 | 115 | 38,5 | 27,5 | $\chi/\chi/\Delta - \text{O} - \text{II}$ | 17 | 10,5 | 6 |
| ТДЦП-25000/220 | 230 | — | 27,5 | $\chi/\Delta - \text{II}$ | — | 12 | — |
| ТДТНЖ-40000/220 | 230 | 38,5 | 27,5 | $\chi/\chi/\Delta - \text{O} - \text{II}$ | 22 | 12,5 | 9,5 |
| | 230 | 27,5 | 11 | $\chi/\Delta/\Delta - \text{II} - \text{II}$ | 12,5 | 22 | 9,5 |

дит к уменьшению максимального момента двигателя и увеличению его нагрева. При несимметричной системе напряжений круговое вращающееся синхронное магнитное поле заменяется эллиптическим. Последнее может быть разложено на два круговых, вращающихся в разные стороны в соответствии с симметричными составляющими напряжений прямой и обратной последовательностей. То и другое поле создают свои вращающиеся моменты, действующие в противоположных направлениях. Результирующий момент вращения электродвигателя можно представить как разность двух моментов, создаваемых напряжениями прямой и обратной последовательностей. Практически встречающаяся не симметрия не оказывает сколько-нибудь заметного влияния на максимальный вращающий момент асинхронного двигателя.

На нагревание двигателя не симметрия напряжений оказывает значительно большее влияние. Объясняется это тем, что сопротивление обратной последовательности асинхронного двигателя много меньше сопротивления прямой последовательности, поэтому

даже при небольшом напряжении обратной последовательности ток обратной последовательности получается большим, что может приводить к перегреву двигателя. Для трехфазных двигателей допускается длительное напряжение нулевой последовательности 2% номинального.

Однофазные приемники электроэнергии воспринимают не симметрию напряжения как отклонение или колебание напряжения.

Рассмотрим параллельную работу трехфазных трансформаторов тяговых подстанций. Фазы обмоток 27,5 кВ загружены неравномерно. Если присоединить к высоковольтной линии ВЛ (рис. 8.24) трансформаторы одноименными первичными выводами к соответствующим фазам ВЛ питающей сети, то получится значитель-

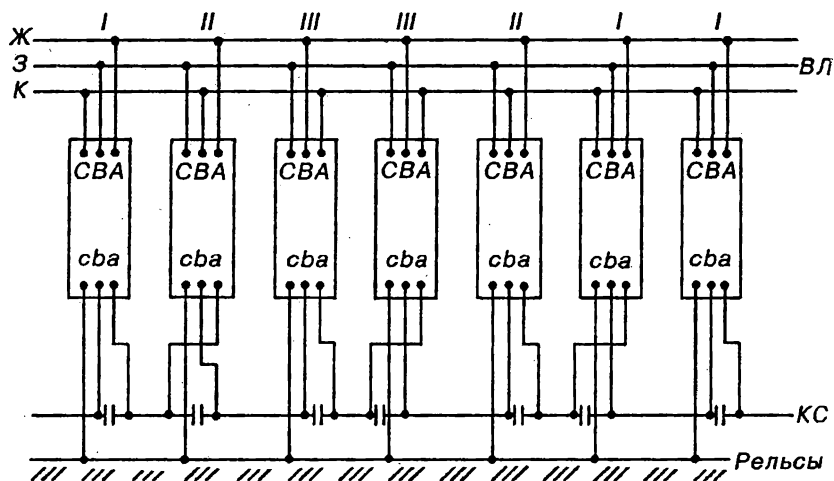


Рис. 8.24. Схема фазировки тяговых подстанций переменного тока с трехфазными трансформаторами

ная неравномерность загрузки фаз сети, крайне нежелательная для энергосистемы и промышленных потребителей, так как вызывает дополнительные потери напряжения и искажение напряжения трехфазных потребителей. Основным методом выравнивания нагрузки по фазам, а следовательно, снижения несимметрии является чередование фаз А, В, С трансформаторов при подключении к высоковольтной воздушной линии электропередачи ВЛ, фазы которой обозначены Ж (А), З (В), К (С) буквами расцветки этих фаз (желтая,

зеленая, красная). На рис. 8.24 показано подключение трансформаторов семи подстанций. Так как две соседние подстанции питают с двух сторон контактную сеть КС одного участка, то их трансформаторы должны быть подключены так, чтобы от ВЛ подавались на этот участок напряжения одной и той же фазы. Каждый участок межподстанционной зоны таким образом является нагрузкой одной фазы энергосистемы. Подключение этих участков к фазам ВЛ чередуется, а тяговые подстанции делятся по способу подключения на три I, II, III. Этот метод выравнивания токов и напряжений по фазам питающей ВЛ является идеализированным. В реальных условиях добиться полной симметрии нагрузок и напряжений невозможно, так как нагрузки фаз трансформаторов зависят от количества поездов на участке и потребляемых ими токов, последнее во многом зависит от профиля пути, веса поезда и т.д.

На тяговых подстанциях системы электроснабжения 2×25 кВ устанавливаются однофазные трансформаторы типа ОРДНЖ с расщепленной вторичной обмоткой, дутьевым охлаждением и регулированием напряжения под нагрузкой на вторичных обмотках 27,5 кВ (табл. 8.3). Предусмотрено ступенчатое регулирование напряжения в пределах $\pm 6 \times 1,67\%$ от номинального напряжения с помощью переключателя типа РНТА-35/320А.

Для понижения напряжения 50 кВ между подстанциями устанавливают автотрансформаторы типа АОМНЖ. С их помощью напряжение регулируется в широком диапазоне: от 20,5 до 31,5 кВ.

8.15. СХЕМА РУ-27,5 кВ

Распределительное устройство 27,5 кВ (рис. 8.25) выполняется по условиям надежности электроснабжения тяги с рабочей системой шин, фазы которой а и в секционируются разъединителями QS_5 и QS_6 с заземляющими ножами, и обходной шиной. Фаза с рабочей системы шин не секционируется. Она связана с рельсом подъездного пути (РПП), контуром заземления подстанции (КЗП) и тяговым рельсом, к которому идет воздушный рельсовый фидер (РФ) (отсасывающая линия). При таком присоединении фазы с КЗП не перегружается тяговыми токами, исключается опасность возникновения разности потенциалов между РПП и КЗП. Секционирование шин двумя разъединителями позволяет производить любой ремонт на секции, в том числе и секционного разъединителя, с отключением только ремонтируемой секции.

Параметры однофазных трансформаторов системы электро-снабжения 2 × 25 кВ

| Тип трансформатора | Номинальная мощность обмоток, МВ·А | | Напряжение обмоток, кВ | | Напряжение КЗ, % | Схема и группа соединения обмоток |
|--------------------|------------------------------------|-----|------------------------|-----------|------------------|-----------------------------------|
| | ВН | НН | ВН | НН | | |
| ОРДНЖ-16000/220 | 16 | 8-8 | 230 | 27,5-27,5 | 12,5 | 1/1-1-00 |
| ОРДНЖ-16000/110 | 16 | 8-8 | 115 | 27,5-27,5 | 10,5 | 1/1-1-0-0 |
| АОМНЖ-10000/55 | 10 | — | 55 | 29 | 1,5 | 1авто |
| АОМНЖ-16000/55 | 16 | — | 55 | 29 | 1,5 | 1авто |

Электроэнергия подается на сборные шины от обмоток 27,5 кВ тяговых трансформаторов T_1 , T_2 по вводам, на которых установлены выключатели Q_1 и Q_2 типа ВМУЭ-35Б-1250-25 со встроенными электромагнитными приводами или С-35М-630010 с приводом ШПЭ-12 (последний применяют при использовании трансформаторов ТДТНЖ-25000). С двух сторон выключателей устанавливаются разъединители: QS_1 и QS_3 со стороны трансформатора с двумя заземляющими ножами типа РНДЗ-2-35 с приводом ПР-90-У1; со стороны шин — двухполюсные разъединители QS_2 и QS_4 с одним заземляющим ножом типа РНДЗ-1-35 с ручным приводом. При отсутствии встроенных трансформаторов тока используют трансформаторы TA_1 и TA_2 типа ТФЗМ-35Б. На вводах также устанавливаются разрядники $FV_1 - FV_6$ типа РВМ-35 для защиты трансформаторов T_1 и T_2 от перенапряжений. Аналогичные разрядники для защиты изоляции РУ-27,5 кВ от перенапряжений установлены в ячейках 7 (FV_7 и FV_8) и 10 (FV_9 и FV_{10}).

Питание контактной сети осуществляется по фидерам (ячейки 5, 6, 12, 13, 14), причем фидеры, питающие контактную сеть одного направления, присоединяются к одной секции, а фидеры другого направления — ко второй секции шин. Запасной выключатель Q_8

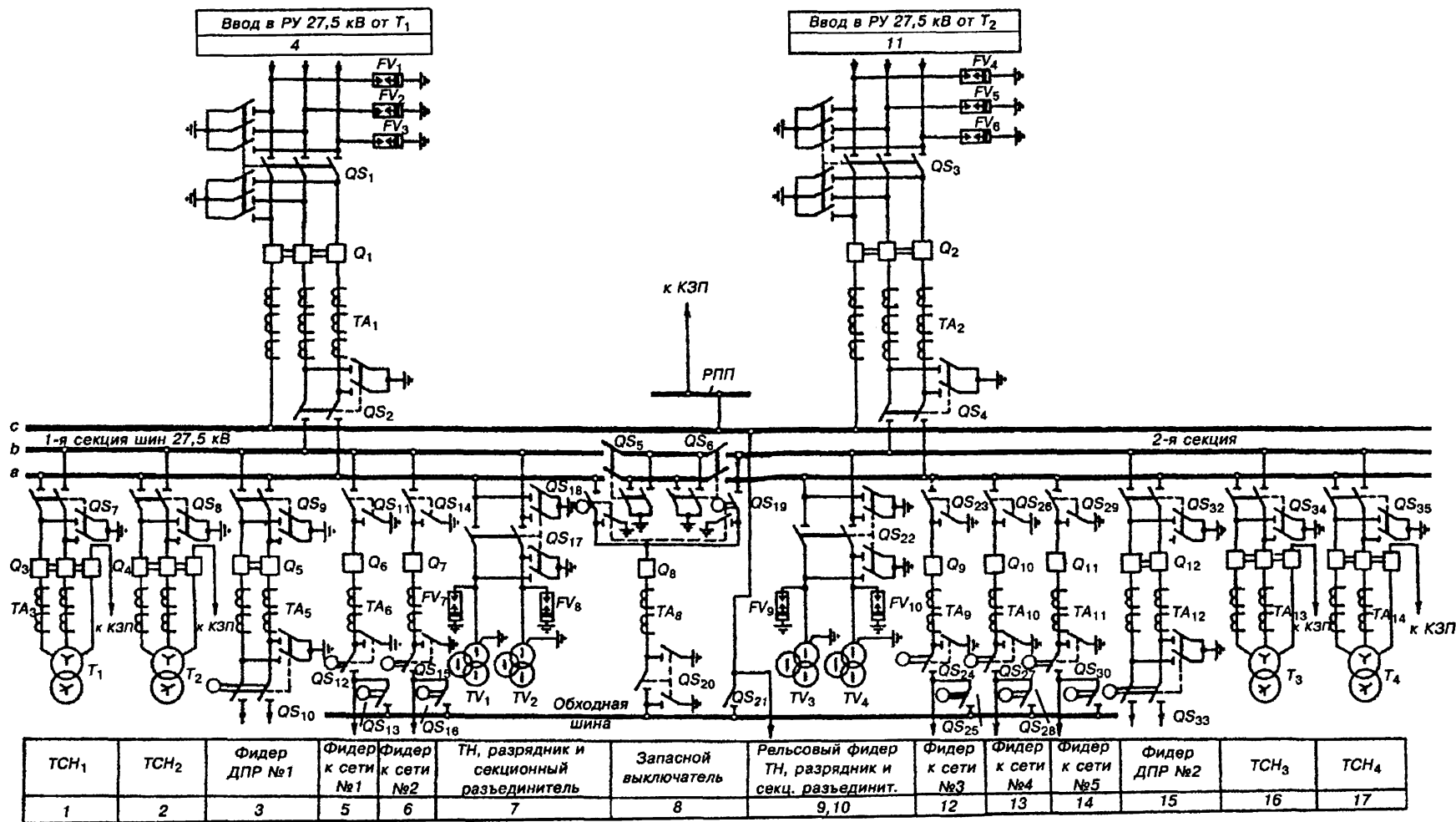


Рис. 8.25. Схема РУ-27,5 кВ

с помощью разъединителей QS_{18} и QS_{19} может быть присоединен к любой секции, обеспечивая питание любого фидера контактной сети при отключенном выключателе этого фидера. Запасной выключатель и выключатели фидеров контактной сети применяются типа ВБН-27,5 П-20/1600-УХЛ1 со встроенным электромагнитным приводом. Применение вакуумных выключателей значительно облегчает эксплуатацию РУ-27,5 кВ и повышает надежность питания электротяги. На каждом фидере контактной сети применяется по три разъединителя. Например, на первом фидере: шинный QS_{11} с одним заземляющим ножом и ручным приводом; линейный QS_{12} с одним заземляющим ножом и дистанционным приводом; обходной QS_{13} без заземляющих ножей с дистанционным приводом. Наличие на каждом фидере обходных разъединителей позволяет заменять фидерные выключатели $Q_6, Q_7, Q_9, Q_{10}, Q_{11}$ запасным выключателем Q_8 . Процесс замены происходит без перерыва электроснабжения тяги. Рассмотрим его на примере вывода в ремонт выключателя Q_6 первого фидера, который подает питание в контактную сеть от фазы а. Разъединитель QS_{19} с дистанционным приводом включается первым, если разъединитель QS_{20} с ручным приводом находится постоянно во включенном состоянии, затем включается выключатель Q_8 . Напряжение подается на обходную (запасную) шину и проверяется ее изоляция. Последним дистанционно включается QS_{13} , и питание фидера № 1 осуществляется от фазы а через выключатели Q_6 и Q_8 . После этого выключатель Q_6 отключается, отключается его разъединители QS_{12} и QS_{11} (последний — вручную), включаются их заземляющие ножи для обеспечения безопасности производства работ на выключателе Q_6 и трансформатора тока TA_6 . Ввод выключателя Q_6 в работу осуществляется в обратном порядке: отключаются заземляющие ножи и включаются разъединители QS_{11} , QS_{12} и выключатель Q_6 , отключаются выключатель Q_8 , разъединители QS_{13} и QS_6 . Разъединитель QS_{20} может оставаться включенным или при необходимости отключается.

При выводе в ремонт первой секции шин фидеры № 1 и № 2 могут получать питание от второй секции через запасной выключатель Q_8 и разъединители $QS_{19}, QS_{20}, QS_{16}, QS_{13}$. Наличие дистанционного управления приводами разъединителей дает возможность производить операцию замены выключателя любого фидера запасным по телеуправлению. Для исключения возможности включения сразу двух шинных разъединителей QS_{18} и QS_{19} запасного выключателя, что привело бы к КЗ между фазами а и в, разъединители заблокированы

(штриховая линия, соединяющая эти разъединители). Блокировка запрещает одновременное включение разъединителей.

Нетяговые линейные потребители железнодорожного транспорта получают питание по фидерам ДПР (два провода — рельс) (ячейки 3 и 15). Фидеры ДПР содержат трехфазные выключатели Q_5 и Q_{12} (одна фаза которых не задействована), трансформаторы тока TA_5 и TA_{12} и разъединители: шинные QS_9 и QS_{32} с одним заземляющим ножом и ручным управлением; линейные QS_{10} и QS_{33} с одним заземляющим ножом и дистанционным управлением. Заземляющие ножи используются для заземления выключателей и трансформаторов тока при их ремонте.

Для питания цепей собственных нужд подстанции используются трансформаторы собственных нужд (ТСН) T_1, T_2, T_3, T_4 , два из которых необходимы для подогрева оборудования на открытой части подстанции и масла в выключателях в зимнее время. Трансформаторы подогрева применяются обычно на опорных подстанциях с большим числом масляных выключателей 110–220 кВ, в которых содержатся десятки тонн трансформаторного масла. При температурах ниже — 20°C масло густеет, становится более вязким, снижая скорость подвижных частей выключателей при включениях и отключениях. Для предотвращения этого необходим подогрев масла, для чего используются два ТСНа. Присоединения ТСН к шинам 27,5 кВ выполняется через трехфазный выключатель, двухполюсный разъединитель (одна фаза выключателя присоединяется к КЗП без разъединителя). Трансформаторы тока устанавливаются на фазах ТСН, подключенных к шинам а и в.

Типы выключателей и разъединителей на присоединениях ТСН и ДПР аналогичны тем, что применены на вводах РУ–27,5 кВ и описаны в начале этого параграфа, трансформаторы тока используются типа ТФЗМ–35А, на каждом присоединении ТСН и ДПР устанавливается по два трансформатора тока.

Однофазные трансформаторы напряжения TV_1, TV_2, TV_3, TV_4 типа ЗНОМ–35–65 и разрядники $FV_1, FV_8, FV_9, FV_{10}$ типа РВМ–35 подключаются к шинам через общие разъединители QS_{17} и QS_{22} с двумя заземляющими ножами. Ножи этих разъединителей используются для заземления секций шин при работе на них.

8.16. СХЕМА РУ–110(220) кВ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Однолинейные схемы РУ–110(220) кВ конечных (тупиковых), ответвительных (отпаечных) и проходных, включаемых в рассечку

ЛЭП-110 (220) кВ, подстанций представлены на рис. 6.5 и 6.6. Описание этих схем приведено в параграфе 6.1.

Однолинейная схема РУ-110 (220 кВ) опорной тяговой подстанции приведена на рис. 8.26. Такая схема применяется для тяговых подстанций как переменного, так и постоянного тока. Она имеет много принципиально общего со схемой РУ-27,5 кВ. РУ-110 (220) кВ выполняется с одинарной секционированной выключателем Q_6 типа МКП-110М (У-110) со встроенными трансформаторами тока TA_6 типа ТВ-110 и шинными разъединителями QS_{17} и QS_{18} типа РНДЗ-1-110 с приводами типа ПР-90-У1. Аналогичное оборудование установлено на вводах распределительного устройства и на присоединениях понижающих трансформаторов T_1 и T_2 за исключением линейных разъединителей $QS_6 - QS_{10}$ типа РНДЗ-2-110. К обходной системе шин вводы и трансформаторы T_1 и T_2 подключаются обходными разъединителями $QS_2 - QS_5$. Подстанция имеет четыре ввода (второй и третий на схеме не показаны), нечетные вводы 1 и 3 присоединяются к первой секции шин, четыре 2 и 4 — к второй. Каждый ввод подключен к секции через линейный разъединитель (QS_6, QS_9), выключатель (Q_1, Q_4) со встроенными трансформаторами тока (TA_1, TA_4) и шинный разъединитель (QS_{11}, QS_{15}). Трансформаторы T_1 и T_2 со встроенными трансформаторами тока TA_7 и TA_8 типа ТВТ-110 (на схеме показано по одному комплекту, в действительности — два или три комплекта трансформаторов тока) присоединяются к секциям шин через разъединители QS_7 и QS_{10} , выключатели Q_2, Q_5 со встроенными трансформаторами тока TA_1, TA_5 и шинные разъединители QS_{12}, QS_{16} . Обходной выключатель Q_3 может быть подключен к любой секции шин разъединителем QS_{13} или QS_{14} , а к обходной системе — разъединителем QS_8 . Он используется вместо выводимых в ремонт выключателей вводов и трансформаторов без вывода последних из работы. Например, для вывода в ремонт выключателя Q_2 трансформатора T_1 включают разъединители Q_{11} и Q_{14} , затем обходной выключатель Q_3 . С первой секции напряжение подается на обходную систему шин, чем проверяется ее изоляция. Вольтметр, подключенный к трансформатору напряжения TV_3 , информирует персонал о появлении напряжения на обходной системе шин. При отсутствии пробоя изоляции выключатель Q_3 остается включенным. После этого можно включать обходной разъединитель Q_3 , трансформатор T_1 будет получать питание по двум цепям — основной и обходной. Выключатель Q_2 отключают, затем отключают разъединители QS_7 и QS_{12} , включают их заземляющие ножи в

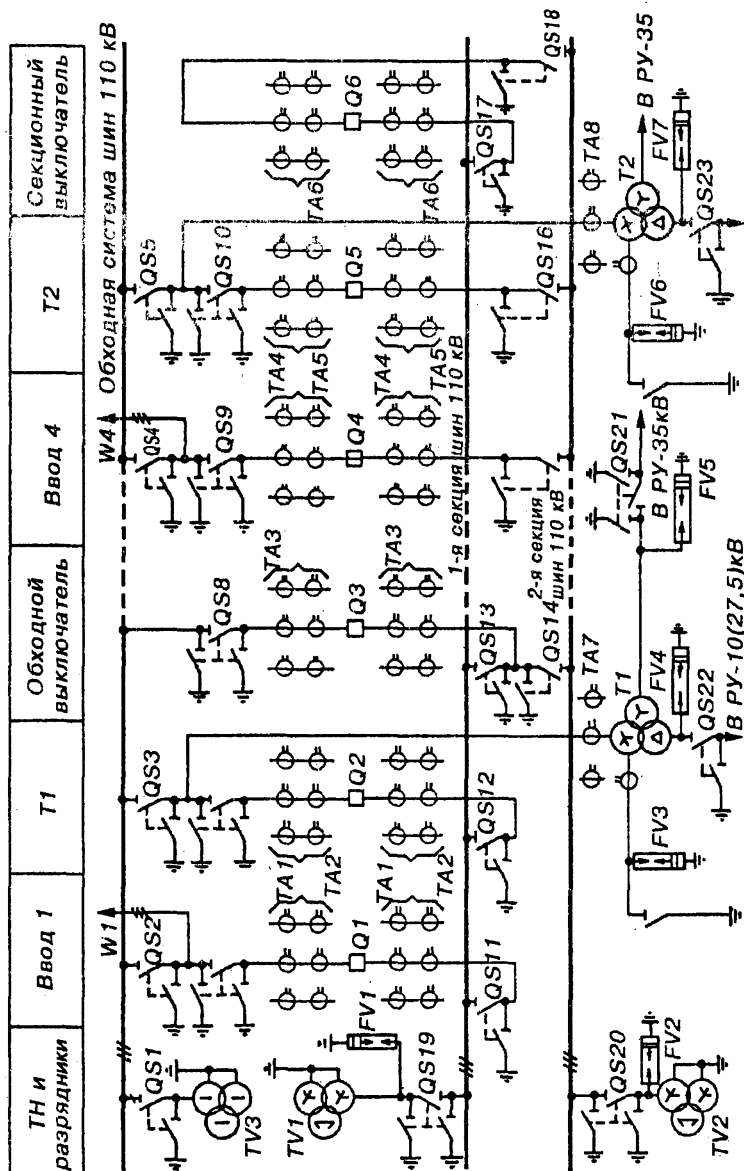


Рис. 8.26. Схема РУ-110 кВ опорной тяговой подстанции

сторону выводимого в ремонт выключателя Q_2 . Питание трансформатора T_1 осуществляется через выключатель Q_3 и разъединители QS_{13} , QS_8 , QS_3 . После ремонта выключатель Q_2 вводят в работу в обратном порядке: отключают заземляющие ножи и включают разъединители QS_{12} , QS_7 и выключатель Q_2 , отключают выключатель Q_3 и разъединители QS_3 , QS_8 , QS_{13} .

К каждой секции сборных шин подключены трансформаторы напряжения TV_1 и разрядники FV_1 через разъединитель QS_{19} , TV_2 и FV_2 через разъединитель QS_{20} . Трансформаторы напряжения типа НКФ-110 служат для подключения измерительных приборов и релейных защит.

Разрядники типа РВС-110 применяются для защиты изоляции РУ-110 кВ от коммутационных и атмосферных перенапряжений.

Трехобмоточные трансформаторы T_1 и T_2 , подключенные соответственно к первой и второй секциям РУ-110 кВ понижают напряжение до 27,5 кВ для питания электротяги переменным током или до 10 кВ для подключения преобразовательных агрегатов, которые питают тягу постоянным током. Третья обмотка трансформатора используется для питания районных потребителей напряжением 35 кВ на тяговых подстанциях постоянного и переменного тока или 10 кВ на тяговых подстанциях переменного тока. Нейтрали обмоток 110 кВ трансформаторов заземляются однополюсными разъединителями РНД-35 или двумя разрядниками, соединенными последовательно, типа РВС-35 и РВС-15, если возникает необходимость такого режима работы в питающей энергосистеме.

Схема главных электрических соединений РУ-110 (220) кВ проходной тяговой подстанции переменного тока системы 2×25 кВ приведена на рис. 8.27. Между вводами W_1 и W_2 подстанции расположены три перемычки: ремонтная с отключенными разъединителями QS_1 и QS_2 и трансформаторами тока TA_1 ; рабочая с выключателем Q_1 , встроенными в него трансформаторами тока TA_2 и разъединителями QS_5 и QS_6 ; резервная с разъединителями QS_7 и QS_8 . Выключатель и разъединители рабочей перемычки нормально включены, через нее осуществляется транзит электроэнергии. Три однофазных трехобмоточных трансформатора T_1 , T_2 , T_3 подключаются к вводам с помощью выключателей Q_2 , Q_3 , Q_4 со встроенными трансформаторами тока TA_3 , TA_4 , TA_5 . Трансформаторы T_1 и T_3 присоединяются к двум фазам вводов (AB и BC), третий трансформатор T_2 может присоединяться к любой паре фаз (AB , BC , CA) и к любому вводу подстанции через разъединители QS_7 , QS_8 с дистанционным

| | | | | |
|------|-------|-----------|-------|-----|
| ТН1. | Ввод1 | Перемычки | Ввод2 | ТН2 |
| | | ремонтная | | |
| | | рабочая | | |
| | | резервная | | |

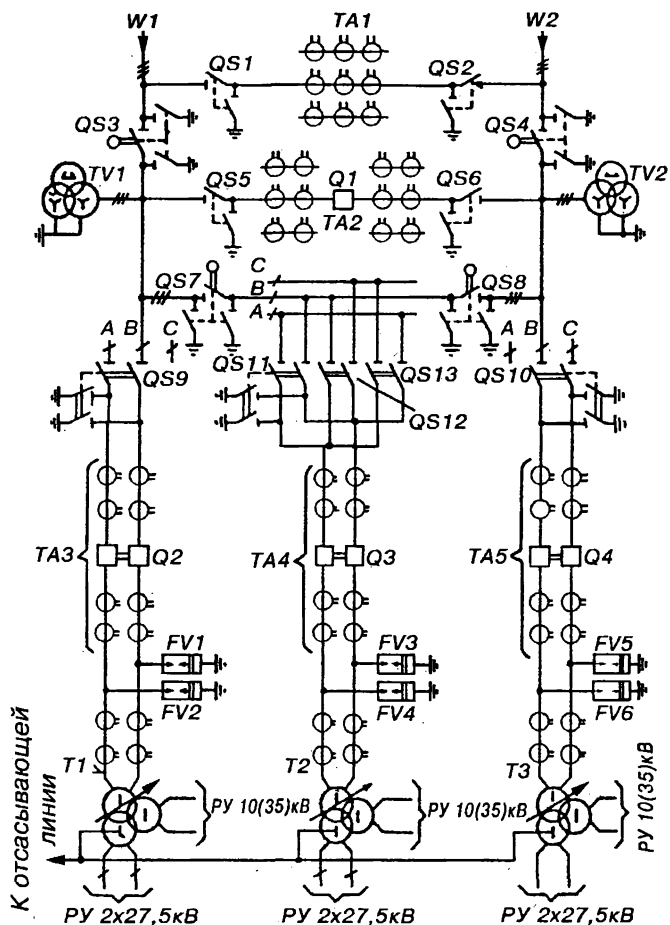


Рис. 8.27. Схема РУ-110 кВ проходной тяговой подстанции системы 2 × 25 кВ

управлением. При этом он может работать параллельно с каждым из двух или заменять T_1 или T_3 , с этой целью предусмотрено три варианта подключения T_2 к резервной перемычке через разъединители QS_{11} , QS_{12} , QS_{13} .

Питание шин РУ-10 (35) кВ может осуществляться как от трех трансформаторов (T_2 подключается к резервной перемычке через QS_{13} на напряжение фаз CA) при соединении вторичных обмоток в "треугольник", так и от любых двух трансформаторов при соединении их обмоток в "открытый треугольник".

8.17. СХЕМА РУ-2 x 25 кВ

Распределительное устройство 2×25 кВ имеет одинарную секционированную двумя парами последовательно соединенных разъединителей QS_{13} , QS_{14} , QS_{15} , QS_{16} систему сборных шин (рис. 8.28). Вводы в РУ осуществляются от рабочих трансформаторов на первую и вторую секции. Первый ввод от рабочего трансформатора подключен, на шины K_1 , Π_1 , от которых осуществляется питание контактного и питающего проводов слева от подстанции, второй — на шины K_2 , Π_2 для питания контактного и питающего проводов справа от подстанции. Ввод от резервного трансформатора подключается к промежуточным шинам 55 кВ, от которых через разъединители QS_2 , QS_3 , QS_8 , QS_9 и выключатели Q_2 , Q_3 питание может быть подано на первую или вторую секцию. Питание тяги осуществляется по фидерам (на схеме показаны только фидеры № 1 и № 4), через выключатели Q_7 , Q_9 и разъединители QS_{19} , QS_{26} и QS_{22} , QS_{29} или от запасной шины через обходные разъединители QS_{27} (фидер № 1) или QS_{30} (фидер № 2). Для вывода в ремонт фидерных выключателей Q_7 , Q_9 без перерыва питания тяги предусмотрен запасной выключатель Q_8 с разъединителями QS_{20} , QS_{21} , QS_{28} . QS_{28} постоянно включен и отключается только при ремонте запасного выключателя Q_8 . Блокировки приводов разъединителей QS_{20} и QS_{21} разрешают включить только один из них. Вывод в ремонт выключателя Q_7 осуществляется в следующем порядке: включаются разъединитель QS_{21} и выключатель Q_8 (проверяется отсутствие повреждения изоляции запасных шин), включается обходной разъединитель QS_{27} ; отключается выключатель фидера Q_7 и разъединители QS_{13} , QS_{26} ; включаются заземляющие ножи разъединителей QS_{19} , QS_{26} . Фидер получает питание от второй секции через разъединители QS_{21} , QS_{28} , QS_{27} и выключатель Q_8 .

Трансформаторы собственных нужд T_1 и T_2 присоединяются к шинам Π_1 и Π_2 через разъединители QS_{17} , QS_{24} , третья фаза трансформатора присоединяется к контуру заземления подстанции, к которому подключена отсасывающая линия (рельсовый фидер). Линии ДПР (два провода — рельс) присоединяются к шинам Π_1 , Π_2 через выключатели Q_6 , Q_{10} , шинные разъединители QS_{17} , QS_{23} с ручными приводами и линейные разъединители QS_{25} , QS_{29} с дистанционным управлением. Для контроля напряжения на секциях сборных шин, питания приборов учета энергии и защиты, между шиной секции и КЗП включаются трансформаторы напряжения TV_1 — TV_8 . Через общие с ними разъединители к шинам подключаются разрядники FV_7 — FV_{14} , которые защищают изоляцию РУ от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

8.18. ЗАЩИТА ФИДЕРОВ КОНТАКТНОЙ СЕТИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Для ЭПС как приемника электроэнергии, питающегося от тяговых подстанций по фидерам контактной сети, характерно перемещение вдоль питающей тяговой сети, изменение величины потребляемого тока при изменении профиля пути и режима работы ЭПС. Схема питания тяговой сети в процессе эксплуатации может меняться: для ремонтных работ отключаются временно секции контактной сети и посты секционирования; по аварийным условиям двустороннее питание может быть заменено односторонним и т.д. Все это накладывает определенные сложности на настройку и работу релейной защиты. Необходимо обеспечить такие условия работы релейной защиты, чтобы не происходило ложных отключений тяговой сети по ее вине, а все повреждения сети безусловно отключались, отсутствовали "мертвые зоны" защиты при всех изменениях схемы и при этом не требовалась перестройка защиты.

Для исключения пережегов контактного провода важно не только отключить КЗ, но всемерно сократить время отключения $t_{откл}$, так как электрическая дуга с током, превышающим 2000 А, может пережечь контактный провод через 0,15...0,17 с. Величина тока при КЗ в любой точке контактной сети двухпутного участка, питающегося от двух подстанций, обычно не превышает 3000 А. Время пережега провода марки МФ-100 током 3000 А не превышает 0,15 с. Исходя из этого, на фидерах контактной сети должна устанавливаться быстродействующая защита, которая в совокупности

| ТН и разрядники | Ввод 1 от Т ₁ | Ввод 2 от Т ₂ | Ввод 3 от Т ₃ | ТН и разрядники |
|--------------------|-----------------------------|--------------------------|-----------------------------|--------------------|
|--------------------|-----------------------------|--------------------------|-----------------------------|--------------------|

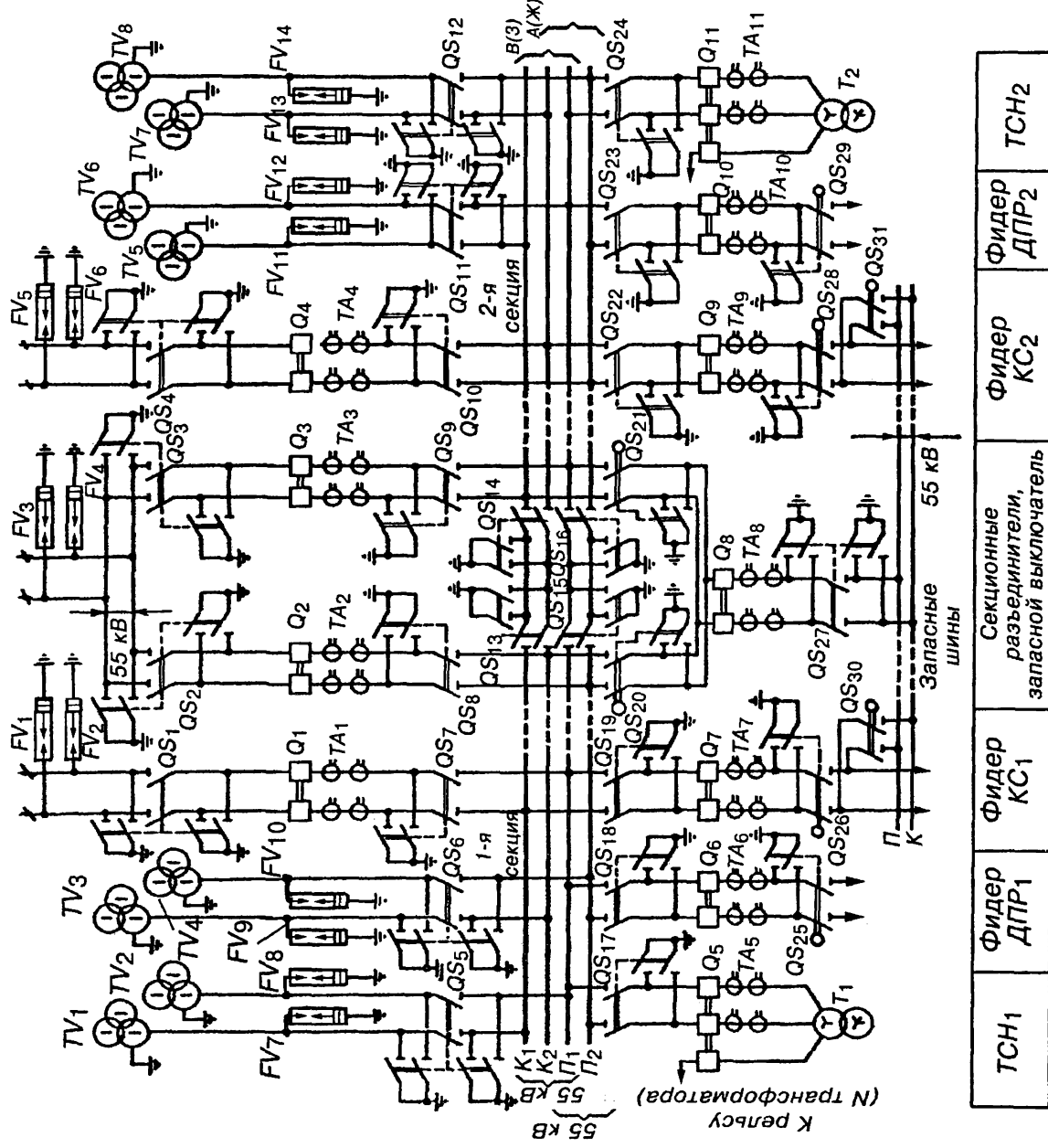


Рис. 8.28. Схема РУ-2х25кВ

с быстродействующими масляными или вакуумными выключателями обеспечивала бы отключение поврежденного участка за время не более 0,12...0,14 с.

Таким требованиям удовлетворяет двухступенчатая дистанционная защита, дополненная ускоренной токовой отсечкой и телеблокировкой, выпускаемая в виде модернизированного устройства электронной защиты фидеров (УЭЗФМ). Устройство предназначено для защиты фидеров участков железных дорог, электрифицированных на переменном токе. Оно размещается на тяговых подстанциях и унифицировано для систем 25 кВ и 2×25 кВ. Структурная схема такого устройства приведена на рис. 8.29, а.

Первая ступень защиты — ненаправленная дистанционная защита без выдержки времени выполнена на измерительных органах полного сопротивления KZ_1 и тока KA_1 ; логическом И-НЕ1. Вторая ступень защиты — направленная дистанционная защита с выдержкой времени 0,5 с выполнена на измерительных органах полного сопротивления KZ_2 и фазового $K\phi$; на логических органах И-НЕ2 и времени KT . Третья защита — токовая отсечка (резервная) выполнена на измерительном органе KA_2 и логическом И-НЕ3.

Измерительные органы полного сопротивления KZ_1 и KZ_2 представляют собой схемы сравнения двух переменных величин: напряжения на шинах 27,5 кВ, преобразованного с помощью трансформатора напряжения TU и промежуточного трансформатора TUV в напряжение соизмеримое с параметрами электронных органов; тока фидера контактной сети, преобразованного с помощью трансформатора тока TA и промежуточного трансформатора TLA в напряжение, необходимое для подачи на электронные органы. Результатом сравнения является сопротивление до точки повреждения контактной сети и, если оно меньше уставки KZ_1 , KZ_2 , последнее срабатывает.

Токовые реле KA_1 и KA_2 являются пороговыми органами, которые реагируют на величину тока фидера, преобразованного с помощью трансформатора тока TA и промежуточного трансформатора TLA в напряжение, подводимое к реле. Реле KA_1 блокирует KZ_1 при КЗ за пределами защитной первой зоны (на других фидерах "за спиной"). Реле KA_2 является измерительным органом резервной токовой отсечки, включающей в себя логический орган И-НЕ3.

Измерительный фазовый орган $K\phi$ осуществляет сравнение фаз напряжения и тока, осуществляет блокировку реле KZ_2 при нормальном режиме работы и разрешает работу второй ступени при КЗ, когда фазовый угол между током и напряжением составляет от

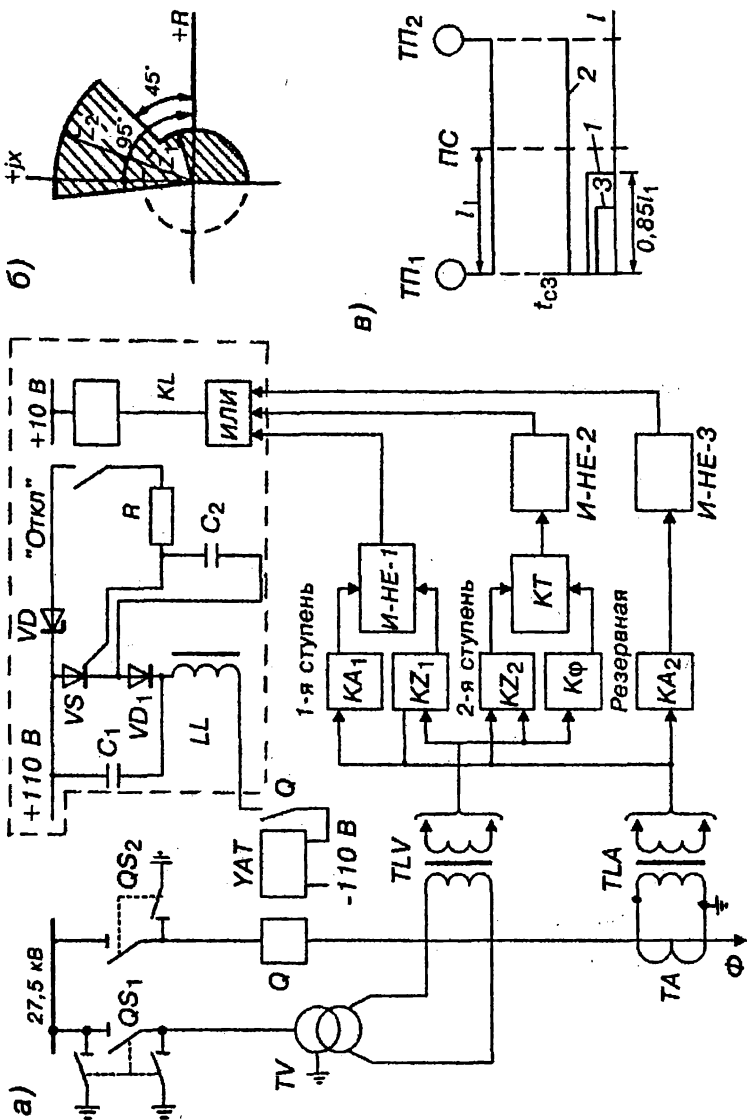


Рис. 8.29:

а — структурная схема защиты фидера контактной сети переменного тока; *б* — характеристика срабатывания двухступенчатой дистанционной защиты; *в* — график времени срабатывания

45 до 95°. При этом запускается реле времени, создающее выдержку времени защиты 0,5 с.

При срабатывании любой ступени дистанционной защиты или резервной токовой отсечки на выходе схемы И–НЕ1, И–НЕ2 или И–НЕ3 появляется отрицательный потенциал, поступающий на схему ИЛИ отключающего модуля защиты "Откл". При этом срабатывает промежуточное реле KL , замыкающее своим контактом цепь управляющего электрода тиристора VS . От +110 В через стабилитрон VD резисторы R_1 и R_2 , диод VD , дроссель LL , блок–контакт Q катушку отключения YAT до –110 В протекает управляющий ток тиристора VS , последний отпирается и через него собирается цепь на катушку отключения YAT . Выключатель Q фидера контактной сети отключается.

Характеристика двухступенчатой дистанционной защиты (рис. 8.29, б) является комбинированной. Характеристика первой ступени представляет собой окружность Z_1 с центром в начале координат комплексной плоскости. Блокирующее реле KA_1 разрешает работу первой ступени защиты только при КЗ на защищаемой линии, т.е. при угле между током и напряжением в пределах от –90 до +90. Характеристика второй ступени представляет собой сектор окружности радиусом Z_2 с центром в начале координат. Фазовый орган второй ступени защиты имеет "мертвую зону" по напряжению вблизи подстанции, однако, для защиты фидеров это значения не имеет, так как вторая ступень имеет выдержку времени, а близкие КЗ обычно отключает первая ступень защиты без выдержки.

Взаимодействие защит удобно анализировать с помощью графика $t_{сз} = f(l)$, представляющего собой зависимость времени срабатывания $t_{сз}$ от расстояния до точки КЗ (рис. 8.29, в). Для однопутного участка на графике показаны характеристики первой (1), второй (2) ступеней дистанционной защит и резервной (3) токовой отсечки.

Уставки защит определяются по выражениям:
для первой ступени

$$Z_1 = (0,8...0,85)l_1 \cdot Z_0, \quad (8.20)$$

где

l_1 — расстояние от тяговой подстанции $ТП_1$ до поста секционирования ПС, км;

Z_0 — сопротивление одного километра петли "контактная подвеска–рельс", Ом/км.

для второй ступени

$$Z_2 = K_{\text{ч}} \cdot Z_{\text{к max}}, \quad (8.21)$$

где

$K_{\text{ч}}$ — коэффициент чувствительности защиты, равный 1,5;

$Z_{\text{к max}}$ — максимальное сопротивление при КЗ на шинах подстанции $ТП_2$.

8.19. КОНСТРУКТИВНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

На тяговых подстанциях переменного тока оборудование распределительных устройств размещают на открытой части подстанции, закрытыми выполняют только РУ собственных нужд. Наибольшее распространение при сооружении подстанций получили комплектные РУ наружной установки (КРУН), блоки РУ–35 и 27,5 кВ, строительные конструкции из сборного железобетона и т.п. РУ, смонтированные из таких укрупненных узлов заводского изготовления имеют существенные преимущества: уменьшается площадь подстанции, упрощается строительная часть, сокращаются сроки и стоимость монтажных работ.

На рис. 8.30 приведен план проходной тяговой подстанции, состоящей из трех РУ: ОРУ–110 кВ; ОРУ–27,5 кВ, КРУН–10 кВ. Общий вид ОРУ–110 кВ приведен на рис. 8.20 тяговой подстанции постоянного тока, где дано описание его конструктивного выполнения. ОРУ–110 кВ выполняют рамного типа, что позволяет применять промышленные методы сооружения тяговых подстанций. На ремонтной перемычке, соединяющей вводы № 1 и № 2, выполнены разъединители 1 и трансформаторы тока 2. Выключатель 7 рабочей перемычки с двух сторон имеет разъединители 5, обеспечивающие его безопасный ремонт. Разъединители 5 ремонтной перемычки и 3 вводов устанавливаются на металлической раме на высоте, не требующей ограждения. Аналогично устанавливаются трансформаторы напряжения 4, разъединители 10 первичной стороны трансформаторы T_1 и T_2 , отделители 11, короткозамыкатели 13. На опоре рамной конструкции устанавливается молниеотвод 14. Отдельно стоящие молниеотводы 16, 17, 18 и 21 выполняются на индивидуальных опорах. Разрядники 8 устанавливаются на низких опорных конструкциях и поэтому ограждаются. Провода ОРУ–110 кВ крепятся к металлическим и железо-

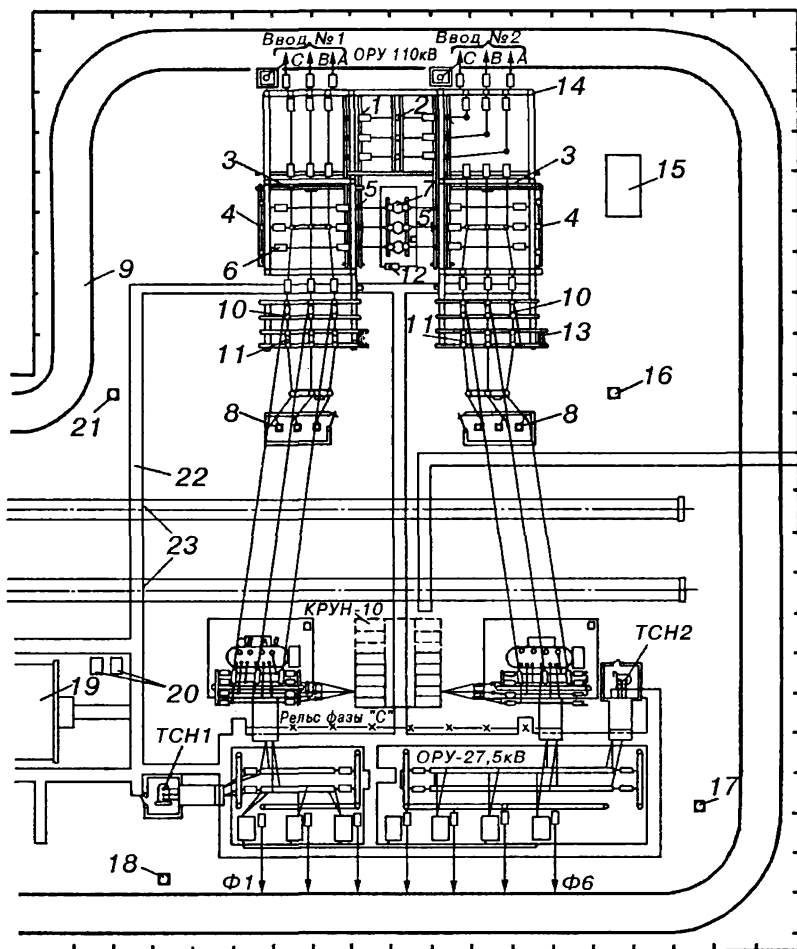


Рис. 8.30. План проходной тяговой подстанции

бетонным поперечникам, закрепленным на опорах, с помощью гирлянд изоляторов 6. От трансформаторов собственных нужд $ТСН_1$ и $ТСН_2$ электроэнергия подается в здание 19 подстанции и к шкафам собственных нужд 20 переменного тока по кабельным каналам 22. По этим же каналам осуществляется связь щита управления подстанции и зажимных шкафов 12 отдельных присое-

динений. По периметру подстанции вдоль забора выполнен проезд для автотранспорта и пожарных машин. Подъездные железнодорожные пути 23 используются для транспортировки трансформаторов T_1 и T_2 и другого тяжелого оборудования, а также для установки железнодорожных кранов, необходимых для монтажа и демонтажа трансформаторов T_1 и T_2 . Подземный резервуар 15 используется для аварийного слива масла.

План ОРУ-27,5 кВ более подробно показан на рис. 8.31. Трехобмоточные трансформаторы T_1 , T_2 понижают получаемое от ОРУ-110 кВ напряжение до 35 и 27,5 кВ. ОРУ-35 кВ приведено на рис. 8.20. В РУ-27,5 кВ питание подается через блок ввода 3 от трансформаторов T_1 , T_2 на шины A и B , которые крепятся к опорным порталным конструкциям 9, смонтированным на железобетонных опорах 8. Блоки ДПР₄ и ТСН₁ конструктивно имеют много общего с блоками вводов. ТСН₂ вместе с блоком 1 показаны на рис. 8.33. Блоки фидеров контактной сети 5 отличаются от блоков вводов, ТСН и ДПР тем, что они выполнены на одну фазу (рис. 8.32), поэтому в плане они имеют меньшие габариты. Аналогичную фидерную конструкцию имеет блок 6 запасного выключателя, в котором также располагается разъединитель, связывающий рельсовый фидер с запасной шиной при плавке гололеда на контактной сети. Блоки 7 трансформаторов напряжения и разрядников располагаются под порталами, к которым крепятся сборные

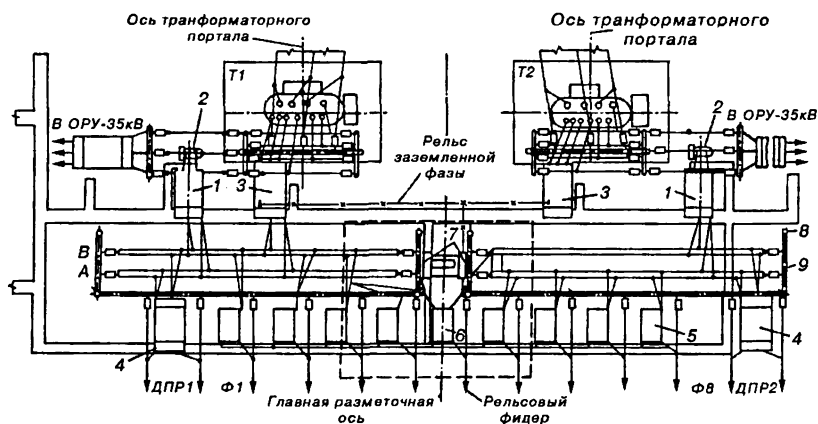


Рис. 8.31. План ОРУ-27,5 кВ

шины, выполненные из двойных гибких сталеалюминиевых проводов. В этих же блоках располагаются секционные разъединители. Вдоль всего ОРУ-27,5 кВ смонтированы на опорах металлические балки, к которым через гирлянды изоляторов крепятся провода линий ДПР, контактной сети и рельсового фидера.

Блок фидера контактной сети (рис. 8.32) представляет сварную раму 9, закрепленную на металлической подставке 7. Разъединители шинный 1 с ручным приводом, линейный 4 и обходной 5 с дистанционными приводами 8 установлены на раме, для подъема на которую предназначена лестница 10. Масляный выключатель 2 и трансформатор тока 3 монтируются внутри блока за сетчатым ограждением для безопасности персонала. Запасная шина 6 крепится на стержневом изоляторе, установленном на раме блока.

$ТСН_4$ (рис. 8.33), установленный на низком фундаменте, имеет ограждение 5. Блок $ТСН$ представляет сварную раму 7 из профиль-

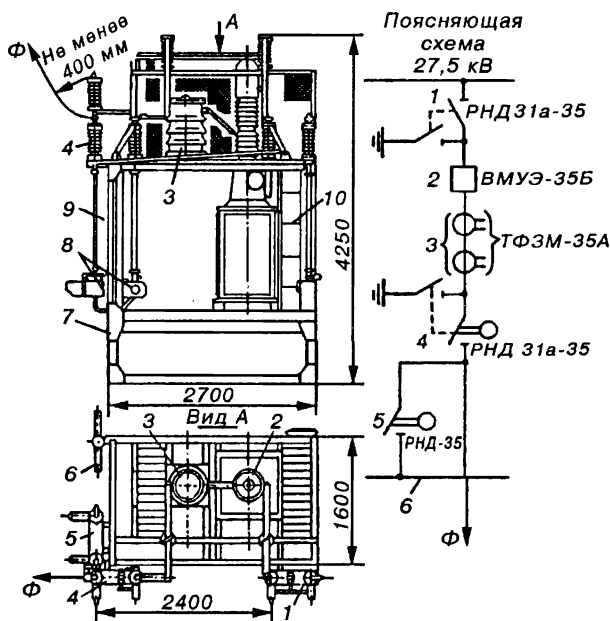


Рис. 8.32. Конструкция блока фидера контактной сети с масляным выключателем ВМУЭ-35Б

ной стали, устанавливаемую на фундамент или железобетонные лежни 6. Масляный выключатель 2 и трансформатор тока 3 закреплены на основаниях из швеллеров и ограждены сетками, так как токоведущие части, подключаемые к ним, располагаются на высоте, требующей ограждения. Шинный разъединитель 1 располагается на высоте, не требующей его ограждения.

На рис. 8.30 между трансформаторами T_1 и T_2 расположен КРУН-10, состоящий из шкафов, конструкция одного из них (шка-

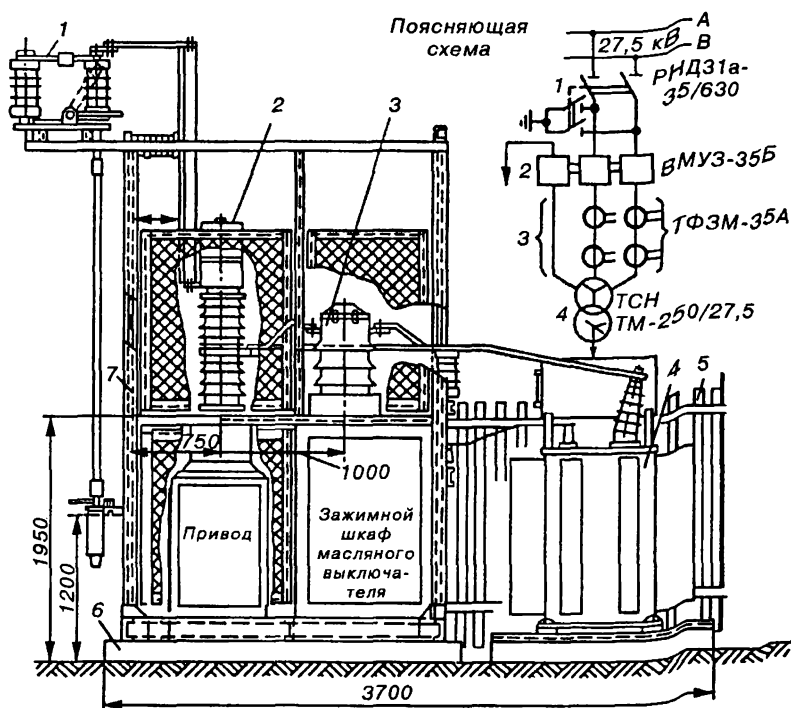


Рис. 8.33. Конструкция блока ТСН

фа фидера воздушной линии) показана на рис. 8.34. Рама 3 выключателя 1 (пунктиром показан выключатель, выведенный из шкафа для ремонта). В отсеке 4 размещены блоки релейной защиты, измерительной аппаратуры, в отсеке 5 — сборные шины. Проходные изоляторы 6 обеспечивают проведение токоведущих частей через крышу шкафа. В отсеке 7 расположен высоковольтный шин-

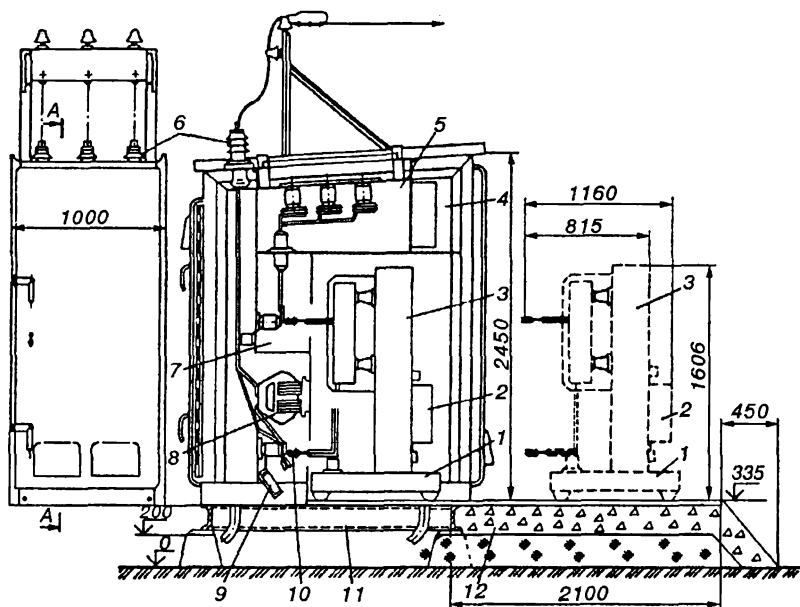


Рис. 8.34. Конструкция шкафа КРУН-10 фидера воздушной линии

ный разъем. Линейный разъем 10, трансформатор тока 8, заземляющие ножи 9 размещены в отдельном отсеке. Шкаф установлен на металлической раме из швеллеров 11, перед ним для ремонтных работ — бетонированная площадка 12.

Блок фидера контактной сети вакуумным выключателем ВВС-27,5 показан на рис. 8.35. Выключатель 3 со встроенными трансформаторами тока имеет съемное сетчатое ограждение 2, что повышает удобство обслуживания при ремонтных и профилактических работах. Шинный разъединитель 1 с ручным приводом 4 и линейный разъединитель 11 с дистанционным приводом 9 располагаются на высоте, не требующей ограждения. Обходной разъединитель 13 с дистанционным приводом 10 располагается в плоскости перпендикулярной плоскости линейного разъединителя (на рис. 8.35 не виден). Запасная шина РУ-27,5 кВ крепится на опорно-стержневом изоляторе 12.

Блок фидера контактной сети имеет стальную рамную конструкцию 5, устанавливаемую на железобетонные прутья 6, к которым крепится с помощью хомутов 7.

Выводы с приводов выключателя и разъединителей, со вторичных обмоток трансформаторов тока подключаются к клеммным сборкам в шкафу 8.

8.20. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ТЯГОВОЙ ПОДСТАНЦИИ И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

Мощность на шинах РУ-27,5 кВ определяется по выражению

$$S_{27,5} = S_{\text{тяг}} + S_{\text{ТСН}} + S_{\text{ДПР}}, \quad (8.22)$$

где

$S_{\text{тяг}}$ — мощность на тягу поездов, кВ·А;

$S_{\text{ТСН}}$ — мощность одного ТСН, присоединенного к шинам 27,5 кВ, кВ·А;

$S_{\text{ДПР}}$ — мощность нетяговых потребителей, питающихся от шин 27,5 кВ по фидерам ДПР, определяемая по формуле (6.14).

Мощность на тягу поездов определяется по выражению

$$S_{\text{тяг}} = U_{\text{ш}} \cdot (2 I'_d + 0,65 I''_d) \cdot K_{\text{нр}} \cdot K_{\text{ку}} \cdot K_{\text{м}}, \quad (8.23)$$

где

$U_{\text{ш}}$ — напряжение на шинах РУ-27,5 кВ;

I'_d — действующее значение наиболее загруженного плеча (фазы) питания тяги, А ;

I''_d — действующее значение наименее загруженного плеча (фазы) питания тяги, А;

$K_{\text{нр}}$ — коэффициент неравномерности нагрузки фаз трансформатора, принимаемый 0,9;

$K_{\text{ку}}$ — коэффициент компенсирующего устройства, учитывающий снижение требуемой на тягу мощности при работе компенсирующего устройства, принимаемый 0,93;

$K_{\text{м}}$ — коэффициент влияния на износ изоляции обмоток трансформатора неравномерности движения поездов в течение суток, принимаемый 1,45 — для двухпутных участков, 1,25 — для однопутных.

Мощность однофазного трансформатора для питания тяги при системе электрификации 2 × 25 кВ определяется по выражению

$$S_{\text{тяг}} = U_{\text{ш}} \cdot I_{\text{пл}} \cdot K_{\text{но}}, \quad (8.24)$$

где

$U_{\text{ш}}$ — напряжение на шинах подстанции, равное 27,5 кВ;

$I_{\text{пл}}$ — ток плеча питания, складывающийся из токов контактной сети и питающего провода, А;

$K_{\text{но}}$ — коэффициент, учитывающий неравномерность загрузки секций расщепленной обмотки 55 кВ однофазного трансформатора, принимаемый 1,1.

Мощность преобразовательного агрегата тяговой подстанции постоянного тока определяется в следующем порядке

$$S_{\text{тяг}} = 1,05 U_{\text{дном}} \cdot I_{\text{д.тп}}, \quad (8.25)$$

где

$S_{\text{тяг}}$ — мощность на тягу поездов, кВ·А;

$U_{\text{дном}}$ — напряжение на шинах, равное 3,3 кВ;

$I_{\text{д.тп}}$ — действующее значение выпрямленного тока, А.

Расчетное количество преобразовательных агрегатов

$$N_{\text{расч}} = I_{\text{д.тп}} / I_{\text{дном}}, \quad (8.26)$$

где

$I_{\text{дном}}$ — номинальный ток выпрямителя, А.

Полученное значение $N_{\text{расч}}$ может быть дробным числом, которое округляют до целого значения N в большую сторону, если дробная часть составляет 10% и более от целого числа $N_{\text{расч}}$, и в меньшую сторону, когда дробная часть меньше 10%.

Необходимая мощность преобразовательного трансформатора определяется по условию

$$S_{\text{ном.т}} \geq S_{\text{тяг}} / N, \quad (8.27)$$

Тип трансформатора выбирается по каталогу с учетом принятой схемы выпрямления.

Мощность на шинах РУ–10кВ тяговой подстанции постоянного тока

$$S_{\text{ш10}} = (N \cdot S_{\text{ном.т}} + S_{\text{макс р.н.}} + S_{\text{тсн}}) \cdot K_{\text{р}}, \quad (8.28)$$

где

$S_{\text{ном.т}}$ — номинальная мощность преобразовательного трансформатора, кВ·А;

N — количество преобразовательных трансформаторов;

$S_{\text{макс.р.н.}}$ — максимальная мощность районной нагрузки (всех нетяговых потребителей, питающихся от шин 10 кВ) с учетом потерь в сетях и трансформаторах кВ·А;

$S_{\text{тсн}}$ — номинальная мощность одного ТСН, кВ·А;

K_p — коэффициент разновременности тяговой и нетяговой нагрузок РУ–10 кВ, равный 0,95...0,98 (если нетяговая нагрузка составляет менее 3% тяговой, то $K_p = 1$).

Мощность на шинах РУ–35 кВ тяговых подстанций с первичным напряжением 110 (220) кВ определяется по формуле (6.14). По этой же формуле определяется максимальная мощность районной нагрузки $S_{\text{макс.р.н.}}$, подключенной к шинам 10 кВ тяговой подстанции постоянного тока и мощность на шинах РУ–10 кВ тяговой подстанции переменного тока.

Выбор понижающих трансформаторов производят, исходя из требований по резервированию, согласно которым на тяговых подстанциях предусматривается установка двух понижающих трансформаторов, работающих одновременно: один — на тяговую нагрузку, другой — на районную. При отключении одного трансформатора оставшийся в работе должен учетом допустимой перегрузки обеспечить питание тяги и нетяговых потребителей.

Расчетная мощность первичной обмотки трансформатора 110 (220) кВ определяется по выражению

$$S_{\text{расч 110}} = [S_{\text{ш10(2,75)}} + S_{\text{ш35(10)}}] \cdot K_p, \quad (8.29)$$

где

$S_{\text{ш10(27,5)}}$ — мощность на шинах РУ–10 (27,5) кВ, от которого получают питание тяговые преобразовательные агрегаты или непосредственно тяга, кВ·А;

K_p — коэффициент разновременности максимумов нагрузок вторичных обмоток трехобмоточного трансформатора, принимаемый 0,95...0,98.

При установке на подстанции двух понижающих трансформаторов их номинальная мощность определяется по выражению

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{S_{\text{расч 110}}}{1,4}, \quad (8.30)$$

где

1,4 — коэффициент допустимой перегрузки масляных трансформаторов общей продолжительностью не более 6 ч в сутки в течение 5 суток подряд.

Мощность тяговой подстанции определяется мощностью и количеством понижающих трансформаторов, типом подстанции и схемой электроснабжения.

Мощности концевой (тупиковой) и ответвительной (отпаечной) подстанций определяется выражением

$$S_{\text{тп}} = n_{\text{т}} \cdot S_{\text{ном.т}}, \quad (8.31)$$

где

$n_{\text{т}}$ — количество понижающих трансформаторов подстанции (обычно 2).

Мощности опорных и проходных подстанций определяются с учетом транзита электроэнергии через РУ–110 (220) кВ по выражению

$$S_{\text{тп}} = (n_{\text{т}} \cdot S_{\text{ном.т}} + \Sigma S_{\text{транз}}) \cdot K_{\text{р}}, \quad (8.32)$$

где

$\Sigma S_{\text{транз}}$ — сумма мощностей подстанций, питающихся транзитом через РУ–110 (220) кВ проектируемой станции;

$K_{\text{р}}$ — коэффициент одновременности максимальных нагрузок проектируемой и питающихся от нее соседних подстанций, принимаемый 0,6...0,8.

Мощность на шинах РУ–35 кВ тяговой подстанции постоянного тока напряжением 35 кВ определяется типом подстанции (тупиковая, проходная или опорная), наличием потребителей 10 кВ.

Мощность тупиковой подстанции рассчитывается по выражению

$$S_{\text{тп}} = (N \cdot S_{\text{ном.т}} + n_{\text{т}} \cdot S_{\text{ном.т.р.н.}} + S_{\text{тсн}}) \cdot K_{\text{р}}, \quad (8.33)$$

где

$S_{\text{ном.т.р.н.}}$ — номинальная мощность трансформатора районной нагрузки 10 кВ, определяемая по формуле (6.13), кВА;

$n_{\text{т}}$ — количество трансформаторов районной нагрузки;

$S_{\text{ном.т.}}, N, S_{\text{тсн}}, K_{\text{р}}$ — то же, что и в формуле (8.28).

Мощность на шинах опорной или проходной подстанции напряжением 35 кВ рассчитывается по формуле

$$S_{\text{тп}} = [(N \cdot S_{\text{ном.т}} + n_{\text{т}} \cdot S_{\text{ном.т.р.н.}} + S_{\text{тсн}}) \cdot K_{\text{р}} + \Sigma S_{\text{транз}}] \cdot K_{\text{р}}, \quad (8.34)$$

где все обозначение те же, что и формулах (8.32) и (8.33).

Выбор оборудования РУ–110 (220), 35,10 кВ и его проверка производится в соответствии с методикой, изложенной в параграфах 3.2, 3.3, 4.1, 4.2, 4.3, 5.20.

Проверку оборудования РУ–27,5 кВ выполняют по токам и мощностям двухфазного КЗ на шинах 27,5 кВ, используя в начале формулы для расчета трехфазного КЗ, а затем переходя к относительным сопротивлениям двухфазного КЗ, по которым рассчитывают токи и мощность двухфазного КЗ. Полученные при расчете значения токов и мощности КЗ используют для проверки оборудования РУ–27,5 кВ.

Выбор оборудования РУ–3,3 кВ производится по тем же условиям, что и для переменного тока. Проверку шин, изоляторов, разъединителей по току КЗ не производят, учитывая быстрдействие защиты от токов КЗ и отсутствие динамического взаимодействия между токоведущими частями из-за большого расстояния.

Быстрдействующие выключатели выбирают по назначению (катодные или фидерные), по номинальному напряжению и току по условиям

$$\begin{aligned} U_{\text{ном}} &\geq U_{\text{раб}}, \\ I_{\text{ном}} &\geq I_{\text{раб.макс}}. \end{aligned} \quad (8.35)$$

Выбранные выключатели проверяют по отключающей способности по условию

$$I_{\text{ном.откл.}} \geq K_{\text{то}} \cdot I_{\text{к.макс}}, \quad (8.36)$$

где

$I_{\text{ном.откл}}$ — номинальный ток отключения выключателя, А;

$I_{\text{к.макс}}$ — максимальный ток КЗ на шинах 3,3 кВ, А;

$K_{\text{то}}$ — коэффициент токоограничения, учитывающий, что выключатель отключается раньше, чем ток КЗ достигает установившегося значения, принимается 0,6...0,7.

Максимальный ток КЗ на шинах 3,3 кВ определяется по выражению

$$I_{\text{к.макс}} = \frac{1,1 I_{d.\text{ном}} \cdot N}{\frac{N \cdot S_{\text{ном.т}}}{S_{\text{к}}} + \frac{U_{\text{к}}}{100}}, \quad (8.37)$$

где

$I_{d.\text{ном}}$ — номинальный ток выпрямителя, А;

N — количество преобразователей на подстанции;

$S_{\text{ном.т}}$ — номинальная мощность преобразовательного трансформатора, кВ·А;

S_k — мощность КЗ на шинах, от которых получают питание преобразовательные агрегаты (10 или 35 кВ), кВ·А;

U_k — напряжение КЗ преобразовательного трансформатора, %.

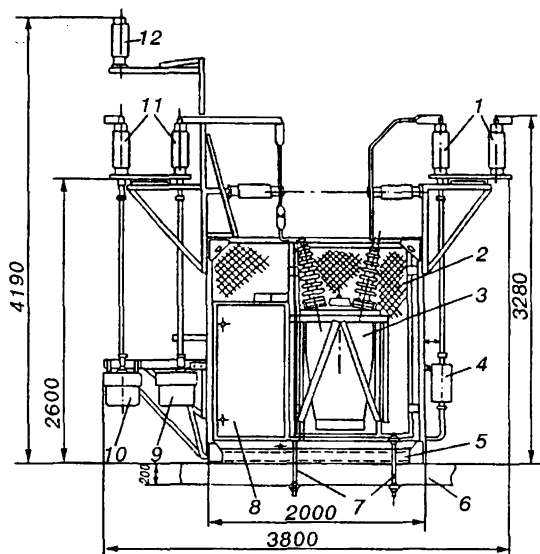
Если условие (8.36) не выполняется, то есть отключающей способности одного выключателя выбранного типа недостаточно, то в одной цепи последовательно включают два выключателя.

8.21. ПЕРЕДВИЖНЫЕ ТЯГОВЫЕ ПОДСТАНЦИИ

Передвижные тяговые подстанции предназначены для обеспечения питания тяговой сети электрифицированных железных дорог при выходе из строя стационарных тяговых подстанций, а также могут быть использованы для временной замены при выводе в ремонт или аварийных отключениях преобразовательных агрегатов или трансформаторов подстанций. На ряде электрифицированных участков передвижные подстанции работают постоянно в качестве источников дополнительной мощности при росте тяговых нагрузок или для улучшения режима напряжения в тяговой сети. Таких подстанций эксплуатируется на сети дорог более тридцати. При необходимости они могут устанавливаться на перегоне между двумя стационарными подстанциями. Для этого они укомплектованы всем необходимым силовым оборудованием, и созданы условия для дежурного персонала, который может обслуживать подстанции при необходимости вахтовым методом. Это удорожает подстанции, но повышает их маневренность, быстроту ввода в работу на месте установки, возможность установки в местах отсутствия стационарных подстанций.

На рис. 8.36 показаны варианты выполнения тяговых подстанций постоянного тока на подвижном составе. Размещение оборудования на платформах производится так, чтобы оно вписывалось в габарит подвижного состава и находилось в постоянной готовности к работе.

На рис. 8.36, а показан вариант выполнения одной из первых передвижных тяговых подстанций. На двухосной платформе 1 размещается РУ-10 (6) кВ и сглаживающий реактор РУ-3,3 кВ. На четырехосной платформе 2 устанавливаются преобразовательные (тяговые) трансформаторы. В вагоне 3 размещается полупроводниковый выпрямитель, а в вагоне 4 — оборудование двух фидеров контактной сети, фильтрующее устройство, стойки управления релейной защиты и автоматики, салон дежурного персонала.



Поясняющая схема

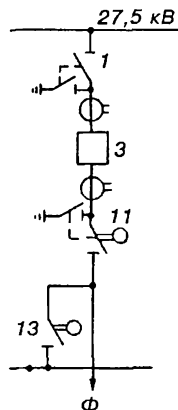


Рис. 8.35. Конструкция блока фидера контактной сети с вакуумным выключателем ВВС-27,5

На рис. 8.36, б приведен вариант передвижной тяговой подстанции с первичным напряжением 35 кВ. Оборудование РУ-35 кВ монтируется на четырехосной платформе 1. На платформе 2 и в вагонах 3 и 4 размещается оборудование аналогичное рис. 8.35, а.

На рис. 8.36, в показан вариант размещения подстанции такой как на рис. 8.36, а. Отличие заключается в применении полупроводникового выпрямителя наружной установки с естественным охлаждением, который устанавливается на платформе 3.

На рис. 8.36, г приведен вариант подстанции аналогичной показанной на рис. 8.36, б, но с использованием выпрямителя с естественным охлаждением, устанавливаемого на платформе 3.

На рис. 8.36, д приведен вариант выполнения тяговой подстанции на трех единицах подвижного состава: платформа 1 с трансформатором и РУ-10 кВ; платформа 2 с выпрямителем наружной установки; вагон 3 с оборудованием РУ-3,3 кВ, стойками релейной защиты и автоматики и салоном дежурного персонала.

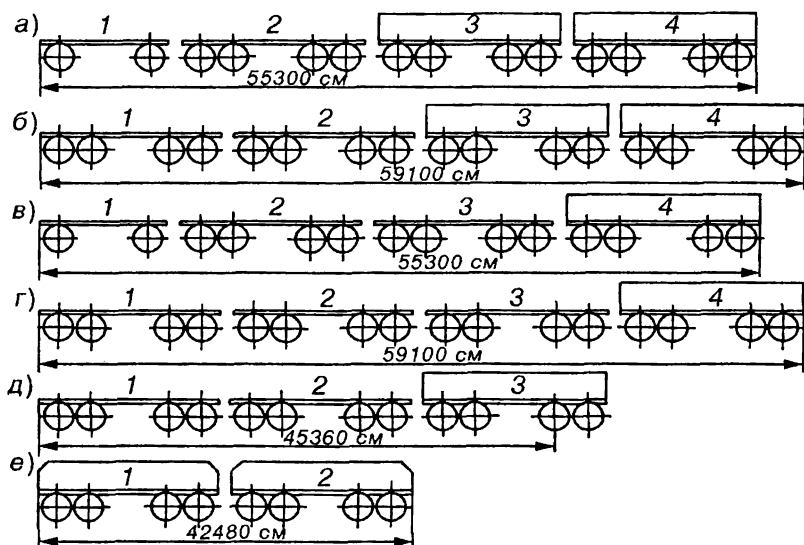


Рис. 8.36. Размещение передвижных тяговых подстанций постоянного тока на подвижном составе

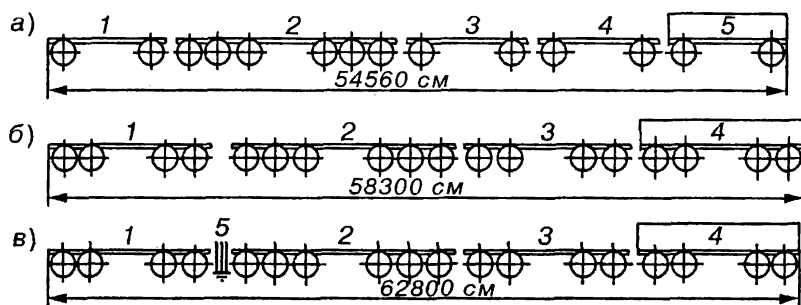


Рис. 8.37. Размещение передвижных тяговых подстанций переменного тока на подвижном составе

На рис. 8.36, *е* в двух вагонах размещено оборудование постоянного тока: выпрямитель в вагоне 1 и оборудование РУ-3,3 кВ. Такая передвижная установка используется при необходимости произвести капитальный ремонт или замену выпрямителя подстанции. Подключается она к стационарному преобразовательному трансформатору.

Передвижные тяговые подстанции переменного тока выполняются на нескольких платформах, а также имеют один вагон-щитовую. В вагоне размещаются стойки управления, защиты и автоматики, общеподстанционной сигнализации и собственных нужд. В вагоне также имеется салон дежурного персонала.

На рис. 8.37, *а* приведен вариант выполнения одной из первых передвижных тяговых подстанций переменного тока. На двухосной платформе 1 располагается РУ-110 кВ; на шестиосной платформе-лафете 2 смонтирован специальный трехобмоточный трансформатор 110 кВ; на платформе 3 размещается оборудование собственных нужд и СЦБ, а на платформе 4 — оборудование РУ-27,5 кВ.

На рис. 8.37, *б* приведен вариант выполнения подстанции, аналогичной той, что на рис. 8.36, *а*, но по более новому проекту. Оборудование РУ-110 кВ располагается на четырехосной платформе 1, трансформатор — на шестиосной платформе 2, оборудование РУ-27,5 кВ — на платформе 3. Вагон в этом проекте предусмотрен четырехосный более объемный и комфортабельный.

На рис. 8.37, *в* приведен вариант выполнения передвижной подстанции со специальным трансформатором 220 кВ, располагающимся на платформе-лафете 2. Оборудование РУ-220 кВ монтируется на платформе 1, а РУ-27,5 — на платформе 3. Разрядники 220 кВ 5 устанавливаются вне платформы.

Питающие линии от передвижных подстанций постоянного и переменного тока к контактной сети выполняют, как правило, воздушными и подвешивают их на постоянных или временных опорах, а рельсовый фидер — либо воздушными, либо кабельными. Питающие линии от передвижного трансформатора к нетяговым потребителям выполняются воздушными. Все оборудование передвижных подстанций заземляется на металлические рамы подвижного состава.

Глава 9. ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

9.1. ДЕЙСТВИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ТОКА НА ЧЕЛОВЕКА

При проектировании и выполнении заземляющих устройств (ЗУ) учитывают вероятность травмирования человека электрическим током, так как нельзя исключить соприкосновение людей с опасными напряжениями, появление которых возможно на частях электроустановок, нормально не находящихся под напряжением. Действие электрического тока на организм человека зависит от его величины, продолжительности и пути, по которому он проходит, а также от физического состояния человека. Наибольшую опасность представляет ток, проходящий через область сердца.

Наименьший ток с частотой 50 Гц, воспринимаемый человеком, составляет 1 мА. Этот ток называют порогом чувствительности. Ток от 1 до 6 мА вызывает боль и непроизвольное сокращение мышц, однако человек способен при этом отпустить предмет, через который ток входит в руку. При дальнейшем увеличении тока человек теряет эту способность: он не может освободиться от предмета, который держит. Наибольший ток, при котором большинство людей способно освободиться от предметов, находящихся под напряжением, называется порогом отпускания. Он составляет примерно 9 мА, при этом напряжение, приложенное между рукой и ногами составляет 10 В. Официально порог отпускания принят равным 6 мА при напряжении 36 В и сопротивлении человека $R_{\text{ч}} = 36/0,006 = 6000 \text{ Ом}$.

При дальнейшем увеличении тока сокращение мышц распространяется от руки к грудной клетке, вследствие чего дыхание сначала затрудняется, а затем становится невозможным. Если не разомкнуть цепь тока в течение нескольких минут, человек теряет сознание и умирает от удушья. Однако при своевременном разрыве электрической цепи дыхание восстанавливается или может быть восстановлено искусственно. Никаких опасных последствий при этом не наблюдается.

Ток порядка 100 мА при продолжительности, не превышающей нескольких секунд, то есть времени не достаточном для нарушения дыхания, представляет опасность, вызывая фибрилляцию сердца, то есть нарушение нормального сердечного ритма. Это состояние характеризуется некоординированными, асинхронными сокраще-

ниями мышечной фибрилльной ткани сердца. При фибрилляции сердце не повреждается, но нарушается ритм его работы, оно не бьется, а трепещет. Прекращается циркуляция крови в организме, и смерть наступает в течение нескольких минут.

Возникшая фибрилляция сама прекратиться не может. Искусственное дыхание при этом неэффективно. Единственным способом восстановления нормальной работы сердца является дефибрилляция, заключающаяся в контршоке электрическим разрядом в области сердца с помощью специального аппарата — дефибриллятора. Однако возможность возникновения фибрилляции сердца должна быть исключена правильным проектированием и выполнением ЗУ.

Порог фибрилляции, т.е. наибольший ток, который не вызывает фибрилляции сердца, у значительного большинства людей является функцией продолжительности воздействия и может быть определен из следующего выражения

$$I_{\phi}^2 \cdot t = K, \quad (9.1)$$

где

I_{ϕ} — действующее значение тока с постоянной амплитудой и частотой 50 Гц, соответствующее порогу фибрилляции, А;

t — продолжительность прохождения тока, с;

K — постоянная величина, установленная опытным путем, $A^2 \cdot c$.

Для людей массой около 50 кг порог фибрилляции можно определить из выражения

$$I_{\phi} = 0,116\sqrt{t}. \quad (9.2)$$

Для людей массой около 70 кг — из выражения

$$I_{\phi} = 0,157\sqrt{t}. \quad (9.3)$$

Выражения (9.2) и (9.3) следует рассматривать как приближенные, справедливые при продолжительности тока от 0,03 до 3 с.

Расчетное время t следует принять равным времени действия релеинной защиты и времени отключения выключателя.

Для защиты людей от поражения электрическим током в электроустановках выполняют заземляющие устройства.

9.2. ЗАЩИТНЫЕ И РАБОЧИЕ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Заземляющими называют устройства, служащие для создания надежного пути тока через землю. Необходимость в этом появляется

ся, когда нужно обеспечить работу электроустановки в рабочем или аварийном режиме или электробезопасность персонала при проведении работ в электроустановках. Если заземление выполнено с целью обеспечения экономически целесообразных условий эксплуатации оборудования электроустановки и питающей ее электрической системы, то оно называется **рабочим заземлением**. Примером рабочего заземления является преднамеренное соединение с землей разрядников, нейтралей трансформаторов или генераторов. Рабочим заземлением является также присоединение к заземлению молниеотводов, защищающих электроустановки от прямых ударов молнии и от индуцированных перенапряжений. Их выделяют в особый класс **грозозащитных заземлений**.

Заземления, выполняемые с целью обеспечения безопасности людей, называются **защитными**. Защитному заземлению подлежат все металлические части корпуса, каркасы, рамы, ограждения электрооборудования, которое нормально не находится под напряжением, но может попасть под него в случае повреждения изоляции.

Заземляющим устройством называется совокупность заземлителя и заземляющих проводников. **Заземлителем** называется проводник (электрод) или совокупность металлических соединенных между собой проводников (электродов), находящихся в соприкосновении с землей. Искусственным заземлителем называется заземлитель, специально выполненный для целей заземления. **Естественными заземлителями** называются находящиеся в соприкосновении с землей электропроводящие части коммуникаций, зданий и сооружений производственного или иного назначения, используемых для целей заземления. **Заземляющим проводником** называется проводник, соединяющий заземляемые части с заземлителем.

При незаземленном корпусе генератора I (рис. 9.1, a) и пробое изоляции одной из фаз на корпус прикосновение к нему является столь же опасным, как и прикосновение непосредственно к неизолированной фазе генератора. Через тело человека будет проходить весь ток однофазного замыкания на землю I_3 , ограниченный сопротивлением человека $R_ч$, то есть $I_ч = I_3$. При наличии заземления (рис. 9.1, d), сопротивление которого составляет от 0,5 до 10 Ом, человека и заземление можно рассматривать как два параллельно соединенные сопротивления, находящиеся под напряжением однофазного замыкания на землю

$$U_3 = I_3 \cdot R_3 = I_ч \cdot R_ч, \quad (9.4)$$

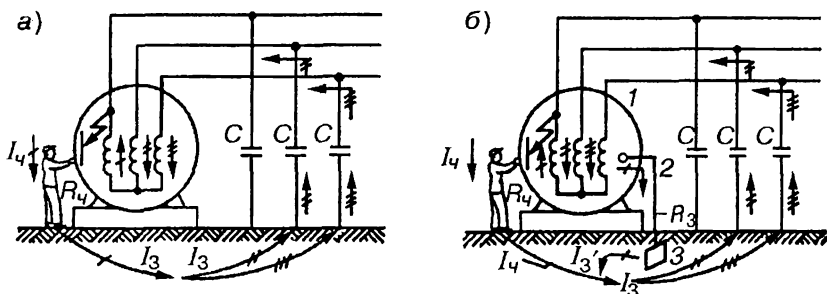


Рис. 9.1. Воздействие тока замыкания на землю и человека:

а — при отсутствии заземления; б — при наличии заземления

где

I_3 и I_4 — токи через заземления и человека, А;

R_3 и R_4 — сопротивления заземления и человека, Ом;

$$I_4 = I_3 \frac{R_3}{R_4}. \quad (9.5)$$

Из выражения (9.5) видно, что I_4 можно снизить до безопасного для жизни человека за счет снижения сопротивления заземления R_3 .

Согласно ПУЭ заземление и зануление электроустановок следует выполнять:

— при напряжении 380 В и выше переменного тока и 440 В и выше постоянного тока во всех электроустановках;

— при номинальных напряжениях выше 42 В, но ниже 380 В переменного тока и выше 110 В, но ниже 440 В постоянного тока — только в помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и в наружных установках.

Занулением в электроустановках напряжением до 1 кВ называется преднамеренное соединение частей электроустановки, нормально не находящихся под напряжением, с глухозаземленной нейтралью генератора или трансформатора в сетях трехфазного тока (рис. 9.2), с глухозаземленным выводом источника однофазного тока, с глухозаземленной средней точкой источника в сетях постоянного тока. На рис. 9.2 показана схема зануления элементов электроустановки до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью N . С помощью заземляющего винта или болта 1 металлический корпус светильника 2, выключателя 3, электродвигателя 4 и магнитного пускателя 5 присоединяется проводником к заземленной нейтрали N .

К частям, подлежащим занулению и заземлению относятся:

- корпуса электрических машин, трансформаторов, светильников и т.п.;

- приводы электрических аппаратов ;

- вторичные обмотки измерительных трансформаторов;

- каркасы распределительных щитов, щитов управления, щитков и шкафов, а также съемные и открывающиеся части, если на последних установлено электрооборудование напряжением выше 42 В переменного тока или 110 В постоянного тока;

- металлические конструкции распределительных устройств, металлические кабельные конструкции, кабельные соединительные муфты, оболочки и броня контрольных и силовых кабелей, металлические оболочки проводов, рукава и трубы электропроводки, кожухи и опорные конструкции шинопроводов, лотки, короба, струны, тросы и стальные полосы, на которых укреплены кабели и провода, а также другие металлические конструкции, на которых устанавливается электрооборудование;

- металлические оболочки и броня контрольных и силовых кабелей и проводов напряжением до 42 В переменного тока и до 110 В постоянного тока, проложенных на общих металлических конструкциях вместе с кабелями и проводами, металлические оболочки и броня которых подлежат заземлению и занулению;

- металлические корпуса передвижных и переносных электроприемников;

- электрооборудование, размещенное на движущихся частях станков, машин и механизмов.

Не требуется преднамеренно заземлять или занулять:

- корпус электрооборудования, аппаратов и электромонтажных конструкций, установленных на заземленных (зануленных) металлических конструкциях распределительных устройств, на щитах, шкафах, щитках, станинах станков, машин и механизмов,

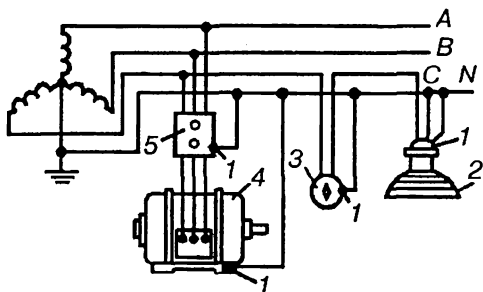


Рис. 9.2. Схема зануления элементов электроустановки до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью

при условии обеспечения надежного электрического контакта с заземленными или зануленными основаниями;

— конструкции, на которых установлено заземленное или зануленное оборудование, перечисленное выше, при условии надежного электрического контакта между этими конструкциями и электрооборудованием, при этом указанные конструкции не могут быть использованы для заземления или зануления установленного на них другого электрооборудования;

— арматуру изоляторов всех типов, оттяжек, кронштейнов и осветительной арматуры при установке их на деревянных опорах ВЛ или на деревянных конструкциях открытых подстанций, если это не требуется по условиям защиты от атмосферных перенапряжений (при прокладке кабеля с металлической заземленной оболочкой или неизолированного заземляющего проводника на деревянной опоре перечисленные части, расположенные на этой опоре, должны быть заземлены или занулены);

— съемные или открывающиеся части металлических каркасов камер распределительных устройств, шкафов, ограждений и т.п., если на съемных (открывающихся) частях не установлено электрооборудование или если напряжение установленного электрооборудования не превышает 42 В переменного тока или 110 В постоянного тока;

— корпуса электроприемников с двойной изоляцией;

— металлические скобы, крепежи, отрезки труб механической защиты кабелей в местах их прохода через стены и перекрытия и другие подобные детали, в том числе протяжные и ответвительные коробки размером до 100 см² электропроводок, выполняемых кабелями или изолированными проводами, прокладываемыми по стенам, перекрытиям и другим элементам строений.

9.3. КОНСТРУКЦИЯ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Основой заземляющего устройства является заземлитель, от конструкции которого во многом зависит безопасность людей на территории электроустановки. Одиночный заземлитель не обеспечивает безопасности людей. Распределение потенциалов на поверхности земли вокруг одиночного трубчатого заземлителя или пробое на корпус заземленного аппарата показано на рис. 9.3. Если измерить разность потенциалов между заземлителем в точке *0* и точками на поверхности земли *а*, *в*, *с* по любому из

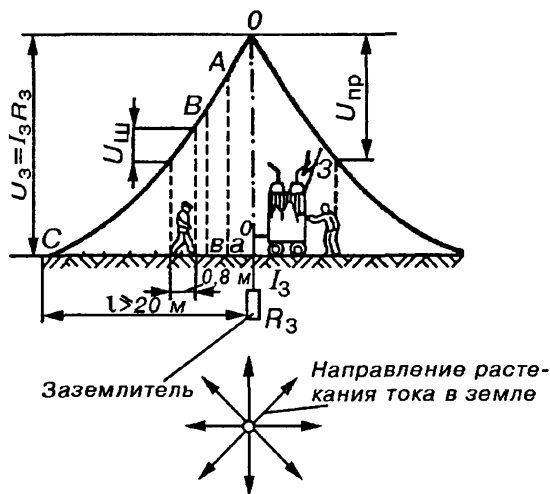


Рис. 9.3. Распределение потенциалов на поверхности земли вокруг одиночного заземлителя

радиусов, то распределение потенциалов будет иметь форму кривой $OABC$.

Ток замыкания I_3 , проходя через заземлитель и сопротивление растеканию тока с заземлителя R_3 , растекается в земле во всех направлениях. Вблизи заземлителя плотность тока максимальная. По мере удаления от заземлителя сопротивление земли из-за увеличения площади падает, что приводит к более плавному снижению потенциала земли: кривая $OABC$ по мере приближения к точке C становится более полой, а потенциал земли снижается до нуля. За пределами так называемой **зоны растекания**, начиная с точки C , находится **зона нулевого потенциала**.

Сопротивление растеканию тока с заземлителя с учетом сопротивления заземляющих проводников составляет сопротивление **заземляющего устройства** R_3 , которое можно определить по выражению

$$R_3 = U_3 / I_3, \quad (9.6)$$

где

U_3 — напряжение на заземляющем устройстве, В;

I_3 — ток, стекающий с заземлителя в землю, А.

Если человек попадает в зону растекания и подходит к аппарату, у которого изоляция одной из фаз повреждена, он попадает под шаговое напряжение между двумя точками земли, обусловленное растеканием тока замыкания на землю, при одновременном касании их ногами человека. Расстояние между двумя точками земли принимается равным 0,8 м.

Если человек коснется корпуса аппарата с поврежденной изоляцией, то он попадает под напряжение прикосновения, равное разности потенциалов между рукой и ногами.

Напряжением прикосновения называется напряжение между двумя точками цепи тока замыкания на землю (на корпус) при одновременном прикосновении к ним человека.

Вблизи одиночного заземлителя при пробое изоляции напряжение шага и прикосновения опасны для жизни людей, поэтому одиночные заземлители не решают проблему безопасности.

Напряжения прикосновения и шага могут быть значительно снижены, если кривую снижения потенциала земли вблизи заземлителя сделать более пологой. В электроустановках напряжением свыше 1000 В, это достигается контурным размещением заземлителей в защищаемой зоне (рис. 9.4, а). Контур заземления состоит из ряда вертикальных заземлителей, соединенных металлической полосой. Потенциал земли в любой точке складывается из потенциалов, создаваемых отдельными электродами контура (рис. 9.4, б) Как видно на рис. 9.4, а в защищаемой зоне искусственно поднят потенциал земли по отношению к зоне нулевого потенциала, чем обеспечиваются

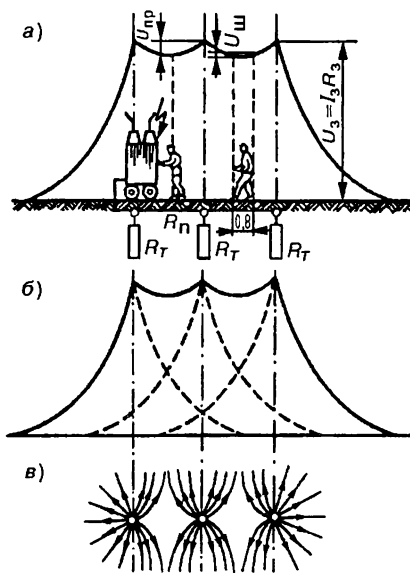


Рис. 9.4. Распределение потенциалов на поверхности земли:

а — при контурном выполнении заземления; б — вокруг отдельных заземлителей; в — растекание тока с заземлителем при их взаимном экранировании

безопасные напряжения шага и прикосновения. За пределами контура заземления происходит спад потенциала. Для устранения опасных шаговых напряжений в этих местах стремятся создать кривую спада потенциалов достаточно пологой.

При выполнении заземляющего устройства применяются естественные и искусственные заземлители. В первую очередь должны использоваться естественные заземлители, в качестве которых применяют: проложенные в земле стальные водопроводные трубы, соединенные в стыках сваркой; трубы артезианских скважин; стальная броня силовых кабелей, проложенных в земле, при их числе не менее двух; металлические конструкции зданий и сооружений, имеющие надежное соединение с землей; различного рода трубопроводы, проложенные под землей; свинцовые оболочки кабелей, проложенных в земле.

Не допускается использование в качестве естественных заземлителей трубопроводы горючих жидкостей и горючих или взрывчатых газов, алюминиевые оболочки кабелей, алюминиевые провода и кабели, проложенные в кабельных каналах, туннелях, блоках.

Искусственные заземлители применяются, если естественные заземлители не полностью удовлетворяют требованиям по значению сопротивления заземляющего устройства и по напряжениям прикосновения и шага.

По расположению в грунте и форме искусственные заземлители делятся на следующие группы:

- углубленные: из круглой или полосовой стали, укладываемые на дно котлована по периметру фундаментов (зданий, опор, колонн);

- вертикальные: из стальных вертикально ввинчиваемых или вдавливаемых в грунт стержней из круглой стали, а также из забиваемых отрезков угловой стали;

- горизонтальные: из круглой или полосовой стали, уложенные горизонтально в траншею на глубине 0,5–0,7 м и используемые по прямому назначению и для связи между стержнями вертикальных заземлителей;

- комбинированные, объединяющие в общую систему заземлители, перечисленные выше.

Для заземлителей обычно применяют круглую сталь диаметром 10–16 мм, полосовую сталь сечением 40 × 4 мм и угловую сталь 50 × 50 × 5 мм. Трубы для этой цели обычно не применяются из-за их дефицита.

Длина вертикальных заземлителей применяется равной: забиваемых — 2,5–3 м, ввинчиваемых и вдавливаемых 4,5–5 м. В последнее время стали применять вертикальные заземлители, погружаемые в землю на глубину от 10 до 30 м и располагаемых по контуру заземляющего устройства, выполняемого в виде сетки с квадратными или прямоугольными ячейками. Глубина заложения верха вертикальных заземлителей должна быть равна 0,6–0,7 м от уровня планировочной отметки земли, и заземлитель должен выступать над дном траншеи на 0,1–0,2 м для удобства приварки к ним соединительных горизонтальных круглых стержней (сталь круглого сечения более устойчива к коррозии, чем полосовая). Такое заглубление уменьшает сопротивление растеканию заземляющего устройства.

К каждому заземляемому элементу от заземляющей магистрали должен идти отдельный заземляющий проводник, присоединяемый сваркой к магистрали и болтом — к заземляемому элементу. Последовательное включение в заземляющий проводник заземляемых элементов не допускается.

Заземляющие и нулевые защитные проводники в электроустановках до 1 кВ должны иметь размеры не менее приведенных в табл. 9.1

Заглубление вертикальных заземлителей на 0,6–0,7 м уменьшает колебание сопротивления заземления растеканию тока при сезонных изменениях проводимости верхних слоев грунта: зимой — от промерзания, летом — от пересыхания. Сопротивление одного заземлителя определяется его конструктивными параметрами и удельным сопротивлением грунта. В районах с большим удельным сопротивлением земли, в скальных и каменистых структурах, где забивка вертикальных электродов невозможна, допускается прокладка горизонтальных заземлителей на меньшей глубине, чем указывалось выше, но не менее 0,15 м. Кроме того рекомендуются следующие мероприятия:

- устройство вертикальных заземлителей увеличенной длины, если с глубиной удельное сопротивление земли снижается, а естественные углубленные заземлители (например, скважины с металлическими обсадными трубами) отсутствуют;

- укладка вокруг горизонтальных заземлителей в скальных структурах влажного глинистого грунт с последующей трамбовкой и засыпкой щебнем до верха траншеи;

- применение искусственной обработки грунта растворимыми солями Na Cl, содой с целью снижения его удельного сопротивления, если другие способы не дают необходимого эффекта;

Наименьшие размеры заземляющих и нулевых защитных проводников

| Наименование | Медь | Алюминий | Стаж | | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|----------|-----------|-----------------------|----------------|
| | | | в зданиях | в наружных установках | в земле |
| Неизолированные проводники: сечение, мм ² | 4 | 6 | — | — | — |
| диаметр, мм | — | — | 5 | 6 | 10 |
| Изолированные провода: сечение, мм ² | 1,5* | 2,5 | — | — | — |
| Заземляющие и нулевые жилы кабелей и многожильных проводов в общей защитной оболочке с фазными жилами: сечение, мм ² | 1 | 2,5 | — | — | — |
| Угловая сталь: толщина полки, мм | — | — | 2 | 2,5 | 4 |
| Полосовая сталь: сечение, мм ² | — | — | 24 | 48 | 48 |
| толщина, мм | — | — | 3 | 4 | 4 |
| Водогазопроводные трубы (стальные): толщина стенки, мм | — | — | 2,5 | 2,5 | 3,5 |
| Тонкостенные трубы (стальные): толщина стенки, мм | — | — | 1,5 | 2,5 | Не допускается |

— устройство выносных заземлителей, если вблизи (до 2 км) от электроустановки есть места с меньшим удельным сопротивлением земли (берега рек, озер и т.п.)

Выносные заземления соединяются двумя стальными полосами с магистралями или сетками заземления на территории электроуста-

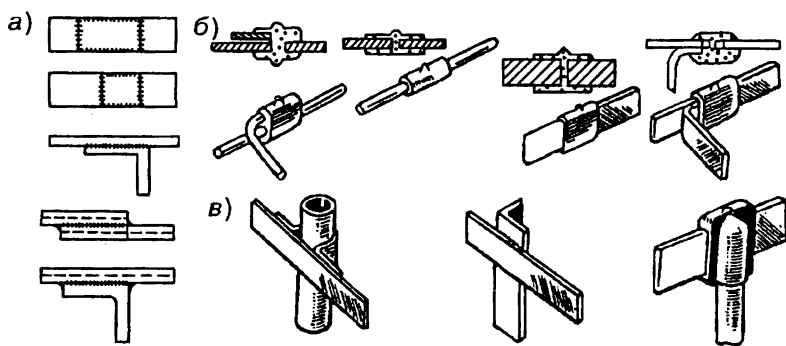


Рис. 9.6. Способы соединения заземляющих проводников:

а — электросваркой; б — термитной сваркой; в — соединения заземляющих полос с заземлителями

имеющийся на их корпусах. При этом должны быть предусмотрены меры против ослабления и коррозии контактных соединений. Открыто проложенные заземляющие и нулевые защитные проводники имеют отличительную окраску — по зеленому фону желтая полоса вдоль проводника. Окраске не подлежат места, предназначенные для подсоединения инвентарных переносных заземлителей. Это требование к окраске заземляющих проводников предъявляется к монтируемым электроустановкам. Согласно ПЭЭП открыто проложенные стальные заземляющие проводники должны иметь черную окраску.

9.4. ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Заземляющие устройства (ЗУ) тяговых подстанций переменного и постоянного тока выполняются по общим принципам, но имеют целый ряд индивидуальных особенностей.

На рис. 9.7 показана принципиальная схема ЗУ тяговой подстанции переменного тока. Контур заземления подстанции (КЗП) состоит из вертикальных заземлителей 1, приваренных к сетке из стальных полос 2 по ее периметру. Опоры 4 с молниеотводами для уменьшения сопротивления растеканию импульсного тока разряда

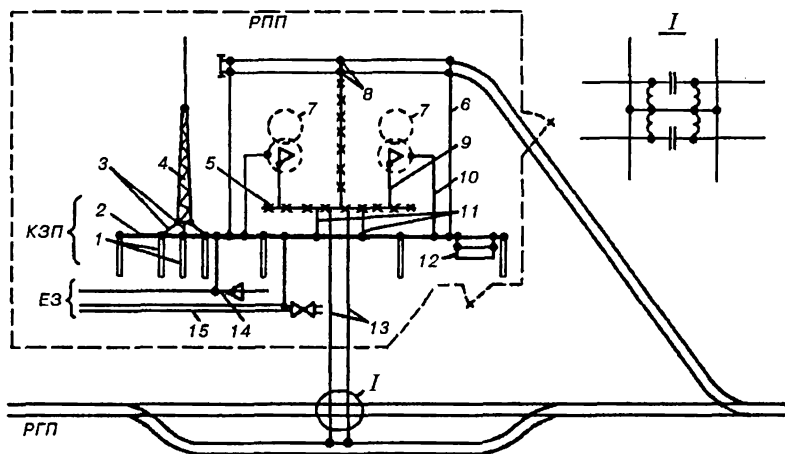


Рис. 9.7. Принципиальная схема заземляющего устройства тяговой подстанции переменного тока

молнии приварены полосами 3 сечением 25×4 мм к полосам сетки ЗУ. Рельсы подъездного пути (РПП) приварены к сетке ЗУ во всех местах их пересечения соединительными полосами 6. Все оборудование подстанции заземляется на КЗП (на схеме показано только присоединение корпусов понижающих трансформаторов 7 заземляющим проводником 10). Фаза С РУ-27,5 кВ, выполненная в виде рельса 5, уложенного на территории подстанции, соединена с вершиной С "треугольника" трансформатора шиной 9, РПП в точках 8, а к КЗП — проводниками 11, являющимися полосами сетки, с которыми пересекается рельс 5. От рельса фазы С РУ-27,5 кВ к рельсу главного пути (РГП) идет воздушный рельсовый фидер 13, для надежности выполненный в виде двух ветвей. Присоединение к РГП осуществляется через дроссель-трансформатор (показано отдельно на выносном рис. I). Естественные заземлители (ЕЗ) — металлические оболочки силовых кабелей 14, водопроводные трубы 15 и другие металлические подземные коммуникации, проложенные на территории подстанции, также присоединяются к КЗП, снижая общее сопротивление заземляющего устройства подстанции.

Для устранения опасных шаговых напряжений в местах проходов и проездов на территорию подстанции устроены так называемые

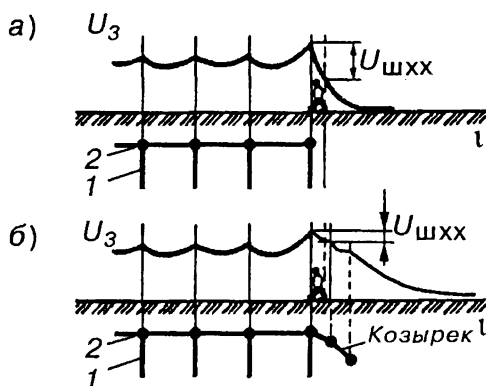


Рис. 9.8. Распределение потенциалов на поверхности земли за пределами заземляющего контура:

а — при отсутствии козырька; *б* — при наличии козырька

мые козырьки в виде стальных шин 12, закладываемых на расстоянии 1 и 2 м от КЗП на глубине соответственно 1 и 1,5 м и соединенных сваркой с КЗП. На рис. 9.8, *а* показан спад потенциальной кривой U_3 за пределами КЗП без козырька, что приводит к появлению большого шагового напряжения $U_{ш}$, опасного для людей. На рис. 9.8, *б* потенциальная кривая U_3 изображена с учетом использования козырька, обеспечивающего более плавное снижение потенциала земли за пределами КЗП. Это приводит к снижению напряжения шага $U_{ш}$ до безопасной величины. Шины козырька должны иметь длину, превышающую ширину входа или въезда на 1 м с каждой стороны.

На рис. 9.9 показана принципиальная схема заземляющего устройства тяговой подстанции постоянного тока, состоящего из КЗП, охватывающего всю территорию подстанции и состоящего из вертикальных заземлителей 1 и сварной сетки из стальных полос 2 сечением 40×5 мм, положенных на ребро, и ЕЗ (водопроводные трубы 18, металлические оболочки силовых кабелей 19).

Заземляющее устройство подстанции постоянного тока в условиях нормальной эксплуатации не используется для проведения тягового тока от рельса главного пути РГП на шину "минус" подстанции. Это сделано для того, чтобы уберечь КЗП от интенсивной коррозии при протекании через него большого постоянного тока.

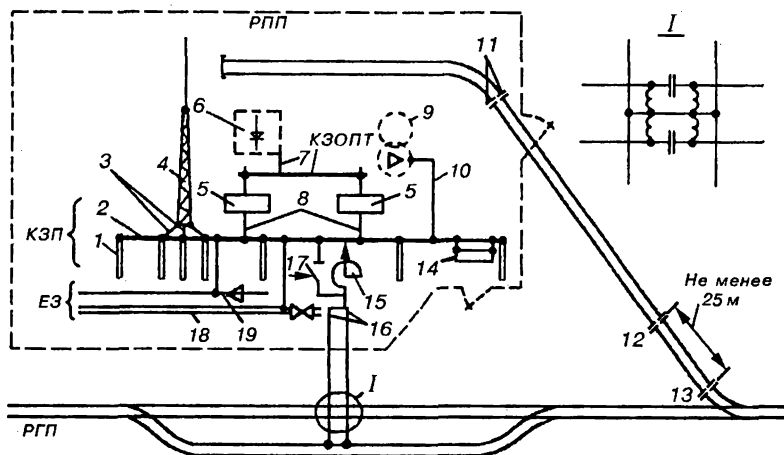


Рис. 9.9. Принципиальная схема заземляющего устройства тяговой подстанции постоянного тока

Все оборудование постоянного тока подстанции заземляется на контур заземления КЗОПТ, который соединяется с КЗП проводниками 8 через реле земляной защиты 5. Действие земляной защиты подробно описано в параграфе 8.11, где также объяснено назначение короткозамыкателя 17, соединяющего КЗП и рельсовый фидер 16 при срабатывании земляной защиты и создающего путь тока замыкания от выпрямителя 6 через проводник 7 на КЗОПТ и далее через реле земляной защиты 5, проводники 8, КЗП, короткозамыкатели 17, реактор 15 сглаживающего устройства на шину "минус". Оборудование переменного тока заземляется на КЗП (корпус трансформатора 9 проводником 10). Молниеотвод 4 заземлен на КЗП шинами 3. Рельс подъездного пути изолируется тремя изолирующими стыками от рельса главного пути. Один изолирующий стык 11, находящийся на территории подстанции препятствует выносу потенциала с территории подстанции за ее пределы. Стыки 12 и 13, находящиеся на расстоянии не менее 25 м друг от друга, располагаются в месте непосредственного примыкания РПП к РГП. Это позволяет избежать соединения РПП и РГП при шунтировании одного из стыков в момент прохождения по РПП дрезины.

9.5. РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ

При расчете заземляющих устройств выбирают тип заземлителей, их количество и место размещения, а также сечение заземляющих проводников. В соответствии с ПУЭ заземляющие устройства следует выполнять с соблюдением требований либо к их сопротивлению, либо к напряжению прикосновения.

Заземляющие устройства электроустановок напряжением выше 1 кВ с заземленной нейтралью должно иметь сопротивление в любое время года не более 0,5 Ом.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ с изолированной нейтралью при прохождении тока замыкания на землю I_3 до 500 А сопротивление защитного заземления должно быть

$$R_3 \leq 250/I_3, \quad (9.7)$$

но не более 10 Ом.

В электроустановках напряжением до 1 кВ сопротивление защитного заземления должно быть

$$R_3 \leq 125/I_3, \quad (9.8)$$

но не более 4 Ом.

При объединенном защитном заземлении для установок до 1 кВ и выше принимают наименьшее из полученных расчетом сопротивление.

Для снижения расходов на заземляющие устройства рекомендуется в первую очередь использовать естественные заземлители, величина сопротивления которых определяется путем замеров. Если сопротивление естественных заземлителей недостаточно, применяют искусственные заземлители.

При использовании искусственных заземлителей следует иметь в виду, что одиночные заземлители, заложенные в грунт, не оказывают влияния друг на друга, если расстояние между ними не менее 40 м. В этом случае сопротивление растеканию n одинаковых вертикальных заземлителей определяется выражением

$$R_{вз} = R_1/n, \quad (9.9)$$

где

R_1 — сопротивление одиночного заземлителя.

При выполнении контура заземления на территории электроустановки заземлители располагают на небольшом расстоянии а

друг от друга (но не менее 2,5–3 м). При этом наблюдается явление взаимного экранирования, что увеличивает сопротивление отдельных заземлителей и заземляющего устройства в целом. Явление экранирования заключается в том, что из-за взаимного отталкивания токов, стекающих с заземлителей (рис. 9.4, в), уменьшается площадь, через которую в земле протекает ток одного вертикального заземлителя, следовательно, возрастает его сопротивление

$$R_{\text{вз}} = R_1/n \cdot \eta, \quad (9.10)$$

где

η — коэффициент экранирования заземлителей, зависящий от числа заземлителей n , отношения расстояния a между ними к их длине l , их размещения — в ряд или по контуру. Значение коэффициента экранирования трубчатых заземлителей можно определить по табл. 9.2.

Таблица 9.2.

**Коэффициент экранирования трубчатых заземлителей
(без учета полосы заземления)**

| Число трубчатых заземлителей | Коэффициент экранирования η при отношении расстояния между трубами к их длине (a/l) | | | | | |
|------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------|------|------|---------------------------------------|------|------|
| | 3 | 2 | 1 | 3 | 2 | 1 |
| | <i>Трубы размещены в ряд</i> | | | <i>Трубы размещены по контуру</i> | | |
| 5 | 0,87 | 0,8 | 0,68 | — | — | — |
| 10 | 0,83 | 0,7 | 0,55 | 0,78 | 0,67 | 0,59 |
| 20 | 0,77 | 0,62 | 0,47 | 0,72 | 0,60 | 0,43 |
| 30 | 0,75 | 0,60 | 0,40 | 0,71 | 0,59 | 0,42 |
| 50 | 0,73 | 0,58 | 0,30 | 0,68 | 0,52 | 0,37 |
| 100 | — | — | — | 0,64 | 0,48 | 0,33 |
| 200 | — | — | — | 0,61 | 0,44 | 0,30 |
| 300 | — | — | — | 0,60 | 0,43 | 0,28 |

Табл. 9.2 может использоваться для ориентировочного определения η заземлителей любой формы.

Сопротивление заземлителей в основном зависит от удельного сопротивления грунта ρ , которое в свою очередь зависит от характера грунта, его влажности, температуры, наличия растворимых солей и прочее. В табл. 9.3 приведены величины удельных сопротивлений грунтов.

Таблица 9.3.

Удельное сопротивление грунтов

| Грунт | Удельное сопротивление ρ , Ом·м |
|----------------|--------------------------------------|
| Песок | 700 |
| Супесок | 300 |
| Суглинок | 100 |
| Садовая земля | 50 |
| Глина | 40 |
| Чернозем, торф | 20 |

Грунт, окружающий заземлители, не является однородным. Наличие в нем песка, строительного мусора и грунтовых вод оказывает большое влияние на его сопротивление. ПУЭ рекомендует определять удельное сопротивление грунта ρ путем непосредственных измерений в том месте, где будут размещаться заземлители. При этом необходимо учитывать сезонное колебание удельного сопротивления. Весной и осенью оно ниже, чем зимой и летом. Увеличение удельного сопротивления в зимнее и летнее время года учитывается с помощью коэффициента повышения сопротивления ψ .

Различают три значения коэффициента:

ψ_1 — удельное сопротивление грунта соответствует минимальному значению (грунт влажный, перед измерением произошло выпадение большого количества осадков);

ψ_2 — удельное сопротивление грунта соответствует среднему значению (грунт средней влажности, перед измерением произошло выпадение небольшого количества осадков);

ψ_3 — удельное сопротивление грунта соответствует максимальному значению (сухой грунт, перед измерением не было выпадение осадков).

Расчетное значение удельного сопротивления грунта в месте устройства заземления с учетом коэффициента повышения определяется по выражению

$$\rho = \rho_{\text{из}} \cdot \psi \quad (9.11)$$

где

$\rho_{\text{из}}$ — измеренное удельное сопротивление грунта, Ом · м.

Расчетные значения коэффициента повышения сопротивления для различных грунтов и глубин заложения заземлителей приведены в табл. 9.4.

Таблица 9.4.

Значения коэффициента повышения удельного сопротивления грунта

| Характер грунта | Глубина заложения, м | Расчетные коэффициенты | | |
|-------------------------------------------|----------------------|------------------------|----------|----------|
| | | ψ_1 | ψ_2 | ψ_3 |
| Суглинок | 0,8–3,8 | 2,0 | 1,5 | 1,4 |
| Садовая земля (0,6 м), ниже слой глины | 0–3 | — | 1,32 | 1,2 |
| Гравий с примесью глины, ниже глина | 0–2 | 1,8 | 1,2 | 1,1 |
| Известняк | 0–2 | 2,5 | 1,51 | 1,2 |
| Гравий с примесью песка | 0–2 | 1,5 | 1,3 | 1,2 |
| Торф | 0–2 | 1,4 | 1,1 | 1,0 |
| Песок | 0–2 | 2,4 | 1,56 | 1,2 |
| Глина | 0–2 | 2,4 | 1,36 | 1,2 |

Сопротивление круглого или трубчатого одиночного заземлителя определяется по формуле

$$R = \frac{0,366\rho}{l} \cdot \lg \frac{4l}{d}, \quad (9.12)$$

где

l — длина заземлителя, м;

d — диаметр заземлителя, м.

На основании формулы (9.12) для наиболее применяемых заземлителей из круглой и уголковой стали выведены приближенные формулы определения их сопротивления:

труба диаметром 50 мм и длиной 2,5 м

$$R = 0,308\rho, \quad (9.13)$$

уголок из стали размером 50 × 50 × 5 мм и длиной 2,5 м

$$R = 0,318\rho, \quad (9.14)$$

круглый стержень стальной диаметром 12 мм и длиной 5 м

$$R = 0,226\rho. \quad (9.15)$$

После выбора расчетного значения сопротивления растеканию заземляющего устройства R_3 находят сопротивление искусственных заземлителей $R_{\text{и}}$ с учетом сопротивления естественных заземлителей $R_{\text{е}}$

$$R_{\text{и}} = R_3 R_{\text{е}} / (R_{\text{е}} - R_3). \quad (9.16)$$

Сопротивление полосовых горизонтальных заземлителей по сравнению с вертикальными велико, поэтому в расчетах они обычно не учитываются, принимается $R_{\text{и}} = R_{\text{вз}}$, где сопротивление вертикальных заземлителей $R_{\text{вз}}$ определяется по формуле (9.10), из которой общее число заземлителей определяется выражением

$$n_{\text{вз}} = R_1 / R_{\text{и}} \cdot \eta. \quad (9.17)$$

При контурном заземлении заземлители располагаются по периметру защищаемой территории. При большой величине территории заземлители закладываются также и внутри контура. Способ размещения заземлителей (в ряд или по контуру) определяется по плану электроустановки. В установках напряжением свыше 1 кВ контурное заземление является обязательным и рекомендуется во всех остальных случаях. В электроустановках с большими токами замыкания на землю заземлители и полосы следует располагать так, чтобы обеспечить по возможности равномерное распределение потенциалов на площади, занятой электрооборудованием. Для этого вдоль осей оборудования на глубине 0,5 м прокладывают

выравнивающие проводники, которые через каждые 6 м соединяют поперечными проводниками. Выравнивание потенциалов предусматривают также у входов и въездов на территорию.

При размещении заземлителей только по контуру расстояние между ними определяется по формуле

$$a = L_n / n_{вз}, \quad (9.18)$$

где

L_n — длина контура заземления по периметру электроустановки, м.

Если же расстояние между электродами выбрано заранее, то определяется число заземлителей, размещаемых по периметру

$$n_{взп} = L_n / a, \quad (9.19)$$

остальные размещаются внутри контура

$$n_{взвк} = n_{вз} - n_{взп}. \quad (9.20)$$

Пример 9.1. Рассчитать защитное заземление подстанции напряжением 110/10 кВ. Периметр территории составляет $L_n = 180$ м. Нейтраль обмотки трансформатора 110 кВ заземлена, сети 10 кВ изолирована. Грунт в месте сооружения подстанции имеет удельное сопротивление $\rho = 90 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. В качестве естественных заземлителей можно использовать металлические оболочки кабелей сопротивлением $R_k = 1,8 \text{ Ом}$ и заземленный грозозащитный трос ЛЭП–110 кВ сопротивлением $R_{тр} = 1,5 \text{ Ом}$.

Порядок расчета

Согласно ПУЭ сопротивление ЗУ для сетей 110 кВ с заземленной нейтралью $R_z \leq 0,5 \text{ Ом}$.

Общее сопротивление естественных заземлителей (кабеля и троса)

$$R_{\Sigma} = \frac{R_k \cdot R_{тр}}{R_k + R_{тр}} = \frac{1,8 \cdot 1,5}{1,8 + 1,5} = 0,82 \text{ Ом}.$$

Сопротивление искусственных заземлителей по формуле (9.16)

$$R_{и} = \frac{0,5 \times 0,82}{0,82 - 0,5} = 1,28 \text{ Ом}.$$

Применяем для заземления стальные прутковые заземлители диаметром 12 мм и длиной 5 м сопротивление одного заземлителя определяется по формуле (9.15)

$$R_1 = 0,226 \cdot 90 = 19,94 \text{ Ом.}$$

Ориентировочное число вертикальных заземлителей без учета экранирования из формулы (9.9)

$$n = R_1/R_n = 19,94/1,28 = 15,6,$$

принимаем 16.

По таблице 9.3 определяем коэффициент экранирования η , при отношении $a/l = 1$ $\eta = 0,5$. Общее число вертикальных заземлителей с учетом экранирования определяется по формуле (9.17)

$$n_{\text{н.з.}} = R_1/R_n = 19,94/1,28 \cdot 0,5 = 31.$$

Расстояние между заземлителями по формуле (9.18)

$$a = L/n_{\text{н.з.}} = 180/31 = 5,8 \text{ м.}$$

9.6. МОЛНИЕЗАЩИТА ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

Электроустановки должны иметь защиту от грозовых и внутренних перенапряжений, выполненную в соответствии с требованиями ПУЭ. Защита зданий ЭРУ и закрытых подстанций, а также расположенных на территории подстанций, зданий и сооружений, выполняются в соответствии с "Инструкцией по устройству молниезащиты зданий и сооружений".

Защита зданий и сооружений подстанции от прямых ударов молнии осуществляется отдельно стоящими стержневыми или тро-

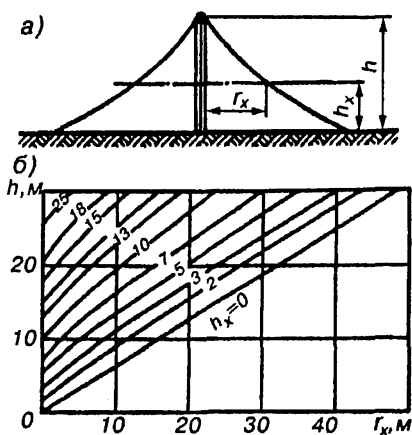


Рис. 9.10:

а — защитная зона одиночного молниеотвода; б — график зависимости его высоты от радиуса защитной зоны

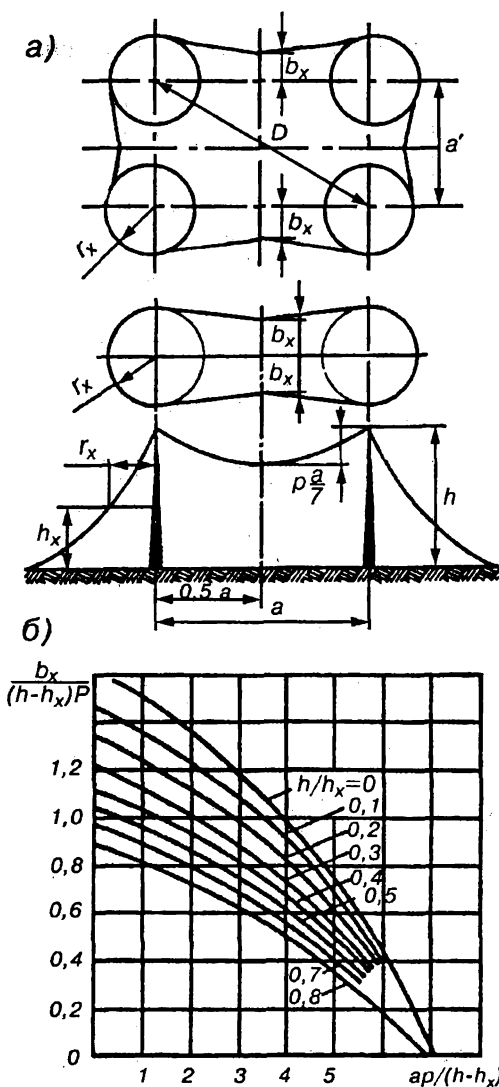


Рис. 9.11:

а — защитная зона двух и четырех стержневых молниеотводов;
 б — график зависимости b_x от расстояния a при разной высоте молниеотводов h и защищаемого объекта h_x

Расчет зон защиты молниеотводов

| Тип молниеотвода | Количество молниеотводов | Способ расчета |
|------------------|--------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Стержневой | 1 | $r_x = \frac{1,6(h - h_x)}{1 + h_x / h} p, \quad \text{где} \quad p = \begin{cases} 1, & \text{если } h \leq 30 \text{ м;} \\ \frac{5,5}{\sqrt{h}}, & \text{если } h \geq 30 \text{ м} \end{cases}$ |
| | 2 | Внешние области зоны защиты каждого молниеотвода определяются как для одиночного. Минимальная наименьшая ширина зоны $2b_x$, определяется по кривым рис. 9.11 |
| | 3–4 | <p>Размеры b_x определяются по рис. 9.11, радиус защиты r_x — как для одиночного молниеотвода. Необходимым условием защищенности всей площади на высоте h_x является $D \leq 8(h - h_x) p$, где $p = 1$ если $h < 30$ м;</p> $p = \frac{5,5}{\sqrt{h}}, \text{ если } h > 30 \text{ м.}$ <p>Для молниеотвода под D понимается наибольшая диагональ четырехугольника. Для трех молниеотводов D — диаметр окружности, проходящий через следы молниеотводов</p> |
| Троссовый | 1 | $\frac{r_x}{h - h_x} = \frac{0,8}{1 + h_x / h}, \text{ если } h > 30 \text{ м.}$ |
| | 2 | Внешние зоны определяются так же, как для одиночного троссового молниеотвода. Для зоны II необходимо соблюдение условия $h - h_x \geq a/h$ |

совыми молниеотводами. Они обеспечивают необходимую зону защиты, представляющую пространство; защищаемое от прямых ударов молнии (рис. 9.10, а).

Для одиночного стержневого молниеотвода при высоте менее 60 м радиус защитной зоны

$$r_x = 1,6 h(h - h_x)/(h + h_x), \quad (9.21)$$

где

h — высота молниеотвода, м;

h_x — высота защищаемого объекта, м.

Наибольший радиус защитной зоны получается на поверхности земли при $h_x = 0$, где $r_x = 1,6 h$. Пользуясь графиком зависимости высоты молниеотвода от радиуса защитной зоны (рис. 9.10, б), можно определить высоту защищаемого сооружения, радиус зоны защиты или высоту молниеотвода.

Защитная зона двух и четырех стержневых молниеотводов показана на рис. 9.11, а, а график зависимости наименьшей ширины b_x зоны защиты двух одинаковых молниеотводов высотой h от расстояния между ними a при высоте защищаемого объекта h_x приведен на рис. 9.11, б.

Для тросового молниеотвода (рис. 9.12, а) при высоте подвеса менее 30 м радиус защитной зоны

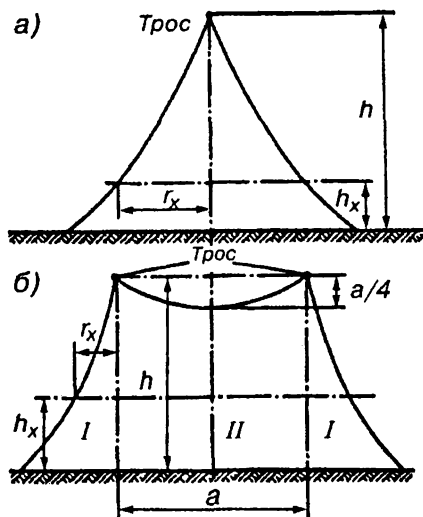


Рис. 9.12. Защитная зона тросовых молниеотводов:

a — одного; б — двух

$$r_x = 0,8h(h - h_x)/(h + h_x), \quad (9.22)$$

где

h — высота подвеса троса, м;

h_x — высота подвеса защищаемых проводов, м.

Защитная зона при этом представляет собой полосу шириной $2r_x$ при защитном угле троса $\alpha = 25-30^\circ$.

Защитная зона двух тросовых молниеотводов показана на рис. 9.12, б. Она состоит из двух внешних зон I и внутренней II.

Формулы для расчета защитных зон молниеотводов сведены в табл. 9.5.

На рис. 9.8 и 9.9 опоры с молниеотводами 4 заземлены полосами 3 на контур заземления подстанции.

Глава 10. СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

10.1. СИСТЕМА СОБСТВЕННЫХ НУЖД ПОДСТАНЦИЙ

Приемниками электроэнергии собственных нужд (СН) подстанций являются: электродвигатели системы охлаждения трансформаторов; устройства обогрева масляных выключателей и шкафов распределительных устройств с установленными в них аппаратами и приборами; электрическое освещение и отопление помещений и освещение территории подстанций. **Наиболее ответственными приемниками СН** являются устройства системы управления, релейной защиты, сигнализации, автоматики и телемеханики. От этих приемников СН зависит работа основного оборудования подстанций, прекращение их питания даже кратковременно приводит к частичному или полному отключению подстанции. Приемники собственных нужд, перерыв в электроснабжении которых не вызывает отключения или снижения мощности электроустановки, относятся к **неответственным**.

Для электроснабжения потребителей СН подстанций предусматриваются трансформаторы собственных нужд (ТСН) со вторичным напряжением 380/220 В, которые получают электроэнергию от сборных шин РУ–6(10) кВ, а на тяговых подстанциях — от шин РУ–27,5 кВ или РУ–35 кВ (на тяговых подстанциях постоянного тока с первичным напряжением 35 кВ). Такая схема питания ТСН обладает недостатком, который заключается в нарушении электроснабжения потребителей СН при повреждениях на шинах РУ, от которого питаются ТСН. Поэтому ТСН трансформаторных подстанций предпочитают подключать к выводам низшего напряжения главных понижающих трансформаторов — на участках между трансформатором и выключателем.

Питание потребителей СН электроустановок может быть индивидуальным, групповым и смешанным. При индивидуальном питании каждый потребитель получает электроэнергию от шин СН по индивидуальному кабелю, чем обеспечивается высокая надежность электроснабжения, но это приводит к значительному расходу кабелей. При групповом питании потребители получают энергию от групповых щитков и сборок, расположенных вблизи группы потребителей и подключенных одним кабелем к

шинам СН. При этом снижается расход кабеля, но возникают дополнительные расходы на групповые щитки и сборки, снижается надежность электроснабжения, так как повреждение кабеля приводит к отключению всех потребителей данной группы. Наиболее рациональным является смешанное питание, при котором ответственные потребители питаются по индивидуальным кабелям непосредственно от шин СН, а остальные — от групповых щитков и сборок.

На тяговых подстанциях от шин СН получают электроэнергию устройства СЦБ железных дорог, дежурные пункты районов контактной сети, совмещенные с тяговыми подстанциями, а также мастерские тяговых подстанций.

К шинам СН кроме постоянных потребителей могут подключаться также различные передвижные устройства (подстанции, испытательные станции, установки масляного хозяйства).

На тяговых подстанциях всех типов, кроме опорных на напряжение 110–220 кВ, обычно устанавливают по два ТСН мощностью 250–400 кВ·А каждый. На опорных подстанциях 110–220 кВ, масляные выключатели которых имеют мощные подогревательные устройства, применяют два дополнительных ТСН мощностью 250–400 кВ·А для подогрева.

Общая нагрузка собственных нужд тяговых подстанций с учетом питания цепей подогрева выключателей, электроотопления зданий подстанции, электроснабжения устройств СЦБ и потребителей дежурного пункта района контактной сети достигает 1400 кВ·А на опорных подстанциях 220 кВ, 970 кВ·А — на опорных подстанциях 110 кВ, 400–800 кВ·А — на транзитных подстанциях на напряжение 110–220 кВ. При этом мощность питания устройств СЦБ достигает 100 кВ·А на одну подстанцию, мощность подогрева выключателей — от 25 до 650 кВ·А в зависимости от количества выключателей; мощность на отопление зданий подстанций от 60 (подстанции переменного тока) до 140 кВ·А (подстанции постоянного тока); мощность осветительной установки здания подстанции — 4–6 кВ·А, открытой территории — 35 кВ·А.

На подстанциях с двумя ТСН мощность каждого трансформатора должна обеспечить (с учетом его перегрузочной способности) питание всех потребителей СН, включая устройства подогрева высоковольтной аппаратуры. На опорных подстанциях, имеющих трансформаторы подогрева, мощность основного ТСН выбирается без учета питания подогревательных устройств РУ–110(220) кВ.

Распределение энергии собственных нужд тяговых подстанций переменного и постоянного тока показана на рис. 10.1. Подключение вторичных обмоток TCH к шинам 380/220 В в шкафах 1 и 2 переменного тока на открытой части подстанции осуществляется через автоматические выключатели. Шины CH выполняются одинарными секционированными автоматическим выключателем. Выключатели являются одновременно коммутационными и защитными аппаратами. В летний период включен обычно один TCH , для второго предусматривается автоматика включения резерва (АВР). В зимний период включаются оба TCH , а на опорных подстанциях 110(220) кВ и трансформаторы подогрева TCH_3 и TCH_4 , которые подают питание в шкаф 15 подогрева масляных выключателей. От шкафа 15 получает электроэнергию шкаф 16 автоматики

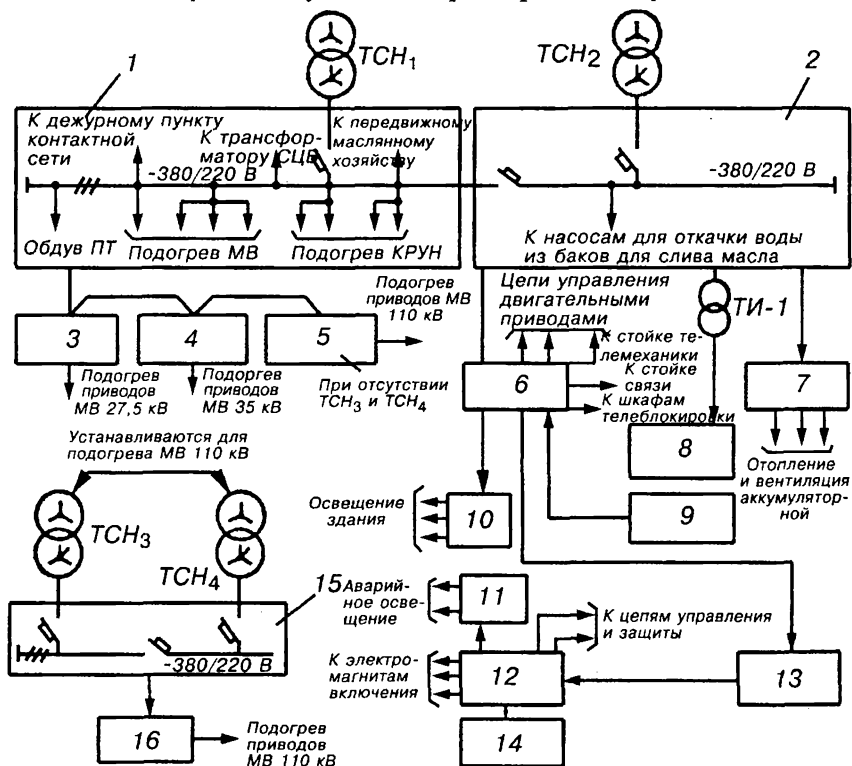


Рис. 10.1. Распределение энергии собственных нужд тяговых подстанций

подогрева приводов выключателей 110 (220) кВ. К шинам шкафа 1 подключены фидеры, питающие цепи подогрева масляных выключателей и их приводов от шкафов автоматики 3, 4 и 5 соответственно 27,5 кВ (только для подстанций переменного тока), 35 и 110 кВ. К шинам СН шкафа 1 подключаются трансформатор СЦБ, подогрев КРУН-10, обдув понижающих трансформаторов, дежурный пункт контактной сети, а также могут подключаться различные передвижные устройства (подстанции, масляное хозяйство и т.д.). От шкафа 2 питание шкаф 6 СН переменного тока в здании подстанции, к которому подключены стойки и шкафы телеблокин-ровки, телемеханики и связи, цепи управления моторными приво-дами, шкаф 10 рабочего освещения подстанции. Дизель-генератор 9, установленный в специальном помещении здания подстанции, через шкаф 6 подключается к шинам СН 380/220 В и является источ-ником резервного питания устройств СЦБ при аварийном выходе из работы ТСН или полном отключении питания электротяги на участке железной дороги.

Шкаф 12 СН постоянного тока получает выпрямленное напря-жение от зарядно-подзарядного агрегата 13 типа ВАЗП, а в ава-рийных ситуациях — от аккумуляторной батареи 14, которая пи-тает также щиток 11 аварийного освещения подстанции, а также устройства телемеханики и связи. Шкаф 7, подключенный к шинам СН, служит для включения цепей отопления и вентиляции помеще-ния аккумуляторной батареи.

Шкаф 8 подключается к шинам СН через изолирующий транс-форматор ТИ-1, который предотвращает попадание высокого на-пряжения при нарушении изоляции РУ-3,3 кВ в цепи СН. Этот шкаф служит для питания потребителей собственных нужд, распо-ложенных в местах, где возможно такое нарушение изоляции. Шкаф 8 применяется только на тяговых подстанциях постоянного тока только на тяговых подстанциях постоянного тока.

10.2. СИСТЕМА ПИТАНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ПОСТОЯННОГО ТОКА

Питание потребителей СН постоянного тока осуществляется напряжением 110 или 220 В от аккумуляторной батареи GB (рис. 10.2), работающей в режиме постоянного подзаряда. Подзаряд ба-тареи осуществляют два зарядно-подзарядных устройства UD_1 , UD_2 типа ВАЗП-380/260-40/80 с автоматической стабилизацией на-

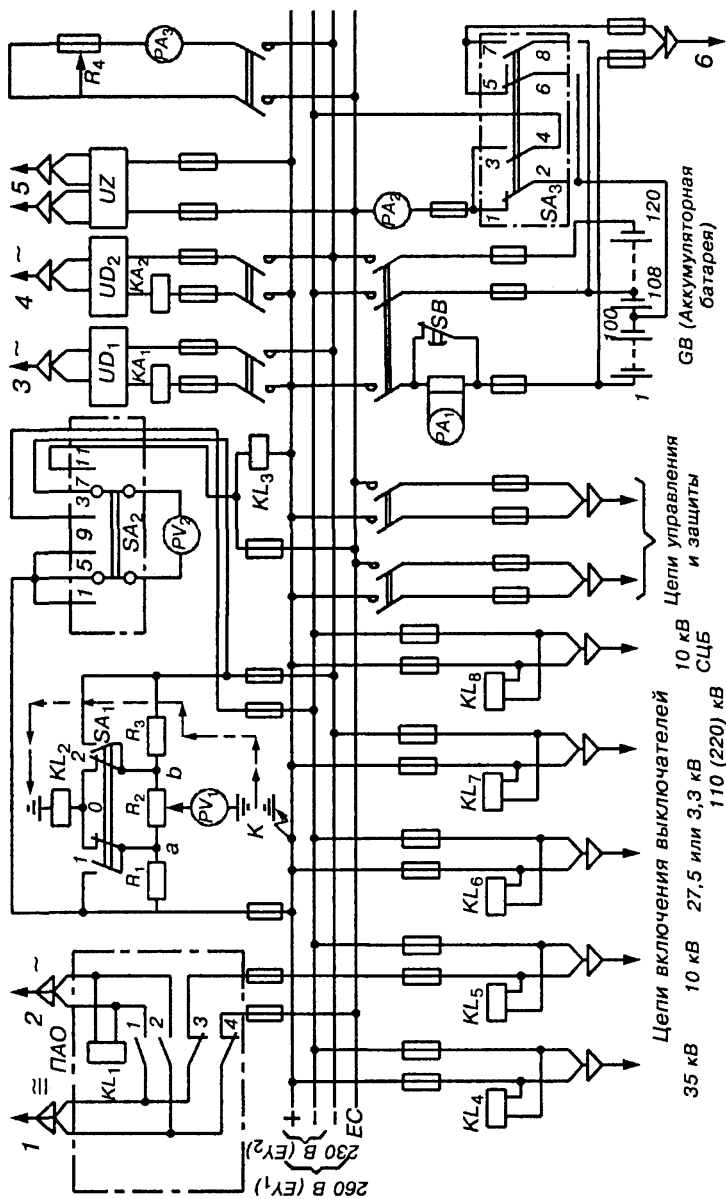


Рис. 10.2. Схема питания потребителей СН постоянного тока

пряжения, питающихся по фидерам 3 и 4 от шин СН переменным напряжением 380/220 В. Выпрямленное напряжение подается на шины EY_1 (260 В) питания включающих электромагнитов выключателей 110 (220 В). Аккумуляторы батареи GB в количестве 120 штук подключены к шинам EY_1 и постоянно подзаряжаются. С аккумулятора 108 питание от батареи поступает на шины включения EY_2 (230 В), от которых оно подается в цепи включения выключателей 35, 10, 27, 5 или 3,3 кВ, 6–10 кВ СЦБ.

Контроль предохранителей цепей включения выключателей осуществляется с помощью реле KL_4-KL_8 , которые при исправном состоянии предохранителей возбуждены, их контакты в цепи сигнализации разомкнуты. Цепи управления и защиты постоянного тока получают электроэнергию от шинки управления EC , на которую поступает от шинки — EY_1 через амперметр PA_3 и регулировочный резистор R_4 . Шина "плюс" общая для всех напряжений EY_1 , EY_2 , EC . От шинки EC через амперметр PA_2 и контакты 1–2, 5–6 переключателя SA_3 по фидеру 6 подается напряжение в схему земляной защиты $PY-3,3$ кВ.

При периодической дозарядке аккумуляторной батареи питания шинки EC переключается с аккумулятора 108 на 100 через контакты 3–4 переключателя SA_3 , фидер 6 земляной защиты при этом получает питание через контакты 7–8 SA_3 . При возникновении на шинах СН 380/220В переменного напряжения питание стоек телемеханики и электронных защит по фидерам 5 осуществляется от преобразователей UZ постоянного тока аккумуляторной батареи в переменный. Постоянный ток поступает от аккумулятора 108 на шинку — EY_2 , далее через контакты 3–4 переключателя SA_3 после его переключения — предохранитель, амперметр PA_2 , шинку EC на преобразователь UZ .

Питание аварийного освещения по фидеру 1 осуществляется от шин СН переменного тока фидером 2. Переключатель аварийного освещения KL_1 при наличии переменного напряжения соединяет фидеры 1 и 2 своими контактами 1, 2. При исчезновении напряжения на фидере 2 KL_1 отключается, размыкает свои контакты 1, 2 и замыкает — 3, 4 от шинок $+EY_2$ и EC . Таким образом, вначале освещение питают 100 аккумуляторов, по мере снижения напряжения переключателем SA_3 подключают к шине EC 108 аккумуляторов. Контроль напряжения на шине EC осуществляет реле KL_3 .

Учитывая особую ответственность цепей оперативного постоянного тока для контроля их изоляции используют специальные схе-

мы, одна из которых приведена на рис. 10.2. Для автоматического контроля изоляции шин постоянного тока и сигнализации о ее пробое на землю применяют схему, включающую реле контроля изоляции KL_2 , три резистора R_1, R_2, R_3 и вольтметр PV_1 (или омметр) с переключателем SA_1 . В нулевом положении SA_1 точки a и b схемы соединены, резистор R_2 зашунтирован, PV_1 и PV_2 подсоединены одним выводом к точкам a и b , другим — заземлены. При хорошей изоляции шины "плюс" через приборы PV_1 и KL_2 ток не проходит. Если изоляция шины "плюс" нарушается, то от нее пойдет ток через реле KL_2 , резистор R_3 на шину — EY_1 . Реле KL_2 срабатывает, замыкает свои контакты в цепи сигнализации. Переключая SA_1 в положение 1 и 2, по показаниям PV_1 можно определить полярность шины, на которой произошел пробой изоляции или резкое снижение ее сопротивления. В положении 1 переключателя PV_1 покажет нуль, в положении 2 — полное напряжение на шинах. Аналогично схема автоматического контроля изоляции действует при пробое изоляции минусовой шины, при этом в положении 1 PV_1 покажет полное напряжение, в положении 2 — нуль.

Вольтметр PV_2 с переключателем SA_2 служит для измерения на шинах: в исходном положении PV_2 (подключен на контакты 5–7) показывает напряжение на шинах EY_1 , в первом положении PV_2 (подключен на контакты 1–3) — EY_2 , во втором положении PV_2 (подключен на контакты 9–11) — EC .

10.3. АККУМУЛЯТОРНЫЕ БАТАРЕИ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

На тяговых подстанциях в качестве источника оперативного постоянного тока используют, как правило, аккумуляторные батареи из свинцово-кислотных аккумуляторов типа СК (C — стационарный, K — для кратковременного разряда). Аккумулятор (рис. 10.3, a) состоит из положительных пластин 4 и отрицательных — 5. Пластины каждой полярности спаивают соединительными полюсами. Положительные пластины соединяются между собой полосой 3 и отрицательные — полосой 6. Между собой эти две группы пластин изолированы, а выступами 2 опираются на края стеклянного сосуда 1, заполненного электролитом.

Отрицательная пластина (рис. 10.3, b) состоит из свинцово-сурьмяной решетки, заполненной активной массой, состоящей из окислов свинца и свинцового порошка. На обе стороны отрица-

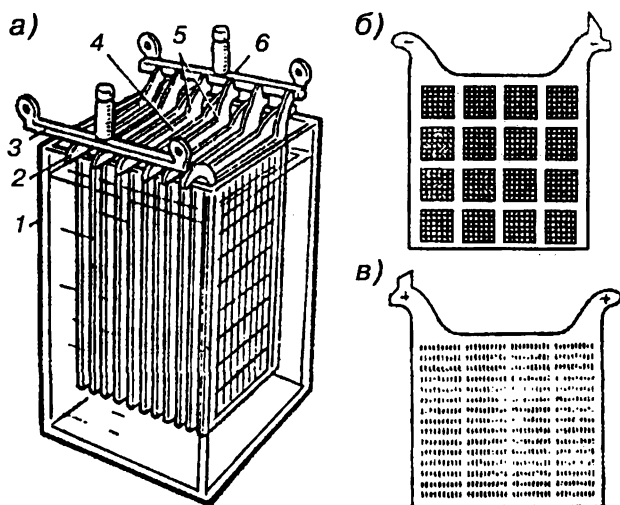


Рис. 10.3:

а — аккумулятор и его пластины; б — отрицательная; в — положительная

тельной пластины накладывают листы перфорированного свинца для защиты от выпадения активной массы.

Положительные пластины (рис. 10.3, в) отливают из чистого свинца и для увеличения рабочей поверхности им придают ребристую форму.

Пластины аккумулятора подвергают специальной электрохимической обработке (формовке), после которой на поверхности положительных пластин образуется двуокись свинца PbO_2 , а на поверхности отрицательных — губчатый свинец Pb . Для исключения коробления у положительных пластин должны работать обе стороны, поэтому их на одну меньше, чем отрицательных. Каждая положительная пластина помещена между отрицательными. Средние положительные и отрицательные пластины имеют по две рабочих стороны, крайние отрицательные — одну рабочую сторону. Аккумулятор СК-1 имеет одну положительную пластину и две отрицательные.

В качестве электролита в аккумуляторах типа СК используется водный раствор серной кислоты H_2SO_4 плотностью $1,21 \text{ г/см}^3$ при температуре 25°C .

Для предотвращения коротких замыканий между пластинами аккумулятора устанавливают сепараторы, представляющие собой изоляционные перегородки из микропористых полихлорвиниловых материалов, эбонита или стеклянных трубок. Пластины помещают в сосуде так, чтобы они не касались его дна, так как в противном случае при выпадении на дно активной массы пластин между ними возникает КЗ.

Емкость аккумулятора $Q_{\text{разр}}$ измеряется количеством электричества, отдаваемого в сеть при полном его разряде за время разряда $t_{\text{разр}}$

$$Q_{\text{разр}} = I_{\text{разр}} \cdot t_{\text{разр}}, \text{ А} \cdot \text{ч}, \quad (10.1)$$

где

$I_{\text{разр}}$ — ток разряда аккумулятора, А.

Емкость свинцово-кислотного аккумулятора зависит от конструкции положительных и отрицательных пластин, их числа и размеров, а также от температуры электролита, времени разряда (величины разрядного тока). Емкость аккумулятора СК-1 (с одной положительной и двумя отрицательными пластинами) при одночасовом разряде составляет 18,5 А·ч, при двухчасовом — 22 А·ч, при десятичасовом — 36 А·ч.

Емкость аккумулятора СК-N (N — номер аккумулятора) определяется по формуле

$$Q_{\text{СК-N}} = Q_{\text{СК-1}} \cdot N, \quad (10.2)$$

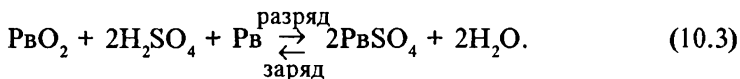
где

$Q_{\text{СК-1}}$ — емкость аккумулятора СК-1, А·ч.

Номер аккумулятора N кратен числу положительных пластин. При использовании пластин типа И-1 их число равняется номеру аккумулятора; при пластинах И-2, активная площадь которых в два раза больше, чем пластин И-1, их число в два раза меньше номера аккумулятора; при использовании пластин И-4 — соответственно в четыре раза меньше номера аккумулятора. Аккумуляторы типа СК изготавливают 45 типоразмеров с номерами от 1 до 148.

Процесс разряда аккумулятора возникает при замыкании внешней цепи аккумулятора, процесс заряда происходит при пропуске постоянного тока от внешнего источника постоянного тока,

подключенного к пластинам аккумулятора. Процессы заряда и разряда аккумулятора представляют обратимую реакцию



Из уравнения (10.3) следует, что при разряде аккумулятора на положительных и отрицательных пластинах образуется сульфат свинца PbSO_4 и выделяется вода, снижающая плотность электролита, при заряде на положительной пластине сульфат свинца PbSO_4 восстанавливается в двуокись свинца PbO_2 , на отрицательной пластине — в губчатый свинец; плотность электролита при этом повышается.

Разрядное и зарядное напряжения аккумулятора связаны с ЭДС уравнениями

$$\left. \begin{aligned} U_{\text{разр}} &= E - I_{\text{разр}} \cdot R_{\text{вн}} \\ U_{\text{зар}} &= E + I_{\text{зар}} \cdot R_{\text{вн}} \end{aligned} \right\} \quad (10.4)$$

где

E — ЭДС аккумулятора, В;

$I_{\text{разр}}$ и $I_{\text{зар}}$ — токи разряда и заряда аккумулятора, А;

$R_{\text{вн}}$ — внутреннее сопротивление аккумулятора, Ом.

Внутреннее сопротивление изменяется при заряде и разряде аккумулятора: при заряде оно уменьшается, при разряде увеличивается. Увеличение $R_{\text{вн}}$ объясняется уменьшением плотности электролита, образованием слоя сульфата свинца на пластинах.

Заряд аккумулятора продолжается до тех пор, пока напряжение на аккумуляторе при неотключенном источнике питания не достигнет 2,15 В, а плотность электролита — 1,21 г/см³. Разряд аккумулятора допускается до 1,95 В.

Таким образом, основными параметрами аккумулятора являются: электродвижущая сила E ; внутренне сопротивление $R_{\text{вн}}$; зарядное $U_{\text{зар}}$ и разрядное $U_{\text{разр}}$ напряжения; зарядная $Q_{\text{зар}}$ и разрядная $Q_{\text{разр}}$ емкости; зарядный $I_{\text{зар}}$ и разрядный $I_{\text{разр}}$ токи.

10.4. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ УСТАНОВОК СОБСТВЕННЫХ НУЖД

Выбор трансформатора собственных нужд может производиться по достаточно точно рассчитанной мощности потребителей собственных нужд или по мощности, определенной ориентировочно.

Примерную мощность собственных нужд переменного тока проходных тяговых подстанций можно принять равной от 0,5 до 0,7% мощности на тягу поездов $S_{\text{тяг}}$ для подстанции переменного тока и от 0,8 до 1,2% от $S_{\text{тяг}}$ для подстанций постоянного тока. Полученная таким образом $S_{\text{сн}}$ не учитывает мощности автоблокировки, дежурного пункта района контактной сети, базы передвижного масляного хозяйства.

При расчете мощности ТСН исходят из того, что один трансформатор должен обеспечить всю нагрузку собственных нужд

$$S_{\text{ном.т}} \geq S_{\text{сн}} + S_{\text{аб}}, \quad (10.5)$$

где

$S_{\text{сн}}$ — мощность потребителей собственных нужд;

$S_{\text{аб}}$ — мощность для питания автоблокировки.

Выбор аккумуляторной батареи производится, исходя из аварийного режима работы электроустановки, когда к постоянной нагрузке батареи добавляется нагрузка аварийного режима — аварийное освещение, устройства телемеханики и связи и др., которые в нормальном режиме работы питаются от шин собственных нужд переменного тока. При напряжении аккумуляторной батареи 220 В постоянная нагрузка составляет 10–20 А, нагрузка аварийного режима — 10–15 А. Исходной величиной для выбора батареи является ее емкость.

Ток длительного разряда в аварийном режиме

$$I_{\text{дл.разр}} = I_{\text{пост}} + I_{\text{ав}}, \quad (10.6)$$

где

$I_{\text{пост}}$ — ток постоянной нагрузки рабочего режима, А;

$I_{\text{ав}}$ — ток временной аварийной нагрузки, А.

Ток кратковременного разряда в аварийном режиме

$$I_{\text{кр.разр}} = I_{\text{дл.разр}} + I_{\text{вкл}}, \quad (10.7)$$

где

$I_{\text{вкл}}$ — ток, потребляемый наиболее мощным приводом при включении выключателя, А.

Расчетная емкость батареи

$$Q_{\text{расч}} = I_{\text{дл. разр}} \cdot t_{\text{ав}}, \quad (10.8)$$

где

$t_{\text{ав}}$ — длительность разряда батареи при аварии, принимаемая для тяговых подстанций равной 2 ч.

Номер батареи по току длительно разряда аварийного режима

$$N_{\text{дл}} \geq 1,1 Q_{\text{расч}} / Q_{\text{СК-1}}, \quad (10.9)$$

где

1,1 — коэффициент, учитывающий уменьшение емкости батареи в процессе эксплуатации;

$Q_{\text{СК-1}}$ — емкость аккумулятора СК-1 при $t_{\text{ав}}=2$ ч. равная 22 А · ч.

Номер батареи по току кратковременного разряда

$$N_{\text{кр}} \geq I_{\text{кр.разр}} / 46, \quad (10.10)$$

где

46 — кратковременно допустимый разрядный ток аккумулятора СК-1, А.

Окончательно по результатам расчетов по формулам (10.9) и (10.10) выбирают наибольший из двух значений $N_{\text{дл}}$ и $N_{\text{кр}}$. Дробное значение номера округляют до ближайшего большего типового номера.

Полное число последовательно включенных аккумуляторов батареи

$$n = U_{\text{шв}} / U_{\text{пз}}, \quad (10.11)$$

где

$U_{\text{шв}}$ — напряжение на шинах включения EY_1 , принимаемое 260 В;

$U_{\text{пз}}$ — напряжение аккумулятора при подзаряде, равное 2,15 В.

Число аккумуляторов, нормально питающих шины управления и защиты

$$n_{\text{шз}} = U_{\text{ш}} / U_{\text{пз}}, \quad (10.12)$$

где

$U_{\text{ш}}$ — напряжение на шинах управления и защиты, равное 230 В.

Выбор зарядно-подзарядного агрегата (ЗПУ) производится по напряжению, току и мощности ЗПУ, исходя из первого (формовочного) заряда аккумуляторной батареи.

В процессе заряда батареи напряжение ЗПУ поддерживается на 2–3 В выше напряжения батареи и продолжается до тех пор, пока на всех аккумуляторах установится одинаковое напряжение, равное 2,15 В и ток заряда будет равен току постоянного подзаряда, что свидетельствует о восстановлении емкости и покрытии нагрузок нормального режима электроустановки.

Расчетная мощность ЗПУ

$$P_{\text{расч.зпу}} = U_{\text{зар}} (I_{\text{зар}} + I_{\text{пост}}). \quad (10.13)$$

Зарядное напряжение ЗПУ

$$U_{\text{зар}} = n \cdot 2,15 + (2 \dots 3), \quad (10.14)$$

где

n — полное число аккумуляторов батареи.

Зарядный ток батареи

$$\begin{aligned} I_{\text{зар}} &= 5,25 \cdot N \quad (\text{для СК-1 — СК-5}); \\ I_{\text{зар}} &= 3,75 \cdot N \quad (\text{для СК-6 — СК-20}). \end{aligned} \quad (10.15)$$

Номинальный ток ЗПУ

$$I_{\text{ном.зпу}} \geq I_{\text{зар}} + I_{\text{пост}}. \quad (10.16)$$

Номинальное напряжение ЗПУ

$$U_{\text{ном.зпу}} \geq U_{\text{зар}}. \quad (10.17)$$

Номинальная мощность ЗПУ

$$P_{\text{ном.зпу}} \geq P_{\text{расч.зпу}}. \quad (10.18)$$

В качестве ЗПУ широко применяется выпрямительный агрегат типа ВАЗП0380/260 — 40/80, обеспечивающий выпрямленное напряжение от 220 до 260 В при токе до 80 А и мощности до 20,8 кВт. Во время формовочного заряда батареи с аккумуляторами СК-12 и с большим номером включают два ЗПУ.

Пример 10.1. Выбрать аккумуляторную батарею и ЗПУ тяговой подстанции переменного тока с первичным напряжением 110 кВ. Нагрузки рабочего и аварийного режима приведены в табл. 10.1.

Таблица 10.1.

Данные приемников СН, присоединяемых к аккумуляторной батарее

| Потребители постоянного тока | Число одновременно работающих | Ток одного потребителя, А | Нагрузка батареи, А | |
|----------------------------------------------------------------|-------------------------------|---------------------------|---------------------|-----------------|
| | | | длительная | кратковременная |
| <i>Постоянно - присоединенные приемники</i> | | | | |
| Лампы положения выключателей, отделителей и короткозамыкателей | 25 | 0,065 | 1,6 | |
| Устройства управления и защиты | | | 15 | |
| <i>Приемники, присоединенные при аварийном режиме</i> | | | | |
| Устройства телеуправления и связи | | | 1,4 | |
| Аварийное: освещение | | | 10 | |
| Привод ШПЭ-33 выключателя МКП-110 | | | | 244 |
| Итого | | | 28 | 244 |

Порядок расчета. Выбор номера аккумуляторной батареи типа СК производится по длительному и кратковременному режимам при $t_{ав} = 2$. Ток длительного разряда в аварийном режиме

$$I_{дл.разр} = I_{пост} + I_{ав} = 16,6 + 11,4 = 28 \text{ А.}$$

Ток кратковременного разряда в аварийном режиме

$$I_{кр.разр} = I_{дл.разр} + I_{вкл} = 28 + 244 = 272 \text{ А.}$$

Расчетная емкость батареи

$$Q_{расч} = I_{дл.разр} \cdot t_{ав} = 28 \cdot 2 = 56 \text{ А} \cdot \text{ч.}$$

Номер батареи по расчетной емкости

$$N \geq 1,1 Q_{\text{расч}} / Q_{\text{ск-1}} = 1,1 \cdot 56 / 22 = 2,8.$$

Принимаем $N = 3$.

Номер батареи по току $I_{\text{кр.разр}}$

$$N \geq I_{\text{кр.разр}} / 46 = 272 / 46 = 5,9.$$

Окончательно принимаем батарею СК–6

Полное число аккумуляторов батареи

$$n = U_{\text{шв}} / U_{\text{пз}} = 260 / 2,15 = 120.$$

Номинальный ток ЗПУ

$$I_{\text{ном.зпу}} \geq I_{\text{зар}} + I_{\text{пост}} = 3,75 \cdot 6 + 16,6 = 39,1 \text{ А.}$$

Номинальное напряжение ЗПУ

$$U_{\text{ном.зпу}} \geq U_{\text{зар}} = 120 \cdot 2,15 + 2 = 260 \text{ В.}$$

Номинальная мощность ЗПУ

$$P_{\text{ном.зпу}} \geq P_{\text{расч.зпу}} = 260 \cdot 39,1 = 10200 \text{ Вт.}$$

Принимаем ЗПУ типа ВАЗП–380/260–40/80.

1. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учеб. для вузов по спец. "Электроснабжение". — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Высш. шк., 1991. — 496 с.
2. Тяговые подстанции: Учеб. для вузов ж.-д. транспорта/ Ю.М. Бей, Р.Р. Мамошин, В.Н. Пупынин, М.Г. Шалимов. — М.: Транспорт, 1986. — 319 с.
3. Гринберг-Басин М.М. Тяговые подстанции. Пособие по дипломному проектированию: Учеб. пособие для техникумов ж.-д. трансп. — М.: Транспорт, 1986. — 168 с.
4. Загайнов Н.А., Финкельштейн Б.С., Кривов Л.Л. Тяговые подстанции трамвая и троллейбуса: Учеб. для техникумов/ Под ред. Н.А. Загайнова. — 4-е изд., перераб. и доп. — М.: Транспорт, 1988. — 327 с.
5. Мамошин Р.Р., Зимакова А.Н. Электроснабжение электрифицированных железных дорог. — М.: Транспорт, 1980. — 296 с.
6. Правила устройства системы тягового электроснабжения железных дорог Российской Федерации. — М.: МПС РФ, 1997. — 78 с.
7. Правила устройства электроустановок. — Главгосэнергонадзор России, 1998. — 549 с.
8. Правила эксплуатации электроустановок потребителей. — Главгосэнергонадзор России, 1997. — 285 с.
9. Прохорский А.А. Тяговые и трансформаторные подстанции. — М.: Транспорт, 1983. — 496 с.
10. Руководящие материалы по релейной защите систем тягового электроснабжения: Департамент электрификации и электроснабжения Министерства путей сообщения Российской Федерации. — М.: "Транспорт", 1999. — 96 с.
11. Система тягового электроснабжения 2×25 кВ/ Б.М. Бородин, М.И. Векслер, В.Е. Марский, И.В. Павлов. — М.: Транспорт, 1989. — 247 с.
12. Справочник по электроснабжению железных дорог /Под ред. К.Г. Марквардта: Т.1 и Т.2. — М.: Транспорт, 1980. — 256 с., 392 с.
13. Типовой проект организации труда на тяговой подстанции: МПС. — М.: Транспорт, 1988. — 39 с.
14. Хариков В.Ф. Защита контактной сети постоянного тока от коротких замыканий. — М.: Транспорт, 1987. — 95 с.
15. Электрическая часть станций и подстанций: Учеб. для вузов/ А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшков и др.; Под ред. А.А. Васильева. — 2-е изд. перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1990. — 576 с.

| | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 7.7. Дифференциальные токовые защиты | 346 |
| 7.8. Защиты от замыканий на землю | 350 |
| 7.9. Дистанционная защита | 357 |
| 7.10. Общие сведения о защитах силовых трансформаторов | 363 |
| 7.11. Газовая защита, токовая отсечка и максимальная токовая защита трансформаторов | 365 |
| 7.12. Дифференциальная защита трансформаторов | 370 |
| 7.13. Источники оперативного тока | 375 |
| 7.14. Полупроводниковые и микроэлектронные элементы релейных защит | 378 |
| ГЛАВА 8. Тяговые подстанции | 383 |
| 8.1. Назначение, классификация и схемы питания тяговых подстанций | 383 |
| 8.2. Общие сведения о тяговых подстанциях постоянного тока | 386 |
| 8.3. Силовые полупроводниковые приборы | 389 |
| 8.4. Трехфазная мостовая схема выпрямления | 394 |
| 8.5. Шестифазная нулевая схема выпрямления | 396 |
| 8.6. Трехфазные двенадцатипульсовые двухмостовые схемы выпрямления | 398 |
| 8.7. Технические характеристики, конструкция и параметры оборудования преобразовательных агрегатов | 400 |
| 8.8. Сглаживающие устройства тяговых подстанций | 407 |
| 8.9. Схема РУ–3,3 кВ | 412 |
| 8.10. Выпрямительно-инверторные преобразователи | 416 |
| 8.11. Защита фидеров контактной сети и РУ–3,3 кВ | 419 |
| 8.12. Конструктивное выполнение тяговых подстанций постоянного тока | 423 |
| 8.13. Общие сведения о тяговых подстанциях переменного тока | 426 |
| 8.14. Трансформаторы тяговых подстанций переменного тока | 433 |
| 8.15. Схема РУ–27,5 кВ | 437 |
| 8.16. Схемы РУ–110 (220) кВ тяговых подстанций | 440 |
| 8.17. Схема РУ–2 × 25 кВ | 445 |
| 8.18. Защита фидеров контактной сети переменного тока | 446 |

| | |
|---------------------------------------------------------------------------|------------|
| 8.19. Конструктивное выполнение тяговых подстанций переменного тока | 450 |
| 8.20. Расчет мощности тяговой подстанции и выбор оборудования | 456 |
| 8.21. Передвижные тяговые подстанции | 461 |
| ГЛАВА 9. Заземляющие устройства | 465 |
| 9.1. Действие электрического тока на человека | 465 |
| 9.2. Защитные и рабочие заземления | 466 |
| 9.3. Конструкция заземляющих устройств | 470 |
| 9.4. Заземляющие устройства тяговых подстанций | 477 |
| 9.5. Расчет заземляющих устройств | 481 |
| 9.6. Молниезащита зданий и сооружений | 487 |
| ГЛАВА 10. Собственные нужды электроустановок | 492 |
| 10.1. Система собственных нужд подстанций | 492 |
| 10.2. Система питания собственных нужд постоянного тока | 495 |
| 10.3. Аккумуляторные батареи тяговых подстанций | 498 |
| 10.4. Выбор оборудования установок собственных нужд | 501 |
| СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ | 507 |

Учебное издание

Почаевец Виктор Степанович

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПОДСТАНЦИИ

Редактор *В.К. Тихоньчева*

Корректор *Л.А. Гладких*

Дизайн *М. Львова*

Компьютерная верстка *Е.Ю. Русалева*

Ид № 01842 от 22.05.2000. Сдано в набор 12.10.2000

Подписано в печать 28.06.2001. Тип. Зак. № 6725. Формат 60х88/16.

Печ. л. 32,0. Тираж 4000 экз.

Отпечатано с готовых диапозитивов в филиале Государственного ордена
Октябрьской Революции, Ордена Трудового Красного Знамени
Московского предприятия «Первая Образцовая типография»
Министерства Российской Федерации по делам печати,
теле-радиовещания и средств массовых коммуникаций
115114, Москва, Школьная наб., 10