РУКОВОДСТВО

ПО РЕВИЗИИ, НАЛАДКЕ И ИСПЫТАНИЮ ПОВЕРХНОСТНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ШАХТ И РАЗРЕЗОВ

gost.e-ecolog.ru

УТВЕРЖДЕНО
Энергомеханическим управлением
Министерства угольной
промышленности СССР 24 апреля 1984 г.

РУКОВОДСТВО

ПО РЕВИЗИИ, НАЛАДКЕ И ИСПЫТАНИЮ ПОВЕРХНОСТНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ШАХТ И РАЗРЕЗОВ

Под редакцией *В. В. Дегтярева* и *Л. В. Седакова*

МОСКВА „НЕДРА" 1986

УДК 624.311.4.001.4(035):622.3.012.21.3

Руководство по ревизии, наладке и испытанию поверхностных подстанций шахт и разрезов/Под ред. В. В. Дегтярева и Л. В. Седакова.— М.: Недра, 1986.— 439 с.

Рассмотрены периодичность, объем и технология выполнения работ по ревизии, наладке и испытанию электрооборудования, устройств защиты и автоматики поверхностных подстанций шахт, разрезов и обогатительных фабрик. Описаны конструкции электрооборудования и схемы аппаратуры, устройств релейной защиты и автоматики.

Приведены справочные данные и методика поверочных расчетов защиты. Освещены вопросы организации работ и техники безопасности.

Для инженерно-технических работников специализированных наладочных организаций и энергомеханических служб предприятий угольной и горнодобывающей отраслей промышленности.

Табл. 90, ил. 256, список лит.— 37 назв.

Авторы: **Масликов Н. И., Глухов М. С., Астапов С. Л., Исаева Л. Е., Франкс Б. П.**

Редакционная коллегия: Григорьев А. И., Бежок В. Р., Волощенко Н. И., Дегтярев В. В., Кожухов В. Е., Попов В. А., Сапилов А. В., Седаков Л. В.

Р $\frac{2501000000-203}{043(01)-86}$ 227—86

© Издательство «Недра», 1986

ПРЕДИСЛОВИЕ

Увеличение добычи угля зависит от роста энерговооруженности угольных шахт и разрезов. Строятся новые, реконструируются и расширяются действующие поверхностные подстанции, осуществляется модернизация электрооборудования и аппаратуры, совершенствуются схемы электроснабжения. Одновременно повышаются требования к бесперебойности питания потребителей, рациональному и экономному расходованию электроэнергии. Важный фактор бесперебойного электроснабжения — надежная работа поверхностных подстанций, которая в значительной степени определяется техническим состоянием электрооборудования и аппаратуры. Поддержание электрооборудования и аппаратуры в исправном состоянии, повышение их долговечности обеспечивается при правильной организации проведения и высоком качестве работ по ревизии, наладке и испытанию, выполняемых работниками специализированных наладочных организаций, правильном техническом обслуживании эксплуатационным персоналом.

Настоящее Руководство содержит основные сведения и рекомендации по ревизии, наладке и испытанию электрооборудования, устройств защиты и автоматики поверхностных подстанций шахт, разрезов и обогатительных фабрик. Дополнением к Руководству являются Единые формы технической документации по ревизии, наладке и испытанию электрооборудования, устройств релейной защиты и электроавтоматики поверхностных подстанций шахт и разрезов (РТМ12.25.012—84), утвержденные Энергомеханическим управлением Минуглепрома СССР.

Руководство разработано на основе опыта работы специализированных наладочных организаций ВПО Союзуглеавтоматика Минуглепрома СССР, трестов Донецкуглеавтоматика, Ворошиловградуглеавтоматика Минуглепрома УССР с учетом требований инструкций заводов-изготовителей, Правил устройства электроустановок, Норм испытания электрооборудования, Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей, инструктивных, руководящих и информационных материалов СПО Союзтехэнерго, Технического управления по эксплуатации энергосистем Минэнерго СССР, Энергомеханического управления Минуглепрома СССР и других организаций.

В разработке настоящего Руководства принимали участие В. А. Самодуров, В. Д. Потрисов, В. Р. Бежок, В. В. Гавриленко, А. В. Сапилов, Э. Р. Осипов, Ж. В. Вискин, В. О. Жидков, Н. М. Тицкая, В. А. Чумаков, В. Г. Шатохин, Н. Г. Ткаченко, Ю. М. Иванько, О. П. Немлиенко.

В целях обобщения опыта по ревизии, наладке и испытанию поверхностных подстанций шахт, разрезов и обогатительных фабрик, а также учета пожеланий специалистов замечания и предложения по данному Руководству просим направлять в Энергомеханическое управление Министерства угольной промышленности СССР.

1. ОРГАНИЗАЦИЯ НАЛАДОЧНЫХ РАБОТ

1.1. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ НАЛАДОЧНЫХ РАБОТ

Работы по ревизии, наладке и испытанию проводят для обеспечения надежной, экономичной и безопасной работы электрооборудования, аппаратуры, схем управления и защиты поверхностных подстанций. В задачи наладочных бригад входит:

полное и качественное выполнение наладочных работ в закрепленной зоне обслуживания согласно утвержденным графикам;

выявление и устранение несоответствий установленного оборудования, аппаратуры и схем управления проекту, Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) и паспортам (инструкциям по эксплуатации) заводов-изготовителей;

определение работоспособности механизмов, сборочных единиц и деталей оборудования;

контроль и поддержание электрических параметров аппаратуры в допустимых пределах;

выявление и устранение обнаруженных дефектов электрооборудования и аппаратуры; принятие противоаварийных мер;

совершенствование организации труда, внедрение прогрессивных методов и передовой технологии производства работ, повышение производительности труда;

обеспечение безопасности при производстве работ.

1.2. ПЕРИОДИЧНОСТЬ И ОБЪЕМ РАБОТ

Требование бесперебойности электроснабжения предприятий угольной промышленности — шахт, разрезов, обогатительных фабрик (в дальнейшем предприятий) — и тяжелые условия эксплуатации электрооборудования (повышенная запыленность, влажность, агрессивность атмосферы и т. п.) обусловливают необходимость периодического проведения ревизий, наладок и испытаний поверхностных подстанций не реже одного раза в два года.

Настоящее Руководство с учетом требований ПУЭ, Норм испытания электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей (Норм), а также Директивных указаний Минэнерго СССР и Минуглепрома СССР устанавливает проведение ревизии, наладки и испытания поверхностных подстанций в следующем объеме:

изучение отчетной (проектной) и заводской документации, ознакомление с условиями эксплуатации электрооборудования и аппаратуры;

проверка соответствия электрооборудования и аппаратуры проекту, ПУЭ и действующим нормативным документам;

проверка правильности монтажа и маркировки первичных и вторичных цепей;

измерение электрических и механических параметров оборудования и аппаратуры;

проверка соответствия уставок реле защит и управления фактическим условиям эксплуатации;

измерение сопротивления защитного заземления;

наладка и регулировка автоматических выключателей на напряжение до 1000 В;

регулировка разъединителей, отделителей, короткозамыкателей и их приводов;

наладка и регулировка выключателей нагрузки;

наладка и регулировка выключателей на напряжение свыше 1000 В и их приводов;

ревизия механических блокировок, тяг и механических указателей состояния выключателей;

проверка показателей качества напряжения;

измерение сопротивления изоляции;

испытание повышенным напряжением;

ревизия и испытание реакторов;

проверка параметров и испытание силовых и измерительных трансформаторов;

фазировка трансформаторов, кабелей и электромашин;

наладка устройств регулирования напряжения под нагрузкой;

настройка защит с калибровкой реле и их проверкой на рабочих уставках;

наладка блоков питания, аккумуляторных батарей и зарядных устройств, автоматический ввод резерва и устройств автоматического повторного включения;

наладка схем управления, защит, блокировок и сигнализации, контроля изоляции сети, автоматической частотной разгрузки;

проверка схемы включения электроизмерительных приборов, включенных через трансформаторы тока и напряжения, информационно-измерительных и логических систем энергоконтроля и управления;

снятие векторной диаграммы работы счетчиков и направленной защиты;

замена непригодных к дальнейшей эксплуатации сборочных единиц и деталей;

опробование элементов управления, защиты, сигнализации, автоматики, блокировки, проверка правильности их взаимодействия;

доводка элементов схем до безотказной и четкой работы;

внесение изменений в одном экземпляре принципиальных электрических схем подстанции;

инструктаж обслуживающего персонала;

составление отчета по ревизии, наладке и испытанию подстанции.

1.3. ПОРЯДОК ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ ПО РЕВИЗИИ И НАЛАДКЕ

1.3.1. Подготовительные работы

Наладочные работы на действующих и вновь вводимых поверхностных подстанциях (периодические и пусковые) выполняют согласно договорам, своевременно заключенным предприятием или энергоуправлением со специализированной наладочной организацией.

Дополнительные договоры на производство внеочередных работ по ревизии и наладке заключают в случае аварии, ее угрозы на поверхностной подстанции, а также аварии у потребителей, вызвавшей выход из строя отдельных элементов оборудования подстанций.

Договор на производство внеочередных работ должен быть согласован с главным энергетиком производственного объединения (комбината, треста).

Для заключения договора на подстанцию направляется представитель наладочной организации, который на месте определяет объем работ. В договоре на работы по ревизии и наладке указываются также сроки и особые условия их выполнения: предоставление помещения для хранения приборов, инструмента и испытательного оборудования; передача проекта и заводской документации; выделение жилья персоналу наладочной бригады и т. п.

На основании заключенных договоров специализированная наладочная организация составляет и согласовывает с производственными объединениями (комбинатами, трестами) график производства работ.

До начала работ по ревизии и наладке подстанции представитель наладочной организации и представитель заказчика (главный энергетик предприятия или мастер поверхностной подстанции) предварительно осматривают электроустановки, устанавливают наличие дефектов, уточняют объем работ и потребность в запасных частях, комплектующих изделиях и материалах; затем проверяют устранение дефектов, отмеченных в техническом отчете по предыдущей ревизии и наладке (на действующей подстанции), и составляют график производства наладочных работ (Приложение *1*) для наиболее ответственных потребителей. График утверждает главный инженер предприятия или энергоуправления.

При обнаружении дефектов изготовления или монтажа оборудования и аппаратуры управления на вновь вводимых поверхностных подстанциях предприятие привлекает завод-изготовитель или строительно-монтажную организацию к устранению дефектов. В двустороннем акте предварительного обследования стороны определяют также, какие дефекты должны быть устранены заказчиком до начала и какие наладочной организацией в процессе наладочных работ.

При выявлении на действующих подстанциях дефектов, угрожающих аварией, наладочные работы должны быть приостановлены до устранения дефектов. При необходимости выполнения монтажных, ремонтных и других работ, не входящих в обязанности наладочной организации, заказчик должен принять меры для выполнения этих работ силами монтажных, ремонтных и других предприятий.

По прибытии на объект, подлежащий наладке, руководитель наладочных работ письменно уведомляет (Приложение *2*) главного инженера предприятия или энергоуправления о составе бригады и ее готовности приступить к выполнению наладочных работ.

Главный инженер предприятия назначает ответственного представителя заказчика по согласованию объема работ и проведению инструктажа и вместе с ним уточняет (по письму командирующего предприятия) список лиц из числа командированного персонала, которым предоставлено право выдачи наряда, ответственного руководителя и производителя ра-

бот. Указанные лица изучают схему и особенности электроустановки, подлежащей наладке, с ними проводят инструктаж.

Если лицу командированного персонала необходимо предоставить право допуска к работе, то ему предписывается сдать экзамены в комиссии предприятия-заказчика и на этом основании быть приравненным к персоналу предприятия.

Перед началом работы ответственный представитель заказчика проверяет у членов наладочной бригады удостоверения о проверке знаний ПТЭ и ПТБ и допускает бригаду к электроустановке, где проводит вводный инструктаж по технике безопасности. Члены бригады должны расписаться в специальном журнале.

Ответственный представитель заказчика знакомит персонал наладочной бригады с инвентарными защитными средствами и местом их нахождения; особенностями электроустановки и схемы электроснабжения; главным и запасным выходом из закрытого распредустройства; местом установки коммутационной аппаратуры, подающей напряжение на подстанцию.

Для выполнения работ по ревизии и наладке каждая наладочная бригада должна быть обеспечена необходимым инструментом, приборами, приспособлениями (Приложение *3*), а также нормативно-технической документацией.

Наладочная организация обеспечивает всех членов бригады спецодеждой, допущенной органами госэнергонадзора для работы в действующих электроустановках.

На месте производства работ наладочной бригаде в соответствии с договором выделяют помещения для хранения приборов и инструмента, работы с нормативной, проектной и отчетной документацией.

Руководителю наладочных работ заказчик предоставляет:

скорректированную по состоянию на время начала наладочных работ общую принципиальную схему электроснабжения предприятия с указанием всех параметров сети (мощность, напряжение, ток потребителей, мощность и токи к. з.);

согласованные с энергосистемой таблицы уставок релейной защиты и автоматики;

однолинейную схему подстанции;

исполнительные схемы релейной защиты, автоматики, телемеханики и сигнализации;

протоколы испытаний трансформаторного масла маслонаполненных аппаратов;

заводскую техническую документацию на подлежащие ревизии и наладке новые или опытные образцы изделий;

отчет по предыдущей ревизии и наладке;

журналы (оперативный, автоматических отключений, присоединений, кабельных и воздушных линий, осмотра и проверки аккумуляторных батарей).

На вновь вводимых подстанциях производство работ по ревизии и наладке осуществляют в три этапа в соответствии со СНиП III-33-76 «Правила производства и приемки работ. Электротехнические устройства». В ходе подготовки к проведению пусконаладочных работ изучается и

анализируется выданная заказчиком проектная документация и техническая документация заводов-изготовителей электрооборудования, при необходимости подготавливаются предложения по ее изменению, которые согласовываются с проектной организацией. Подготавливаются необходимый набор инструмента, приборов и приспособлений, комплект форм технического отчета.

1.3.2. Порядок производства наладочных работ

Ревизию, наладку и испытание электрооборудования подстанции начинают с оформления наряда для работы в электроустановках.

Допуск наладочной бригады, периодический надзор во время работы, приемка места работы после окончания наладочных работ осуществляются в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭ и ПТБ, гл. БII—3, приложение VIII).

Наладочному персоналу запрещается производить какие-либо оперативные переключения.

При производстве наладочных работ по возможности устраняют выявленные неисправности и отклонения измеренных параметров от указанных в нормативных документах. Ненормируемые величины оценивают сопоставлением полученных при измерениях данных с такими же величинами на другом однотипном оборудовании, а также с величинами, полученными в результате заводских или предыдущих измерений и испытаний. Не снижающие уровень безопасности дефекты, которые по объективным причинам не могут быть устранены в период наладки, должны быть отражены в техническом отчете. Там же должны быть отражены все конструктивные, монтажные и схемные изменения, внесенные в электроустановку в процессе наладки, и результаты проверки источников питания и цепей оперативного тока, схем сигнализации и контроля.

В процессе наладочных работ производится оценка общешахтных показателей надежности электроснабжения и качества электроэнергии. По результатам такой оценки лицо, ответственное за электрохозяйство предприятия, должно принять соответствующие меры или предъявить претензии к электроснабжающей организации в порядке, предусмотренном директивным письмом Минуглепрома СССР от 11 ноября 1973 г. «О повышении правовой работы с энерго- и теплоснабжающими организациями».

Работы по ревизии, наладке и испытанию могут производиться при непосредственном участии обслуживающего персонала подстанции, который в этом случае включается в наряд. Руководитель наладочных работ обязан ознакомить всех включенных в наряд лиц с обнаруженными неисправностями и способами их устранения.

Работы, не требующие специальной квалификации, но связанные с большими трудозатратами, в частности все виды работ по очистке электрооборудования, электроаппаратуры, приборов, а также демонтаж оказавшихся ненужными конструкций и электрических цепей, заказчик выполняет своими силами и средствами.

Все изменения, внесенные наладочной бригадой в процессе ревизии и наладки, должны быть обоснованы и предварительно согласованы с лицом, ответственным за электрохозяйство, или главным энергетиком предприятия, начальником или мастером подстанции.

Завершают работы по ревизии и наладке включение электрооборудования под рабочее напряжение и окончательная доводка всех элементов схемы до обеспечения четкой и безотказной их работы.

Электрооборудование вновь монтируемых подстанций, а также вновь вводимое в эксплуатацию на действующих подстанциях (заменяемое или устанавливаемое дополнительно) подвергают испытаниям в соответствии с требованиями ПУЭ.

Высоковольтную ячейку, панель, схему сигнализации и т. п., на которых закончены наладочные работы, принимает лицо оперативного персонала после совместной проверки с руководителем наладочных работ на функционирование схемы управления, сигнализации, защиты. Результаты сдачи-приемки записываются в оперативном журнале и подписываются лицами, участвующими в проверке.

После окончания наладочных работ руководитель бригады заносит в оперативный журнал величины выставленных уставок защит. Все распределительные, пусковые и защитные аппараты персонал наладочной бригады пломбирует в местах, предусмотренных заводом-изготовителем в целях исключения доступа к регулировочным и защитным элементам. Руководитель наладочных работ должен проинструктировать обслуживающий персонал о правильной эксплуатации электрооборудования и аппаратуры подстанции, об изменениях, внесенных в схемы подстанции.

1.3.3. Оформление отчетно-технической документации

По результатам произведенных наладочных работ руководитель составляет технический отчет о ревизии, наладке и испытании в двух экземплярах, который утверждает главный инженер наладочной организации. Один экземпляр отчета представляется предприятию или энергоуправлению, эксплуатирующему подстанцию, другой является архивным экземпляром наладочной организации. Вместе с отчетом заказчику передаются однолинейная схема подстанции, исполнительные схемы релейной защиты, автоматики, телемеханики и сигнализации (для вновь вводимых подстанций — проект с внесенными изменениями и исправлениями), рекомендации по улучшению технического состояния и повышению эффективности работы подстанции, список лиц обслуживающего персонала, с которыми проведен инструктаж.

После ревизии и наладки вновь смонтированной подстанции к отчету дополнительно прилагают приемо-сдаточную документацию в объеме, предусмотренном СНиП III-33-76, а также протоколы испытаний электрооборудования и кабельных линий в соответствии с требованиями ПУЭ.

Окончание работ оформляется Актом окончания работ по ревизии, наладке и испытанию электрооборудования поверхностной подстанции, который составляется в трех экземплярах: для предприятия (энергоуправления), эксплуатирующего подстанцию; объединения (комбината, треста) и наладочной организации. Акт подписывают представители заказ-

чика и наладочной организации. Он является документом, подтверждающим проведение ревизии, наладки и испытаний в объеме, предусмотренном настоящим Руководством, а также пригодность электрооборудования и аппаратуры подстанции к дальнейшей эксплуатации. Акт об окончании работ по ревизии, наладке и испытанию действителен до оформления результатов работ следующей периодической ревизии и наладки, но не более чем два года.

2. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ НАЛАДОЧНЫХ РАБОТ

При выполнении работ в подстанциях необходимо соблюдать требования настоящего Руководства, действующих ПУЭ, ПТЭ и ПТБ, СНиП III-33-76, директивных материалов и инструкций Главгосэнергонадзора и Технического управления по эксплуатации энергосистем Минэнерго СССР, издаваемых СПО «Союзтехэнерго», директивных писем Минуглепрома СССР и инструкций заводов-изготовителей электрооборудования и аппаратуры.

2.1. ТРЕБОВАНИЯ К ПЕРСОНАЛУ НАЛАДОЧНЫХ БРИГАД

Наладочные работы в электроустановках разрешается производить лицам, которые:

прошли соответствующее медицинское освидетельствование;

прошли проверку знаний ПТЭ и ПТБ, производственных и должностных инструкций и получили квалификационные группы по технике безопасности;

прошли вводный инструктаж и инструктаж на рабочем месте по технике безопасности;

изучили санитарные правила, действующие на объекте и касающиеся мер индивидуальной защиты и личной гигиены;

освоили безопасные методы работ по наладке электрооборудования.

Лица, не достигшие 18-летнего возраста, к наладочным работам в электроустановках не допускаются.

Во время работы рабочие обязаны пользоваться исправными защитными спецодеждой и спецобувью, своевременно ставить в известность руководителей о необходимости стирки спецодежды и ремонта спецобуви, защитных средств и предохранительных приспособлений. Отказ от пользования или пользование неисправными средствами защиты рассматривается как нарушение трудовой дисциплины.

Командированный персонал наладочной организации должен строго соблюдать правила внутреннего распорядка на объекте и подчиняться установленному на нем режиму.

Руководитель наладочных работ перед их проведением обязан:

ознакомиться сам и ознакомить наладчиков с правилами внутреннего распорядка на объекте и пройти вместе с ними общий инструктаж у ответственного представителя заказчика;

получить от заказчика наряд на производство работ в электроустановке, заполненный и подписанный в установленном ПТЭ и ПТБ порядке;

проверить срок действия удостоверения у каждого наладчика и при выдаче задания учесть квалификационную группу исполнителя;

провести инструктаж по технике безопасности на рабочем месте всего персонала, работающего под его руководством, ознакомить с нарядом и проверить состояние и срок испытания защитных средств, которые будут применяться в процессе работы;

определить степень готовности эксплуатируемого или монтируемого электрооборудования к наладке и выполнение организационно-технических мероприятий по технике безопасности;

ознакомить всех членов бригады по чертежам и в натуре с электрической схемой и расположением аппаратов и оборудования подстанции;

согласовать с эксплуатационным персоналом порядок подачи напряжения по временной или постоянной схеме для опробования оборудования.

2.2. ОБЩИЕ ПРАВИЛА ВЫПОЛНЕНИЯ НАЛАДОЧНЫХ РАБОТ И ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОЧЕГО МЕСТА НАЛАДЧИКА

Наладочные работы на подстанциях проводят как с полным, так и с частичным снятием напряжения. Технические и организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность наладочных работ в действующих электроустановках, осуществляются силами и средствами заказчика и наладочной организации в соответствии с ПТЭ и ПТБ (гл. Б II-2 и Б II-3).

Руководитель (как правило, производитель) наладочных работ отвечает за точное выполнение всех мер безопасности, ежедневно перед началом работ и периодически в течение рабочего дня проверяет расстановку ограждений, наличие плакатов и отсутствие опасного напряжения в местах работы персонала.

Исполнители-наладчики отвечают за соблюдение ими действующих правил техники безопасности и инструкций, за достаточность и полноту принятых на рабочем месте и в рабочей зоне местных мероприятий, обеспечивающих безопасность как самих исполнителей, так и окружающих лиц.

Наладочные работы, связанные с подачей напряжения на испытательную схему или измерениями переносными приборами под напряжением, должны выполняться не менее чем двумя лицами, одно из которых должно иметь квалификационную группу не ниже IV при работе в электроустановках на напряжение выше 1000 В и не ниже III — соответственно до 1000 В.

Персонал наладочных организаций, непосредственно занятый производством наладочных работ, должен быть обеспечен защитными средствами индивидуального пользования (диэлектрическими перчатками,

касками, индикаторами напряжения до 500 В включительно) и инструментом с изолированными рукоятками.

Остальные защитные средства и инструмент специального назначения в зависимости от характера выполняемых работ должны находиться на территории подстанции, на участке или в бригаде и выдаваться исполнителям по мере надобности.

Запрещается пользоваться защитными средствами, не отвечающими требованиям Правил пользования и испытания защитных средств, применяемых в электроустановках.

Запрещается для сборки временных схем применять столы с металлической рабочей поверхностью или с металлическим обрамлением, металлические лестницы и подставки.

Временные питающие линии должны быть выполнены открыто изолированным проводом соответствующего сечения, надежно закреплены и подвешены на высоту, обеспечивающую свободный проход людей и проезд транспорта.

Питание к временным схемам для проверок и испытаний следует подводить через выключатель и автомат закрытого исполнения (закрытый выключатель) с защитой, на котором должно быть четкое обозначение включенного и отключенного положений. Последовательно с выключателем питания включают коммутационное устройство с видимым разрывом (например, рубильник или штепсельный разъем). При снятии напряжения со схемы первым должен отключаться закрытый выключатель, а при подаче напряжения в схему — устройство с видимым разрывом.

Сборка временных схем для электрических испытаний, переключение проводов в схеме, перестановка приборов и аппаратов в ней запрещаются без снятия напряжения и видимого разрыва в питающей сети.

Каждый наладчик обязан знать схему временного и постоянного электропитания участка производства наладочных работ и места отключения напряжения, питающего этот участок. При перерыве или окончании наладочных работ линия временного питания должна быть отключена.

Измерения следует производить стоя на специальных подмостях или раздвижных лестницах, имеющих на концах приспособления для надежного упора. Производить измерения с приставных лестниц запрещается.

Металлические корпуса применяемых переносных приборов и аппаратов должны быть заземлены. Снятие заземлений разрешается лишь в тех случаях, когда это требуется по условиям работы.

Допускается временная подача напряжения до 1000 В для проведения наладочных работ по постоянно проложенным кабелям на щиты низкого напряжения, станции управления и силовые сборки, на которых не введен эксплуатационный режим, от находящихся в эксплуатации распределительных устройств. Ответственность за технику безопасности в зоне, куда временно подано напряжение, несет руководитель наладочных работ.

Эксплуатационный режим на подстанции устанавливает заказчик на все время производства испытаний, проверки работы и комплексного опробования оборудования.

Наладочному персоналу категорически запрещается принимать на себя временную эксплуатацию электроустановок.

2.3. ПРОТИВОПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

По прибытии на подстанцию все члены наладочной бригады должны ознакомиться с местом нахождения комплекта противопожарного инвентаря (углекислотных огнетушителей, ящиков с песком, лопат, багров, ведер и т. п.), узнать номер телефона вызова пожарной команды или дружины.

В распредустройстве подстанции не допускается хранение бензина, керосина и других легковоспламеняющихся веществ. Смазочные материалы должны храниться в металлических емкостях, а обтирочные материалы — в металлическом ящике.

В здании подстанции запрещается курить и разводить открытый огонь. При необходимости выполнения ремонтных и наладочных работ с применением открытого огня и электросварки следует руководствоваться Правилами пожарной безопасности при проведении сварочных и других огневых работ на объектах народного хозяйства, утвержденными ГУПО МВД СССР 29 декабря 1972 г. и согласованными с Госгортехнадзором СССР и ВЦСПС.

Места проведения временных сварочных и других огневых работ определяются письменным разрешением лица, ответственного за пожарную безопасность подстанции. Эти места должны быть обеспечены средствами пожаротушения. При этом должны быть приняты меры, предотвращающие попадание брызг расплавленного металла на провода, кабели и аппаратуру релейной защиты и автоматики.

Следует избегать применения электронагревательных приборов. Однако если они необходимы по условиям производства, то их надо устанавливать на несгораемые подставки, а части, нагревающиеся до высоких температур,— защищать от соприкосновения с горючими материалами.

Во время выполнения работ нельзя допускать:

искрения, коротких замыканий, нагревания проводов и т. п.;

перегибания и скручивания проводов (в качестве переносных рекомендуется применять шланговые кабели или провода);

слив, заполнение и промывку маслом маслонаполненных аппаратов при наличии огневых приборов на расстоянии менее 10 м;

выключения вентиляторов в помещении аккумуляторных батарей;

использования бензина и других легковоспламеняющихся веществ для промывки бака, арматуры трансформаторов и другого оборудования.

При возникновении пожара прежде всего следует отключить от сети воспламенившееся оборудование, затем приступить к тушению пожара.

При необходимости принять меры для вызова пожарной команды (дружины).

3. ИЗМЕРЕНИЯ, РЕГУЛИРОВАНИЕ И ИСПЫТАНИЯ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ НАЛАДОЧНЫХ РАБОТ

3.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Перед производством измерений и испытаний необходимо:

ознакомиться с объектом работ;

уточнить параметры и нормы испытания налаживаемой аппаратуры;

составить испытательную (измерительную) схему и выбрать способы измерений;

указать на схеме возле соответствующих приборов или в спецификации тип, класс, пределы измерения прибора;

подготовить место для сборки схемы;

подготовить необходимый инструмент, приборы и оборудование;

промаркировать выводы схемы измерения, подключаемые к объекту, в соответствии с обозначениями, принятыми в принципиальной схеме испытуемого объекта. Маркировка выводов должна соответствовать маркировке ошиновки первичной коммутации;

проверить надежность заземления вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения, зашунтировать необходимые элементы объекта;

собрать схему измерения;

заземлить объект (при необходимости) на 2—3 мин для снятия остаточного заряда;

оградить все части установки, находящиеся под напряжением;

выполнить другие мероприятия согласно ПТЭ и ПТБ, обеспечивающие безопасное производство работ.

3.2. ИЗМЕРЕНИЕ И РЕГУЛИРОВАНИЕ ОСНОВНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН

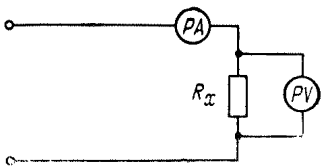
Измерение сопротивления постоянному току при наладочных работах проводят в диапазоне от 10^{-5} до 10^{10} Ом. В зависимости от величины и требуемой точности измерения производят с помощью одинарных или двойных мостов, микроомметров, а также используя метод амперметра-вольтметра.

Одинарные мосты типа ММВ с пределом измерения от 0,05 до 5000 Ом применяют для точных измерений средних величин сопротивлений. Следует учитывать, что при использовании моста типа ММВ в общий результат измерения входит значение сопротивления соединительных проводов.

Мост Р-333 позволяет производить измерения по двухзажимной схеме в пределах 10—10^6 Ом и по четырехзажимной схеме в пределах $5 \cdot 10^{-3}$ — 10 Ом. При этом влияние сопротивления соединительных проводов незначительно. Класс точности моста Р-333 0,5; 1,0 и 5,0.

Мост Р-316 имеет пределы измерения 10^{-5}—10^6 Ом. Класс точности составляет 0,2 для пределов от 10^{-2} до 10^5 и 5,0 в пределах от 10^{-5} до

Рис. 3.1. Схема измерения сопротивления методом амперметра—вольтметра



10^{-2} и от 10^5 до 10^6. Питание прибора осуществляется от сети переменного тока напряжением 127, 220 В через встроенные выпрямители. Чувствительность индикатора не менее 20 делений на 1 мкА.

Двойные мосты типов МД-6 и МТВ используют для точных измерений малых сопротивлений от 10^{-6} до 10 Ом. При применении двойных мостов сопротивление соединительных проводов и переходные сопротивления контактов не влияют на общий результат измерений.

Многопредельный микроомметр М-246 (от $4 \cdot 10^{-6}$ до 1 Ом) применяют в основном для измерения переходных сопротивлений. Основная погрешность прибора ±3,5 %, питание от сети напряжением 127 и 220 В частотой 50 Гц.

Метод амперметра-вольтметра (рис. 3.1) применяют для грубой, но достаточной при производстве наладочных работ оценки сопротивления. Величину измеряемого сопротивления R_x без учета сопротивления вольтметра рассчитывают по закону Ома. Для исключения влияния сопротивления вольтметра на результат измерений оно должно быть в 10^3—10^4 раза больше измеряемого.

После измерения сопротивления постоянному току обмоток, имеющих значительную индуктивность, во избежание повреждения вольтметра следует сначала отключить вольтметр, а затем — амперметр.

Сопротивление постоянному току измеряют при установившейся температуре окружающей среды, которая обычно отличается от температуры заводских испытаний или предыдущей наладки. Для сопоставления результатов измерения сопротивления приводят к одной температуре по формулам:

для меди

$$R_2 = R_1 \frac{235 + t_2}{235 + t_1}; \qquad (3.1)$$

для алюминия

$$R_2 = R_1 \frac{245 + t_2}{245 + t_1}, \qquad (3.2)$$

где R_2 — сопротивление, приведенное к температуре t_2; R_1 — сопротивление, измеренное при температуре t_1.

Измерение и регулирование тока и напряжения производят с помощью приборов магнитоэлектрической, электромагнитной, электродинамической, детекторной и других систем.

При измерении в выпрямительных схемах следует учитывать, что приборы магнитоэлектрической системы показывают среднее значение величины, а электромагнитной — эффективное.

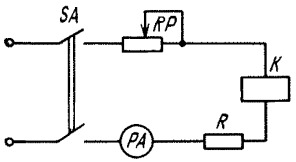


Рис. 3.2. Схема регулирования тока реостатом

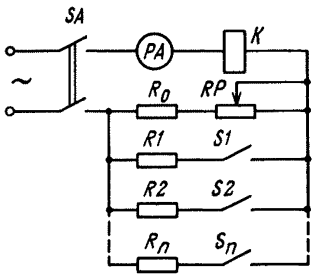


Рис. 3.3. Комбинированная схема ступенчатого регулирования тока

Для расширения пределов измерения напряжения применяют добавочные сопротивления или трансформаторы напряжения, для измерения тока в цепях постоянного тока — калиброванные шунты, в цепях переменного тока — трансформаторы тока.

Устройства для регулирования тока и напряжения должны обеспечивать:

плавное и непрерывное изменение регулируемого параметра в необходимых пределах;

независимость регулируемого параметра от нагрева испытательного устройства и положения подвижных сердечников проверяемого аппарата;

правильную синусоидальную форму регулируемого параметра на зажимах проверяемого аппарата.

Для выполнения этих условий регулирования тока применяют схему с реостатом (рис. 3.2). Реостаты промышленного изготовления допускают длительно протекающий ток не более 15 А.

Для расширения пределов регулирования рекомендуется схема комбинированного ступенчатого регулирования (рис. 3.3). Практически такие схемы обеспечивают регулирование токов до 70 А.

Для проверки цепей постоянного тока необходимы пределы регулирования напряжения от 0 до 220 В; для проверки реле, питающихся от трансформаторов напряжения,— верхний предел регулирования 100 В, для электромагнитов включения и отключения, магнитных пускателей, питающихся от трансформаторов собственных нужд,— соответственно 400 В. Для регулирования напряжения постоянного и переменного тока применяют схему, показанную на рис. 3.4, *а*. В зависимости от положения выключателей *S1* и *S2*, шунтирующих добавочные сопротивления *R1* и *R2*, участок плавного регулирования потенциометра может быть в начале, середине или в конце диапазона регулирования Кроме потенциометров для регулирования напряжения переменного тока используют автотрансформаторы типов ЛАТР и РНО, регуляторы напряжения РАТ.

Если необходимо получить более высокое напряжение, чем дает источник питания, например для снятия вольт-амперных характеристик трансформаторов тока, собирают схему на двух автотрансформаторах (рис. 3.4, *б*).

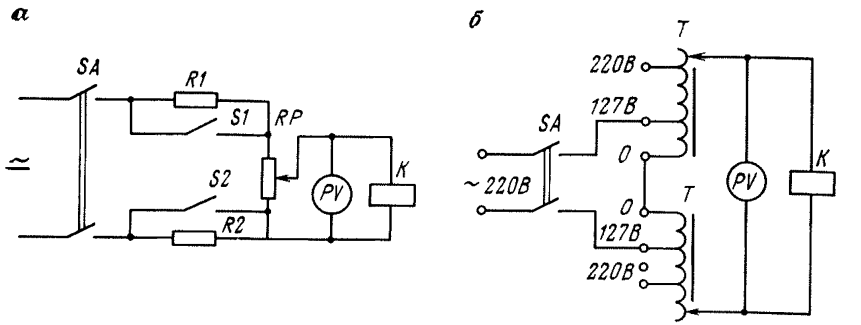


Рис. 3.4. Схема регулирования напряжения:
а — потенциометром; *б* — автотрансформаторами

С помощью потенциометра можно проверить реле постоянного тока и простые однообмоточные реле переменного тока с небольшим потреблением мощности, которые не требуют строгой синусоидальности и постоянства установленного напряжения. Обычно применяют потенциометры, длительно допускающие ток 2—3 А. Их сопротивление в этом случае выбирают из расчета 0,5—1,0 Ом на 1 В напряжения питания.

Для проверки сложных реле (реле сопротивления, направления мощности и т. п.) рекомендуется применять автотрансформаторы, наиболее полно удовлетворяющие всем требованиям, которые предъявляются к устройствам регулирования напряжения.

Регулирование угла между векторами тока и напряжения производят индукционным фазорегулятором (рис. 3.5). Устанавливая переключатель на соответствующий контакт, получают необходимый угол сдвига фаз.

Измерение мощности производят ваттметрами электродинамической или индукционной (только в цепях переменного тока) систем.

Мощность в цепи однофазного постоянного тока измеряют непосредственно с помощью электродинамического ваттметра или косвенно — методом амперметра-вольтметра.

Мощность в цепи трехфазного тока при равномерной нагрузке можно измерить одним ваттметром, включив его токовую обмотку в одну из фаз, а обмотку напряжения — между фазным и нулевым проводами в четырехпроводной сети или искусственной нулевой точкой в трехпроводной сети. Сопротивления в искусственной нулевой точке должны быть равны. Показания ваттметра умножаются на 3.

При измерении мощности методом двух ваттметров их токовые обмотки включают в рассечки двух фаз, а обмотки напряжения — в свою фазу и ту, в которой ток не контролируется. Мощность подсчитывают как сумму показаний двух ваттметров.

При измерении мощности с помощью трех ваттметров каждый из них включают так же, как и при измерении с помощью одного ваттметра.

Методами двух и трех ваттметров измеряют мощность как при симметричной, так и несимметричной нагрузке.

Реактивную мощность при симметричной нагрузке измеряют с помощью ваттметра, включенного токовой обмоткой в одну из фаз, а об-

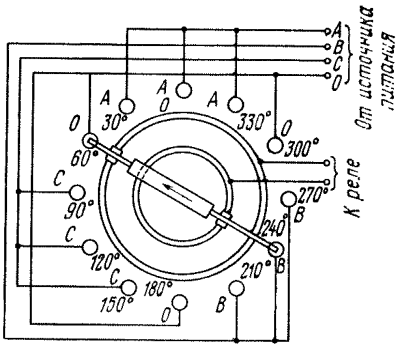


Рис. 3.5. Регулирование угла между векторами тока и напряжения фазорегулятором

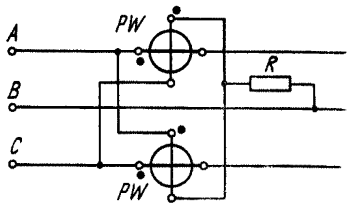


Рис. 3.6. Схема измерения реактивной мощности двумя ваттметрами в трехфазной цепи

моткой напряжения — в две другие. Полная реактивная мощность больше показания ваттметра в $\sqrt{3}$ раза.

При равномерной загрузке фаз реактивная мощность измеряется методом двух ваттметров так же, как и активная, а подсчитывается по формуле

$$Q = \sqrt{3}\,(P_1 - P_2), \tag{3.3}$$

где P_1—P_2 — алгебраическая разность показаний ваттметров.

При неравномерной загрузке реактивная мощность измеряется методами двух (рис. 3.6) или трех ваттметров. При измерении реактивной мощности тремя ваттметрами каждый из них включают так же, как и при измерении одним ваттметром. Для подсчета используют формулу

$$Q = \frac{P_A + P_B + P_C}{\sqrt{3}}, \tag{3.4}$$

где P_A, P_B, P_C — показания ваттметров.

Для измерений мощности в цепях однофазного и трехфазного тока применяют также измерительные комплекты *К*-50 и *К*-51, которые включают в цепь как непосредственно, так и через трансформаторы.

Определение коэффициента мощности производят косвенным методом на основании результатов измерения тока, напряжения и мощности:

для однофазного тока

$$\cos\varphi = \frac{P}{U \cdot I}; \tag{3.5}$$

для трехфазного тока

$$\cos\varphi = \frac{P_{\text{сист}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{л}} \cdot I_{\text{л}}}. \tag{3.6}$$

Непосредственно величину $\cos\varphi$ измеряют фазометрами электродинамической (Д578, Д5000), ферродинамической (Д120) или электромагнитной (Э120, Э500) систем.

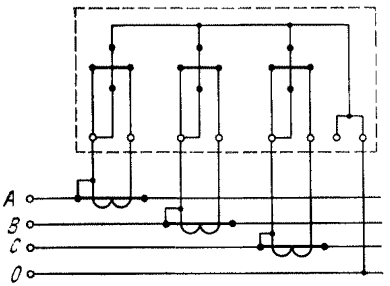


Рис. 3.7. Схема включения трехэлементного счетчика СА4 через трансформаторы тока

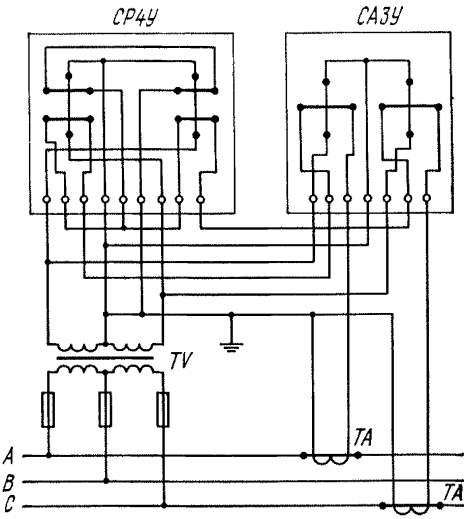


Рис. 3.8. Схема совместного включения универсальных счетчиков активной и реактивной мощности

Для измерения расхода электроэнергии применяют счетчики активной и реактивной мощности: в цепях постоянного тока электродинамической и магнитоэлектрической систем, переменного тока — индукционной системы. Их выпускают в однофазном и трехфазном исполнениях.

Для измерения в трехфазных сетях активной мощности применяют счетчики типов СА3, СА3У, СА4, СА4У, реактивной мощности — СР3, СР4, СР4У. Счетчики СА3У, СА4У, СР4У — универсальные, включаются с измерительными трансформаторами.

В трехфазной цепи при равномерной нагрузке допускается включение однофазного счетчика типа СО.

Для включения трехэлементного счетчика активной мощности типа СА4 в четырехпроводную цепь через трансформаторы тока при равномерной и неравномерной загрузке фаз применяют схему, показанную на рис. 3.7.

Совместное включение через трансформаторы тока и напряжения трехфазных универсальных счетчиков реактивной и активной мощности осуществляют по схеме, показанной на рис. 3.8. Счетчик реактивной мощности двухэлементный, с дополнительной последовательной обмоткой.

Измерение емкости (мкФ), если потерями в конденсаторе можно пренебречь, производят методом амперметра-вольтметра (см. рис. 3.1) и вычисляют по формуле

$$C = \frac{I \cdot 10^6}{U \cdot 2\pi \cdot f}, \tag{3.7}$$

где I, U — измеренные ток и напряжение; f — частота.

С учетом потерь

$$C = \frac{I^2 \cdot 10^6}{2\pi f \cdot \sqrt{U^2 I^2 - P^2}}, \tag{3.8}$$

где P — показания ваттметра.

Для непосредственного измерения емкости применяют микрофарадометры Д524М, Д595, а также комплектные устройства Р59, Р507.

В практике наладочных работ для измерения емкости применяют мосты переменного тока МД-16, Р5026.

При измерении индуктивности (Гн) косвенным методом производят расчет по формуле

$$L = \frac{\sqrt{U^2 \cdot I^2 - P^2}}{2\pi \cdot f \cdot I^2}. \qquad (3.9)$$

Для непосредственного измерения индуктивности используют измерители Е7-2А, Е7-3, комплектное устройство У592, мост переменного тока Р577.

3.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИИ

Для измерения сопротивления изоляции наиболее часто применяют мегаомметры типов М1101 на напряжение 100, 500, 1000 В; МС-05, Ф-4100 на напряжение 2500 В; М4100/1—М4100/5 — на напряжение 100, 250, 500, 1000 и 2500 В.

Перед началом измерений необходимо проверить прибор, соединив его выходные зажимы. При вращении рукоятки прибора с частотой 120 об/мин (2 $с^{-1}$) стрелка должна установиться в положение «0» шкалы, после этого закоротку убрать. При повторном вращении стрелка прибора должна установиться в положение «∞».

Из-за явления поляризации, происходящего в изоляции, величина ее сопротивления меняется с течением времени от момента подачи напряжения. Правильный результат дает измерение спустя 60 с после приложения напряжения.

Сопротивление изоляции зависит от температуры, поэтому измерения производят при температуре выше 10 °С. Результат измерений приводят к данным, полученным в заводских условиях, через коэффициент K по формуле

$$R_{t_2} = K \cdot R_{t_1}, \qquad (3.10)$$

где R_{t_1} и R_{t_2} — сопротивления изоляции постоянному току при температуре t_1 и t_2.

Ниже приведены значения коэффициента K в зависимости от разности температуры в заводских условиях и условиях измерений.

Разность температур, °С	1	2	3	4	5	10	15
Коэффициент K	1,04	1,08	1,13	1,17	1,22	1,5	1,84

Продолжение

Разность температур, °С	20	25	30	40	50	60	70
Коэффициент K	2,25	2,75	3,4	5,1	7,5	11,2	17,0

Значение K для не указанных здесь разностей температур определяется умножением соответствующих коэффициентов. Например, для разности температур 24 °С: $K_{24} = K_{20} \cdot K_4 = 2{,}25 \cdot 1{,}17 = 2{,}63$.

Состояние изоляции следует считать неудовлетворительным, если в процессе эксплуатации величина ее сопротивления снизилась на 50 % и более по отношению к измеренной в заводских условиях или стала меньше величины, указанной в ПТЭ и ПТБ.

Увлажненность изоляции определяют одним из методов: коэффициента абсорбции, емкость — частота, емкость — температура, коэффициента нелинейности, диэлектрических потерь.

Коэффициент абсорбции $K_{абс}$ представляет собой отношение сопротивлений изоляции, измеренных через 60 и 15 с со времени приложения напряжения:

$$K_{абс} = R_{60''}/R_{15''}, \tag{3.11}$$

где $R_{60''}$ и $R_{15''}$ — сопротивление изоляции, измеренное соответственно через 60 и 15 с. $K_{абс}$ неувлажненной изоляции равен 1,3—2,0, увлажненной — около 1,0.

Измерения проводят теми же приборами, что и измерение сопротивления изоляции.

Методом «емкость — частота» сопротивление изоляции определяют как отношение емкостей C_2/C_{50}, измеренные соответственно на частотах 2 и 50 Гц. При изменении частоты емкость неувлажненной изоляции меняется в незначительных пределах, её отношение C_2/C_{50} близко к 1, для увлажненной изоляции — к 2. Измерения производят прибором ПКВ-8.

Метод «емкость — температура» заключается в сравнении емкостей, измеренных при разных температурах. За верхний предел температуры принимают 70 °С и выше, за нижний — на 50 °С ниже. При изменении температуры емкость неувлажненной изоляции изменяется в незначительных пределах и отношение емкости при верхнем и нижнем пределах температуры $C_{гор}/C_{хол}$ близко к единице ($\leqslant 1{,}15$).

Емкость изоляции измеряют мостами МД16, Р5026 или определяют методом вольтметра-амперметра по формуле (3.7).

Метод коэффициента нелинейности основан на изменении сопротивления изоляции в зависимости от величины приложенного напряжения. Величину сопротивления вычисляют при двух значениях напряжения по формулам:

$$R_{0{,}5U_{ном}} = 0{,}5U_{ном}/I_{ут}; \tag{3.12}$$

$$R_{2U_{ном}} = 2U_{ном}/I_{ут}, \tag{3.13}$$

где $U_{ном}$ — номинальное напряжение; $I_{ут}$ — одноминутное значение тока утечки при данном напряжении.

Для неувлажненной изоляции коэффициент нелинейности

$$K_н = R_{0{,}5U_{ном}}/R_{2U_{ном}} \leqslant 2 \div 3 \tag{3.14}$$

Метод диэлектрических потерь состоит в определении тангенса угла диэлектрических потерь $\operatorname{tg}\delta$ — отношения активной составляющей тока I_a, проходящего через изоляцию при приложении к ней переменного напряжения, к реактивной I_c:

$$\operatorname{tg}\delta = (I_a/I_C)\cdot 100\ \%. \tag{3.15}$$

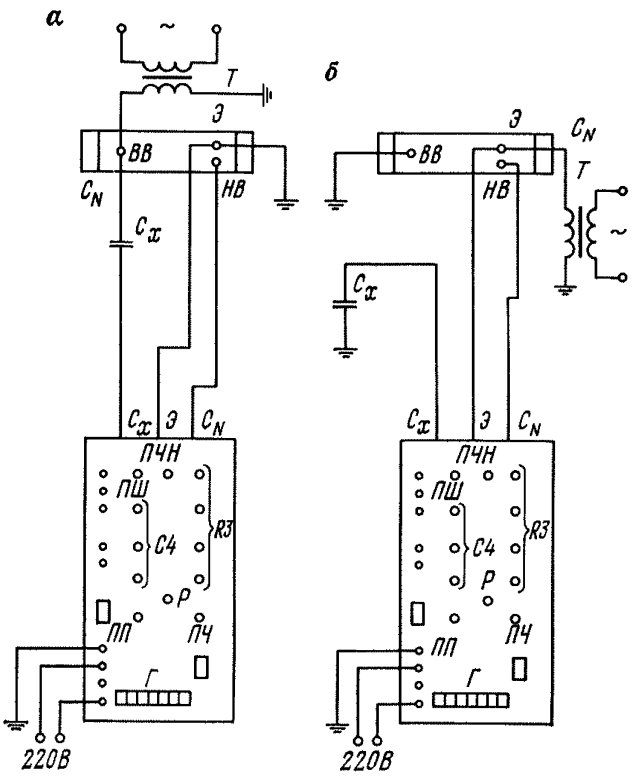


Рис. 3.9. Включение моста МД 16 при измерении tg δ по нормальной (*а*) и перевернутой (*б*) схемам:

Т — испытательный трансформатор; C_N — образцовый конденсатор; *ВВ*, *НВ* — высоковольтный и низковольтный выводы образцового конденсатора; *Э* — вывод экрана; C_x — испытуемый объект; *R3* — регулируемый резистор; *С4* — магазин емкостей; *Р* — реохорд; *Г* — гальванометр; *ПП*, *ПЧ*, *ПШ*, *ПЧН* — переключатели соответственно полярности, чувствительности, шунтов, частоты настройки

Потери в диэлектрике (изоляции) составляют:

$$P = U \cdot I_a = U \cdot I \cdot \cos\varphi = U \cdot I_C \cdot \operatorname{tg}\delta = \omega \cdot C \cdot U^2 \cdot \operatorname{tg}\delta \quad (3.16)$$

$$\text{или} \quad \operatorname{tg}\delta = \frac{P}{\omega \cdot C \cdot U^2}, \quad (3.17)$$

где I, I_a, I_C — соответственно полный, активный и емкостный токи диэлектрика; ω — угловая частота; U — приложенное напряжение, C — емкость конденсатора.

Для измерения tg δ применяют мост МД16 и наиболее современный Р5026.

Измерение для объектов, у которых оба электрода изолированы от земли, производится по нормальной схеме (рис. 3.9, *а*), для объектов, имеющих один наглухо заземленный электрод,— по перевернутой схеме (рис. 3.9, *б*).

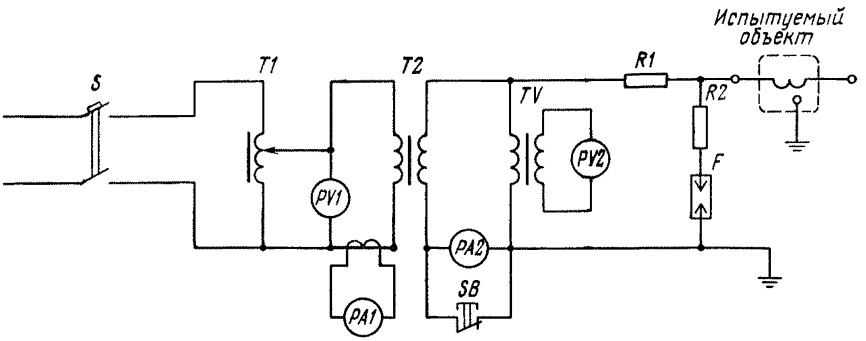


Рис. 3.10. Схема испытания изоляции повышенным напряжением переменного тока

Для приведения значений tg δ, измеренных при наладочных работах, к температуре измерений на заводе-изготовителе полученное значение необходимо умножить на коэффициент K'.

Разность температур, °С . . .	1	2	3	4	5	10	15
Коэффициент K'	1,03	1,06	1,09	1,12	1,15	1,31	1,51

Продолжение

Разность температур, °С . . .	20	25	30	40	50	60	70
Коэффициент K'	1,75	2,0	2,3	3,0	4,0	5,3	7,0

Испытание изоляции повышенным напряжением проводят только при положительных результатах осмотра и оценки состояния изоляции методами, описанными выше.

Изоляция считается выдержавшей испытание повышенным напряжением, если не произошло пробоя, частичных разрядов, выделений газа или дыма, резкого снижения напряжения и возрастания тока через изоляцию, местного нагрева изоляции.

Испытание изоляции повышенным напряжением переменного тока промышленной частоты проводятся по схеме, показанной на рис. 3.10. Испытательные напряжения для классов напряжения некоторых типов оборудования и видов работ приведены в табл. 3.1.

Время приложения испытательного напряжения принято 1 мин. Скорость повышения напряжения до $0{,}3U_{\text{исп}}$ может быть произвольной, в дальнейшем напряжение следует повышать плавно, со скоростью, допускающей визуальный отсчет на измерительных приборах, но не менее 10 с от половинного до полного значения. После установленной продолжительности испытания напряжение плавно снижается до величины $0{,}3U_{\text{исп}}$ и отключается. Резкое снятие напряжения допускается в тех случаях, когда это необходимо для обеспечения безопасности людей или сохранности оборудования. Под продолжительностью испытания подразумевается время приложения полного напряжения $U_{\text{исп}}$.

Минимально допустимые расстояния по воздуху от токоведущих частей, находящихся под испытательным напряжением, до заземленных

Таблица 3.1

Испытательные напряжения (кВ) изоляции для различных классов напряжений и видов оборудования

Класс напряжения, кВ	Силовые трансформаторы, автотрансформаторы, шунтирующие и заземляющие реакторы		Аппараты, трансформаторы тока и напряжения, токоограничивающие реакторы		Изоляторы и вводы	
	Нормальная изоляция	Облегченная изоляция	Фарфоровая изоляция	Другие виды изоляции*	Фарфоровая изоляция	Другие виды изоляции*
До 0,69	4,5/4,3	2,7/2,6	1	1	—	—
3	16,2/15,3	9/8,5	24	21,6	25,0	22,5
6	22,5/21,3	14,4/13,6	32	28,8	32	28,8
10	31,5/29,8	21,6/20,4	42	37,6	42	37,8
35	76,5/72,3	—	95	85,5	100	90
110	180	—	200	—	230 (265)	238,5
220	292,5	—	400	—	440 (490)	441

* Под другими видами изоляции понимается бумажно-масляная изоляция, изоляция из органических твердых материалов, кабельных масс и жидких диэлектриков, из фарфора в сочетании с перечисленными диэлектриками.

Примечания. 1. В числителе приведены значения испытательного напряжения для оборудования, вводимого в эксплуатацию, в знаменателе — находящегося в эксплуатации.

2. В шестой графе в скобках указаны испытательные напряжения для вводов.

3. Для электрооборудования классов напряжения 220 кВ и выше программа испытания должна быть согласована с заводом-изготовителем.

Таблица 3.2

Минимальные допустимые расстояния от токоведущих частей до заземленных предметов и установок под напряжением

Испытательное напряжение, кВ	Расстояние, см				
	до заземленных предметов	до частей установки, находящихся под рабочим напряжением, кВ			
		до 10	35	110	220
20	5	25	—	—	—
30	10	25	—	—	—
40	20	30	—	—	—
50	25	30	50	110	210
60	30	—	55	115	215
70	40	—	60	120	220
80	45	—	65	120	220
90	50	—	70	125	225
100	60	—	75	130	230
150	80	—	—	150	250
200	90	—	—	170	265
250	120	—	—	190	290
300	140	—	—	215	310

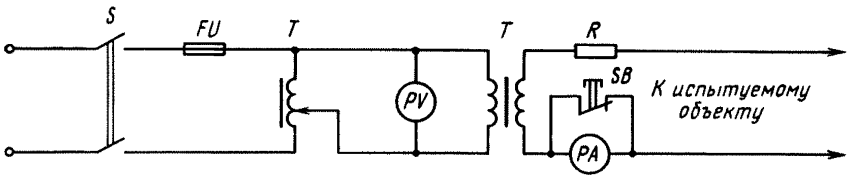


Рис. 3.11. Схема испытания изоляции вторичных цепей повышенным напряжением

предметов и частей установки, находящихся под рабочим напряжением, приведены в табл. 3.2.

Для защиты объектов от случайного опасного перенапряжения параллельно испытуемому объекту должны быть включены через сопротивление шаровые разрядники F с пробивным напряжением $1{,}1U_{исп}$. Сопротивление $R2$ подбирают из расчета 2—5 Ом на каждый вольт испытательного напряжения. Перед подачей напряжения на объект полностью собранную схему опробуют вхолостую и проверяют напряжение пробоя разрядников.

Испытание изоляции выпрямленным напряжением позволяет значительно уменьшать мощность испытательной установки, испытывать объекты с большой емкостью (кабели, конденсаторы и т. д.), контролировать состояние по измеряемым токам утечки, колебание или возрастание которых — первый признак дефектной изоляции.

Методика испытаний выпрямленным напряжением аналогична методике испытаний переменным напряжением. Время приложения выпрямленного напряжения зависит от испытуемого объекта и составляет для кабелей до 35 кВ — 5 мин, 110 и 220 кВ — 15 мин. Измерение проводят на стороне низшего напряжения испытательной установки с пересчетом по коэффициенту трансформации. Поскольку выпрямленное напряжение определяется амплитудным значением, показание прибора, измеряющего эффективное значение напряжения, необходимо умножить на $\sqrt{2}$.

После испытаний объект необходимо разрядить через заземляющую штангу, в электрическую цепь которой включено сопротивление 5—50 кОм.

Испытание изоляции цепей вторичной коммутации производят по схеме, показанной на рис. 3.11.

Перед началом испытаний необходимо:

убедиться в отсутствии напряжения на испытуемом объекте;

снять все заземления в схеме вторичных цепей трансформаторов тока, отключить вторичные обмотки трансформаторов напряжения;

закоротить полупроводниковые приборы, конденсаторы и промежуточные трансформаторы, а их различные обмотки соединить между собой;

проверить схему и принять меры для исключения перехода испытательного напряжения на другие схемы.

Величина испытательного напряжения — 1000 В, продолжительность приложения испытательного напряжения — 1 мин.

При отсутствии испытательной аппаратуры допускается замена испытания одноминутным измерением сопротивления изоляции мегаомметром на 2500 В.

Изоляция считается выдержавшей испытание, если в период испытания не обнаружены скользящие разряды, пробои изоляции, резкие толчки тока и напряжения, а также если при повторной проверке мегаомметром сопротивление изоляции осталось в допустимых пределах.

3.4. СНЯТИЕ И ПОСТРОЕНИЕ ВЕКТОРНЫХ ДИАГРАММ

Для снятия векторной диаграммы токов используют как фазные, так и линейные симметричные напряжения, синхронные с токами и имеющие строго определенное чередование фаз.

В приборах, применяемых для снятия векторных диаграмм, должна быть проверена полярность включения их обмоток, так как показания этих приборов зависят от угла между векторами тока и напряжения.

Снятие векторных диаграмм можно производить с помощью вольтамперфазоиндикатора ВАФ 85, фазометров Д 578, Д 510М, векторметра Ц 59 или ваттметра во вторичных цепях трансформаторов тока и напряжения. Положение векторов тока и напряжения на снятой диаграмме будет соответствовать положению этих векторов в первичной цепи только в том случае, если токи и напряжения, подводимые к прибору, при снятии диаграммы совпадают по фазе с соответствующими первичными токами и напряжениями.

На рис. 3.12 показана схема включения ваттметра или фазометра для снятия векторной диаграммы. «Начало» токовой обмотки прибора подключают к проводу, приходящему от фазного вывода трансформатора тока, а «конец» — к проводу, проложенному к реле или нулевой точке трансформатора.

При использовании для снятия векторных диаграмм фазных напряжений «начало» обмотки напряжения прибора подключают к напряжению фазы, «конец» — к нулевой точке. При использовании схемы для снятия векторных диаграмм линейных напряжений «начало» обмотки напряжения прибора подключают к первой по чередованию фазе, а «конец» — ко второй.

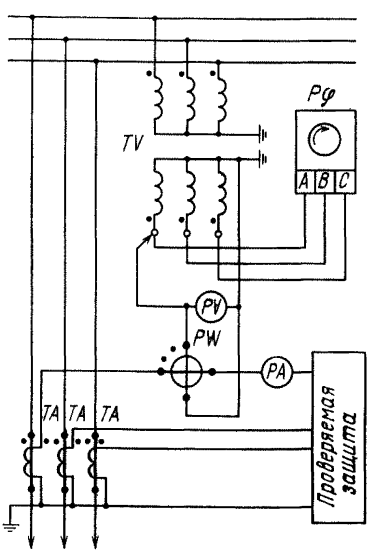
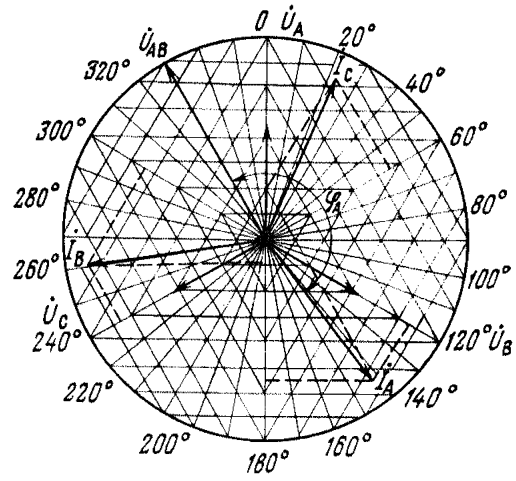


Рис. 3.12. Схема подключения приборов для снятия векторной диаграммы

После определения величин векторов токов и напряжений и углов между ними строят векторные диаграммы для их анализа.

Для ускорения и упрощения построения векторной диаграммы применяют специальные бланки (рис 3.13), в верхней части которых дана координатная сетка, позволяющая строить векторные диаграммы, снятые как методом определения угла сдвига векторов с помощью прибора ВАФ или фазометра, так и методом проекций вектора на оси напряжений $\dot{U}_A$, $\dot{U}_B$, $\dot{U}_C$ с использо-

Рис. 3.13. Построение векторной диаграммы, снятой при помощи прибора ВАФ, фазометра или вольтметра



Фаза напряжения	Показания ваттметра, подведен ток фазы A	Показания ваттметра, подведен ток фазы B	Показания ваттметра, подведен ток фазы C	Напряжение: Фаза	Напряжение: Вольт	Напряжение: Фаза	Напряжение: Вольт	Ток: Фаза	Ток: Ампер	Показания прибора ВАФ с напряжением АВ
A—0	−55	×	×	A—0	57	A—B	99	A	3,7	172° инд.
B—0	+65	−55	×	A—0	57	B—C	99	B	3,65	69° емк.
C—0	−9	+65	−55	C—0	58	C—A	100	C	3,65	50° инд.
A—0	×	−9	+65					0	20 МА	—
B—0	×	×	−10	Трансформатор напряжения $n_н = 110/0{,}1$; $3U_0 = 3$В				Трансформатор тока $n_т = 400/5$		
Направление и величина первичной мощности				Активной к шинам — 44 кВт						
				Реактивной от шин						

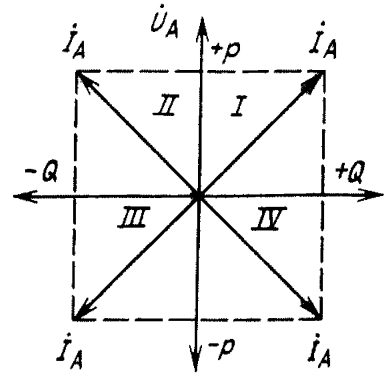
ванием ваттметра. В нижней части бланка в таблицу записывают величину напряжений и токов, показаний приборов (ваттметров и фазометров).

Векторы первичных токов относительно одноименных фазных напряжений принято изображать в зависимости от направления мощности в первичной сети в соответствии со следующими условиями:

а) принять за положительное значение активной и реактивной мощности или тока направления их от шин подстанций;

Рис. 3.14. Положение вектора первичного тока I_A относительно вектора напряжения U_A при различных направлениях активной и реактивной мощностей

Направление мощности от шин (+) и к шинам (—)	Квадрант, в котором расположен вектор тока I_A: I	II	III	IV
Активной	+	+	—	—
Реактивной	+	—	—	+



б) принять за положительное значение активной мощности (тока) вектор тока, совпадающий с положительным направлением вектора одноименного фазного напряжения (ось $+P$, рис. 3.14);

в) принять за положительное значение реактивной мощности (тока) вектор тока, отстающий на 90° от вектора одноименного фазного напряжения (ось $+Q$).

При принятых положительных направлениях вектор тока $\dot{I}_A$ фазы A располагают относительно вектора напряжения $\dot{U}_A$ во всех четырех квадрантах (I, II, III, IV) в зависимости от направлений активной и реактивной мощностей в соответствии с табличкой на рис. 3.14. Это правило справедливо и для фаз B и C.

Для построения вектора первичного тока необходимо знать, в каком квадранте он находится и под каким углом расположен к вектору напряжения. Для этого должны быть определены направления активной и реактивной мощностей в цепи проверяемого присоединения и соотношения между ними, или их величины, что позволит определить угол между векторами напряжения и тока.

Направление мощности определяют по показаниям щитовых ваттметров активной и реактивной мощностей, если правильность включения этих ваттметров не вызывает сомнения. Если такие ваттметры отсутствуют или по ним нельзя четко установить направление и соотношение мощностей из-за их недостаточной величины, необходимо создать в первичной цепи режим перетока мощности в определенном направлении (например, режим одностороннего питания). Такой режим всегда дает направление активной мощности от источника питания к потребителю. То же относится к направлению реактивной мощности, если только на приемном конце нет синхронных компенсаторов, синхронных двигателей или других источников реактивной мощности. При наличии таких источников направление реактивной мощности может быть любым и в режиме одностороннего питания.

Воздушные линии высокого напряжения большой протяженности и высоковольтные кабели являются источниками реактивной мощности, направленной к шинам подстанций. Это также следует учитывать при определении направления мощности. Направление реактивной мощности по линии можно установить по известным величинам направлений на соседних подстанциях: реактивная мощность всегда направлена от шин подстанции с более высоким напряжением к шинам подстанции с более низким напряжением. Этот способ рекомендуется применять при существенной разнице в напряжениях, надежно перекрывающих возможные погрешности измерений напряжения на обеих подстанциях.

Снятие векторной диаграммы состоит в определении угла вектора тока относительно вектора напряжения, принятого за начало отсчета, например, вектора напряжения $\dot{U}_{AB}$ (рис. 3.15).

Рекомендуется следующий порядок снятия векторных диаграмм с помощью прибора ВАФ:

а) собрать схему (рис. 3.16);

б) проверить чередование фаз напряжения. Для этого отжать влево рукоятку верньера *2* указателя угла *1*. При правильном включении при-

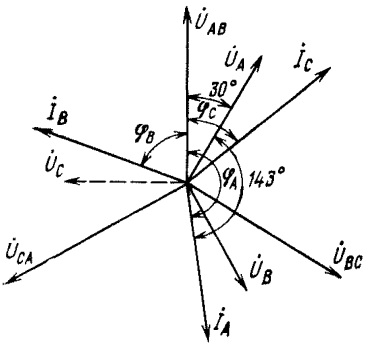


Рис. 3.15. Определение угла вектора тока относительно вектора напряжения

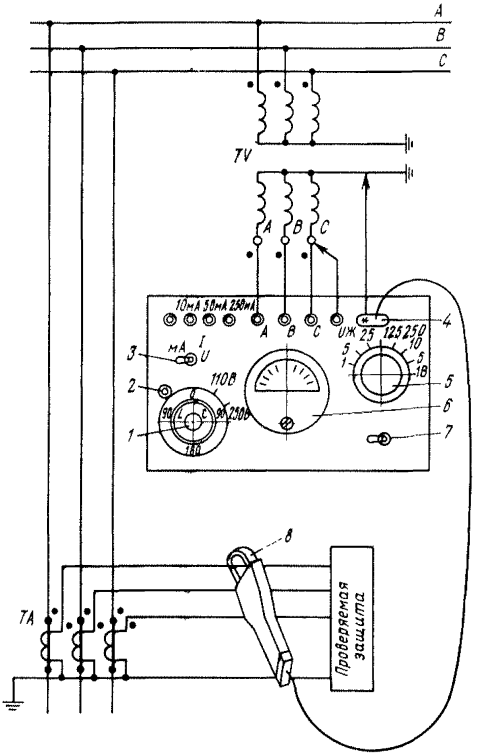


Рис. 3.16. Схема включения прибора ВАФ 85 для снятия векторной диаграммы

бора и правильном обозначении фаз трансформатора напряжения указатель угла *1* должен вращаться по часовой стрелке;

в) определить величину фазных и линейных напряжений, поочередно соединив провода от зажимов $U_ж$ с соответствующими фазами напряжения. При этом переключатель *3* установить в положение *U*, переключатель *5* — в положение «Вольты» на нужный предел измерения, переключатель *7* — в положение «Величина». По прибору *6* измерить величины напряжения;

г) определить направление и величину активной и реактивной мощностей в первичной цепи;

д) переключатель *5* установить в положение «Амперы» на необходимый предел. Токоизмерительными клещами *8* охватить провод фазы *A* таким образом, чтобы «начало» клещей было обращено в сторону ТТ. При этом вилку *4* включить в зажимы * и *1* так, чтобы совпадали обозначения начал. По прибору *6* отсчитать величину тока. Переключатель *7* установить в положение «Фаза» и произвести определение угла сдвига тока фазы *A* относительно линейного напряжения фаз *AB* трехфазной системы напряжений, подведенных к зажимам *A*, *B*, *C*. Для этого вращают рукоятку до тех пор, пока стрелка прибора *6* не установится на нуль, и против отметки *110* или *220* (в зависимости от величины междуфазного напряжения, подведенного к зажимам *A*, *B*, *C*) отсчитать и записать величину угла и его характер (емкостный или индуктивный). Для пра-

вильного определения знака угла необходимо, чтобы стрелка прибора *6* подходила к нулевой отметке, отклоняясь в том же направлении (вправо или влево), что и рукоятка *2*;

е) токоизмерительными клещами *8* поочередно охватить провода фаз *B* и *C* аналогично тому, как указано в п. «д», и определить величину токов и их фазные углы;

ж) построить векторную диаграмму. Для этого сначала нанести на бланк векторы междуфазных и фазных напряжений в принятом масштабе. Принять за начало отсчета вектор напряжения $\dot{U}_{AB}$, построить под углом 120° в сторону отставания вектор напряжения $\dot{U}_{BC}$ и от него под углом 120° вектор напряжения $\dot{U}_{CA}$. Фазные напряжения $\dot{U}_A$, $\dot{U}_B$, $\dot{U}_C$ отстают от соответствующих междуфазных напряжений $\dot{U}_{AB}$, $\dot{U}_{BC}$, $\dot{U}_{CA}$ на угол 30°.

Векторы токов $\dot{I}_A$, $\dot{I}_B$, $\dot{I}_C$ построить на диаграмме в принятом масштабе под соответствующим углом к вектору напряжения $\dot{U}_{AB}$. Поскольку лимб указателя угла имеет градуировку в пределах 0—180° с указанием характера угла (емкостный или индуктивный), то векторы токов для углов, отсчитанных по шкале «емк», располагаются относительно напряжения $\dot{U}_{AB}$ в сторону опережения (угол φ_B, см. рис. 3.15), а векторы токов, отсчитанных на шкале «инд»,— в сторону отставания от вектора $\dot{U}_{AB}$ (угол φ_A на рис. 3.13 и углы φ_A и φ_C на рис. 3.15);

з) проверить по диаграмме, сдвинуты ли векторы токов и напряжений одноименных фаз один относительно другого на один и тот же угол (примерно 143°, см. рис. 3.15), что означает совпадение чередования фаз напряжения и тока;

и) если при снятии векторной диаграммы были соблюдены все необходимые условия правильного включения полярности измерительных трансформаторов тока и напряжения и прибора ВАФ (см. рис. 3.12 и 3.15), то векторы вторичных токов $\dot{I}_A$, $\dot{I}_B$, $\dot{I}_C$, построенные согласно снятой диаграмме (см. рис. 3.15), должны располагаться на ней в тех же самых квадрантах и под теми же углами относительно вторичных напряжений, что и векторы первичных токов относительно векторов первичных напряжений. Направление первичной мощности — активная к шинам и реактивная — от шин.

3.5. ИЗМЕРЕНИЕ ВРЕМЕНИ И ТЕМПЕРАТУРЫ

Измерение времени от нескольких минут до нескольких часов производят с помощью обычных наручных либо стационарных часов. Промежутки времени от нескольких секунд до нескольких минут измеряют пружинными секундомерами. Для измерения времени от 0,1 до 10 с в наладочной практике применяют электрические секундомеры ПВ-53Л. Номинальное напряжение секундомера ПВ-53Л 110 и 220 (±20 %) В частотой 50 Гц. Цена деления большой шкалы 0,01 с, верхний предел 1 с; цена деления малой шкалы 1 с, верхний предел 10 с. Погрешность в диапазоне 0—3 с составляет ±0,03 с, в диапазоне 3—10 с — ±0,05 с. Если частота

сети испытуемого объекта отличается от 50 Гц, то в показания секундомера должна быть внесена поправка:

$$t_{\text{и}} = t\frac{50}{f_{\text{и}}}, \tag{3.18}$$

где $t_{\text{и}}$ — измеряемое время; t — показания секундомера; $f_{\text{и}}$ — частота сети испытуемого объекта.

Для измерения сотых, тысячных и десятитысячных долей секунды применяют миллисекундомеры типа ЭМС-54.

Измерение температуры производят при определении состояния обмоток трансформаторов, масла в трансформаторах, выключателях, масляных вводах и т. п.

Температуру измеряют с помощью ртутных или спиртовых термометров. При измерении головка термометра должна плотно прилегать к поверхности измеряемого объекта. Для этого ее надо обернуть несколькими слоями станиоли и место измерения прикрыть теплоизоляционным материалом. Температуру в условиях магнитных полей во избежание погрешности за счет потерь в ртути от вихревых токов измеряют спиртовым термометром.

Расстановку и выбор числа термометров производят с учетом охвата основных мест, где возможна разница температуры. За температуру принимают среднее значение показаний всех термометров.

Кроме ртутных и жидкостных термометров для измерения температуры применяют термопары или термометры сопротивления, которые обычно закладывают в оборудование при изготовлении для контроля или регистрации нагрева во время эксплуатации по показаниям вторичных приборов.

Температуру обмоток при ее изменении можно определить по изменению сопротивления постоянному току (средняя температура всей обмотки) по формуле

$$t_x = \frac{R_x - R_0}{R_0}\cdot(235 + t_0) + t_0, \tag{3.19}$$

где R_x — измеренное значение сопротивления обмоток при температуре измерения t_x; R_0 — сопротивление обмотки, измеренное на заводе при температуре t_0 (записано в паспорте).

3.6. ИССЛЕДОВАНИЕ БЫСТРОПРОТЕКАЮЩИХ ПРОЦЕССОВ

Исследование быстропротекающих процессов необходимо при наладке выключателей, разъединителей и релейных защит, при контроле переменного и выпрямленного тока и т. п. Для осциллографирования используют электронно-лучевые осциллографы С1-19Б, С1-49, С1-29, позволяющие производить измерения амплитуды, частоты, временных интервалов, фазовых сдвигов, наблюдения за электрическими процессами, а также двухлучевые осциллографы С1-17 и С1-18, с помощью которых, кроме того, можно наблюдать и измерять одновременно два низкочастотных электрических процесса с фотографированием, и многоканальные типа Н-117.

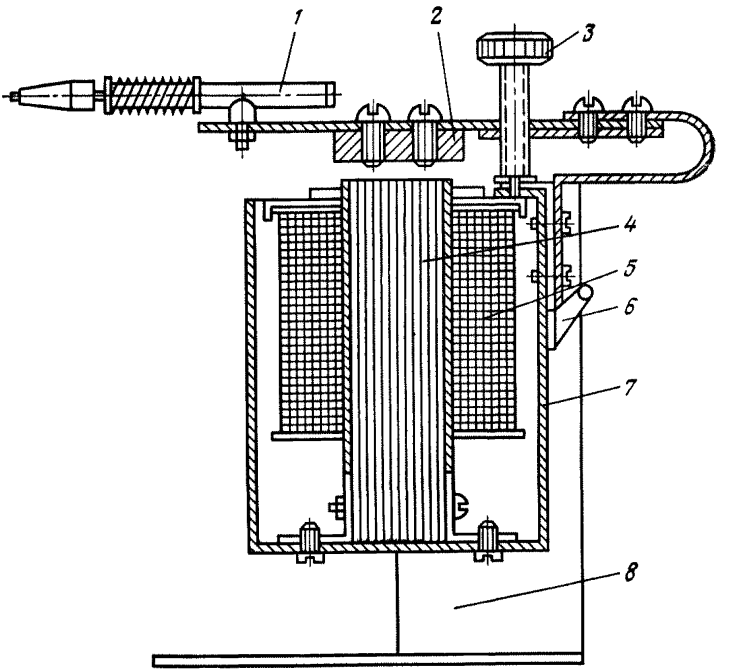


Рис. 3.17. Виброграф:
1 — пишущее устройство; *2* — якорь (вибратор); *3* — регулировочный винт; *4* — сердечник; *5* — катушка; *6* — выключатель; *7* — корпус; *8* — штатив

Однолучевой осциллограф со специальной приставкой — электронным коммутатором (переключателем) — можно использовать как двухлучевой. Коммутатор с заданной частотой подключает осциллограф на воспроизведение двух процессов, в результате на экране видны две пунктирные линии — кривые этих одновременно протекающих процессов. При выборе достаточно высокой частоты переключений пунктирные линии практически видны как непрерывные.

Для измерения скорости включения и отключения масляных выключателей и разъединителей применяют виброграф (рис. 3.17), работающий от сети переменного тока напряжением 24—36 В. Основная часть вибрографа — электромагнит с вибрирующим якорем (вибратором), на свободном конце которого укрепляется пишущее устройство. Вибратор устанавливается в штативе *8*, который крепится на аппарате так, чтобы грифель якоря касался бумажной ленты, натянутой на рейке хода. Рейка соединяется с подвижными частями аппарата. При подаче напряжения на обмотку вибрографа якорь совместно с держателем грифеля совершает колебания удвоенной частоты по сравнению с частотой сети. При движении подвижных частей аппарата грифель вибрографа записывает на бумажной ленте синусоидальную кривую (виброграмму) с периодом 0,01 с для частоты сети 50 Гц. По виброграмме определяют длину пути, время и среднюю скорость на отдельных участках пути. При прямолинейном движении подвижных частей аппарата ход записывается в масштабе 1 : 1.

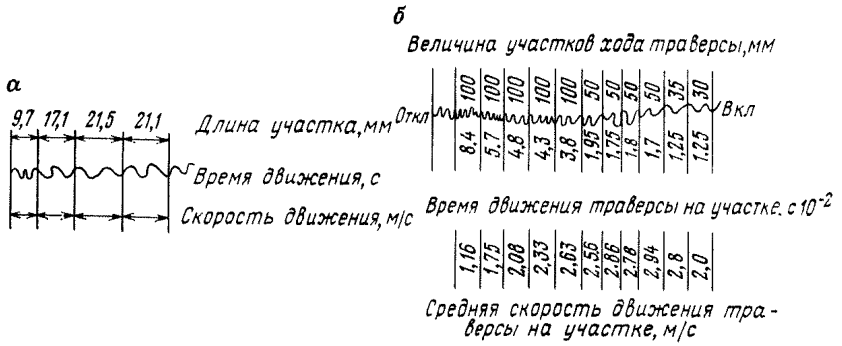


Рис. 3.18. Пример обработки виброграммы по первому *(а)* и второму *(б)* способам

Виброграмма может быть получена двумя способами. В первом случае ленту закрепляют непосредственно на подвижном элементе аппарата или на промежуточной подвижной детали (на тяге, валу и т. п.). Во втором случае предварительно градуируют ленту: размечают штангу траверсы и при медленном включении выключателя вручную делают отметки на виброграмме, соответствующие отключенному, включенному, и ряду промежуточных значений. При снятии виброграммы включают питание катушки вибрографа, одновременно подавая импульс на включение (отключение) аппарата. При обработке виброграмму разбивают на ряд участков. Измеряют длину каждого участка и подсчитывают время движения на данном участке по числу полных периодов, расположенных на нем. Среднюю скорость (м/с) на каждом участке определяют по выражению

$$v_{ср} = s/t, \qquad (3.20)$$

где s — длина участка, м; t — время движения на участке, с.

По полученным средним скоростям на каждом участке строят кривую зависимости скорости подвижного элемента аппарата от пути.

Пример обработки виброграммы, снятой по первому способу, приведен на рис. 3.18, *а*. Для обработки виброграммы, снятой по второму способу (рис. 3.18, *б*), ее совмещают с градуировочной.

3.7. КОМПЛЕКТНЫЕ УСТРОЙСТВА ДЛЯ ПРОВЕРКИ АППАРАТУРЫ

Для проверки простых и сложных защит применяют комплектные переносные устройства УПЗ-1 и УПЗ-2. Устройства состоят из отдельных блоков, соединяемых гибким кабелем со штепсельными разъемами: К-500 — блок регулирующий, К-501 — блок нагрузочный, К-502 — блок фазоизмерительной приставки. Устройство УПЗ-1, состоящее из блоков К-500 и К-501, позволяет регулировать и измерять однофазные ток и напряжение, время срабатывания или возврата различных устройств (реле, выключателя, защиты и т. д.). Предельно допустимые параметры регулирования приведены в паспорте на устройство. Для улучшения формы кривой тока при нелинейной нагрузке предусмотрены ступенчато регули-

руемые сопротивления. Устройство снабжено встроенными приборами — амперволтметром Э504 и электрическим секундомером.

Устройство УПЗ-2 кроме блоков К-500 и К-501 содержит блок К-502, что позволяет производить проверку и настройку защит с фазозависимыми характеристиками. В отличие от УПЗ-1 в нем можно регулировать и измерять трехфазное напряжение от 0 до 115 В между двумя фазами с сохранением симметричности регулируемого аварийного напряжения по отношению к напряжению третьей, неповрежденной фазе в аварийном режиме; регулировать угол сдвига фаз между током и напряжением в пределах 0—360°; имитировать двухфазное и трехфазное к. з. со сбросом напряжения до величины уставки при двухфазном и до нуля при трехфазном к. з.; определять чередование фаз.

Для наладки и проверки устройств релейной защиты и элементов электроавтоматики на месте их эксплуатации применяют установку У5053. С помощью этой установки можно измерять время действия защиты при имитации двухфазных и трехфазных коротких замыканий и измерять в аварийном режиме все регулируемые электрические величины: тока, напряжения и угла сдвига фаз между ними.

3.8. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Под качеством электрической энергии согласно ГОСТ 23875—79 понимается совокупность свойств электрической энергии, обусловливающих пригодность ее к нормальной работе электроприемников в соответствии с их назначением при расчетной работоспособности.

Система показателей, принятая в ГОСТ 13109—67, устанавливает нормы качества электрической энергии у ее приемников в нормальных и послеаварийных эксплуатационных режимах работы энергетических систем.

Контроль показателей качества электроэнергии (ПКЭ) на границе раздела балансовой принадлежности сетей (энергосистемы и потребителя) производится с целью проверки соответствия фактических значений ПКЭ допустимым значениям, зафиксированным в договоре на пользование электрической энергией, а также в связи с введением скидок с тарифа за поставку электроэнергии пониженного качества и надбавок к тарифу за внесение потребителем искажений в сеть энергосистемы. Установлена периодичность измерений: один раз в квартал при использовании специализированных средств измерения (СИ) и один раз в полугодие при использовании неспециализированных средств (вольтметров, осциллографов, анализаторов гармоник лабораторного типа, приборов САКН и АН, а также несерийных приборов).

Показателями качества электрической энергии у ее приемников при питании от электрических сетей трехфазного тока являются: отклонение частоты, отклонение и колебание напряжения, размах колебаний частоты, размах изменения напряжения, коэффициент несинусоидальности напряжения и коэффициенты несимметрии и неуравновешенности напряжений.

Потребители обязаны представлять в энергонадзор следующие данные:

1. При использовании неспециализированных средств измерения:

а) по отклонениям напряжения (разность между действительным и номинальным значениями напряжения) — 24 часовых замера линейных напряжений U_{BA}, U_{AC} и U_{CB} и соответствующие им значения ΔU_{BA}, ΔU_{AC}, ΔU_{BC}, рассчитываемые по формуле

$$\Delta U = \frac{U - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100, \ \%, \qquad (3.21)$$

где U — фактические значения линейных напряжений; $U_{ном}$ — номинальное значение;

б) по напряжению обратной последовательности — дополнительно к замерам линейных напряжений значения коэффициента несимметрии, вычисленные для каждого часа по формуле

$$\varepsilon_2 = 60 \frac{U_{max} - U_{min}}{U_{ном}}, \ \% \qquad (3.22)$$

где U_{max} и U_{min} — максимальное и минимальное значения из трех линейных напряжений;

в) по размаху изменения (колебаниям) напряжения — осциллографическую запись процесса изменения напряжения в течение 10—15 с с указанием на записи максимального размаха (в % номинального напряжения);

г) по коэффициенту несинусоидальности — 24 часовых замера 5, 7, 11 и 13 гармоник и вычисленное для каждого часа значение

$$K_{нс} = \frac{\sqrt{U_5^2 + U_7^2 + U_{11}^2 + U_{13}^2}}{U_{ном}} \cdot 100, \ \%. \qquad (3.23)$$

2. При использовании специализированных средств измерения: гистограммы ПКЭ (относительное время пребывания ПКЭ в различных диапазонах значений), автоматически получаемые с помощью переносных приборов (Ф4330 — текущие значения напряжений прямой и обратной последовательности, 43203 — отклонения напряжения прямой последовательности в трехфазной сети, а также отклонения напряжения в однофазной сети и тока в фазе; 43204 — измерение напряжений и токов обратной и нулевой последовательности в трехфазной сети; 43250 — коэффициент несинусоидальности токов и напряжений, а также уровни высших гармоник до 40-й включительно; 43401 — измерение статических характеристик сигналов, относительное время нахождения сигнала в различных диапазонах значений по различным периодам суток, в комплексе с приборами 43203, 43204, и 43250 позволяет автоматически получать данные о показателях качества за весь период измерения).

Продолжительность измерения всех ПКЭ (кроме размаха изменений напряжения) должна быть при использовании специализированных и неспециализированных средств соответственно три и одни сутки.

Контроль размаха изменений напряжения производится с помощью осциллографической записи действующего значения напряжения в течение 10—15 с во время работы приемников с разнопеременной нагрузкой.

При нормальном режиме работы электрических сетей общего назначения отклонения от норм показателей качества электрической энергии должны соответствовать ГОСТ 13109—67.

1. Отклонение частоты (усредненное за 10 мин) ±0,1 Гц; (допускается временное усредненное ±0,2 Гц).

2. Колебание частоты не более 0,2 Гц сверх отклонений частоты ±0,1 Гц.

3. Отклонение напряжения:

при двигательной и осветительной нагрузках соответственно от —5 до +10 % и от —2,5 до +5 % номинального; у остальных приемников ±5 % номинального;

несинусоидальность формы кривой напряжения, при которой действующее значение всех высших гармоник не превышает 5 % действующего значения основной гармоники;

несимметрия напряжений при симметричном электроприемнике не более 2 % номинального напряжения;

коэффициент пульсации выпрямленного напряжения на зажимах электродвигателей постоянного тока не более 8 %.

Значения показателей должны иметь интегральную вероятность 0,95 за установленный период времени.

Отклонение параметра электрической энергии — величина, равная разности между действительным и заданным значениями параметра электрической энергии, выраженная в абсолютных единицах или в процентах номинального значения.

Отклонение частоты — разность между действительным f и номинальным $f_{ном}$ значениями основной частоты:

$$\Delta f = f - f_{ном}, \text{ Гц или } \Delta f = \frac{f - f_{ном}}{f_{ном}} \cdot 100, \ \%. \qquad (3.24)$$

Размах колебаний частоты — разность между наибольшим f_{max} и наименьшим f_{min} значениями основной частоты за определенный промежуток времени

$$\delta f = f_{max} - f_{min}, \text{ Гц или } \delta f = \frac{f_{max} - f_{min}}{f_{ном}} \cdot 100, \ \%. \qquad (3.25)$$

Под колебанием частоты понимают ее изменения, происходящие со скоростью 0,2 Гц в секунду.

Колебания напряжения оценивают параметрами:

а) размахом изменения напряжения, т. е. разностью между следующими друг за другом экстремумами огибающей действующих значений напряжения. Если огибающая действующих значений напряжения имеет горизонтальные участки, то размах изменения напряжения определяется как разность между соседними экстремумом и горизонтальным участком или как разность между соседними горизонтальными участками (рис. 3.19):

$$\delta V = U_{max} - U_{min} \qquad (3.26)$$

или

$$\delta V = \frac{U_{max} - U_{min}}{U_{ном}} \cdot 100 \ \%; \qquad (3.27)$$

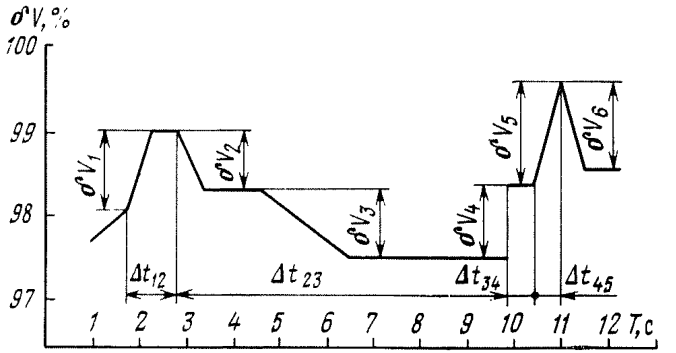


Рис. 3.19. График для определения размаха изменения напряжения

б) частотой изменений напряжения

$$F = m/T, \tag{3.28}$$

где m — число изменений напряжения со скоростью изменения более 1 % в секунду за время T;

в) интервалом Δt_0 между следующими друг за другом изменениями напряжения.

Если интервал времени между окончанием одного изменения и началом следующего, происходящего в том же направлении, менее 40 мс, то эти изменения рассматриваются как одно.

Коэффициент несимметрии напряжений ε_2 — отношение напряжения обратной последовательности основной частоты, определяемого разложением на симметричные составляющие системы линейных напряжений, к номинальному линейному напряжению:

$$\varepsilon_2 = \frac{U_2}{U_{\text{ном}}} \cdot 100, \ \%. \tag{3.29}$$

Коэффициент неуравновешенности напряжений ε_0 (%) — отношение напряжений нулевой последовательности основной частоты к номинальному фазному напряжению:

$$\varepsilon_0 = \frac{U_0}{U_{\text{ном}}} \cdot 100. \tag{3.30}$$

Коэффициент несинусоидальности напряжения $K_{\text{н. с}}$ (%) — отношение действующего значения гармонических составляющих несинусоидального напряжения к напряжению основной частоты:

$$K_{\text{нс}} = \frac{\sqrt{\sum_{\nu=2}^{\infty} U_\nu^2}}{U_1} \cdot 100 \approx \frac{\sqrt{\sum_{\nu=2}^{n} U_\nu^2}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100, \tag{3.31}$$

где U_ν — действующее значение напряжения ν-й гармоники, В; n — номер последней из учитываемых гармоник.

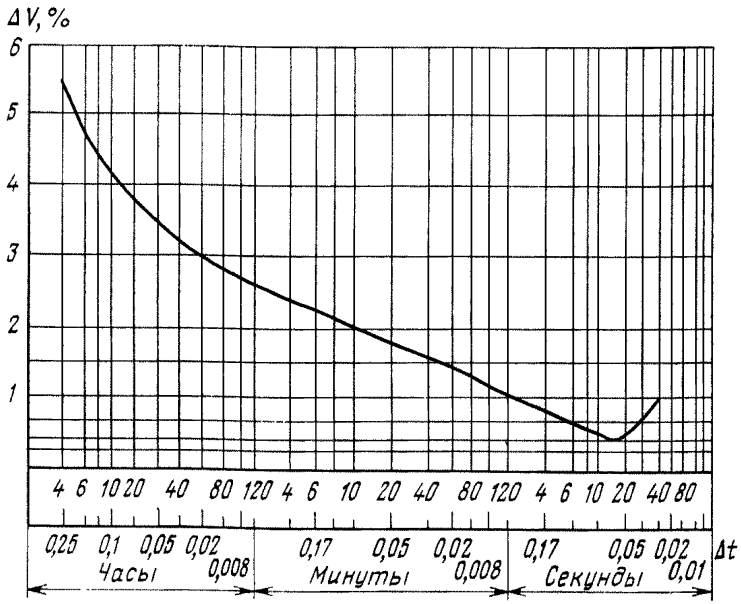


Рис. 3.20. Кривая допустимых значений размаха колебаний напряжения

Размах колебаний напряжения должен соответствовать кривой допустимых изменений (рис. 3.20). Средняя частота колебаний определяется за секунду, минуту или час. Учитываться должны изменения напряжения, происходящие с размахом более 1 % от номинального напряжения в секунду.

Один из основных показателей качества электроэнергии — частота — контролируется на подстанциях постоянно.

Отклонения напряжения от норм при сравнительно спокойной нагрузке можно измерить с помощью вольтметра. Отклонения и колебания напряжения при резкопеременном характере нагрузки измерить вольтметром невозможно, поэтому применяют осциллографирование исследуемого напряжения при малой скорости движения бумажной ленты (25, 50 мм/с) с последующей расшифровкой полученной осциллограммы. Огибающая кривая на осциллограмме представляет собой график изменения амплитуды напряжения во времени.

При расшифровке удобнее и точнее измерить расстояние между верхней и нижней огибающими, соответствующее удвоенной амплитуде записанного на осциллограмме напряжения. Абсолютное действующее значение напряжения (В) в момент измерения вычисляют по формуле

$$U = \frac{A m_v}{2\sqrt{2}}, \qquad (3.32)$$

где A — расстояние между огибающими, мм; m_v — масштаб записи по напряжению, В/мм.

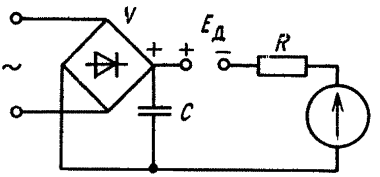


Рис. 3.21. Принципиальная схема измерений колебаний напряжения при резкопеременной нагрузке

Точность измерений при описанном методе невелика. Однако ее можно значительно повысить, если выпрямить измеряемое напряжение и подать его на гальванометр магнитоэлектрического осциллографа, включив в измерительную цепь последовательно с выпрямителем (рис. 3.21) вспомогательный источник постоянного тока. Э. д. с. $E_д$ источника, несколько меньшая выпрямленного напряжения U_c, включена ему навстречу и компенсирует U_c, поэтому практически записывается только переменная составляющая выпрямленного напряжения, пропорциональная колебаниям и отклонениям измеряемого переменного напряжения от номинального значения. При расшифровке осциллограммы следует иметь в виду, что вследствие малого потребления тока измерительной цепью от выпрямителя V напряжение U_c практически определяется амплитудой измеряемого переменного напряжения. Емкость фильтрового конденсатора C должна быть минимальной, чтобы динамика колебаний напряжения не была искажена.

При относительно спокойной нагрузке замерить действующее значение напряжения различных гармоник можно с помощью анализатора гармоник, например типа С5-3.

Прибор подключают к измеряемому напряжению. Специальный ручной прибор настраивают сначала на основную гармонику 50 Гц и отсчитывают значение напряжения по стрелочному индикатору. Затем прибор перестраивают на третью, пятую и т. д. гармоники и записывают показания стрелочного индикатора. Соответствие контролируемого напряжения требованиям ГОСТ 13109—67 по показателю несинусоидальности напряжения определяется по формуле (3.32).

Несимметрия напряжения в трехфазных сетях определяется при спокойной нагрузке вольтметром, а при резко переменной и неравномерной нагрузке — путем расшифровки осциллограммы с записанными напряжениями всех трех фаз.

Коэффициент пульсации выпрямленного напряжения при постоянном токе можно определить, измерив электронным осциллографом переменную составляющую напряжения и отнеся ее к известному среднему значению выпрямленного напряжения, измеренному вольтметром магнитоэлектрической системы.

Для определения интегральных характеристик отклонений напряжения в шахтных условиях используют восьмиканальный статистический анализатор качества напряжения типа САКН-1, выпускаемый Рижским опытным заводом «Латвэнерго». На поверхностной подстанции анализатор подключается к шинам 6 кВ.

Принцип работы анализатора заключается в определении и фиксации (запоминании) через заданные промежутки времени фактических значений показателей качества электроэнергии. Конструкцией анализатора пре-

дусмотрена возможность совмещенного питания силовой и измерительной схем прибора от контролируемого напряжения, а также возможность раздельного питания, при котором силовая схема прибора питается напряжением 220 В от обособленного источника, а измерительная схема подключается к контролируемой сети.

Пределы регистрируемых отклонений напряжения составляют ±15 %, а значение границ восьми интервалов измеряемых напряжений (в процентах номинального) могут быть выбраны с помощью штеккеров из матрицы «Границы интервалов». Ширина каждого из интервалов при равномерной разбивке может быть выбрана равной 1,25; 2,5 или 3,75 %, а при неравномерной — от 1,25 до 11,25 %. Для упрощения анализа полученных результатов предпочтительнее равномерная разбивка границ интервалов.

При устойчивом отличии среднего значения измеряемого напряжения от номинального анализатор обеспечивает возможность одновременного сдвига всех восьми интервалов с помощью переключателя «Сдвиг» на величину ±10 % ступенями по 2,5 %. Таким образом, пределы измеряемого напряжения, кроме указанных выше, могут быть выбраны от —25 — +5 % до —5 — +25 %. Выдержка времени между предварительными фиксациями напряжения плавно и ступенчато регулируется в пределах от 7 до 180 с у серийных и от 1,5 до 150 с у модернизированных анализаторов.

Определение пределов измерения напряжения («Диапазон») для всех приборов и выбор границы интервалов («Интервал»), сдвига середины интервала относительно номинального напряжения («Сдвиг») и ширины ступени каждого измерительного канала («Ступень) для анализаторов производят на основе предварительных данных о режиме напряжения в сети. При отсутствии таких данных определение пределов измерений и выбор уставок осуществляют по характеристике питающего трансформатора и сети.

Определение фактических значений показателей качества электроэнергии в точке ее реализации для коммерческих расчетов потребителя с энергосистемой должно производиться в соответствии с «Правилами применения скидок с тарифа за снижение по вине энергоснабжающих организаций качества электроэнергии, отпускаемой потребителям, и надбавок к тарифу за снижение качества электроэнергии по вине потребителей» (дополнительный прейскурант № 09-01-1980/11), утвержденными Главгосэнергонадзором Минэнерго СССР 19 февраля 1985 г. по согласованию с ГКНТ (письмо Минуглепрома СССР от 22.07.85 № 25—6—7/720).

4. РЕВИЗИЯ, НАЛАДКА И ИСПЫТАНИЕ АППАРАТУРЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1000 В

4.1. ИЗОЛЯТОРЫ, ВВОДЫ И ШИНЫ

При ревизии и испытании изоляторов и вводов необходимо выполнять следующее.

1. Внешним осмотром оценить состояние ввода или изолятора, обратить внимание на целостность фарфора, отсутствие трещин и сколов. Проверить отсутствие течи масла у вводов, уровень масла по маслоуказательному стеклу или давление масла по манометру.

2. Измерить сопротивление изоляции измерительной и последней обкладки вводов с бумажно-масляной изоляцией относительно соединительной втулки с помощью мегаомметра на напряжение 1000—2500 В. Значение сопротивления изоляции при вводе в эксплуатацию должно быть не менее 1000 МОм, во время эксплуатации не менее 500 МОм.

Измерение сопротивления изоляции подвесных и опорных изоляторов следует производить мегаомметром 2500 В и только при положительной температуре окружающего воздуха. Сопротивление каждого подвесного изолятора или элемента многоэлементного изолятора должно быть не менее 300 МОм.

3. Измерить тангенс угла диэлектрических потерь tg δ. Измеренные величины не должны превышать нижеприведенных значений. Измерение tg δ производят при испытательном напряжении 3 кВ у вводов и проходных изоляторов с основной бумажно-масляной, бумажно-бакелитовой и бумажно-эпоксидной изоляцией. У вводов и проходных изоляторов, имеющих специальный вывод к потенциометрическому устройству (ПИН), измеряют tg δ как основной изоляции, так и изоляции измерительного конденсатора. Одновременно с этим измеряют емкость.

Предельные значения tg δ (%) вводов и проходных изоляторов для разных видов изоляции при различных номинальных напряжениях (кВ)

Изоляция	15	35	110	220
Бумажно-бакелитовая, в том числе мастиконаполненные вводы	3/12	3/7	2/5	—
Бумажно-эпоксидная, вводы 110 кВ с твердой изоляцией	—	—	0,9/1,5	—
Маслобарьерная	—	—	2/5	2/4
Бумажно масляная*	—	—	0,8/1,5	0,6/1,2

* У трехзажимных вводов помимо измерения tgδ основной изоляции должно производиться измерение tgδ изоляции отводов, предназначенных для подсоединения к регулировочной обмотке автотрансформатора. Значение tgδ изоляции каждого из отводов не должно превышать 2,5 % для вновь вводимых вводов и 2,8 % для вводов, снятых с автотрансформатора в процессе эксплуатации.

Примечание. В числителе даны значения tgδ при вводе в эксплуатацию, в знаменателе — в процессе эксплуатации.

Для оценки состояния последних слоев бумажно-масляной изоляции вводов и проходных изоляторов можно ориентироваться на опытные величины $\operatorname{tg}\delta$: для вводов 110 кВ — 3 %, для вводов 220 кВ — 2 %.

4. Испытать повышенным напряжением промышленной частоты вводы, проходные и опорные изоляторы. Величину испытательного напряжения для проходных и опорных изоляторов, а также вводов, кроме вводов, установленных на силовых трансформаторах, принимают согласно табл. 3.1. Испытание вводов, установленных на силовых трансформаторах, и обмоток трансформаторов следует производить совместно по нормам, принятым для силовых трансформаторов.

Отбраковку вводов по состоянию изоляции осуществляют только на основании анализа всего комплекса измерений и характеристик масла.

5. Проверить качество уплотнений негерметичных маслонаполненных вводов напряжением 110 кВ и выше с бумажно-масляной изоляцией. Для этого необходимо:

вывернуть маслоотборную пробку и взамен ее ввернуть специальный патрубок, присоединенный к шлангу гидравлического насоса;

долить масло до полного заполнения расширителя, протереть поверхность ввода и удалить следы масла в местах уплотнения;

создать избыточное давление 98 кПа.

Ввод считается выдержавшим испытание, если по истечении 30 мин не наблюдалось течи масла или снижения испытательного давления. Вводы на напряжение 110 кВ, изготовленные до 1970 г. и не выдержавшие испытания на герметичность, должны быть как можно скорее выведены из работы независимо от результатов остальных испытаний.

6. Проверить в протоколе результаты испытания масла. Свежее сухое масло перед заливкой должно соответствовать нормами ПТЭ и ПТБ.

У герметичных вводов масло испытывают только при повышенных значениях $\operatorname{tg}\delta$ основной изоляции или изоляции последних слоев, а также при повышении давления масла во вводе выше нормы.

При ревизии и испытании сборных и соединительных шин необходимо:

1. Проверить выполнение монтажа на соответствие проекту.

2. Проверить качество правки шин (не должно быть видимых и не обусловленных конструкцией прогибов и скручиваний).

3. Убедиться в отсутствии механического натяга шин на изоляторы и зажимы аппаратов. Шины в местах присоединений должны свободно, без натяжений примыкать к контактным выводам.

4. Измерить сопротивление изоляции.

5. Испытать изоляцию повышенным напряжением промышленной частоты.

6. Проверить качество болтовых контактных соединений шин и выборочно (2—3 % соединений) на затяжку болтов.

Переходное сопротивление болтовых контактных соединений следует измерять у шин на ток 1000 А и более, у контактных соединений открытых распредустройств — напряжением 35 кВ и выше. Величина сопротивления участка шины в месте соединения не должна превышать более чем в 1,2 раза сопротивление участка цельной шины такой же длины и такого же сечения.

Контактные поверхности соединений должны быть обработаны грубым напильником и защищены от окисления (вазелин технический, смазка графитная ГОСТ 3333—80, смазка АМС ГОСТ 2712—75 и др.). Шлифовка соединяемых поверхностей недопустима. Качество выполнения болтового контактного соединения проверяют щупом толщиной 0,02—0,03 и шириной 10 мм, глубина вхождения которого в отдельных местах соединения допускается не более 5 мм.

7. Оценить качество выполнения опрессованных контактных соединений шин и отбраковать, если:

их геометрические размеры (длина и диаметр опрессованной части) не соответствуют требованиям инструкции по монтажу соединительных зажимов данного типа;

на поверхности соединителя или зажима имеются трещины, следы значительной коррозии и механических повреждений;

кривизна опрессованного соединителя превышает 3 % его длины;

стальной сердечник опрессованного соединителя расположен несимметрично.

8. Проверить качество сварных контактных соединений и отбраковать при:

наличии трещин, прожогов, кратеров и непроваров длиной более 10 % длины шва при глубине более 15 % толщины свариваемого металла;

суммарном значении непровара, подрезов, газовых пор окисных и вольфрамовых включений сварных шин из алюминия в каждом рассматриваемом сечении более 15 % толщины свариваемого металла.

4.2. РАЗЪЕДИНИТЕЛИ, ОТДЕЛИТЕЛИ, КОРОТКОЗАМЫКАТЕЛИ И ПРИВОДЫ К НИМ

Ревизию, наладку и испытание разъединителей, отделителей и короткозамыкателей производят совместно с их приводами. При этом осуществляют следующие операции.

1. Внешний осмотр аппаратов в целях выявления трещин, сколов, следов ударов на изоляторах, проверки надежности крепления.

2. Проверку наличия смазки УС (ГОСТ 1033—79) на шарнирах и трущихся частях аппаратов и их приводов.

3. Контроль центровки ножей при перемещении ножа или неподвижного контакта на изоляторе за счет имеющихся люфтов (нож должен соосно входить в неподвижный контакт без боковых ударов).

4. Определение состояния контактных пружин при включенных и отключенных ножах. При включенных ножах пружины с обеих сторон ножа должны быть одинаково сжаты с зазором между витками не менее 0,5 мм.

5. Проверку нажатия контактов. Давление контактных пружин на ножи аппарата проверяют динамометром, предварительно отсоединив нож от фарфоровой тяги. Измерения производят при несмазанных контактных поверхностях. Допустимое давление в контактах создают регулировкой винтов контактных пружин. Усилия вытягивания должны соответствовать следующим данным.

Нормы вытягивающих усилий подвижных контактов из неподвижных

Тип и параметры аппарата	Усилие вытягивания, Н
РВО, РВ, РВФ (до 10 кВ, 400 А)	120—160
РВО, РВ, РВФ (до 10 кВ, 600 А)	140—180
РВФЗ, РВФ (до 10 кВ, 1000 А)	240—300
РВК-20 (7000 А)	850—870
РЛНД-110 (600 А)	160—180
РЛНД-110 (1000 А)	180—200
ОД-35, ОД-110	160—180

6. Определение плотности прилегания ножей к неподвижным контактам для разъединителей типа РВ, РВФ, РВЗ с помощью щупа шириной 10 мм и толщиной 0,1 и 0,2 мм соответственно для главных и заземляющих ножей. При нормальной плотности прилегания щуп не должен проходить более чем на 5 мм вдоль контактной линии или внутрь поверхностного контакта. Линейный контакт должен иметь не менее двух площадок касания, а поверхностный — не менее трех, не лежащих на прямой линии. Если нет других указаний завода-изготовителя по данному аппарату, в плоскостных контактах щуп толщиной 0,05 мм не должен проходить на глубину более 5—6 мм, а в линейных контактах на поверхности ножа при включении и отключении должны прочерчиваться риски. Неровную контактную поверхность подвергают опиловке мягкой стальной щеткой или крупнозернистой стеклянной шкуркой. Затем поверхность протирают ветошью, смоченной в бензине, и покрывают тонким слоем бескислотного вазелина (разъединители внутренней установки) или низкотемпературными смазками (разъединители наружной установки).

7. Измерение сопротивления изоляции:

а) поводков и тяг из органических материалов мегаомметром на напряжение 2500 В.

Сопротивление изоляции должно быть не ниже следующих величин:

	При пусковой наладке			Во время эксплуатации		
Номинальное напряжение аппарата, кВ	до 10	15—110	Свыше 110	до 10	15—110	Свыше 110
Сопротивление изоляции, МОм	1000	3000	5000	300	1000	3000

б) фарфоровых изоляторов;

в) ножа короткозамыкателя, работающего совместно с отделителем, от «земли». Сопротивление изоляции не нормируется.

8. Испытание повышенным напряжением промышленной частоты. Изоляцию, состоящую из одноэлементных опорных или опорностержневых изоляторов, испытывают напряжением согласно табл. 3.1. Изоляцию, состоящую из многоэлементных штыревых изоляторов, испытывают напряжением 50 кВ, прикладываемым к каждому элементу изолятора. Время испытания керамических и фарфоровых изоляторов 1 мин. из твердой органической изоляции — 5 мин. При наличии на одной стороне разъединителей рабочего напряжения или при недостаточных расстояниях между

токоведущими частями разъединителей значение испытательного напряжения, указанное в табл. 3.1, может быть снижено на 20—30 %.

9. Измерение переходных сопротивлений контактов у отделителей напряжением 35 кВ и выше, а также у разъединителей на 600 А и более всех напряжений согласно 3.2. Предельно допустимое значение сопротивления контактов разъединителей и отделителей типа РЛН на напряжения 35—110 кВ и номинальный ток 600 А составляет 220 мкОм, для остальных типов на все напряжения, но различные токи: 600, 1000 и 1500—2000 А — соответственно 175, 129 и 50 мкОм. У шинных разъединителей измерение сопротивления и связанное с этим снятие напряжения со стороны шин производится только в том случае, если обнаружена неисправность контактов (потемнение, повышенный нагрев и т. п.).

10. Проверку угла поворота ножей, который задается заводом-изготовителем для каждого типа аппарата. Допускаются отклонения от нормы 3 %. При полностью включенном аппарате между ножом и основанием должен оставаться зазор 5—6 мм.

11. Контроль одновременности замыкания полюсов путем медленного включения ножей до соприкосновения одного из них со своим неподвижным контактом и измерения зазоров между неподвижными контактами и ножами остальных фаз. Зазоры должны быть не более 3 мм. При большем зазоре следует изменить длину тяг или установить прокладки под изоляторы.

12. Проверку работы привода и блокировочных контактов. При нормальной работе включенному и отключенному положениям разъединителя и привода соответствуют верхнее и нижнее положения рукоятки рычажного привода. Для включения и отключения разъединителя должно быть достаточно усилия руки одного человека. Регулировку производят с помощью тяг между приводами и разъединителем. В рычажном приводе угол между рукояткой и вертикалью должен быть в верхнем положении от 20 до 30°, а нижнем — от 5 до 10°.

У приводов короткозамыкателя и отделителя проверяют действие механизма свободного расцепления во включенном и промежуточном положениях, а также на грани расцепления. Чрезмерное зацепление вызывает загрубления и даже отказ отключающих электромагнитов и встроенных реле, недостаточное — самопроизвольное отключение привода и срыв при включении. Блокировочные контакты, показывающие включенное положение аппарата, должны быть отрегулированы так, чтобы их замыкание осуществлялось в самом конце процесса включения. Контакты же, показывающие отключенное положение, должны замыкаться после прохождения ножом не менее 75 % угла отключения.

Контактные поверхности должны быть смазаны смазкой ЦИАТИМ-201 или ГОИ-54П, а трущиеся части — консистентной смазкой, состоящей из пасты ГОИ с присадкой 10 % графита П (ГОСТ 8295—73).

13. Проверку холостого хода рукоятки привода: при покачивании ее вперед и назад во включенном и отключенном положениях холостой ход не должен превышать 5°; при этом покачивание подшипников не допускается.

У электродвигательного привода МРВ тяга и рычаг на валу привода должны находиться на одной прямой в обоих конечных положениях.

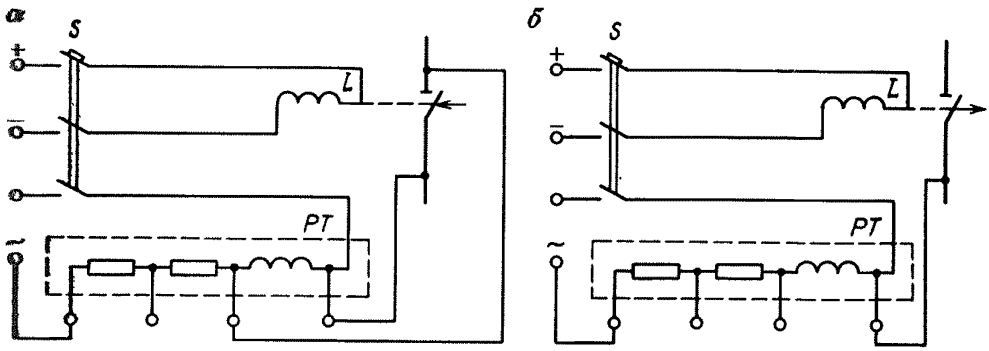


Рис. 4.1. Схемы для измерения времени:
а — включения короткозамыкателя; *б* — отключения отделителя

14. Определение минимального напряжения срабатывания привода, которое в случае применения постоянного и переменного оперативного тока для катушек независимого отключения должно составлять соответственно не менее 0,35 и не более 0,5 $U_{ном}$, а напряжение надежной работы катушек должно быть не более 0,65 $U_{ном}$.

При определении напряжения срабатывания катушек включения и отключения их ток измеряют при соответственно отпущенном и подтянутом якоре катушки. Ток срабатывания токовых катушек приводов короткозамыкателей (ШПК и ШПКМ) и отделителей (ШПО и ШППО) должен быть на 15—20 % меньше тока срабатывания реле, дающего импульс на срабатывание токовой катушки привода.

15. Измерение времени включения короткозамыкателя и отключения отделителя с помощью электросекундомера ПВ-53Л. После трехкратного измерения вычисляют среднее значение, которое принимают за результат.

Время от подачи импульса на включение до замыкания контактов у короткозамыкателя определяют по схеме, показанной на рис. 4.1, *а*.

Время от подачи импульса на включение до замыкания контактов у короткозамыкателей КЗ-35, КЗ-110 и КЗ-220 М должно быть 0,4 с ±10 %, КЗ-110М—0,35 с +10 %, а от подачи импульса на отключение до размыкания контактов у отделителей ОД-35, ОД-110М — не более 0,5 с ±10 %, у отделителей ОД-110, ОД-150М, ОД-220М — не более 1,0 с ±10 %. Для отделителей 110 кВ рекомендуется определять полное время движения полуножей — от подачи команды на отключение до остановки. Это время определяют по схеме 4.1, *б* при соединении полуножей проводом ограниченной длины, который рвется в конце хода полуножей.

16. Проверку работы аппаратов многократным включением-отключением. Аппараты с ручным управлением проверяют, выполняя две-три операции включения и отключения. Для проверки аппаратов с дистанционным управлением производят три-пять циклов включения и отключения при номинальном напряжении управления и два-три цикла включения и отключения при пониженном (до 80 % номинального) напряжении на зажимах электромагнитов (электродвигателей).

17. Определение при пусковой наладке скорости движения ножей отделителя, если правильность регулировки вызывает сомнение. Измерения производят аналогично измерениям скоростных характеристик у выключа-

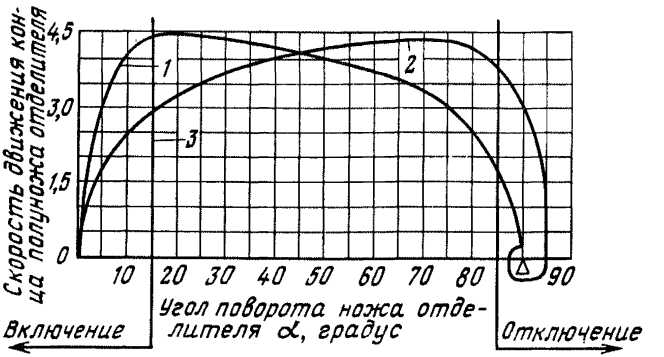


Рис. 4.2. Типовые кривые скорости движения ножа отделителя ОД-110 при:

1 — включении; *2* — отключении; *3* — замыкании (размыкании) контактов

телей. Типовые кривые скорости движения ножа отделителя показаны на рис. 4.2. Расхождение между типовой и снятой кривой должно быть в пределах 15—20 %. Скорость движения в момент размыкания при отключении контактов должна быть около 3 м/с, а в момент замыкания при включении — около 4,5 м/с. При снятии характеристик вибрографом бумагу прикрепляют скрепками к резиновой ленте толщиной около 5 мм, затем укрепляют вокруг нижнего фланца изолятора отделителя. Так как при этом фиксируется скорость движения окружности фланца, а не ножа отделителя, то измеренную скорость необходимо привести к скорости движения полуножа, умножив ее значение на коэффициент $K=a/r$ (a — радиус окружности, описываемой при движении концом полуножа отделителя, см; r — радиус фланца изолятора, см).

Кривую скорости строят по шести-десяти точкам. Полный поворот головки изолятора равен 90°, а в момент размыкания полуножей —15°.

4.3. МАСЛЯНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

Масляные выключатели, предназначенные для включения и отключения трехфазных цепей переменного тока под нагрузкой в нормальном режиме работы и отключения при коротких замыканиях и перегрузках, по месту установки подразделяются на выключатели для внутренней и наружной установки.

Основные технические характеристики наиболее часто применяемых на подстанциях шахт и разрезов выключателей приведены в табл. 4.1.

4.3.1. Выключатели внутренней установки

При ревизии, наладке и испытании масляных выключателей внутренней установки необходимо выполнить следующее.

1. Проверить соответствие установленного выключателя проекту, протокол испытания масла, протокол предыдущей (плановой или внеочередной) наладки и испытания.

2. Произвести внешний осмотр для проверки: правильности установки и надежности крепления выключателя на опорной конструкции; состояния

Технические характеристики масляных выключателей Таблица 4.1

Тип	Номинальные данные				Предельный сквозной ток, кА		Ток четырехсекундной термической устойчивости, кА	Время, с			Число разрывов на фазу	Тип привода
	Напряжение, кВ	Ток, А	Мощность отключения, МВ·А	Ток отключения, кА	амплитудный	действующий		отключения	включения	минимальной бестоковой паузы		
ВМП-10, ВМП-10К	10	1000, 630, 1250	350	20	64	20	14	0,10	0,3	0,5	1	ПЭ-11
ВМП-10П, ВМПП-10	10	630, 1000 1600	350	20	52	20	20	0,12	0,2	0,5	1	Встроенный пружинный
ВМПЭ-10	10	630, 1000 1600	500	25	52 80	20 31,5	20 31,5	0,12	0,3	0,5	1	ПЭВ-12
ВМГ-10	10	630, 1000	400	20	52	20	20	0,1	0,2—0,3	0,5	1	ППВ-10
ВМГ-133	10	630, 1000	350	20	52	20	20	0,14	0,3	—	1	ПС-10, ПП-67, ППМ-10
ВМЭ-6-200-4	6	200	160	4	10	4	4	0,14	—	—	1	ПМ-300
ВМЭ-6-200-1,25				1,25	3,2	1,25	1,25	0,15				
ВМГП-10	10	630, 1000	350	20	52	20	20	0,14	0,2	0,5	1	ППВ-10
ВММ-10	10	400, 630	150	10	25	10	10	0,08	0,12	0,25	1	Встроенный пружинный
ВМБ-10	10	200, 400 600, 1000	100	9,7	25	15	6 ($I_{ном}$ 2000 А) 10 ($I_{ном}$ 400, 600А)	0,06—0,07	0,25—0,3	—	2	ППМ-10, ПЭ-11, ПП-67, ПРАМ-10
МГ-35	35	600	750	12,5	34	13	8	0,1	0,3—0,4	0,35—0,6	1	ПС-20
С-35М	35	630	700	10	26	10	10	0,08	0,26—0,34	0,7	2	ШПЭ-38
МКП-35	35	1000	1 500	24,7	63	36	25	0,08	0,3—0,4	0,6	2	ШПЭ-31
У-110	110	2000	11 000	50	135	50	40 (3 с)	0,08	0,3—0,7	0,7—0,9	2	ШПЭ-46 (ШПЭ-44)
У-220	220	1000, 2000	10 000	26,3	82	48	40 (3 с)	0,08	0,5—0,9	0,90	2	ШПЭ-46 (ШПЭ-44)

проходных изоляторов, токоведущих стержней, ошиновки и контактных соединений; наличия и исправности маслоуказателя и уровня масла; наличия и затяжки пробок для слива и заливки масла, отсутствия течи масла; соосности и надежности сочленения вала привода с валом выключателя; наличия и исправности элементов защитного заземления.

3. При периодической наладке, но не реже 1 раза в три года, у выключателя на напряжение до 10 кВ проверить состояние полюсов. Для этого осуществляют:

а) разборку полюса (рис. 4.3). Слив трансформаторное масло, снимают нижние крышки *2* с цилиндров *5* и вынимают изоляционные цилиндры и дугогасительные камеры *22*. Вынутые из цилиндра детали промывают трансформаторным маслом, протирают и осматривают. Если контакты и камеры имеют несущественный износ (небольшие наплывы металла на рабочих поверхностях контактов и поверхностное обугливание перегородок камеры без увеличения сечения дутьевых каналов), то производят их зачистку напильником или мелкой стеклянной шкуркой и промывают в трансформаторном масле. Более поврежденные ламели розеточного контакта *3* рекомендуется менять местами с менее поврежденными. Проверяют состояние всех подвижных частей, осей, рычагов, пружин. При разборке цилиндров изоляционные части выключателя предохраняют от увлажнения и повреждений. Гасительные камеры и бакелитовые цилиндры на период временного хранения погружают в сухое трансформаторное масло;

б) замену сильно поврежденных (раковины более 3 мм и сквозные прожоги тугоплавкой облицовки) контактов новыми. При замене новый наконечник контактного стержня должен быть ввинчен до отказа, а зазор между стержнем и наконечником обкатан гладким роликом или обжат. Наконечник протачивают на стыке в четырех местах и надежно закрепляют. При повреждении медной части стержня (над наконечником) его заменяют целиком.

В выключателях ВМПЭ-10 и ВМПП-10 можно заменить только контактную часть токоведущего стержня *1* (рис. 4.4); для этого вывинчивают стальной наконечник *3* с колодкой *2*, предварительно выбив штифт *4*. Новый штифт расклепывают с двух сторон и проверяют состояние расклепа осей роликовых контактов *8* (см. рис. 4.3) и, если нужно, производят дополнительный расклеп;

в) проверяют крепления бронзовых полуосей шарнирного соединения рычагов, управляющих движением подвижного контакта. В случае образования люфта, при котором проворачивается полуось, бронзовую полуось накернивают;

г) зачистку обуглившихся мест дугогасительной камеры и промывку чистым трансформаторным маслом. У выключателей ВМП-10 проверяют отверстие в фибровом вкладыше нижней пластины: при увеличении его до 30 мм у выключателей на токи 600 и 1000 А и до 32 мм на ток 1500 А вкладыш заменяют. При сильном выгорании дутьевых щелей камеру заменяют новой. У выключателей ВМПЭ-10 камеру заменяют при выгорании центрального отверстия в нижней пластине и перегородке между щелями 27—30 мм, а также при увеличении отверстия в перегородках между первой и второй щелями до 3 мм в сторону выхлопных кана-

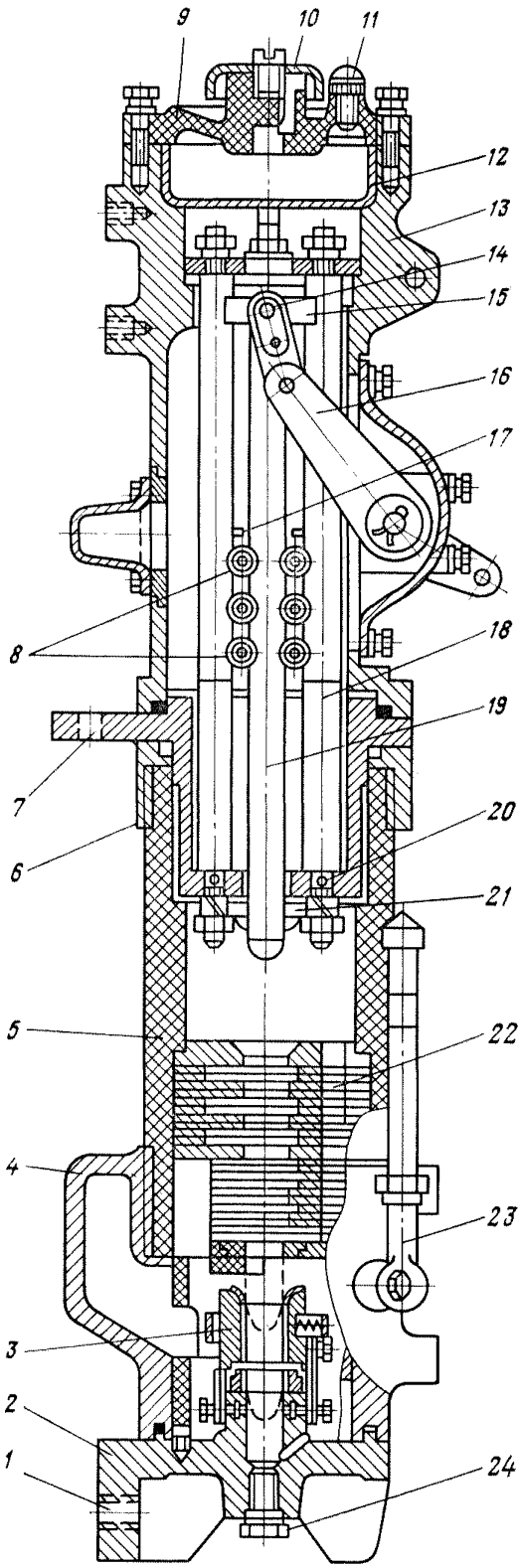


Рис. 4.3. Полюс выключателя ВМП-10:

1, 7 — выводы; *2, 9* — крышки; *3* — неподвижный розеточный контакт; *4, 6* — фланцы; *5* — цилиндр; *8* — роликовый токосъем; *10* — колпак; *11, 24* — пробки; *12* — маслоотделитель; *13* — корпус механизма; *14* — ось; *15* — направляющая колодка; *16* — рычаг; *17* — упор; *18, 19* — стержни; *20* — стопорный винт; *21* — шайба; *22* — дугогасительная камера; *23* — маслоуказатель

лов. Распорный бакелитовый цилиндр промывают маслом и насухо протирают. Незначительные повреждения изолирующей поверхности зачищают, сильно поврежденные цилиндры заменяют;

д) производят наладку приводного механизма, очищая и осматривая детали, находящиеся в раме выключателя, заменяя смазку. Осматривают отключающие пружины: расстояние между отдельными витками в них должно быть одинаковым.

Проверяют исправность масляного буфера (рис. 4.5). Если шток *4* при движении от руки заедает, то буфер разбирают и промывают. Во избежание разрегулировки не рекомендуется вывинчивать стакан *6* из держателя *2*. После промывки заливают 70 см^3 трансформаторного масла (47 мм по высоте без поршня и пружины).

Очищают и смазывают пружинный буфер (рис. 4.6). При разборке следует учитывать, что пружина *3* имеет большое усилие предварительного натяжения. Во включенном положении выключателя между роликом рычага *2* и упором *7* должен быть зазор 0,5—1,5 мм;

е) проверку розеточных контактов *3* (см. рис. 4.3). В собранном контакте ламели должны быть установлены без перекосов в наклонном положении к оси розетки с касанием между собой в верхней части;

ж) промывку всех внутренних полостей цилиндров трансформаторным маслом;

з) проверку состояния уплотнения контактного стержня *19* и изолирующей бакелитовой трубки. Для этого вынимают ось, соединяющую подвижную серьгу и контактный стержень, отсоединяют гибкие связи от колодки контактного стержня, вынимают контактный стержень и снимают с цилиндров. При необходимости замены кожаных манжет и бакелитовой трубки разбирают проходной изолятор (освобождают изолятор от болтовых соединений, снимают токоведущую скобу, извлекают промежуточные изоляционные детали, снимают нижнее пружинное кольцо, стягивающее полукольца, вынимают резиновые шайбы, заменяют изношенные детали и собирают изолятор в обратной последовательности);

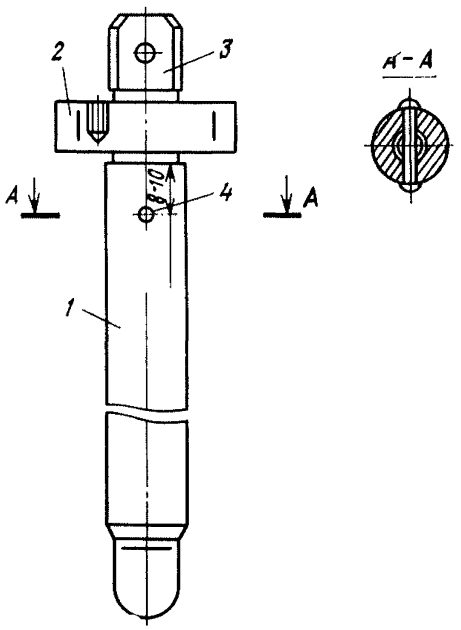


Рис. 4.4. Подвижный контактный стержень выключателя

и) сборку полюса в последовательности, обратной разборке. Контактные стержни, соединенные с рычагами отрегулированного выключателя, должны свободно падать под действием собственного веса из крайнего отключенного и из любого промежуточного положений до момента вступления в работу дополнительной отключающей пружины. Эта пружина должна вступать в работу до касания подвижного контакта с розеткой. Для обеспечения этого требования при сборке выключателя после наладки рекомендуется проверить и сохранить заводскую регулировку хода дополнительной отключающей пружины;

к) регулировку длины хода контактного стержня *19*, включая выключатель вручную. Ход выключателя в розеточном контакте *3* и разновременность касания контактов должны соответствовать данным табл. 4.2. При регулировке длины контактного стержня (см. рис. 4.4) обращают внимание на то, чтобы верхний (резьбовой) его конец входил в наконечник на глубину не менее 20 мм. Для определения разновременности касания контактов используют одну из электрических схем, показанных на рис. 4.7. По окончании регулировки контактного стержня контргайку под верхним наконечником затягивают;

л) проверку во включенном положении расстояния от нижнего края колодки контактного стержня до головки болта на верхнем колпачке проходного изолятора, которое должно составлять 25—30 мм. При необходи-

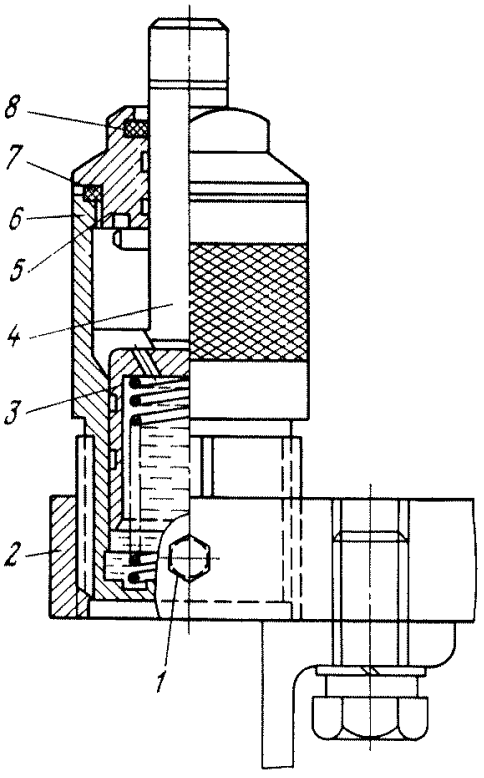


Рис. 4.5. Масляный буфер:
1 — стопорный винт; *2* — держатель; *3* — поршень; *4* — шток; *5* — крышка; *6* — стакан; *7* — прокладка; *8* — уплотнение

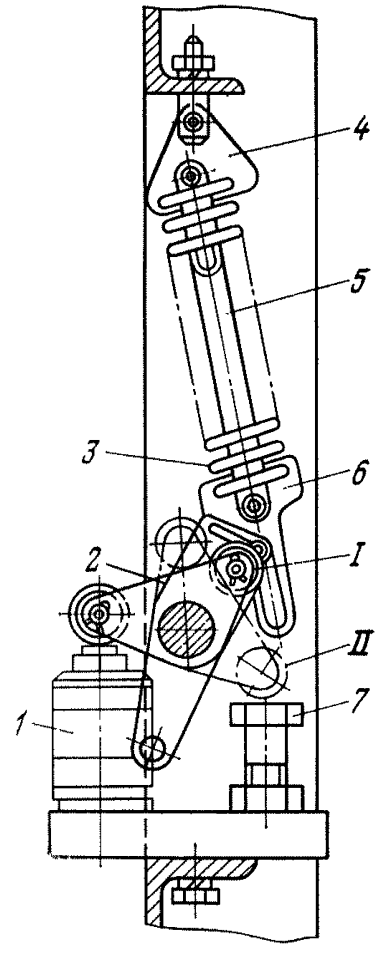


Рис. 4.6. Пружинный буфер:
1 — масляный буфер; *2* — рычаг; *3* — пружина; *4, 6* — пружинодержатели; *5* — планка; *7* — упорный болт; *I, II* — отключенное и включенное положения выключателя

мости колодку перемещают на резьбе контактного стержня, предварительно отсоединив гибкие связи. По окончании регулировки гибкие связи присоединить;

м) измерение хода подвижных контактов с помощью контрольных стержней длиной 400 мм и диаметром 6 мм, ввертываемых в отверстие подвижных контактов (при снятых верхних крышках и маслоотделителях).

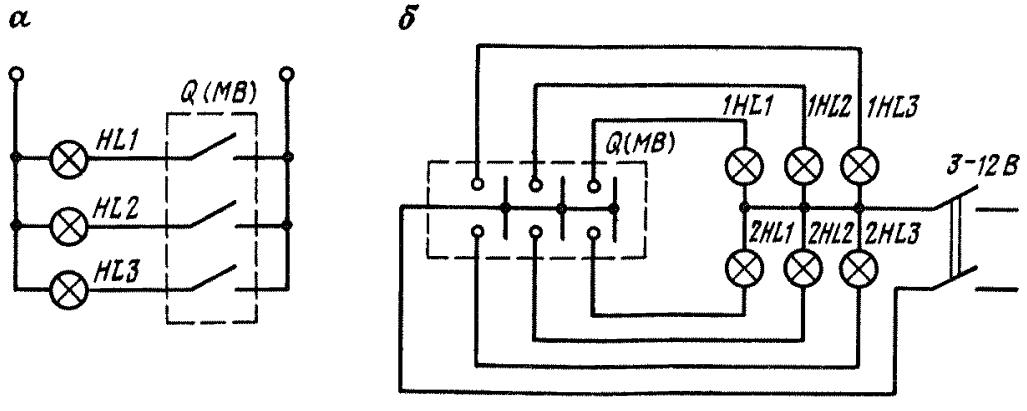


Рис. 4.7. Схемы для определения разновременности включения выключателя с разрывом на фазу:
а - одним; *б* — двумя

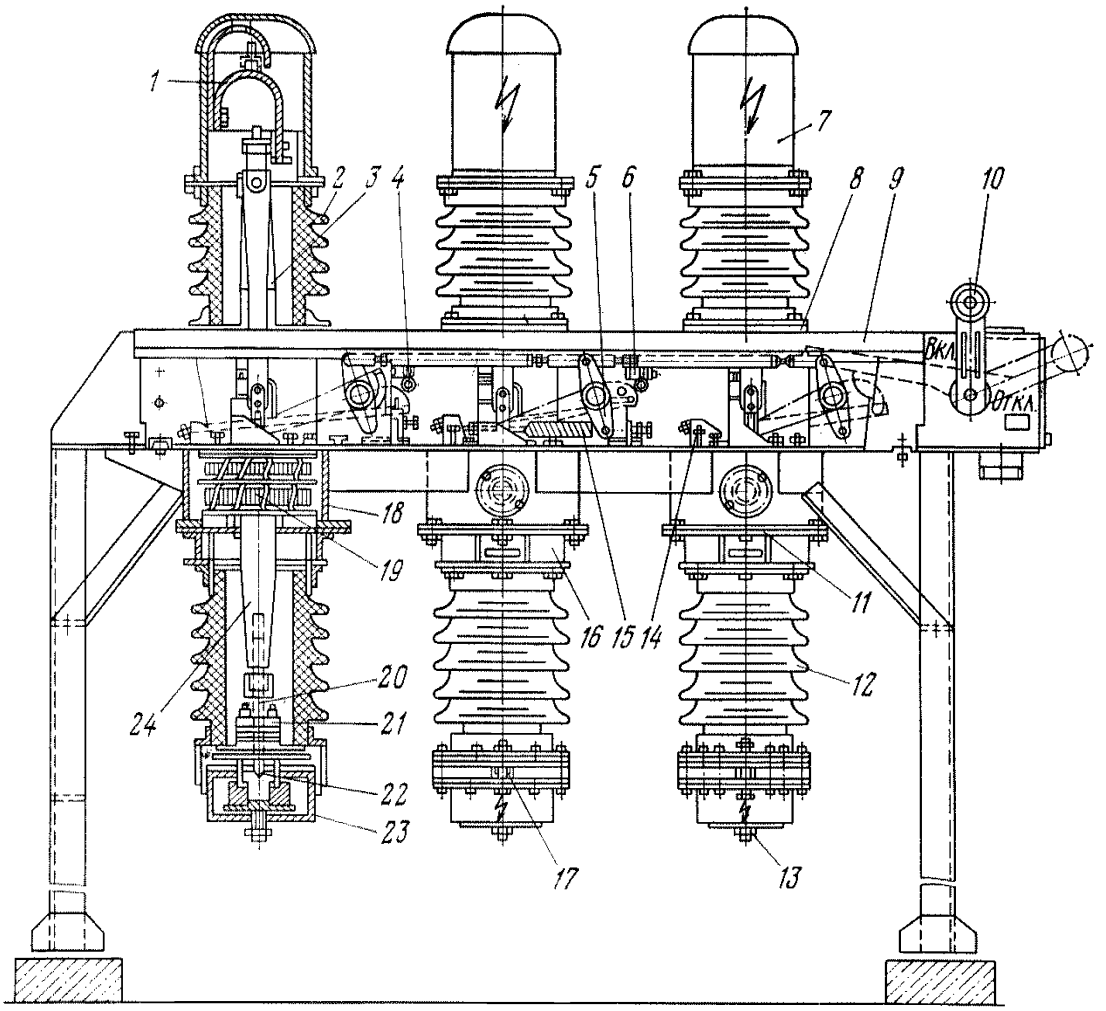


Рис. 4.8. Выключатель МГ-35:

1 — гибкая связь; *2, 12* — верхняя и нижняя фарфоровые покрышки; *3* — изоляционная тяга; *4* — электронагреватель; *5* — механизм среднего полюса; *6* — масляный буфер; *7* — колпак; *8, 11* — фланцы; *9* — рама; *10* — указатель положения выключателя; *13* — пробка; *14* — зажим; *15* — отключающая пружина; *16* — газоотвод; *17* — выводная планка; *18* — коробка трансформаторов; *19* — трансформаторы тока; *20* — подвижный контактный стержень; *21* — дугогасительное устройство; *22* — съемный наконечник; *23* — цилиндр; *24* — конденсаторная втулка

На контрольные стержни наносят отметки, соответствующие крайним положениям механизма при отсоединенных изоляционных тягах. Длину тяг регулируют таким образом, чтобы токоведущий стрежень не доходил до крайних положений 5 мм.

4. Проверить внутреннее состояние полюса выключателя МГ-35. При этом в определенной последовательности выполняют:

а) съем передних и боковых щитов (на рис. 4.8 отсутствует передний щит) рамы выключателя, верхних колпаков *7* и нижних цилиндров *23* полюсов;

б) съем нижних фарфоровых покрышек *12* и установку их вертикально на полу, покрытом мешковиной;

в) отсоединение газоотвода *16* и снятие болтов, крепящих гибкую связь к токоведущему угольнику, связанному с верхней выводной планкой. Затем снимают стопорные планки и извлекают подвижный контакт *20*;

Таблица 4.2

Основные регулировочные характеристики масляных выключателей

Тип	Полный ход подвижных контактов, мм	Ход в контакте (вжим), мм	Угол поворота вала, градус	Скорость движения м/с		Разновременность замыкания контактов полюсов, мм, не более		Сопротивление постоянному току токоведущей цепи, мкОм
				при включении		при отключении		
				максимальная	в момент замыкания контактов	максимальная	в момент размыкания контактов	одного	разных	
ВМЭ-6	75	8	8	4,7	4,4	4,0	3,4	—	3	45
ВМП-10	240±5	55—63	87±2	5,0±0,3	4,1±0,2	5,0	3,5±0,3	—	5	55 (630А), 40 (1000А), 30 (1250А)
ВМПП-10	207±3	60±3	65	5,2±0,5	4,4±0,2	4,0±0,5	3,4±0,2	—	5	55 (630А) 45 (1000А) 32 (1600А)
ВМПЭ-10	204±3	55±4	84±1	5,7	4,7	5,0	3,0	—	5	50 (630А) 40 (1000А) 30 (1600А)
ВМГ-10	210±5	45±5	45	2,3±0,3	2,3±0,3	3,6±0,3	3,4±0,3	—	5	75 (630А) 70 (1000А)
ВМГ-133	250±5	40±5	54	3,2	2,7±0,3	3,0—3,2	1,75—2,0	—	2	100 (630А) 75 (1000А)
ВМГП-10	210±5	45±5	45	3,2	2,4—3,1	3,2	1,9—2,6	—	5	75 (630А) 70 (1000А)
ВМБ-10	100+4	12±1	98±3	2,8	2,3	2,5	1,6	—	3	150 (200А) 120 (400А) 100 (600А) 75 (1000А)
ВММ-10	180	35	60	3,8	3,2	2,3	2,0	—	5	85
МГ-35	195±15	10—12	85	2,1	1,9	2,0	1,8	—	4	250
С-35М	231±6	10±1	80±2	3,1±0,3	3,1±0,3	2,3±0,3	1,2±0,2	1	4	310
МКП-35	275^{+5}_{-10}	16±1	65	2,5±0,4	2,2±0,4	3,3±0,3	2,0±0,3	2	4	250
У-110	490+20	10±1	65	3,5±0,4	2,6±0,4	3,2±0,4	3,0±0,3	1	4	800 (У-110-40) 360 (У-110-50)
У-220	730±10	20±1	65	4,2±0,4	4,2±0,4	3,4±0,4	3,0±0,3	1	4	560 (У-220-25) 450 (У-220-40)

Примечание. В скобках указано значение номинального тока или типа выключателя.

г) отсоединение и съем верхних покрышек *2* с рамы *9*;

д) проверку состояния контактов и дугогасительных устройств. При незначительных оплавлениях поверхности наконечник контакта опиливают, стараясь снять минимальный слой металла и сохранить геометрическую форму контакта. Запрещается опиливать контакты с металлокерамическими покрытиями. Значительно поврежденные или изношенные наконечники заменяют новыми с помощью специального ключа, поставляемого заводом вместе с запасными частями. При этом на контактный стержень навертывают новый наконечник, предварительно просверленный сверлом диаметром 4 мм, и устанавливают валик, который слегка расклепывают, после этого затягивают гайку, закернив ее в трех местах.

При повреждении промежуточного контакта освобождают болты, крепящие упорную планку пружины к контактной полосе, и, удалив шплинты с осей, связывающих контакт с серьгами контактного механизма, снимают

поврежденный контакт. На его место устанавливают новый, собирая и соединяя детали нового контакта в порядке, обратном разборке. При этом надежно шплинтуют все оси механизма и проверяют контактные пружины в сжатом и растянутом состояниях. Ослабленные пружины и с неравномерным расстоянием между витками, а также с вмятинами или трещинами заменяют новыми;

е) проверку правильности и четкости работы приводного механизма и взаимодействия подвижного, промежуточного и неподвижного контактов (рис. 4.9).

Чтобы механизм работал безотказно, поршень *5* должен перемещаться вверх только при нажатии на него силой не менее 2 кН. Механизм промежуточного контакта при этом плавно перемещается вокруг оси *4*. После осмотра внешних контактов выключателя при необходимости их разбирают, зачищают, смазывают вазелином и собирают вновь. Повреж-

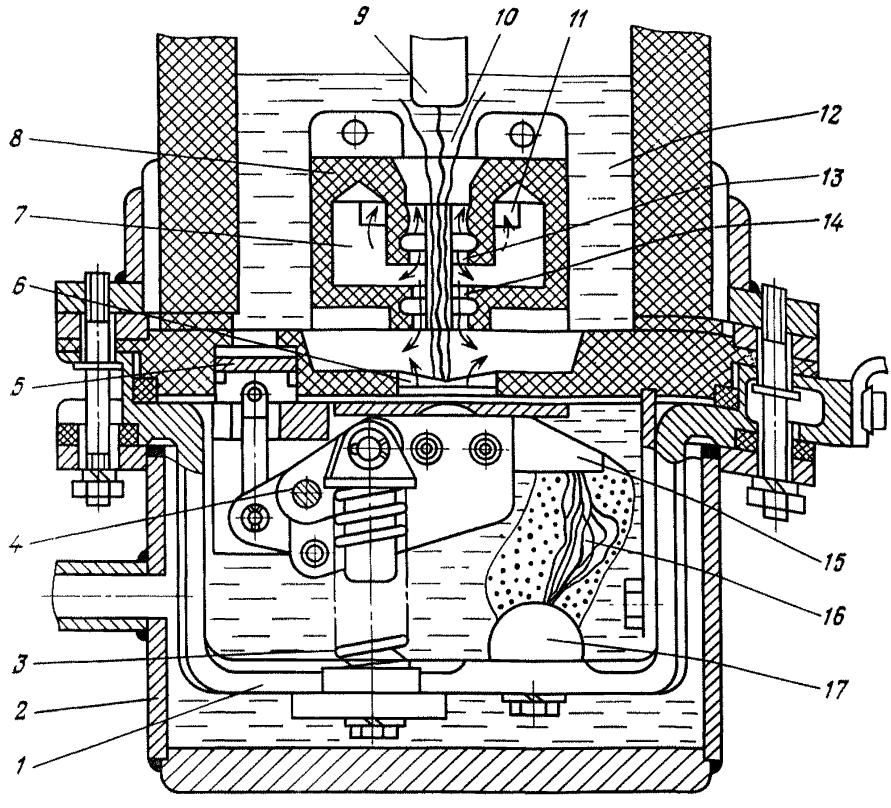


Рис. 4.9. Дугогасительное устройство выключателя МГ-35:
1 — генерирующая камера; *2* — стальной цилиндр; *3* — пружина; *4* — ось; *5* — поршень; *6, 13, 14* — щели; *7, 11, 12* — каналы; *8* — гасительная камера; *9* — подвижный контакт; *10* — гасимая дуга; *15* — промежуточный контакт; *16* — генерирующая дуга; *17* — неподвижный контакт

денные пластины гибкого соединения внешних контактов заменяют новыми, изготовленными из меди по образцу старых;

ж) разборку, протирку и тщательный осмотр дугогасительного устройства, очистку изоляционной части верхней гасительной камеры *8* от грязи, проверку целостности ее лакового покрова и отсутствия в деталях камеры трещин и других дефектов. На участки с поврежденным лаковым покрытием наносят два слоя бакелитового лака. Камеры с трещинами и иными дефектами, препятствующими нормальному гашению дуги в выключателе, заменяют новыми.

Зазоры между кольцевыми стенками горловин камер и поверхностью контактного стержня должны быть не более 0,3 мм, так как при малейшем превышении этой величины резко ухудшаются условия гашения дуги в выключателе из-за недостаточного давления газов в дугогасительной камере. Каналы гасительной камеры очищают от грязи и промывают сухим трансформаторным маслом;

з) сборку выключателя (см. рис. 4.8). Сначала устанавливают верхнюю фарфоровую покрышку, собирают подвижную контактную систему, ввертывают болты, крепящие гибкую связь *1* к обходному токопроводящему

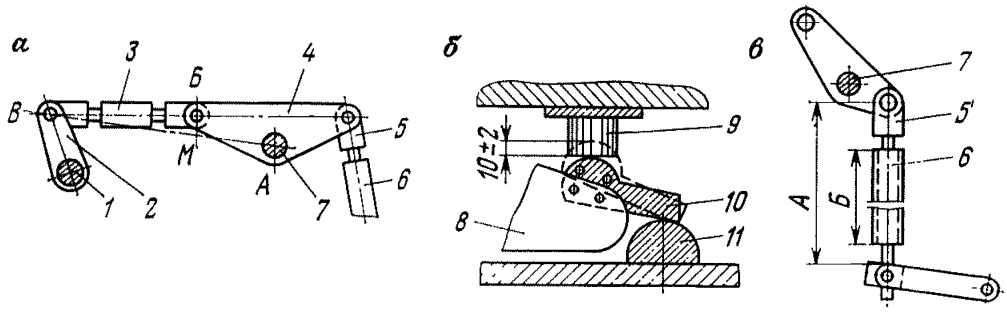


Рис. 4.10. Регулировка выключателя МГ-35:

а — проверка хода рычажной передачи; *б* — определение хода в контактах; *в* — определение размера соединительной тяги от выключателя к приводу; *1* — вал приводного механизма; *2* — рычаг приводного механизма; *3* — тяга выключателя; *4* — приводной рычаг выключателя; *5* — вилка; *6* — тяга привода; *7* — вал выключателя; *8* — механизм промежуточного контакта; *9—11* — соответственно подвижный, промежуточный и неподвижный контакты

угольнику, и закрепляют экраны на нижних концах труб конденсаторных втулок. Затем к газоотводу *16* прикрепляют нижние фарфоровые покрышки *12* с помощью резиновых уплотнительных шайб.

В каждый стальной цилиндр помещают камеру с гасительным устройством, а затем их вместе с маслоуказателями прикрепляют болтами к фланцам покрышек. Обращают внимание на расположение прокладок из маслоупорной резины (прокладка должна прилегать к торцам цилиндра и фланца покрышки по всему периметру) и равномерность затяжки болтов;

и) предварительную «гибкую» регулировку хода подвижных контактов в собранном полюсе (см. табл. 4.2). Механизмы полностью собранных всех трех полюсов выключателя соединяют с помощью изоляционных тяг друг с другом и с передаточным механизмом. Затем приступают к регулировке и испытанию выключателя (механизма и контактов).

В отрегулированном выключателе рычажная передача *А—Б—В* (рис. 4.10, *а*), проверяемая во включенном положении выключателя специальным шаблоном, не должна доходить до «мертвой точки» *М*, а зазор между концом упорного болта и спинкой двойного рычага должен составлять 1 мм. Планки буферных рычагов всех трех полюсов в отключенном состоянии должны опираться на латунные головки буферов. Вжим промежуточного контакта *10* (рис. 4.10, *б*) должен составлять 10±2 мм. При необходимости изменения хода подвижных контактов регулируют длину тяги *6* (рис. 4.10, *в*) между приводом и выключателем путем ввертывания или вывертывания ее из вилки *5* передаточного механизма. В положении «Включено» разность *А—Б* должна быть 80 мм. Выход наконечника подвижного контакта *9* (см. рис. 4.10, *б*) во включенном положении за планку гасительной камеры для каждой из фаз должен составлять 31±1 мм. Окончательную (тонкую) регулировку контактов производят, перемещая подвижный контакт. Для этого снимают с него стопорную планку и, освободив все гайки, поворачивают регулировочную гайку в нужном направлении. После регулировки механизма и хода контактов выключателя верхние колпаки надевают на покрышки. В полностью собранном выключателе проверяют соответствие указателя действительному

положению выключателя, исправность нагревательных элементов и соответствие схемы их включения напряжению питающей сети. Затем устанавливают передний и боковые щиты на место и закрепляют их на раме;

к) заливку цилиндров выключателя чистым трансформаторным маслом до верхнего уровня по маслоуказателю. При этом проверяют, нет ли течи масла из полюсов, и при необходимости подтягивают резьбовые соединения.

5. Испытать вводы согласно 4.1.

6. Произвести оценку состояния внутрибаковой изоляции и изоляции дугогасительных устройств выключателя МГ-35, если при измерении $\operatorname{tg}\delta$ вводов на полностью собранном выключателе получены повышенные значения по сравнению с данными, приведенными в 4.1. Внутрибаковую изоляцию и изоляцию дугогасительных устройств просушить, если она снижает измеренный $\operatorname{tg}\delta$ более чем на 4—5 %.

7. Измерить сопротивление изоляции подвижных и направляющих частей, выполненных из органических материалов, мегаомметром на 2500 В. Сопротивление изоляции при пусковой наладке и эксплуатации (в скобках) должно быть не ниже следующих значений:

Напряжение выключателя, кВ	до 10	до 110
Сопротивление изоляции, МОм	1000 (300)	3000 (1000)

8. Испытать изоляцию повышенным напряжением промышленной частоты (см. табл. 3.1).

9. Проверить скоростные и временные характеристики выключателя (см. табл. 4.2). Для проверки скоростей на крышке бака установить приспособление (виброграф, см. рис. 3.17), стержень которого пропустить через отверстие в крыше бака и завернуть в резьбовое отверстие (М8) верхнего наконечника штанги. По виброграмме (рис. 4.11) можно определить длину пути, время и среднюю скорость на отдельных участках движения штанги.

Скорости при включении и отключении (м/с) вычисляют по формулам: в момент касания контактов

$$v_{\text{вкл}} = 0{,}05\,(S_1 + S_2); \tag{4.1}$$

максимальную

$$v_{\text{вкл. max}} = 0{,}1 S_{1\,\max}; \tag{4.2}$$

в момент расхождения контактов

$$v_{\text{откл}} = 0{,}05\,(S_3 + S_4); \tag{4.3}$$

максимальную

$$v_{\text{откл. max}} = 0{,}1 S_{2\,\max}. \tag{4.4}$$

Собственное время включения и отключения выключателя с приводом определяют электрическим секундомером с точностью измерения $\pm 0{,}01$ с

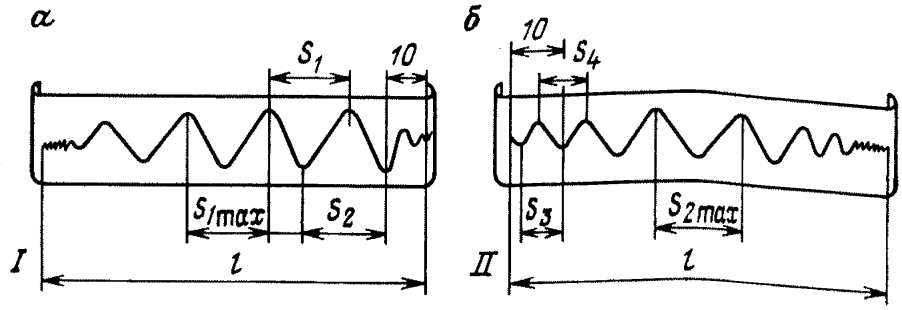


Рис. 4.11. Виброграммы скоростей при:
а — включении; *б* — отключении; *l* — полный ход подвижных контактов

по схеме, показанной на рис. 4.12. Данные измерений не должны отличаться более чем на ±10 % от паспортных данных или величин, приведенных в табл. 4.1.

10. Измерить сопротивление постоянному току токоведущей цепи выключателя (см. табл. 4.2) в полностью включенном положении. При этом выключатель необходимо несколько раз включить и отключить вхолостую. Активное сопротивление должно быть замерено на выводах выключателя.

11. Проверить выключатель совместно с приводом многократным опробованием при напряжениях на зажимах катушки в момент включения привода 110, 100, 90 и 80 % номинального. Число операций для каждого опробования два-три. Если по условиям работы источника питания оперативного тока невозможно провести испытание при напряжении 110 % $U_{ном}$, то допускается проведение при максимальном напряжении на зажимах катушки привода, которое может быть получено на данной установке. Выключатели, предназначенные для работы в цикле АПВ, должны быть подвергнуты двух — трехкратному опробованию цикла О—В—О при номинальном напряжении на зажимах катушки привода.

12. Испытать встроенные трансформаторы тока согласно 4.8.

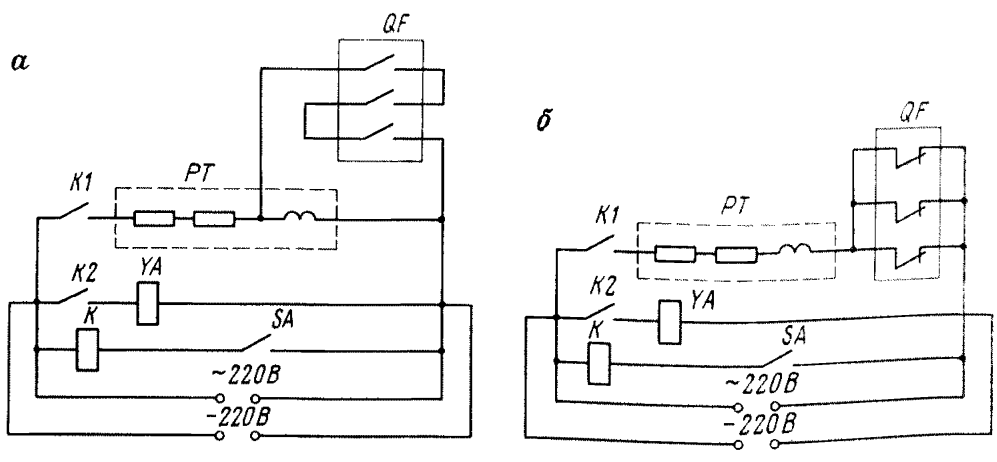


Рис. 4.12. Схема для измерения времени включения (*а*) и отключения (*б*) выключателя

4.3.2. Выключатели наружной установки

При ревизии, наладке и испытании выключателей С-35 и МКП-35 необходимо выполнить следующее.

1. Провести мероприятия пунктов 1 и 2 ревизии, наладки и испытания выключателей внутренней установки; внешним осмотром убедиться в целости фарфоровых покрышек вводов.

2. Проверить состояние приводного механизма выключателя (рис. 4.13), при необходимости восстановить смазку сборочных единиц. Рекомендуется применять смазку следующего состава: одна весовая часть графита кристаллического литейного (ГОСТ 5279—74) или аморфного литейного (ГОСТ 5420—74) и пять весовых частей смазки ЦИАТИМ-203 (ГОСТ 8773—73).

3. При периодической наладке, но не реже 1 раза в 3 года, проверить внутреннее состояние полюсов выключателя, для чего следует:

а) вывести выключатель из работы, слить масло, с помощью лебедки опустить баки;

б) вскрыть выключатель, сняв комплект крышек и вводы;

в) разобрать дугогасительные камеры, проверить состояние контактной системы. Подгоревшие контакты зачистить напильником или мелкой стеклянной шкуркой, промыть в трансформаторном масле. При сильном повреждении контакты заменить новыми;

г) собрать камеры и выключатель в обратной последовательности; залить баки маслом.

4. Проверить включенное положение выключателя. Включив выключатель с помощью домкрата, зафиксировать во включенном положении и проверить правильность положения ведущих звеньев механизма, применив шаблон (рис. 4.14). Величина взаимного смещения планки *2* и пластины *3* шаблона, осуществляемого перемещением болта *1* в отверстие диаметром 10 мм пластины шаблона, фиксирует допустимое отклонение ±2 мм рычагов «мертвой точки». При установке шаблона нужно следить, чтобы средняя короткая ось серьги опиралась на планку и не касалась пластины шаблона. Болт при установке ослабить для свободного перемещения планки, а после замера затянуть. Проверку включенного положения выключателя МКП-35 производят по шаблону (рис. 4.15). Кроме того, следует проверить угол между горизонталью и рычагом в угловой коробке (рис. 4.16).

5. Проверить полный ход подвижных дугогасительных камер выключателя С-35 или траверсы выключателя МКП-35. Для этого сделать отметку включенного положения (относительно нижнего торца направляющего бакелитового цилиндра) на штанге механизма, затем, отключив выключатель, сделать отметку полностью отключенного положения. Замерить расстояние между отметками на штанге: оно будет равно полному ходу подвижных контактов (см. табл. 4.2).

6. Проверить одновременность касания подвижных контактов с неподвижными каждого полюса и между полюсами, пользуясь электрической схемой (см. рис. 4.7, *б* и табл. 4.2). Регулировку одновременности касания контактов производят перемещением вниз или вверх металлокера-

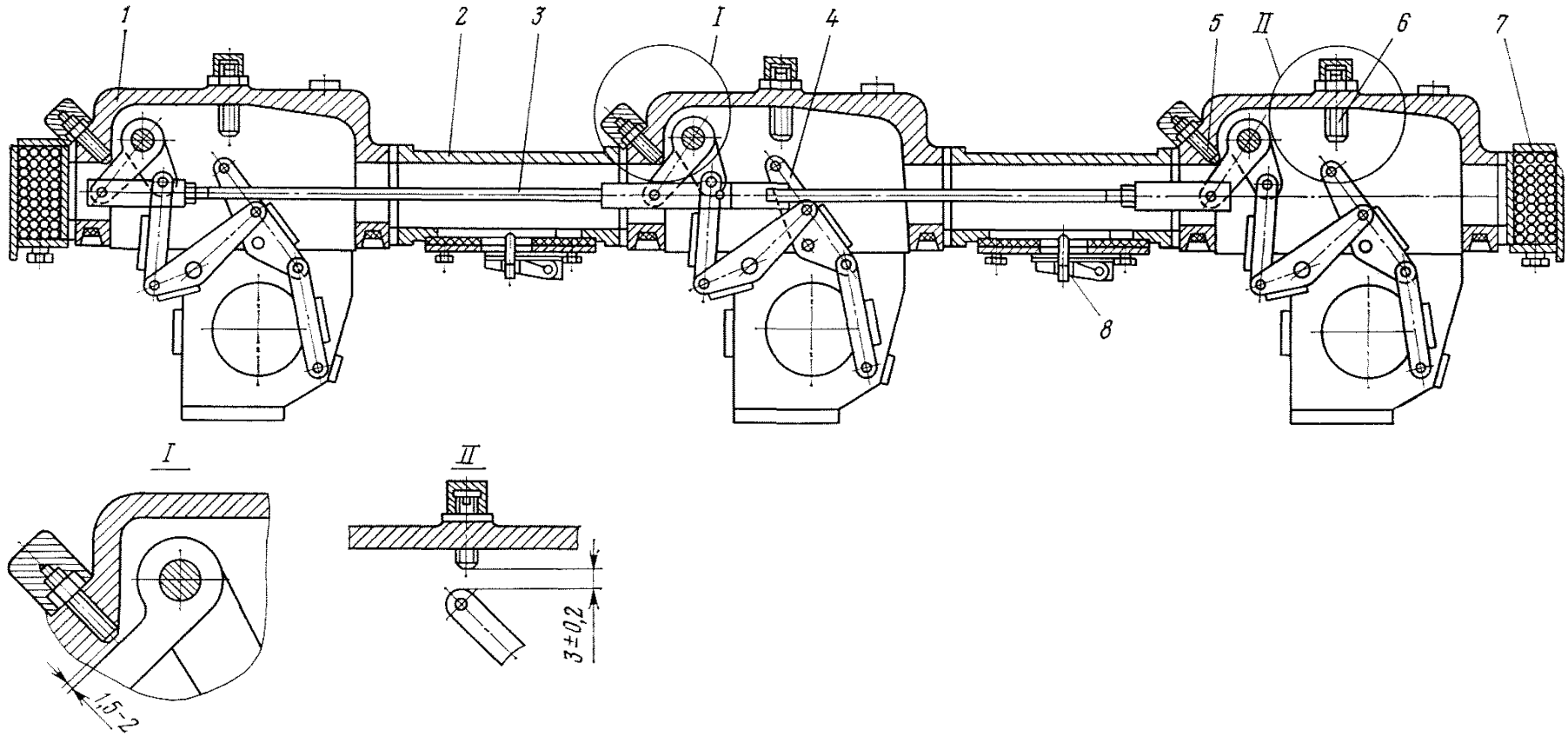


Рис. 4.13. Механизм выключателя С-35М:

1 — крышка; *2* — соединительная муфта; *3* — горизонтальная тяга; *4* — коромысло; *5* — ограничительный винт; *6* — упор; *7* — газоотвод; *8* — предохранительный винт; *I* и *II* — установка винтов для ограничения перелета

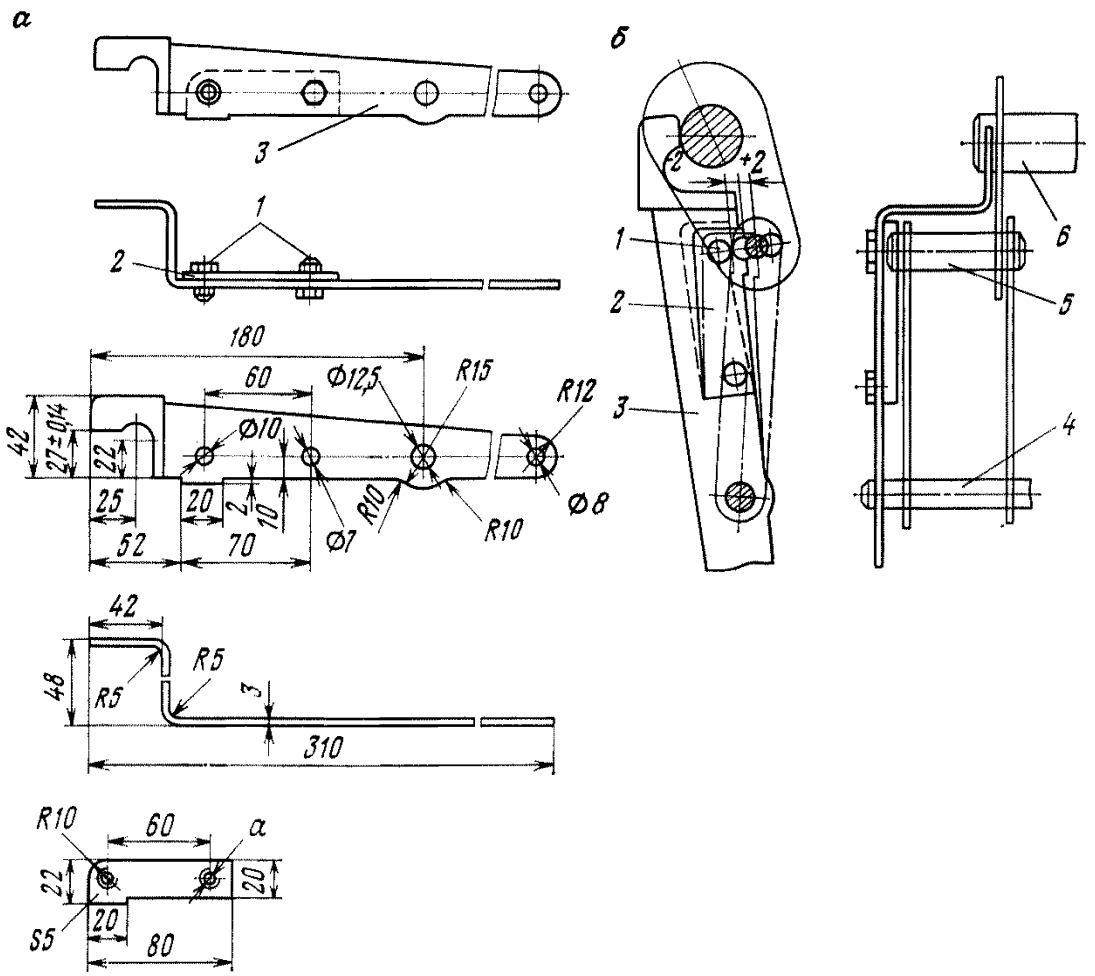


Рис. 4.14. Шаблон *(а)* и схема проверки шаблоном включенного положения рычагов механизма *(б)* выключателя С-35М:
1 — болт; *2* — планка; *3* — пластина; *4, 5* — оси серьги; *6* — вал выключателя

мических наконечников неподвижных контактов у выключателя С-35 и подвижных у МКП-35.

7. Проверить ход в контактах (вжим, см. табл. 4.2). Для этого надо включить выключатель домкратом до момента касания контактов одного из полюсов и сделать отметку на штанге. Установить выключатель во включенное положение. Замерить расстояние между отметками включенного положения и положения в момент касания контактов: оно будет равно ходу в контактах. Проверку хода в контактах сделать на каждом полюсе. При необходимости отрегулировать его описанным выше (п. 6) способом. Затем повторно проверить одновременность замыкания контактов.

8. Определить зазор между верхним ограничительным упором *6* (см. рис. 4.13) и коромыслом *4*, между рычагом и ограничительным винтом *5* во включенном положении выключателя С-35. У выключателя МКП-35 регулировочные характеристики проверить согласно рис. 4.17.

9. Проверить работу всех подвижных частей, медленно отключая выключатель домкратом.

10. Выполнить мероприятия пунктов 5—12 ревизии, наладки и испытания выключателей внутренней установки.

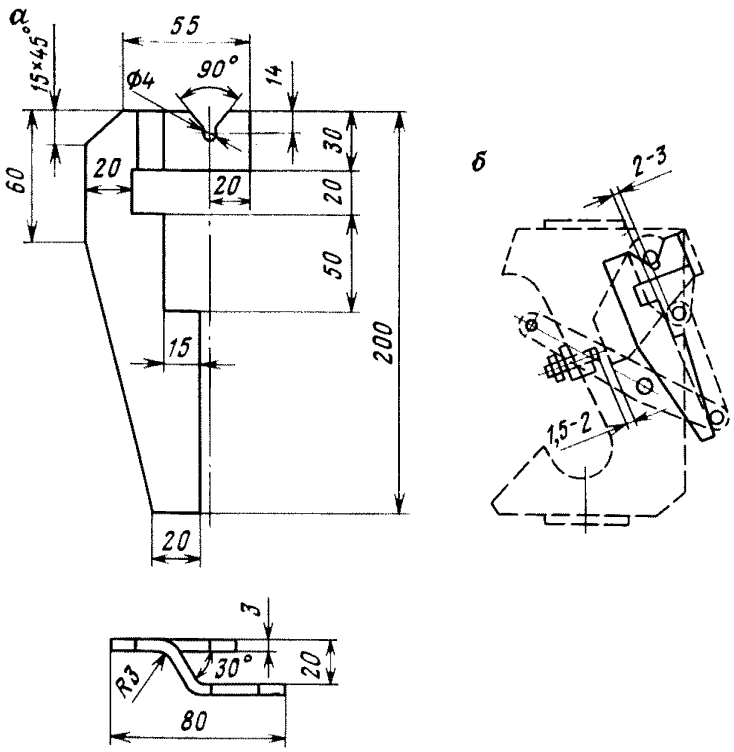


Рис. 4.15. Шаблон *(а)* и схема проверки им включенного положения механизма выключателя МКП-35 *(б)*

11. Залить маслом баки выключателя, предварительно протерев бензином все изоляционные части выключателя (бакелитовые втулки вводов, направляющий цилиндр, штангу, камеру).

12. Определить наименьшее напряжение включающего электромагнита, при котором привод способен включить выключатель вхолостую. Величина наименьшего включающего напряжения не должна превышать 80/160 В.

13. Проверить наименьшее напряжение отключающего электромагнита, при котором привод способен отключить выключатель.

Наименьшее отключающее напряжение должно быть равно 65 и 130 В при оперативном напряжении 110 и 220 В соответственно.

При ревизии, наладке и испытании масляных выключателей типов У-110 и У-220 необходимо выполнить следующее.

1. Проверить внешним осмотром выключатель и привод, надежность всех резьбовых соединений, протереть мягкой чистой ветошью фарфоровые покрышки вводов и изоляционные детали.

2. Слить масло, открыть крышки люков, произвести центровку камер с подвижными контактами, чтобы при включении выключателя подвижные контакты входили в камеры по оси держателя подвижных контактов камер. Центровку осуществлять изменением угла наклона камеры вместе с вводом при ослабленных гайках на шпильках, крепящих крышку коробки трансформаторов. При изменении наклона крышки необходимо следить за тем, чтобы не было зазора между уплотняющим кольцом и

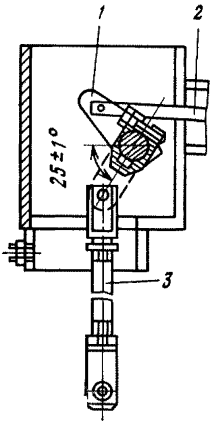


Рис. 4.16. Угловая коробка механизма выключателя МКП-35:
1 — рычаг; *2* — горизонтальная тяга; *3* — вертикальная тяга

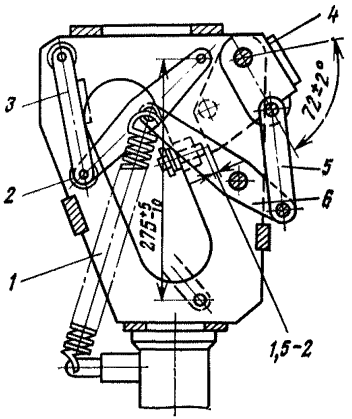


Рис. 4.17. Механизм выключателя МКП-35 с регулировочными характеристиками:
1 — отключающая пружина; *2* — коромысло; *3* — подвеска; *4* — рычаг; *5* — серьга; *6* — прямило

конусной частью коробки трансформаторов. Отклонение от вертикального положения у нижней кромки цилиндра должно быть не более 2 мм, для выключателя У-110 и не более 4 мм — для У-220.

В каждом полюсе выключателя после установки камер и шунтов по отвесу ввернуть три болта М20 на крышках коробки трансформаторов до упора во фланец коробок трансформаторов тока и застопорить их. Проверить положение штанги по отвесу, при необходимости отрегулировать за счет сжатия прокладки между основанием и фланцем коробки механизма болтами, крепящими механизм к основанию.

После окончания регулировки штанги во фланец основания коробки механизма завернуть до упора четыре установочных болта и застопорить их. Затем застопорить направляющую с помощью болтов, ввернутых в планку, и подтянуть болты, которые крепят направляющую.

3. Включить выключатель домкратом, снять крепление и, развернув траверсу вручную по отношению к камерам примерно на 90°, проверить через крышку положение звеньев «мертвой точки» выключателя У-110 по шаблону (рис. 4.18). При включении выключателя надо следить за тем, чтобы не было преждевременного соприкосновения ведущих рычагов каждого полюса с боковыми упорами (рис. 4.19) коробок механизмов.

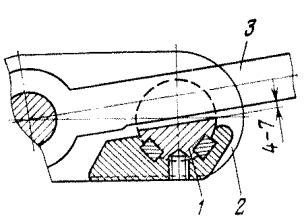


Рис. 4.18. Положение звеньев «мертвой точки» механизма выключателя У-110:
1 — ведущий вал; *2* — рычаг; *3* — тяга

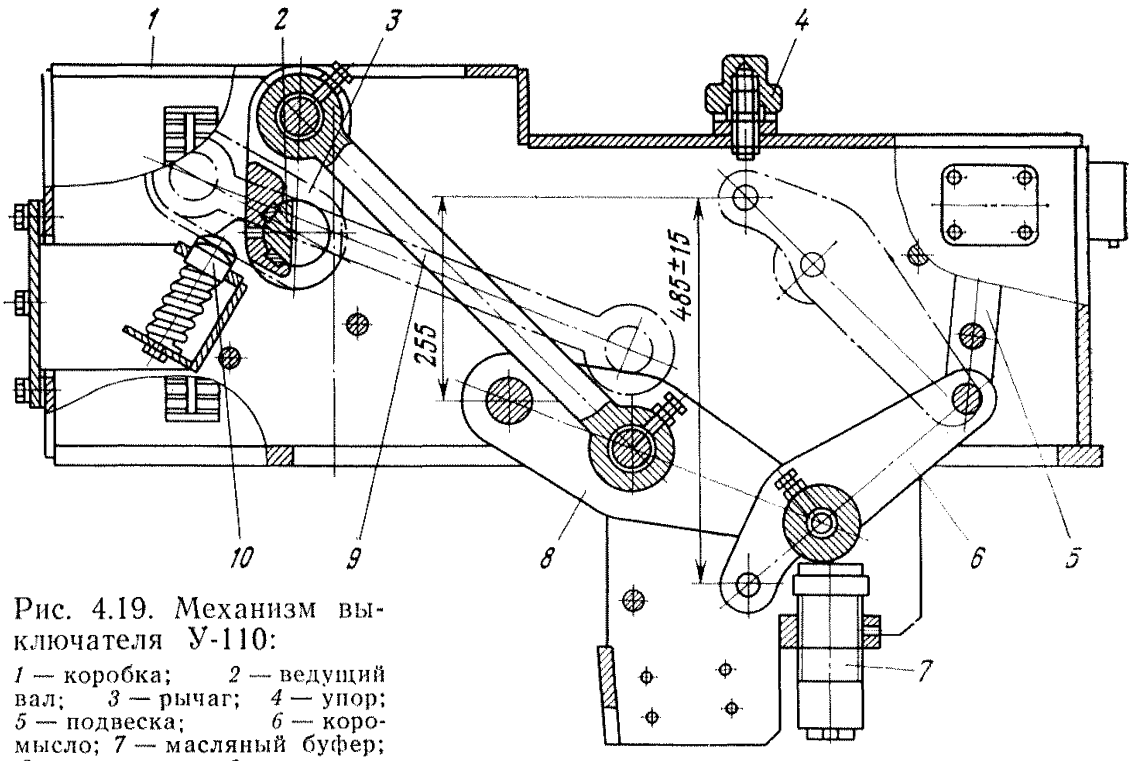
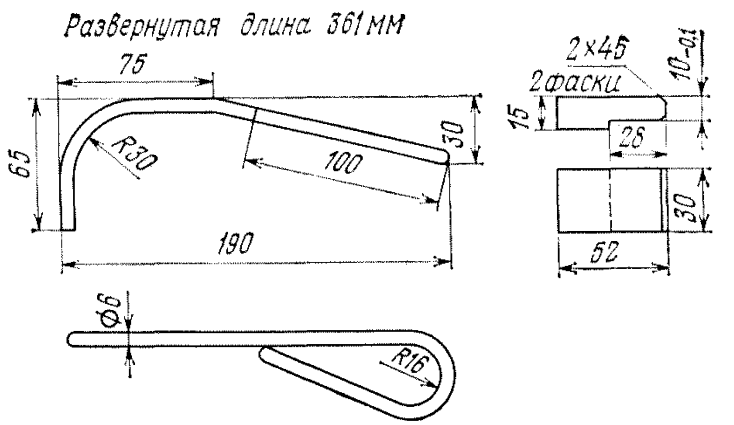


Рис. 4.19. Механизм выключателя У-110:

1 — коробка; *2* — ведущий вал; *3* — рычаг; *4* — упор; *5* — подвеска; *6* — коромысло; *7* — масляный буфер; *8* — рычаг; *9* — прямило; *10* — боковой упор



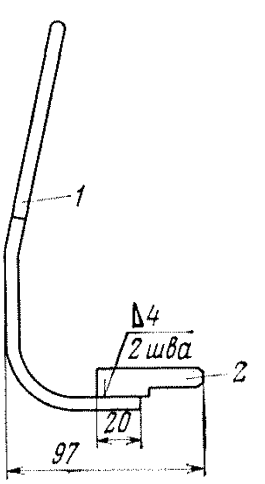


Рис. 4.20. Шаблон для проверки «мертвого положения» звеньев механизма выключателя У-220:

1 — стержень; *2* — планка

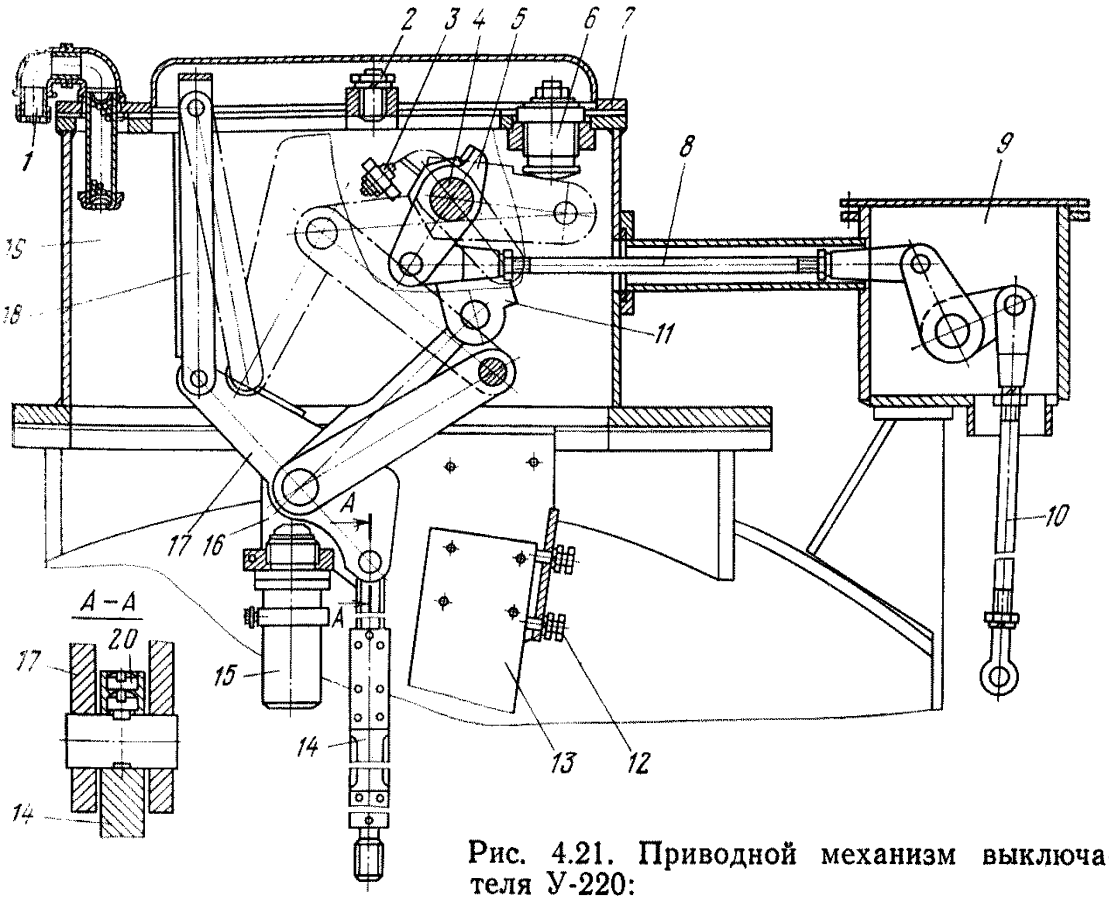


Рис. 4.21. Приводной механизм выключателя У-220:

1 — газоотвод; *2*, *3* — упоры; *4* — ведущий вал; *5* — боковой рычаг ведущего вала; *6* — пружинный буфер; *7* — съемная крышка; *8* — горизонтальная тяга; *9* — угловая коробка; *10* — вертикальная тяга; *11* — шпоночный рычаг ведущего вала; *12* — упорные болты; *13* — направляющее устройство; *14* — штанга подвижных контактов; *15* — масляный буфер; *16* — рама; *17* — коромысло; *18* — выпрямляющий механизм; *19* — коробка механизма; *20* — стопор

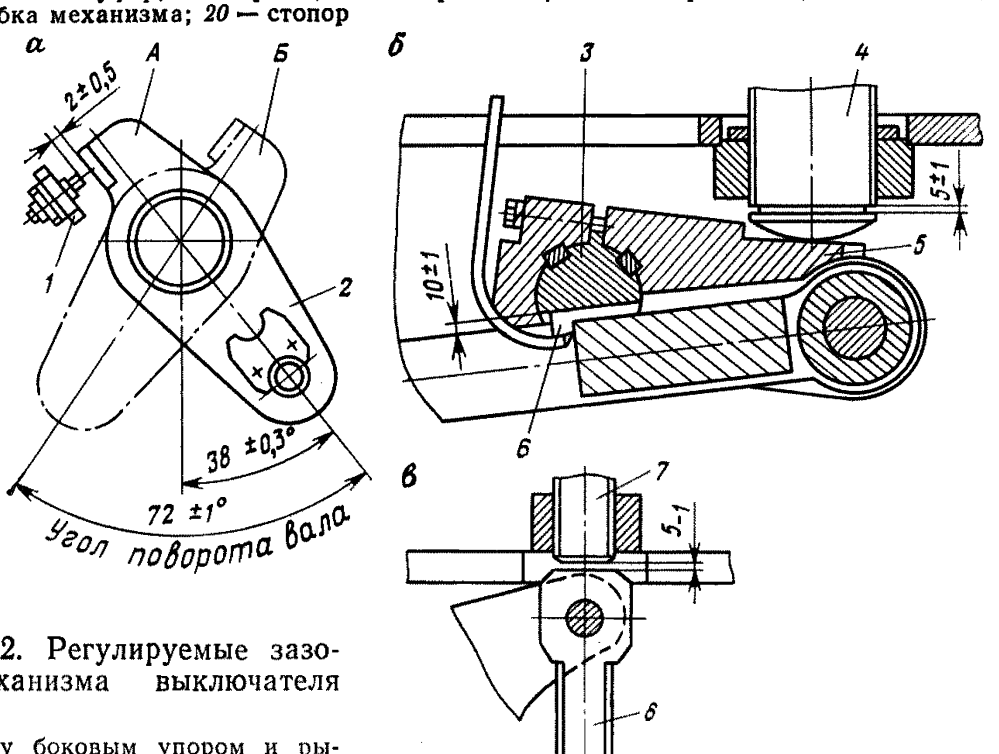


Рис. 4.22. Регулируемые зазоры механизма выключателя У-220:

а — между боковым упором и рычагом; *б* — между буфером и стаканом; *в* — между верхним упором и штангой; *1* — упор; *2* — боковой рычаг ведущего вала; *3* — вал механизма; *4* — пружинный буфер; *5* — шпоночный рычаг ведущего вала; *6* — шаблон; *7* — упор; *8* — наконечник штанги подвижных контактов; *А*, *Б* — включенное и отключенное положение

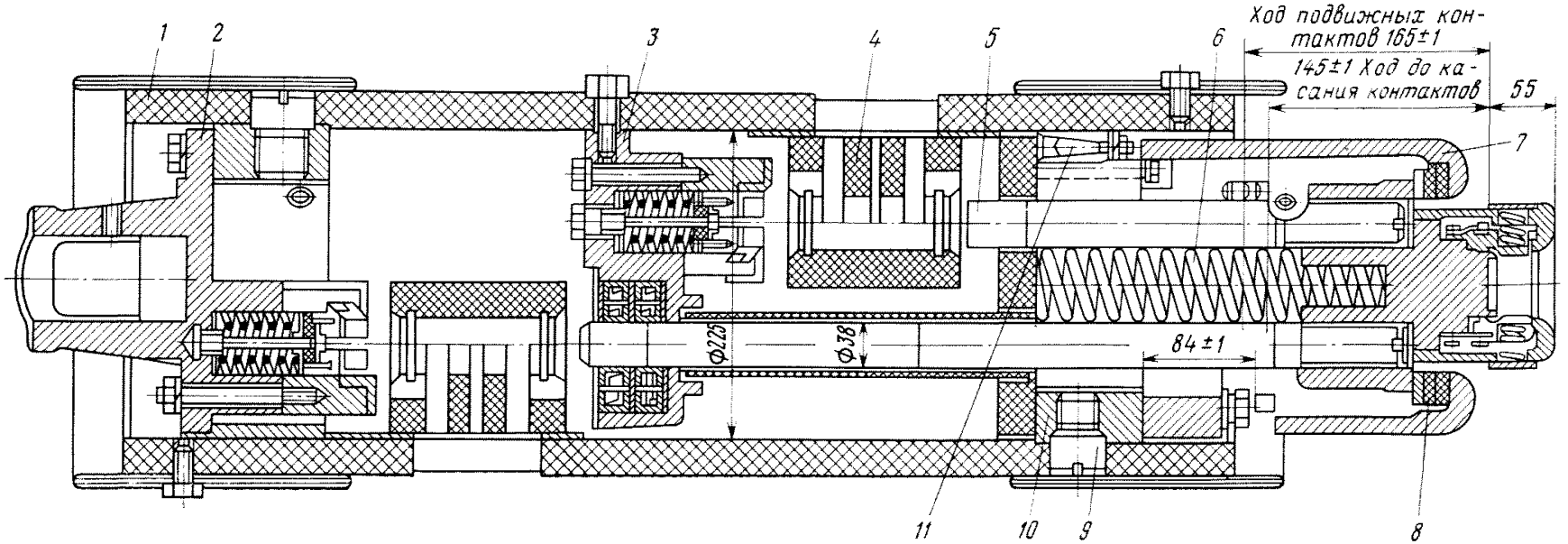


Рис. 4.23. Камера выключателя У-110:

1 — изоляционный цилиндр; *2* — верхний контакт; *3* — промежуточный контакт; *4* — гасительное устройство; *5* — подвижный контакт; *6* — отключающая пружина; *7* — экран; *8* — демпфирующая прокладка; *9* — палец; *10* — кольцо; *11* — конический болт

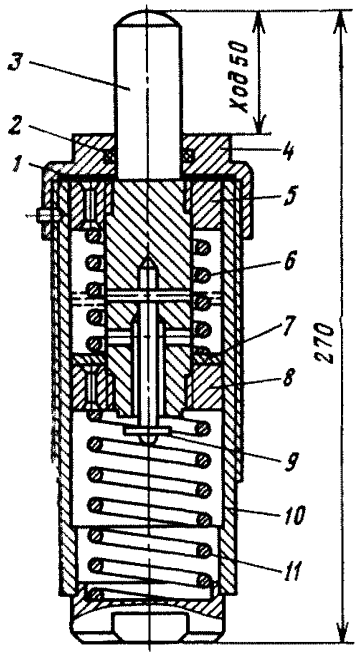


Рис. 4.24. Масляный буфер:

1 — уплотняющая шайба; *2* — уплотняющее кольцо; *3* — шток; *4* — головка; *5* и *8* — поршни; *6, 11* — возвратные пружины; *7* и *9* — шайбы; *10* — стакан

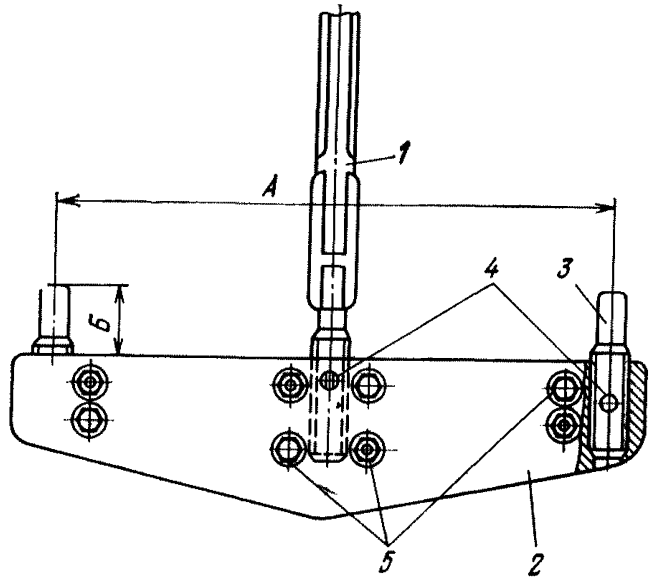


Рис. 4.25. Траверса с подвижными контактами выключателя У-110:

1 — штанга; *2* — траверса; *3* — подвижный контакт; *4* — стопорный винт; *5* — болты

4. Для выключателя У-220 проверку «мертвого положения» механизма производить по шаблону (рис. 4.20), и, в случае надобности, регулировать недоход до мертвой точки с помощью горизонтальной тяги *8* (рис. 4.21).

5. Проверить положение пружинного буфера выключателя У-220, полный ход которого 18 мм. Во включенном положении выключателя зазор между штоком буфера и стаканом (рис. 4.22) должен быть 5 ± 1 мм.

6. Проверить положение упора *2* (см. рис. 4.21, поз. *7* на рис. 4.22, *в*), определяющего верхнее положение и перелет штанги подвижных контактов.

7. Измерить во включенном положении зазор между боковым упором *3* (см. рис. 4.21, поз. *1* на рис. 4.22, *а*) и рычагом *5* вала *4*.

8. Отключить выключатель так, чтобы подвижные контакты (рис. 4.23) каждого полюса прошли расстояние 165 мм от включенного положения, и сделать отметку на штанге каждого полюса на уровне нижнего конца направляющей. Отключить выключатель полностью. Отключенное положение определяется нижним положением штока масляного буфера (рис. 4.24). Поворотом буфера отрегулировать ход подвижных контактов согласно табл. 4.2. Полному ходу штока 50 мм соответствует 75 мм хода подвижных контактов.

Касание коромысла механизма со штоком буфера во всех трех полюсах должно быть одновременным.

При отсутствии хотя бы одного масляного буфера регулировку не производить, так как при этом звенья механизмов могут запасть за «мертвую точку» и при включении произойдет их деформация.

После проверки хода механизмов выключателя и привода развернуть траверсы в рабочее положение.

9. Отрегулировать ход контактов камер. Для этого включить выключатель домкратом. Не доводя траверсы до включенного положения на 165 мм (по ранее сделанным отметкам), установить касание контактов траверсы с контактами камер вворачиванием или выворачиванием контактов *3* (рис. 4.25) траверсы в пределах допуска: для выключателя У-110 А=540±0,9 мм, Б=80±15; для выключателя У-220 А=800±2 мм; Б=90±15 мм. Так как длина тяг от привода до каждого из полюсов различна, допускается разновременность (до 15 мм хода) начала движения наружных контактов камер с контактами траверс. При этом выключатель следует регулировать так, чтобы первыми начали двигаться контакты камер в третьем полюсе, затем во втором и в первом. Разновременность замыкания и размыкания контактов должна соответствовать данным табл. 4.2. После установления касания контактов траверс с контактами камер во всех полюсах включить выключатель полностью и проверить еще раз положение звеньев «мертвой точки» по шаблону. Ход в контактах камер должен быть 20±1 мм. Проверить ход и одновременность касания контактов камер по схеме рис. 4.26, сделав соответствующие отметки на штанге. Вновь проверить полный ход подвижных контактов. Движение штока буфера вниз и вверх должно быть свободным.

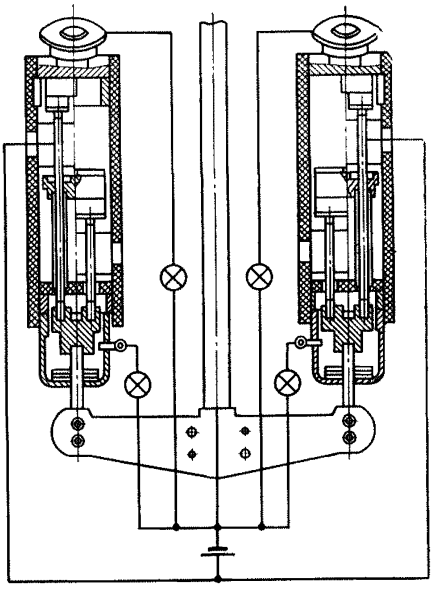


Рис. 4.26. Схема для определения одновременности касания контактов камер

10. Проверить скоростные и временны́е характеристики выключателя в соответствии с данными табл. 4.1 и 4.2. Установить приспособление для снятия виброграмм. Стержень приспособления ввернуть в отверстие держателя штанги среднего полюса. Все резьбовые соединения, кроме гаек на вертикальной тяге, застопорить. Удлинить вертикальную тягу поворотом ее примерно на $^3/_4$ оборота. Провести пробное включение выключателя (без масла) при напряжении на приводе 145 В. После этого вновь отрегулировать ход в контактах камер до 20±1 мм по ранее сделанным отметкам на штанге, проверить по шаблону положение звеньев «мертвой точки» и зазоры до упоров. Включить выключатель приводом 2—3 раза, но не более, во избежание перегрева электромагнита привода. При снятии временны́х характеристик отсоединить шунты от камер, после всех замеров подсоединить.

11. Измерить сопротивление постоянному току токоведущего контура выключателя в соответствии с табл. 4.2. Следует иметь в виду, что при наладке в зимних условиях контакты могут быть покрыты пленкой льда и, следовательно, иметь увеличенное сопротивление. Для разрушения ледяной пленки надо 2—3 раза включить и отключить выключатель или пропустить ток 600—1000 А, используя сварочный трансформатор.

12. Измерить сопротивление изоляции:

а) подвижных и направляющих частей, выполненных из органических материалов, с помощью мегаомметра на напряжение 2500 В. Величина сопротивления изоляции должна быть не менее 3000 МОм при пусковой наладке и 1000 МОм при дальнейшей эксплуатации для выключателя У-110, 5000 МОм и 3000 МОм для выключателя У-220;

б) вторичных цепей, включающей и отключающей катушек, используя мегаомметр на напряжение 1000 В. Сопротивление должно быть не менее 1 МОм.

13. Испытать вводы согласно 4.1.

14. Испытать повышенным напряжением промышленной частоты изоляцию:

а) выключателей согласно табл. 3.1 (продолжительность 1 мин);

б) вторичных цепей и обмоток включающей и отключающей катушек (1 мин) напряжением 1 кВ.

15. Просушить изоляцию перед закрытием лазов горячим воздухом от воздуходувки или электронагревателями. Во избежание коробления изоляции рост температуры воздуха в баке должен быть постепенным и равномерным. Конечная температура в баке $+50\pm5$ °С, длительность сушки при указанной температуре 22—24 ч.

16. Закрыть крышки лазов, убедившись в отсутствии посторонних предметов внутри баков.

17. Испытать выключатель с приводом многократным включением и отключением при напряжении на зажимах электромагнитов:

включения — 110, 100, 80 (85) % номинального напряжения срабатывания;

отключения — 120, 100, 65 % номинального напряжения срабатывания.

При пониженном и повышенном напряжениях должно быть две-три операции, при номинальном — пять. Кроме того, выключатели следует подвергнуть двух-трехкратному опробованию в цикле В—О (без выдержки времени), а выключатели, предназначенные для работы в режиме АПВ, также двух-трехкратному опробованию в циклах В—О и О—В—О. Работа выключателя в сложных циклах должна проверяться при номинальном и пониженном до 80 (85) % номинального напряжения на зажимах электромагнитов приводов.

18. При периодической ревизии и наладке выключателей в дополнение к изложенному выше необходимо:

1) вывести выключатель из работы, слить масло, открыть крышки люков, снять камеры и перенести их в помещение с температурой воздуха не ниже 1 °С;

2) разобрать камеры (см. рис. 4.23) в следующем порядке:

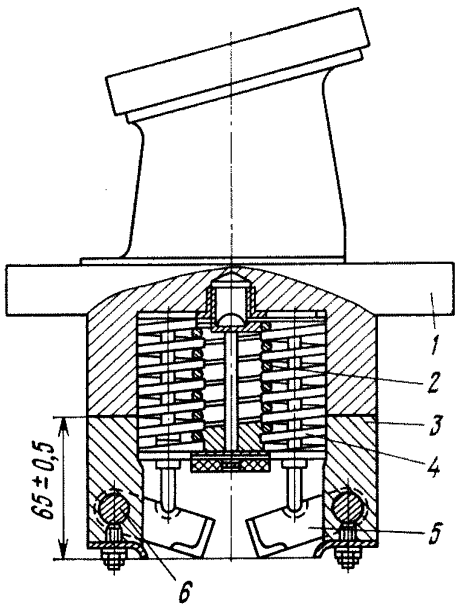


Рис. 4.27. Верхний контакт выключателя У-110:
1 — держатель; *2* — упорная пружина; *3* — корпус; *4* — нажимные пружины; *5* — поворотные контакты; *6* — ось

а) снять экран, вынуть подвижные контакты *5*, отвернуть конический болт *11*, пальцы *9* и вынуть кольцо с диском *10*. Отвернуть болты, крепящие держатель *1* (рис. 4.27), и вынуть держатель вместе с контактами;

б) проверить состояние контактов, при необходимости зачистить или заменить их;

в) осмотреть и при необходимости разобрать розеточный контакт, сняв крышку и вынув контакты с пружинами. Прочистить, промыть, заменить изношенные детали и собрать контакт в обратном порядке. Для облегчения сборки рекомендуется применять приспособления в виде цилиндра, внутрь которого вставляется контакт с пружинами. После сборки проверить вытягивающее усилие, которое должно быть 600±40 Н. При измерении усилия в розеточный контакт можно вставить медный стержень или использовать контактный стержень, смазанный трансформаторным маслом;

г) проверить состояние гасительных устройств, отвернув болты. При необходимости перевернуть устройство обгоревшей частью вниз или заменить его. Очистить внутреннюю полость цилиндров. Собрать камеры в обратном порядке. Подвижные контакты в камере должны перемещаться без перекосов и заеданий;

3) осмотреть шунты. Для осмотра цилиндра со спиралью снять одну из крышек и специальные болты для крепления шунта к камере. Вынуть цилиндр со спиралью, убедиться в отсутствии обрывов и замыканий витков. При обнаружении замыканий витков развести их на расстояние 1 мм. Собрать шунт в обратной последовательности и проверить его сопротивление. Сопротивление шунта не должно отличаться от заводских данных более чем на 3 %;

4) осмотреть другие сборочные единицы и детали выключателя. При необходимости разборки механизма снять стопорные планки вала и осей, вынуть вал, оси и механизм. После устранения дефектов собрать механизм в обратном порядке;

5) разобрать масляный буфер. Проверить состояние поршня, внутренней полости цилиндра и наличие трансформаторного масла. Собрать буфер в обратном порядке. После сборки нажать на поршень, чтобы он переместился в нижнее положение. Движение поршня должно быть свободным, без заеданий. При поступательном движении поршня вытесняется воздух из нижней полости буфера.

4.4. ПРИВОДЫ МАСЛЯНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

При ревизии, наладке и испытании ручных приводов необходимо выполнить следующее.

1. Проверить правильность установки привода и соединения его с выключателем. Для обеспечения надежной работы ось рукоятки управления должна находиться на высоте 1100—1300 мм от пола. Привод должен быть установлен строго вертикально (по отвесу).

2. Снять крышку привода и проверить состояние всех деталей, которые должны быть тщательно очищены от загрязнения и консервирующей смазки. Осмотреть поверхности зацепления собачек, кулачков и защелок, обращая внимание на заусенцы, трещины, сколы. Изношенные детали заменить. Все крепления привода, шарнирные соединения и стопорные устройства (шплинты, контргайки и т. д.) осмотреть и подтянуть.

3. В приводе ПРБА (рис. 4.28) проверить надежность зацепления рычага *2* за отключающую планку *22* при доведении рычага управления *15* вниз до упора. Если зацепления не происходит, то для увеличения хода рычага ввернуть кнопку *16* или отрегулировать длину тяги *18*.

4. Проверить зацепление собачки *6* за полуось *5* рычага *2* в отключенном положении привода при доведении рукоятки управления до упора вниз. Если зацепление осуществится раньше, чем рукоятка управления дойдет до нижнего упора, тягу *18* укоротить. Если же при доведении рукоятки до упора зацепления не происходит, тягу *18* удлинить.

5. Включить выключатель приводом. Во включенном положении привода должно быть нормальное включенное положение выключателя. Регулировку длины тяг передачи, упорного винта выключателя и тяги *18* производить совместно и взаимосвязанно.

6. Проверить работу фрикционного сцепления рычага управления *15* с рычагом *19*. Фрикцион должен давать возможность рычагу *15* свободно двигаться снизу вверх при включении выключателя, а при повороте рычага управления сверху вниз за счет сил трения в фрикционе рычаг *19* отклонится и повернет палец отключающей планки *22* до ее расцепления с рычагом *2,* после чего выключатель отключится.

Отключение выключателя должно происходить при повороте рукоятки управления сверху вниз на угол не больше 10°, в противном случае следует поджать пружину фрикциона. Если пружина потеряла упругость, ее следует заменить новой.

7. В приводах ПРА-10 и ПРАМ-10 проверить качество заклепочного соединения промежуточной собачки (рис. 4.29) механизма свободного расцепления.

8. При неудовлетворительной работе разобрать механизм и смазать густой консистентной смазкой, применяемой для смазки механизмов выключателей, выточки кулачковой муфты, которыми она сопрягается с щеками механизма. Остальные детали механизма расцепления протереть насухо.

9. Собрать механизм свободного расцепления и с помощью пружинных шайб отрегулировать совпадение плоскостей сопрягающихся собачек *5* и *7*. При затянутых до отказа гайках *13* люфт собачек *4*, *5* и *7* не должен вызывать нарушения и затирания зацеплений. При освобождении

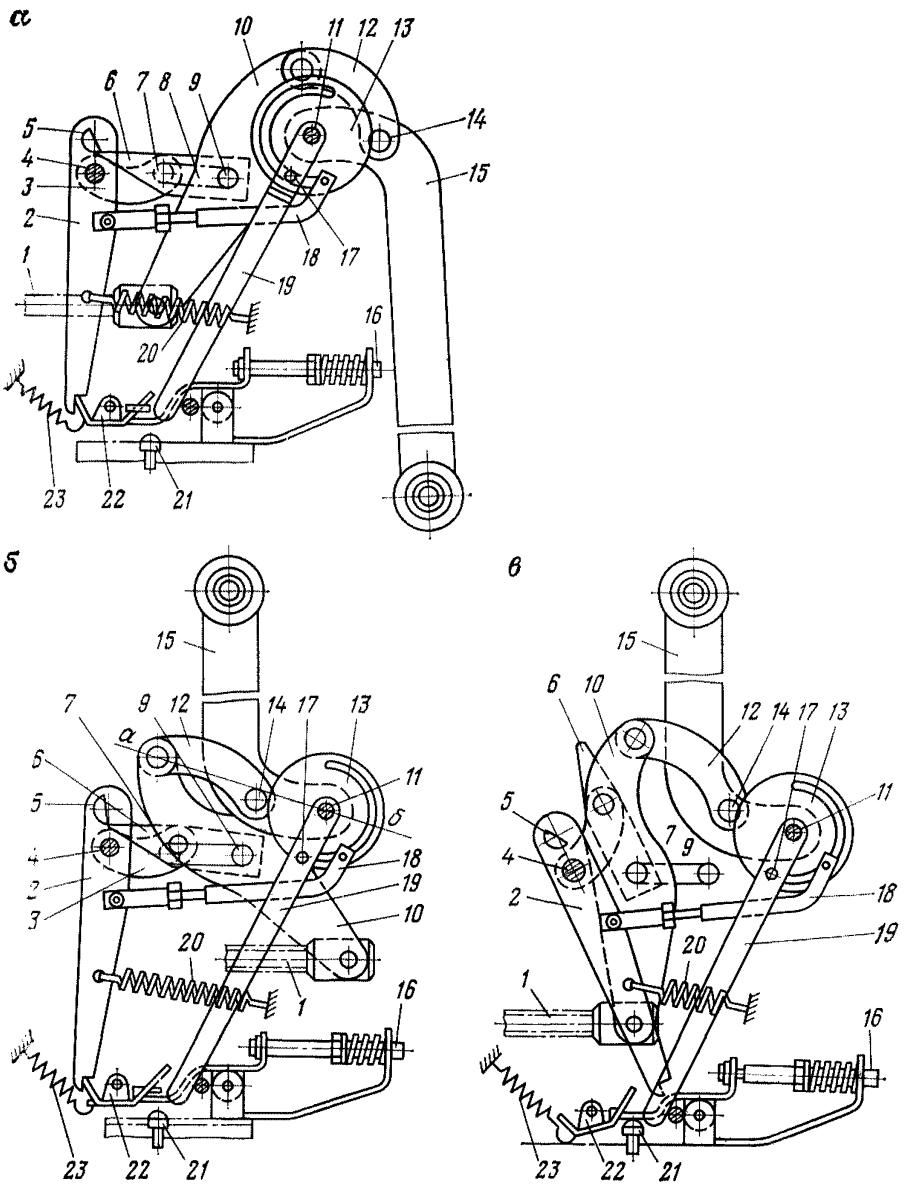


Рис. 4.28. Механизм привода ПРБА в различных положениях:
а — отключенном (подготовлен к включению); *б* — включенном; *в* — автоматически отключенном:
1 — тяга выключателя; *2, 19* — рычаги; *3, 12* — серьги; *4, 11, 14* — оси; *5* — полуось; *6* — собачка (защелка); *7* — временный центр; *8* — паз; *9, 17* — штифты; *10* — главный рычаг; *13* — диск; *15* — рычаг управления; *16* — кнопка; *18* — тяга рычага *2*; *20, 23* — пружины; *21* — боек; *22* — отключающая планка

зацепления собачки должны свободно поворачиваться под действием пружины *6* и собственного веса. Зуб *4—3* промежуточной собачки должен заходить на всю глубину выступа отключающей собачки *5*. Зуб *7—1* ведущей собачки при замыкании механизма должен заходить на зуб *4—1* промежуточной собачки на глубину 2—3 мм. При освобождении зацепления зуб *7—1* должен свободно, без затираний и остановок проходить под промежуточную собачку. Не допускать затирания в щеках кулачковой муфты *8*.

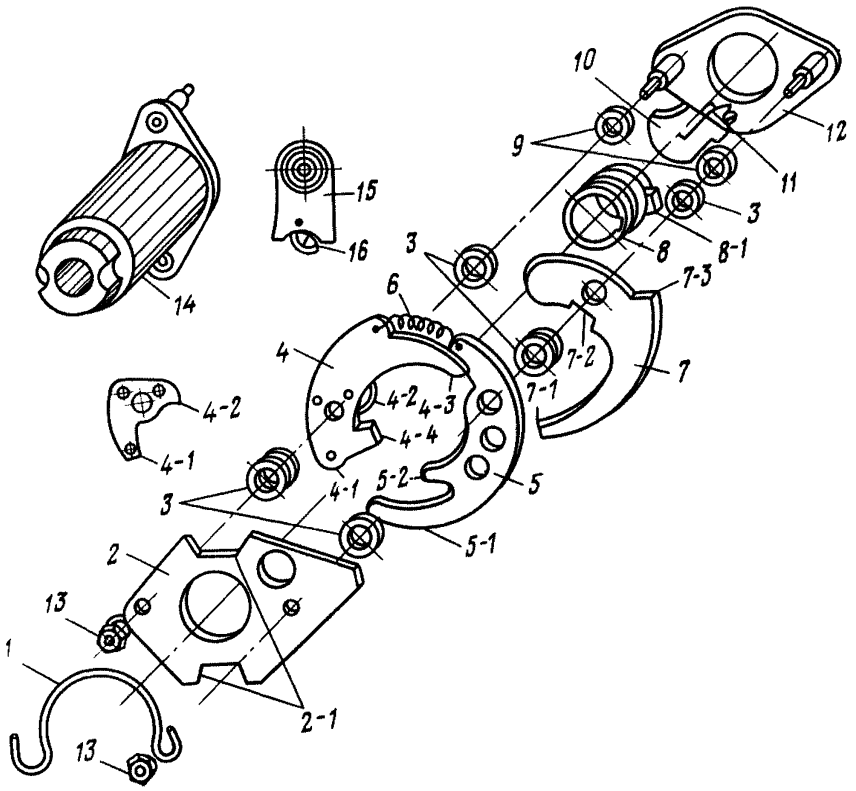


Рис. 4.29. Механизм свободного расцепления привода ПРА-10:

1 — предохранительная пружина; *2* — передняя щека; *3* — пружинные шайбы; *4, 5, 7* — соответственно промежуточная, отключающая и ведущая собачки; *6* — пружина; *8* — кулачковая муфта; *9* — утолщенные шайбы; *10* — флажок; *11* — возвратная пружина флажка; *12* — задняя щека; *13* — гайка; *14* — втулка; *15* — защелка; *16* — эксцентриковый упор защелки

10. Установить механизм расцепления на вал привода, проверив надежность шпоночного соединения, работу механизма расцепления, затяжку всех болтов и гаек, качество шплинтовки, наличие шайб, надежность сборки и правильность регулировки привода блок-контактов КСА.

11. Проверить работу привода в нескольких промежуточных точках отключенного и включенного положений. При необходимости отрегулировать глубину зацепления (3—4 мм) собачки *7* с защелкой *15* во включенном положении.

Легким постукиванием по включающему рычагу и корпусу привода проверить, не происходит ли самопроизвольное отключение привода.

12. Проверить состояние и произвести необходимую регулировку механической части реле прямого действия и реле минимального напряжения согласно п. 7.2. Расстояние между бойком отключающего электромагнита и рычагом релейного валика должно составлять 14—18 мм. Надежность срабатывания отключающего механизма привода проверить медленным подъемом сердечника электромагнита. Необходимо иметь запас хода бойка, т. е. освобождение отключающего механизма должно происходить тогда, когда расстояние между поднимаемым сердечником и его контрполюсом будет 1—2 мм. Регулировку этого расстояния производить изменением длины бойка: при длинном бойке его нарезанную

часть отпилить и затем вновь нарезать резьбу и ввинтить боек в сердечник до отказа; при коротком бойке заменить его новым. Удлинять рабочую часть бойка вывертыванием его из сердечника нельзя, чтобы не нарушить его фиксацию. Если при медленном подъеме сердечника расцепления не происходит, то у электромагнитов постоянного тока можно на 2—3 мм опилить нижнюю часть контрполюса и увеличить ход бойка.

13. Проверить электрические характеристики встроенных реле прямого действия согласно п. 7.2.

14. Проверить крепление, состояние и работу блок-контактов привода. Блок-контакты типа КСА должны быть установлены так, чтобы тяга, соединяющая их с приводом, находилась в плоскости, проходящей через окружность вращения их рычага. Раствор контактов должен быть 4—5 мм.

15. Измерить сопротивление изоляции цепей вторичной коммутации и испытать изоляцию повышенным напряжением (см. п. 3.3).

16. Испытать привод совместно с выключателем многократным включением и отключением согласно п. 4.3.

17. При периодических и внеочередных проверках разборку механизма расцепления приводов ПРА и ПРАМ производить в случае неудовлетворительной работы или при загрязнении и наличии ржавчины на его деталях.

При ревизии и наладке пружинных приводов ППМ-10, ПП-61, ПП-67 необходимо выполнить следующее.

1. Проверить правильность монтажа привода: он должен быть установлен строго вертикально. Вал *16* привода ППМ-10 (рис. 4.30, *а*) и вал выключателя должны быть сопряжены посредством тяги и рычагов, находящихся в плоскости, строго перпендикулярной к валам. Рычаги и тяги должны быть закреплены на валах двумя штифтами каждый, установленными под прямым углом относительно друг друга. Регулировку сопряжения привода с выключателем производить на вновь вводимом оборудовании, при его замене и при неудовлетворительной работе в следующем порядке:

а) расцепить включающие пружины с траверсой;

б) поворотом вала привода на 180° при помощи съемной рукоятки проверить, нет ли перекосов и заеданий по всему ходу вала привода;

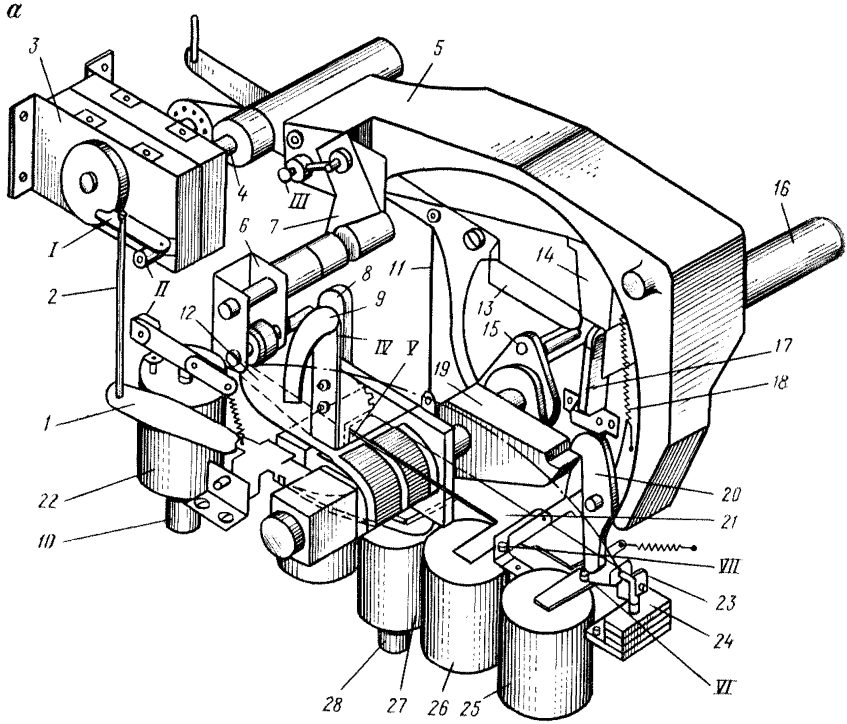
в) трубным ключом повернуть вал выключателя в положение «Включено», а вал привода с помощью рукоятки установить во включенное положение;

г) произвести индивидуальную разметку муфт и рычагов, соединяющих вал привода с валом выключателя;

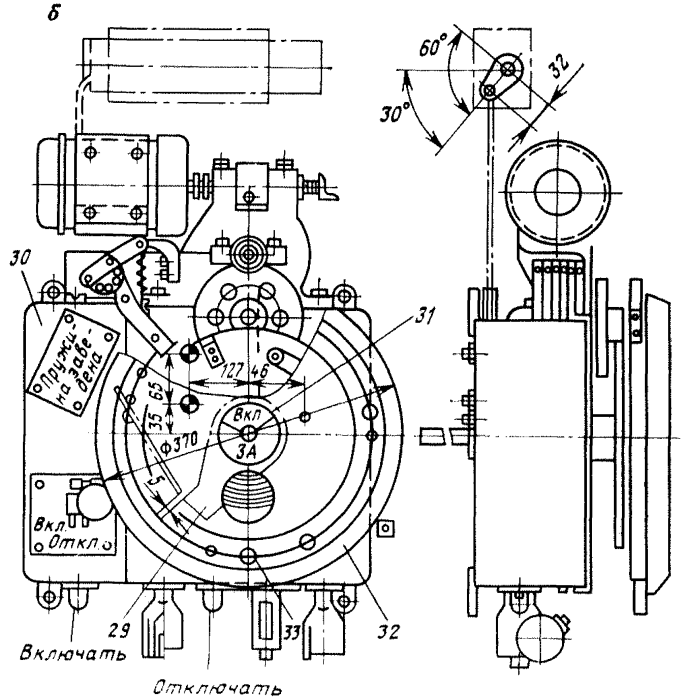
д) просверлить отверстия для штифтов и жестко закрепить рычаги, выдержав углы (во включенном положении выключателя рычаг вала привода должен быть повернут на 5—10° относительно линии равновесия, а рычаг вала выключателя — на 100° относительно тяги при длине рычага выключателя 120 мм).

2. Ослабить пружину и разобрать привод. Для этого нажать на рукоятку включения и слегка повернуть маховик против часовой стрелки. Отвернуть болты *33* (см. рис. 4.30, *б*), снять медальон с указателем *31*, отвернуть четыре винта на шайбе под медальоном и снять маховик *32*

а


3
5
4
III
16
I
6
7
2
II
8
11
14
9
13
12
15
17
IV
V
19
18
1
20
22
21
10
VIII
23
24
28
27
26
25
VI

б


60°
32
30°
30
31
Пружины на заведена
127
46
65
35
Вкл
ЗА
ф370
5
Вкл
Откл
29
33
32
Включать
Отключать

вместе с пружиной и диском. Затем снять рычаг *29*, отвернуть три винта и снять шайбу с шестерней, снять панель *30* и переднюю стенку вместе с подшипником и заводящим рычагом.

3. Осмотреть и подтянуть все крепления привода, шарнирные соединения и стопорные устройства. Оси, валики, подшипники и другие вращающиеся и трущиеся части осмотреть, зачистить и смазать смазкой, применяемой для механизмов выключателей. Выявленные в результате осмотра дефектные детали привода заменить.

4. Проверить поверхность зуба заводящего рычага *8*, осмотреть ролик, пружины и опробовать вручную отклонение рамки запорно-пускового устройства *6*. Рамка должна свободно отклоняться и возвращаться в исходное состояние.

5. Проверить регулировку глубины западания заводящего рычага за ролик запорно-пускового механизма. Расстояние от точки касания рычага с роликом *4* (рис. 4.31) до конца рычага *5* должно быть не более 1 мм. Ввиду невозможности непосредственного измерения этой величины необходимо проверить надежность зацепления рычага, нанося по корпусу привода легкие удары молотком. Опробовать расцепление включающего рычага с роликом от действия электромагнитов дистанционного включения, подавая пониженное напряжение переменного тока. Минимальное напряжение, при котором расцепляется заводящий рычаг с роликом, должно быть в пределах 80—90 % $U_{ном}$.

6. Проверить зазор между роликом *4* запорно-пускового устройства и заводящим рычагом *5* при его отключении до упора. Зазор должен составлять 1,5—4,0 мм.

7. Проверить и при необходимости отрегулировать высоту подъема серповидного рычага *5* (см. рис. 4.30, *а*). Для этого винтом *III* отрегулировать взвод планки *7* рычага *5*. Планка *7* должна быть отрегулирована так, чтобы при поднятом серповидном рычаге зазор между планкой *14* серповидного рычага и роликом удерживающей стойки *17* был равен 2—4 мм и ударник не должен упираться в верхнюю стенку корпуса. При опущенном серповидном рычаге и взведенной пружине планка *7* должна свободно расходиться с сектором *9*.

8. Медленно включить выключатель. При этом не должно быть удара серповидного рычага о корпус, что следует проверить с помощью бумаги, подложив ее между корпусом привода и рычагом. Винт *V* служит для регулировки механизма взвода реле РНВ, шток которого должен перемещаться на 1—2 мм. Винт *VI* предназначен для регулировки линии излома отключающего механизма.

Рис. 4.30. Привод ППМ-10:

а — кинематическая схема; *б* — общий вид; *1* — рычаг блок-контактов КСА; *2* — тяга блок-контактов; *3* — блок-контакты аварийного отключения; *4* — ось серповидного рычага; *5* — серповидный рычаг; *6* — запорно-пусковое устройство; *7* — планка взвода серповидного рычага; *8, 12* — заводящие рычаги; *9* — сектор взвода серповидного рычага; *10* — шток ручного включения; *11* — механизм взвода реле РНВ; *13* — рычаг механизма взвода реле; *14* — планка удержания серповидного рычага; *15* — сектор (рычаг) привода КСА; *16* — вал привода; *17* — удерживающая стойка; *18* — пружина; *19* — рычаг вала; *20* — запирающая защелка (собачка); *21* — релейная планка; *22* — включающий электромагнит; *23* — опора релейной планки; *24* — резиновый буфер; *25, 26* — отключающие элементы; *27* — гнездо реле минимального напряжения; *28* — рукоятка ручного отключения; *29* — рычаг; *30* — панель; *31* — указатель; *32* — маховик; *33* — болты; *I—VII* — регулировочные винты

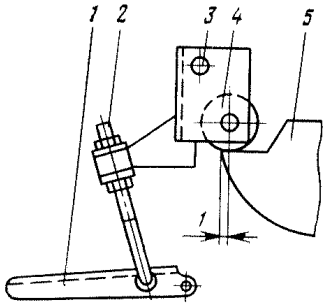


Рис. 4.31. Схема регулирования запорно-пускового механизма привода ППМ-10:

1 — планка включения; *2* — тяга; *3* — ось; *4* — ролик; *5* — заводящий рычаг

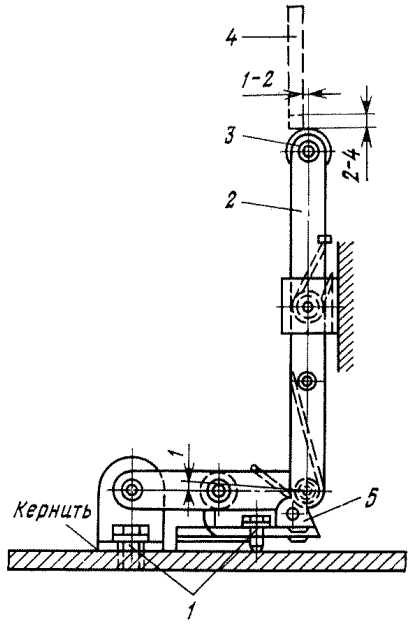


Рис. 4.32. Схема регулирования механизма отключения приводов ППМ-10

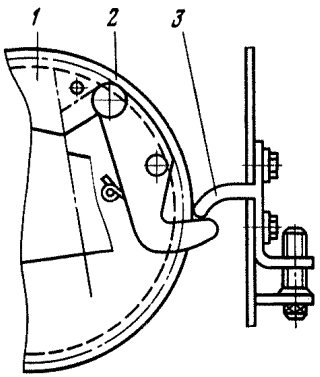


Рис. 4.33. Схема регулирования расцепления зубчатого колеса с траверсой привода ППМ-10

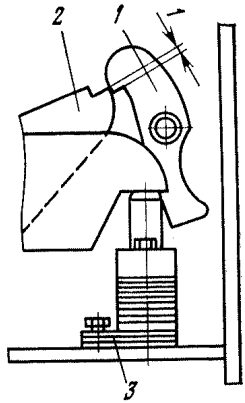


Рис. 4.34. Схема регулирования пружинного буфера привода ППМ-10

вести натяг до такой величины, чтобы привод при пятикратной проверке включал выключатель (без токовой нагрузки) с посадкой на защелку.

12. Отрегулировать механизм завода пружин. Тщательно осмотреть рычаги, трущиеся поверхности и редуктор. При необходимости заменить смазку в редукторе (масло индустриальное И-8А, ГОСТ 20799—75). Произвести регулировку зацепления зубчатой передачи. После регулировки необходимо два-три раза опробовать привод совместно с выключателем (см. п. 4.3).

Регулировку расцепления зубчатого колеса *2* (рис. 4.33) с зубом *1* траверсы привода производить перемещением упора *3*. При срывах пружин и груза, когда заводящий рычаг не успел зайти за ролик запорно-пускового устройства, упор поднимается вверх, увеличивая при этом ход траверсы привода. При глухом упоре планки заводящего рычага в корпус привода упор опускается вниз, сокращая при этом ход траверсы.

13. Отрегулировать пружинный буфер (рис. 4.34) таким образом, чтобы он вступал в работу немного раньше, чем рычаг *2* будет захвачен запирающей защелкой *1*. Величина сжатия буфера, когда рычаг вала захвачен запирающей защелкой, должна быть 0,5—1 мм. Регулировка пружинного буфера должна быть проверена расцеплением заводящей и запирающей защелок с рычагом вала при незаведенных пружинах. Если серповидный рычаг легко освобождает рычаг вала от связи с этими защелками при незаведенных пружинах, то регулировку буфера можно считать удовлетворительной. В случае необходимости можно отрегулировать высоту буфера с помощью регулировочных прокладок *3*.

14. Разобрать, осмотреть и произвести регулировку электромагнитов согласно указаниям 7.2. Якорь должен легко двигаться в гильзе в любом положении. Расстояние между ударниками электромагнитов и отключающей релейной планкой должно быть не менее 6 мм. Одновременно необходимо обеспечить запас хода (1—2 мм) за положение, при котором

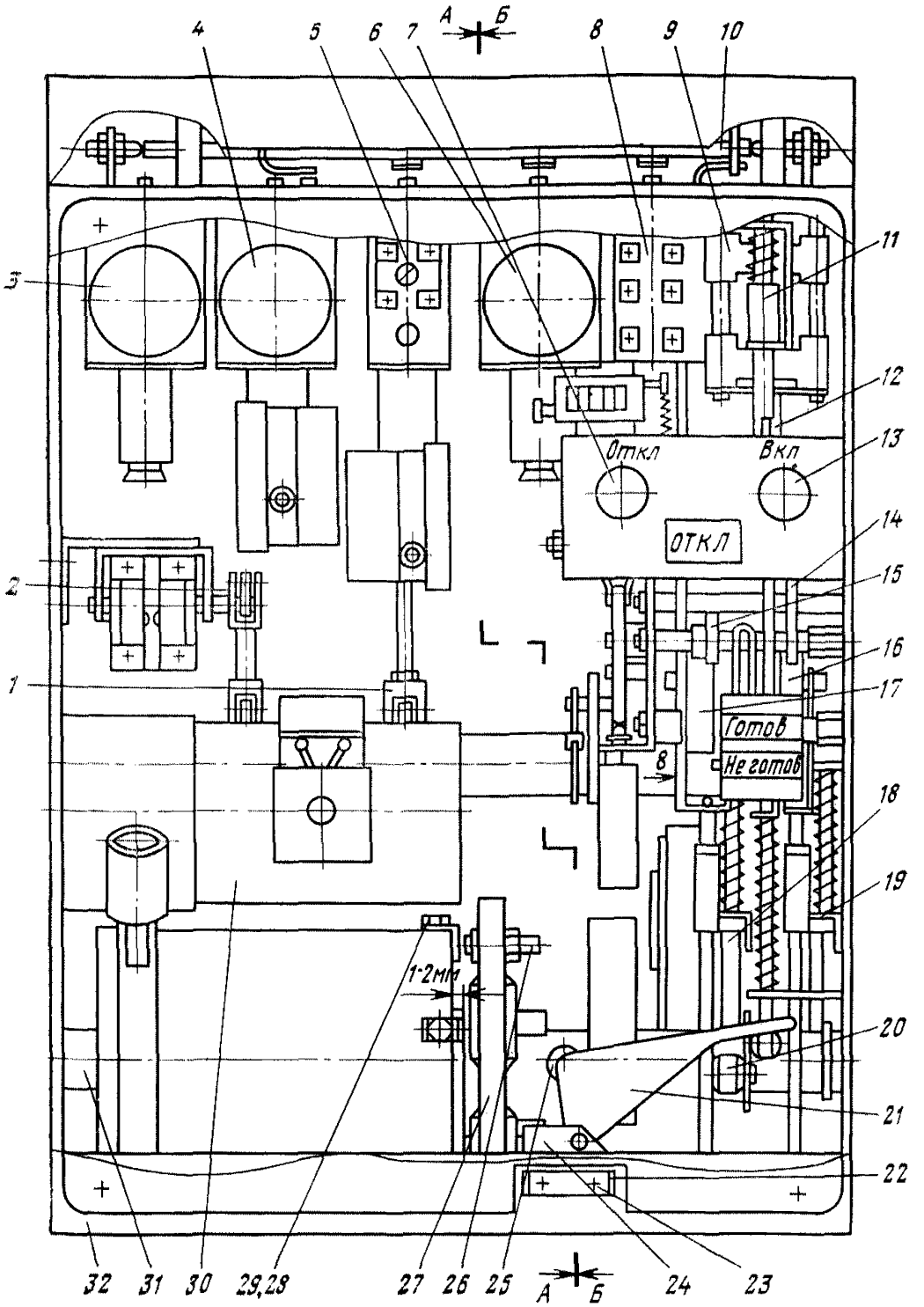


Рис. 4.35. Привод пружинный выносной ППВ-10:

1, 2, 10, 12, 37, 38 — тяги; *3—6, 52* — элементы защиты; *7, 13* — кнопки соответственно отключения и включения; *8* — электромагнит; *9, 45, 48* — блок-контакты; *11* — толкатель; *14, 15, 18, 43, 59* — собачки; *16, 17* — защелки; *19, 66* — скобы; *20, 25, 58* — ролики; *21, 47, 51, 54, 55* — рычаги; *22* — стопорные шайбы; *23, 34* — болты; *24* — планка; *26* — винт; *27* — диск; *28* и *29* — болт и стопорная шайба; *30* — заводное устройство рабочих пружин; *31, 36, 50* — вал соответственно привода промежуточный, релейный; *32* — рама; *33, 65* — оси; *35* — поводок; *39, 40* — зажимы; *41* — счетчик; *42, 69* — уголки; *44, 53* — кулачки; *46* — эксцентрик; *49* — монтаж проводки; *56, 61, 67* — пружины; *62, 68* — шток; *63* — пульт управления; *64* — указатель положения выключателя

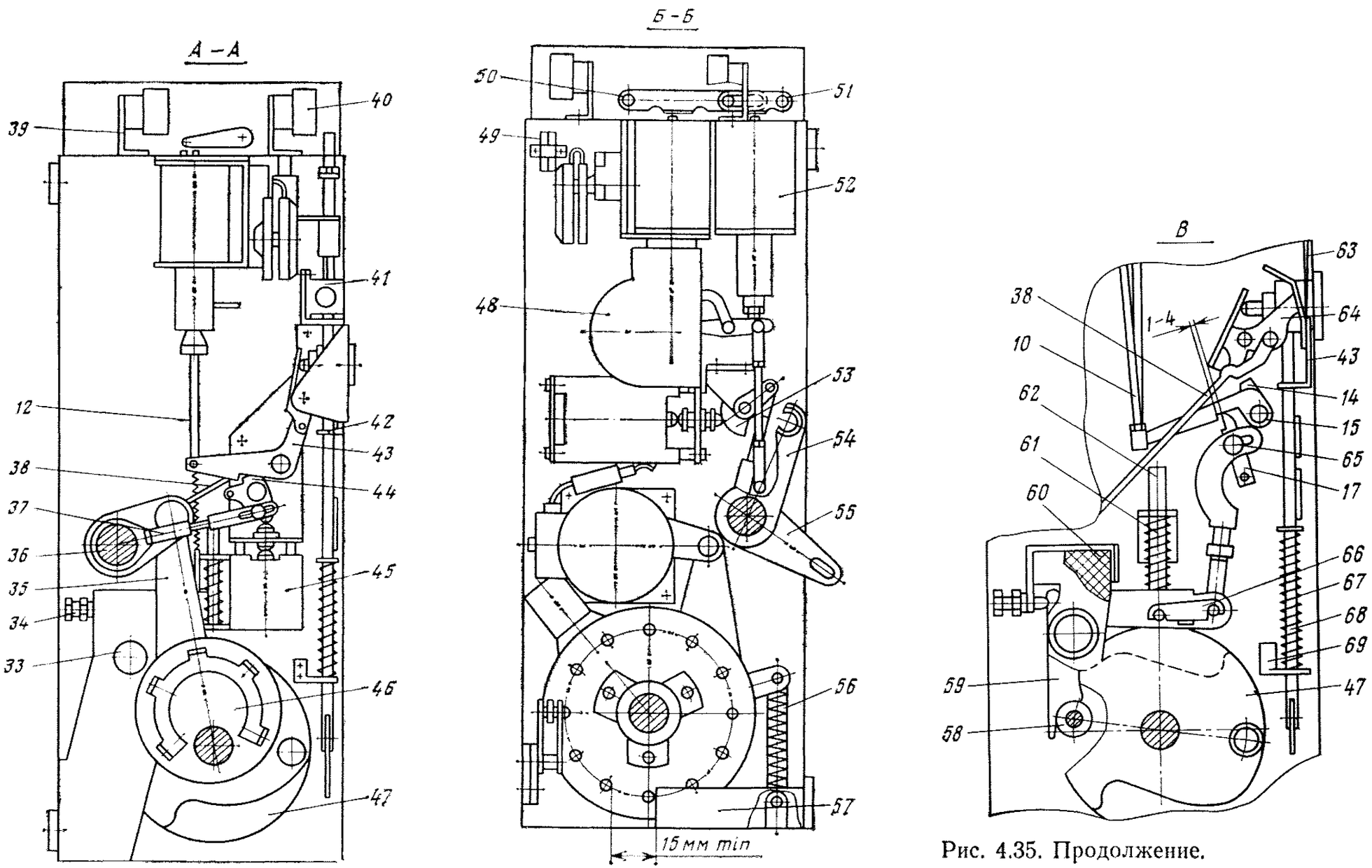


Рис. 4.35. Продолжение.

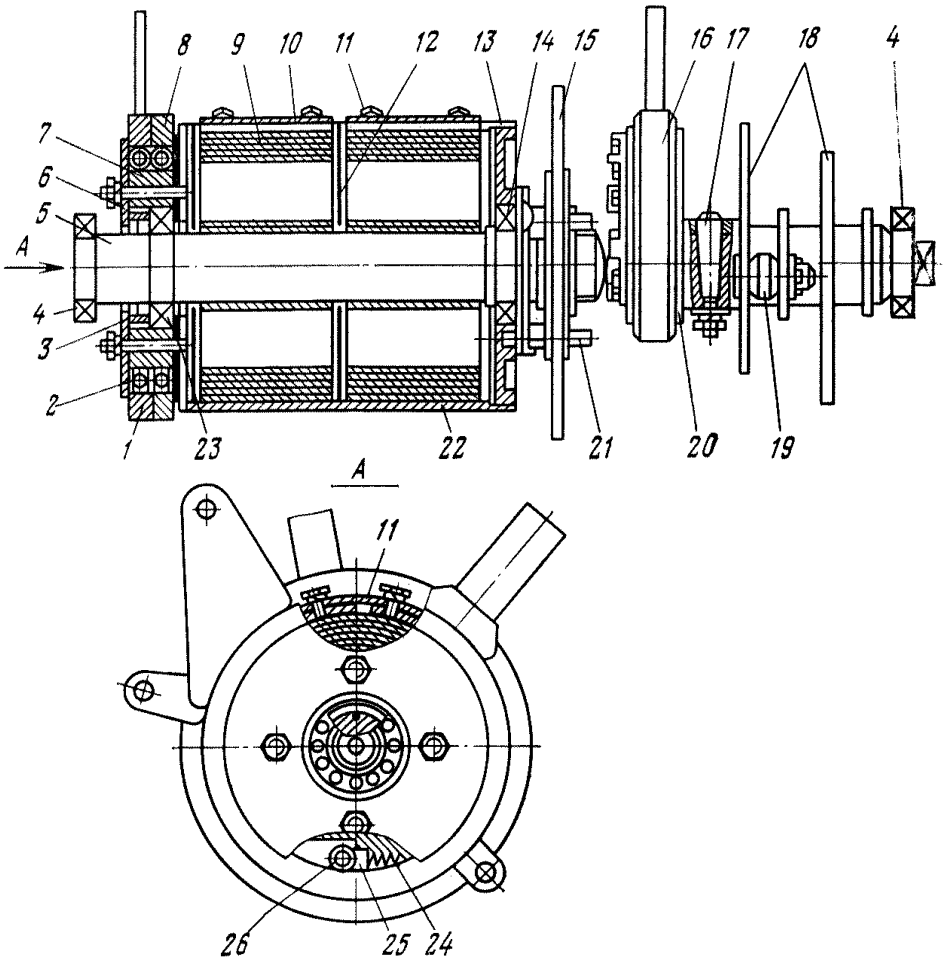


Рис. 4.36. Вал привода ППВ-10:

1, 7, 8 — обоймы; *2* — щека; *3, 12* — шайбы; *4, 14, 23* — подшипники; *5* — вал; *6* — кольцо; *9, 24* — пружины; *10, 11* — планки; *13, 15* — диски; *16* — поводок; *17* — штифт конический; *18* — рычаги; *19, 26* — ролики; *20* — эксцентрик; *21* — шпилька направляющая; *22* — барабан; *25* — толкатель

освобождается включающий или отключающий механизм. Регулировку запаса хода производят изменением расстояния между контрполюсом и якорем или ввинчиванием ударника.

После регулировки нужно два-три раза опробовать действие электромагнитов на планку. Окончательно правильность регулировки проверить при снятии электрических характеристик электромагнитов или реле, при котором должно проверяться минимальное напряжение срабатывания. Минимальное напряжение срабатывания катушек отключения не должно превышать 35 % $U_{ном}$, а напряжение надежной работы — 65 % $U_{ном}$. Надежное включение выключателя должно быть обеспечено при напряжении на зажимах привода в момент включения, равном 80 % $U_{ном}$.

При ревизии и наладке пружинных приводов ППВ-10 и приводов выключателей ВМПП-10 и ВМП-10П необходимо выполнить следующее.

1. Произвести внешний осмотр, очистить механизмы от грязи и старой смазки, проверить состояние рабочих поверхностей трущихся деталей, воспринимающих ударную нагрузку.

2. Разобрать привод, отсоединить провод от блок-контактов *9* и *45* (рис. 4.35). Снять тяги, связывающие блок-контакты и указатель положения с валом привода. С барабана *22* (рис. 4.36) снять диски *13* и *15*, поворотом рычага включения ослабить пружину *9*. Снять подшипники с вала привода. Отсоединить обгонную муфту, при необходимости разобрать ее. Снять вал привода.

3. Собрать привод в следующем порядке.

Установить болты *34* (см. рис. 4.35) до соприкосновения с собачкой *59*, при этом не должно быть зазора между роликами и рабочими кромками собачек.

4. Релейный вал *50* установить с помощью винтов так, чтобы его планки находились по центрам штоков реле и электромагнитов и чтобы он вращался свободно, без заеданий. При установке тяги *10* отрегулировать ее поводок таким образом, чтобы зазор между нижней кромкой планок релейного вала *50* и штоками отключающих элементов составлял: для электромагнита отключения в схемах с дешунтированием ($ЭО_{тт}$) 9^{+1}_{-2}; для реле типов РТМ, РТВ6 РНВ и электромагнита отключения независимого питания ($ЭО_{нп}$) 3^{+1}_{-2} мм. Регулировку зазора между планкой релейного вала *50* и штоками электромагнитов можно производить ввинчивая или вывинчивая шток из сердечника отключающего элемента. Шток нужно зафиксировать контргайкой, при этом захват собачки с защелкой должен быть на полную рабочую кромку собачки. Усилие на валу *50* при расцеплении механизма на плече длиной 40 мм не должно превышать 8 Н.

5. Защелки механизмов *17* и *16* отрегулировать с помощью тяг так, чтобы при положении роликов механизмов на наибольшем радиусе профиля рычагов *47* вала привода зазор между рабочими кромками защелок *17* и *16*, собачек *15* и *14* был 1 мм. Ось защелки в этом случае должна находиться на нижней кромке паза вилки.

6. Отрегулировать зазор (1—0,5 мм) на блок-контактах отключения (БКО) *45* во включенном положении промежуточного вала *36* тягой *37*, а полный заход зуба собачки *43* на зуб кулачка *44* отрегулировать тягой *12* электромагнита отключения. При этом тяга электромагнита отключения должна находиться в верхней части паза собачки *43*.

7. Длину тяги *12* электромагнита включения отрегулировать так, чтобы заход собачки *14* на защелку *16* был на полную рабочую кромку.

8. Срабатывание блок-контактов включения (БКВ) *48* отрегулировать тягой, выдержав зазор между толкателем и втулкой кронштейна не менее 1 мм во включенном положении промежуточного вала *36*.

9. Указатель *64* отрегулировать тягой *38*, чтобы во включенном и отключенном положениях промежуточного вала *36* привода в окнах пульта управления *63* появлялись надписи «Вкл» и «Откл» соответственно.

10. Отрегулировать предварительный натяг рабочих пружин и момент на валу привода. Для этого после установки электродвигателем заводки предварительного натяга, достаточного для проведения двух операций (включения и отключения), произвести эти операции нажатием кнопок «Вкл» и «Откл».

Установить рычаг ручного выключения на вал привода так, чтобы он занимал положение, близкое к вертикальному. Затем подсоединить динамометр к рычагу и замерить моменты, вращая рычаг по часовой стрелке до образования зазора между роликом и собачкой запорного устройства.

11. После регулировки предварительного натяга рабочих пружин установить диск *27,* выдержав зазор между его ступицей и буртом шпилек 1—2 мм. Прикрепить диск *13* (см. рис. 4.36) к барабану *22* болтами (при несовпадении отверстий допускается подзавод пружин *9,* но не более чем на 60°), после чего стопорные шайбы *29* (см. рис. 4.35) обогнуть по граням болтов *28* к торцу барабана.

12. Завести вручную пружины привода на один оборот.

13. Блокировочный шток *68* отрегулировать перемещением планки *24* так, чтобы расстояние между нижней кромкой выреза штока *68* и кнопкой включения *13* было 1—2 мм. Ролик *25* рычага *21* в этом положении штока *68* должен упираться в диск *27.* Затем установить толкатель *11* так, чтобы в этом положении штока он включал цепь питания катушки включения электромагнита промежуточными контактами *8* (БКП).

14. Дозавести пружины привода на полоборота до отключения цепи питания электродвигателя заводки толкателем посредством контактов БКП, затем стопорную шайбу *22* обогнуть по граням болтов *23.*

15. Винт *26* установить в ближнем отверстии диска *27* от упора *57* рамы на расстоянии не менее 15 мм на такую высоту, чтобы при дальнейшем подзаводе пружин вручную он соприкасался с упором *57* рамы на полную толщину упора, не выступая за его плоскость. Второй винт *26* установить диаметрально противоположно на той же высоте.

16. Отрегулировать реле РПВ *5* тягой *1,* чтобы в отключенном положении привода зазор между угольником, укрепленным на штоке реле *5,* и зубом собачки был 1—2 мм.

17. Плавно разрядить привод, придерживая вал привода рычагом ручного выключения, и установить в отключенном положении.

18. Проверить включающий момент на валу выключателя: он не должен превышать 274 Н·м.

19. Отрегулировать реле согласно 7.2.

20. Опробовать привод многократным включением и отключением дистанционно и вручную совместно с выключателем (см. 4.3).

При наладке электромагнитных приводов ПС-10, ПЭ-2, ПЭ-21 необходимо выполнить следующее.

1. Проверить внешним осмотром состояние пружин, осей и шплинтов, обратив внимание на повреждения, препятствующие нормальному движению бойка, штока, сердечника (изгибы, заусеницы, вмятины, искривления и т. п.).

2. Разбирать рычажную систему привода необходимо только в случае выявления неудовлетворительной работы привода или неудовлетворительного состояния каких-либо сборочных единиц. Изношенные или поврежденные детали заменить или восстановить. Включение привода производить с помощью рычага, отключение — кнопкой ручного отключения.

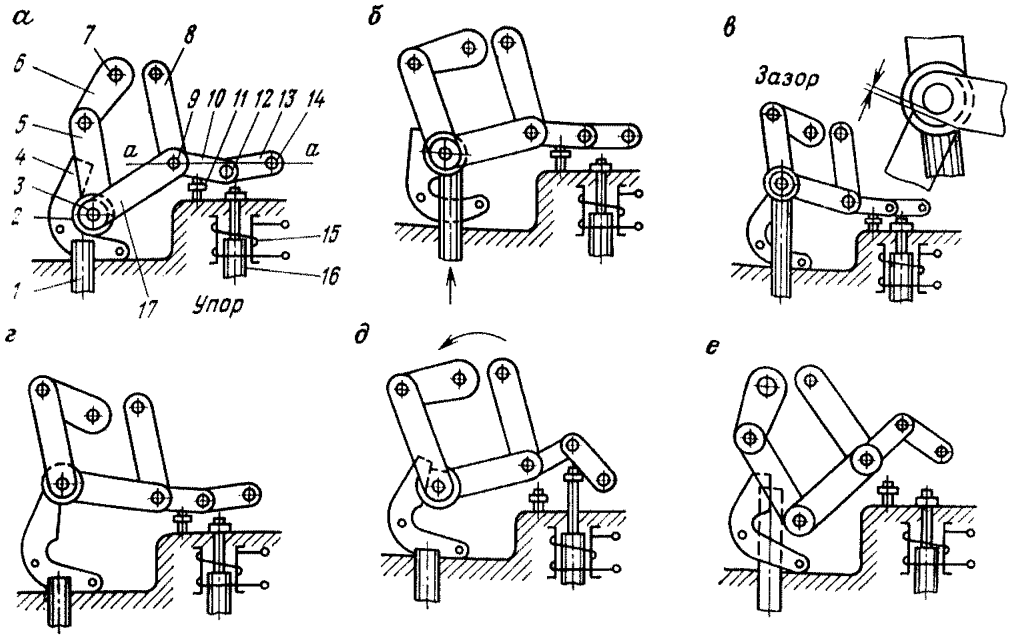


Рис. 4.37. Кинематическая схема механизма привода ПС-10:

а — отключенное положение (привод готов к включению); *б* — момент включения; *в* — включенное положение (сердечник поднят); *г* — включенное положение (сердечник вернулся в исходное положение); *д* — момент отключения; *е* — отключенное положение (привод не готов к включению); *1* — шток ЭВ; *2* — ролик; *3* — ось; *4* — защелка; *5, 6, 8, 10, 13, 17* — рычаги; *7* — вал выключателя; *9* — палец; *11* — упор отключающей защелки; *12, 14* — пальцы; *15* — катушка ЭО; *16* — шток ЭО

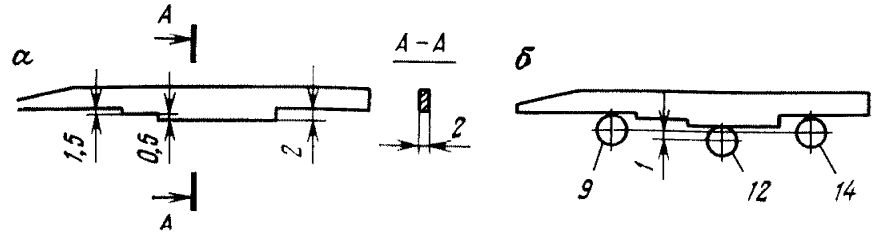


Рис. 4.38. Шаблон *(а)* и схема измерения *(б)* зацепления отключающей защелки привода ПС-10

3. Проверить зазор между защелкой *4* и осью *3* (рис. 4.37, *в*). В момент включения (шток *1* в верхнем положении) зазор должен быть в пределах 1—2 мм. При меньшем зазоре подача запирающей защелки невозможна. При зазоре более 2 мм могут происходить удары оси *3* о седло защелки. Измерять зазор следует пластинчатым щупом в положении привода «Включено», а регулировать — с помощью бойка электромагнита включения (ЭВ), ввертывая или вывертывая его из якоря.

4. Проверить положение системы ломающихся рычагов *10, 13* и упора *11*. Величину зацепления (ход оси пальца *12* за нейтральную линию *а—а)* измерить, используя специальный шаблон (рис. 4.38). В положении привода «Отключено» извлекают палец *12* (см. рис. 4.37) и вместо него временно устанавливают удлиненный палец. Затем включают привод, на пальцы *9* и *14* устанавливают шаблон и измеряют величину захода оси пальца *12* за нейтральную линию *а—а,* проходящую через оси пальцев *9* и *14*. Величина зацепления должна быть в пределах 0,5—

1,5 мм. Регулировку осуществляют ввинчиванием или вывинчиванием упора *11* в положении привода «Отключено». Закончив регулировку, упор следует застопорить контргайкой.

5. Проверить ход якорей *1* электромагнита включения и *16* электромагнита отключения (рис. 4,37, *в*). Чтобы определить величину хода якоря ЭО, пользуясь отверткой, перемещают якорь от руки до момента расцепления отключающей защелки *4* с роликом *2* (см. рис. 4.37, *д*). После этого якорь ЭО должен иметь запас хода не менее 2—3 мм. Ход якоря ЭВ должен быть таким, чтобы в процессе зацепления обеспечивался необходимый зазор между запирающей защелкой *4* и осью *3* (см. п. 3).

6. Произвести ревизию элементов электромагнитной системы привода. Направляющие латунные гильзы якорей ЭО и ЭВ имеют продольный (вдоль образующей) сквозной разрез. В торцовой части, где якорь может подходить вплотную к магнитопроводу, установлены латунные шайбы, а у якоря ЭВ, кроме того предусмотрена пружина. Проверить свободу перемещения якорей в гильзах, т. е. проверить, нет ли на поверхности якорей и гильз забоин, шероховатостей и других дефектов, которые могут вызвать заедание.

7. Проверить коммутацию всех цепей привода (реле, катушек, кабелей и т. п.).

8. Проверить состояние и отрегулировать работу блок-контактов.

9. Испытать выключатель совместно с приводом многократным включением и отключением при напряжениях в момент включения на зажимах катушек привода 110, 100, 90, 80 % номинального. Качество дистанционного включения и отключения проверить для каждого режима трехлятикратным опробованием. При опробовании дистанционного включения и отключения проверить правильность регулировки, надежность и четкость работы блок-контактов.

При ревизии, наладке и испытании приводов типа ШПЭ необходимо выполнить следующее.

1. Проверить соответствие номинальных напряжений электромагнитов управления приводом оперативному напряжению подстанции (при пусковой наладке).

2. Произвести внешний осмотр привода.

3. Застопорить отключающую собачку *19* (рис. 4.39) привода предохранительным болтом *17* для предотвращения непроизвольного отключения выключателя перед регулировкой привода с выключателем.

Проверить наличие смазки в местах соединения подвижных элементов привода — в шарнирах силового и отключающего механизмов. При необходимости смазку обновить. Состав смазки тот же, что и для механизмов выключателей. Состав смазки для сердечника включающего электромагнита: 1,65 весовых частей смазки ЦИАТИМ-203 (ГОСТ 8773—73) и одна весовая часть графита.

4. Проверить правильность регулировки механизма привода. Для обеспечения зазора $A=0{,}3\div0{,}6$ мм в отключенном положении привода следует ослабить затяжку болтов, крепящих корпус отключающего механизма привода, с помощью болта *15* сместить корпус отключающего механизма до образования нужного зазора. Величину зазора проверить щу-

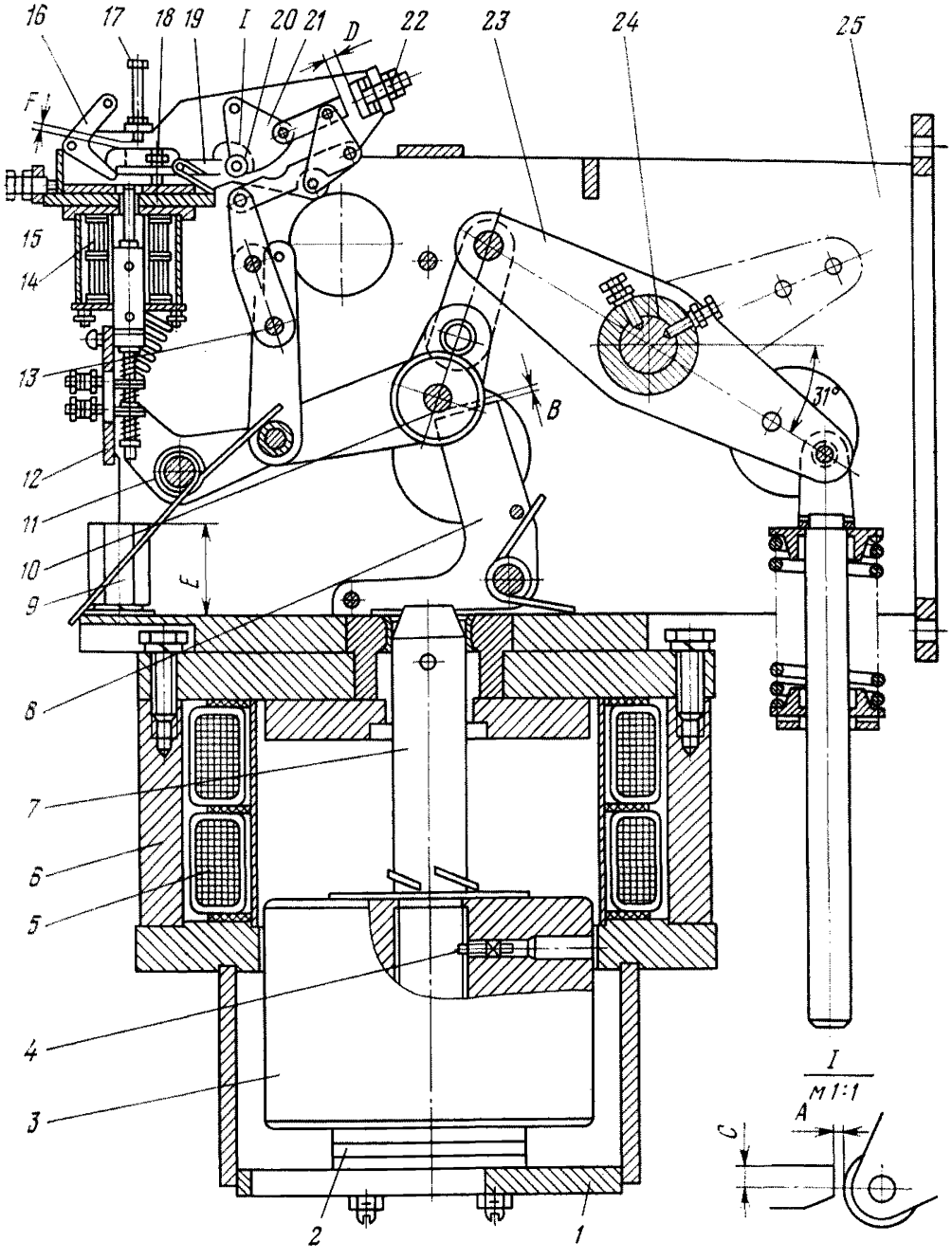


Рис. 4.39. Механизм привода типа ШПЭ:
1 — основание; *2* — резиновые прокладки; *3* — сердечник; *4* — стопорный винт; *5* — катушка ЭВ; *6* — магнитопровод; *7* — шток; *8* — удерживающая собачка; *9* — упор; *10* — ось; *11* — пружина; *12* — рычаг; *13* — временно неподвижная ось; *14* — катушка ЭО; *15* — упорный болт; *16* — рычаг ручного отключения; *17* — предохранительный болт; *18* — регулировочный винт; *19* — отключающая собачка; *20* — ролик; *21* — отключающий механизм; *22* — упорный болт; *23* — силовой механизм; *24* — вал привода; *25* — корпус

пом. Замерить величину зазора *B*, который при максимально поднятой оси *10* должен быть равен 1—2 мм. При необходимости вывернуть стопорные винты *4* и вворачиванием или выворачиванием штока добиться зазора нужной величины, после чего застопорить шток *7* в сердечнике *3* винтами *4*. Величину западания *C* отключающей собачки *19* за ось ролика *20* и зазор *D* замеряют при включенном положении привода, которому соответствуют отключенное положение блок-контакта включения

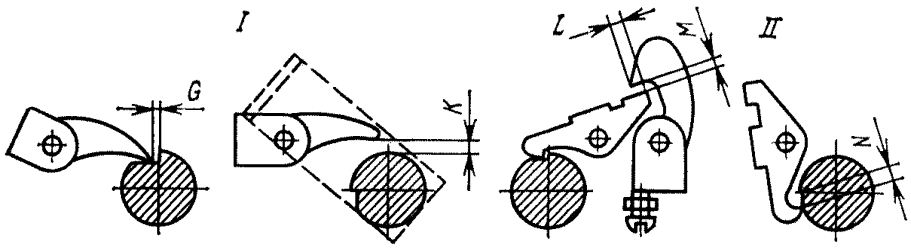


Рис. 4.40. Регулировочные данные блок-контактов

БКВ и включенное положение блок-контакта отключения БКО. Величину западания *C*, равную 3—4 мм, регулируют с помощью винта *18*. Зазор *D*, равный 0,5—1,2 мм для приводов ШПЭ-38 и 0,5 мм для приводов ШПЭ-44 и ШПЭ-46, регулировать с помощью упорного болта *22*. Высота *E* упоров *9* устанавливается на заводе-изготовителе и должна сохраняться при эксплуатации постоянной, так как от этого зависит работа привода в режиме АПВ.

5. Отрегулировать зазоры между храповиками и собачками блокировочных контактов изменением размеров (рис. 4.40) звеньев передачи движения от выходного вала привода к блокировочным контактам. Зазоры должны иметь следующие значения.

Привод	Обозначение и величина (мм) зазора				
	G	*K*	*N*	*M*	*L*
ШПЭ-31	2—3	2—5	2—5	1—2	2—3
ШПЭ-44	1—3	3—12	1—3	1—2	3—6

Угол поворота сигнальных блок-контактов КСБ, который должен быть 90°, регулируют изменением длины тяги и плеч рычажков, соединяемых тягой.

Для регулировки момента срабатывания и продолжительности замкнутого состояния цепи на блок-контактах типа КСА нужно поворачивать контактные шайбы на валу или включать контактные шайбы на параллельную работу. Угол между рычагом КСА и направлением тяги должен быть не менее 30°. Зазор между контактами в разомкнутом положении должен быть 4—8 мм.

Величину западания собачки БКО регулируют винтом.

Зазоры БКО должны иметь следующие значения.

Привод	Обозначение и величина (мм) зазора		
	L	*M*	*N*
ПЭ-44, ПЭ-46	3—5	2—3	1—3
ПЭ-31, ПЭ-38	2—3	1—2	2—5

После статической регулировки следует проверить работу БКВ оперативным включением привода при нижнем пределе напряжения на зажимах включающего электромагнита в момент включения: контакт должен размыкаться в самом конце операции включения. При регулировке блок-контакта БКВ нельзя допускать слишком близкого отхода звеньев передачи и ведущего рычага блок-контакта от «мертвой точки» в отключенном положении привода. Во избежание повреждений передаточных звеньев блок-контактов при их регулировке следует фиксировать положение вилок на тягах гайками не сразу, а после предварительной проверки регулировки в обоих крайних положениях привода.

Таблица 4.3

Сопротивление обмоток электромагнитов (Ом) при температуре 20 °С

Номинальное напряжение (В) катушки	ШПЭ-38	ШПЭ-44У	ШПЭ-46 для выключателя	
			У-220-2000	У-110-2000
Включающей				
110				
220	0,45±0,02	0,46±0,0184	0,405±0,016	0,348±0,014
Отключающей				
110	22±1,75	22±0,176	5,5±0,44	
220		88±7,05	22±1,76	

6. При необходимости отключения выключателя и после регулировки, перед пуском в эксплуатацию предохранительный болт *17* (см. рис. 4.39) вывернуть до образования зазора 25 мм между ним и хвостовой частью собачки и застопорить контргайкой.

7. Проверить наличие предохранителей в схеме управления приводом и цепи обмотки включающего электромагнита, отсутствие посторонних предметов вблизи подвижных элементов привода.

8. Если привод проверяют при температуре окружающей среды ниже —20 °С, то за два часа до его включения следует включить подогревательные устройства. После длительного перерыва в работе трубчатые нагревательные элементы должны быть просушены путем подачи в течение 2 ч на их зажимы напряжения, равного 50 % номинального.

Ниже приведены значения температуры (°С), при которых следует включать и отключать секции подогревательных устройств.

Секция	Температура включения	Температура отключения
I	—20	—15
II	—30	—25

9. Проверить функционирование привода совместно с выключателем при нижних пределах рабочего диапазона напряжений на зажимах электромагнитов управления. При этом включение и отключение должно происходить легко и быстро, без задержек.

10. Измерить сопротивление изоляции включающей и отключающей катушек, вторичных цепей мегаомметром на напряжение 1000 В. Величина сопротивления должна быть не менее 1 МОм.

11. Испытать повышенным напряжением промышленной частоты изоляцию вторичных цепей и обмоток включающей и отключающей катушек в течение 1 мин напряжением 1 кВ.

12. Измерить сопротивления постоянному току обмоток включающей и отключающей катушек (табл. 4.3).

4.5. ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

Электромагнитные выключатели со встроенными электромагнитными приводами предназначены для коммутации под нагрузкой электрических цепей трехфазного переменного тока напряжением до 10 кВ. Ниже приведены их технические характеристики.

Техническая характеристика электромагнитных выключателей

	ВЭМ-10Э-1000/12.5	ВЭМ-10Э-1250/12.5	ВЭМ-10ОЭ-1000/20	ВЭМ-10Э-1250/20	ВЭМ-6-2000/40-125	ВЭМ-6-3200/40-125
Номинальное напряжение, кВ	10	10	10	10	6	6
Номинальный ток:						
рабочий, А	1000	1250	1000	1250	2000	3200
отключения, кА	12,5	12,5	20	20	40	40
включения, кА:						
амплитудное значение			52			
действующее значение периодической составляющей			20			
Предельный ток термической стойкости (кА) для промежутка времени, с:						
4	—	—	20	20	40	40
5	20	20	—	—	—	—
Предельный сквозной ток, кА:						
амплитудное значение	52	52	52	52	125	125
действующее значение периодической составляющей			20			
Собственное время отключения выключателя, с, не более	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06
Время отключения выключателя с приводом, с, не более	0,07	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08
Собственное время включения выключателя (без учета времени контактора), с, не более	0,25	0,25	0,25	0,25	0,35	0,35
Бестоковая пауза (минимальная) при АПВ, с			0,5			
Номинальное напряжение постоянного тока включающего и отключающего электромагнитов, В	110/220	110/220	110/220	110/220	220	220
Установившееся значение тока электромагнита, А:						
включающего	160/80	160/80	212/106	212/106	148	250
отключающего	2,5/1,25	2,5/1,25	2,5/1,25	2,5/1,25	3,5	3,5

Примечание. В числителе и знаменателе данные соответствуют напряжению электромагнита 110 и 220 В.

При ревизии, наладке и испытании электромагнитных выключателей необходимо выполнить следующее.

1. Произвести внешний осмотр выключателя, проверить целостность корпуса и изоляторов, наличие крепежных деталей.

2. Убедиться в легкости выкатывания и вкатывания выключателя в ячейке, при затруднительном движении смазать ролики тележки выключателя и очистить направляющие в ячейке.

3. Включить выключатель с помощью рычага ручного включения, предварительно повернув и закрепив гайкой винт, который стопорит рычаг отключения. При включении проверить надежность крепления изоляторов, контактора, подводящих шин, резьбовых соединений, крепление привода и сочленение его с валом выключателя.

4. Произвести осмотр контактной и дугогасящей систем, привода и блок-контактов. Продуть гасительные камеры сухим сжатым воздухом, очистить от пыли, осмотреть их. Изношенные керамические детали заменить, дугогасительные контакты зачистить.

5. Проверить при ручном включении контактные нажатия с помощью рычажного динамометра, ход в контактах, одновременность замыкания дугогасительных контактов. Регулировку контактных нажатий дугогасительных контактов осуществляют пружинами *13* (рис. 4.41), подтягивая или ослабляя гайки. Главные контакты регулируют посредством пружины *12*.

Контактные нажатия в шарнирных контактах в месте *Д* (сечение *А—А*) обусловливаются зазором между буртиком втулки *16* и шайбой *17*. Зазор замеряют щупом. Контактные нажатия в шарнирных контактах регулируют болтом и гайкой *14*.

Одновременность замыкания (размыкания) дугогасительных контактов проверяют визуально при медленном ручном включении выключателя либо по сигнальным лампам, включенным последовательно с контактами. Момент загорания ламп отмечают на осевой линии виброграммы. Расстояние между точками касания контактов, которое не должно быть более 2 мм, показывает разновременность замыкания контактов.

6. Проверить расстояние между главными контактами в момент замыкания дугогасительных контактов с помощью линейки или штангенциркуля при медленном включении выключателя вручную. Расстояние должно быть не менее 12 мм.

7. Измерить сопротивление изоляции вторичных цепей, катушек включения и отключения мегаомметром на 1000 В, которое должно быть не ниже 1 МОм.

8. Определить сопротивление изоляции подвижных и направляющих частей, выполненных из органических материалов, мегаомметром на напряжение 2500 В. Сопротивление изоляции должно быть не ниже 1 000 МОм при пусковой наладке и не ниже 300 МОм в процессе эксплуатации.

9. Испытать изоляцию опорных изоляторов повышенным напряжением (см. табл. 3.1).

10. Проверить сопротивление токоведущего контура и отдельных участков микроомметром. Сопротивления для отдельных участков кон-

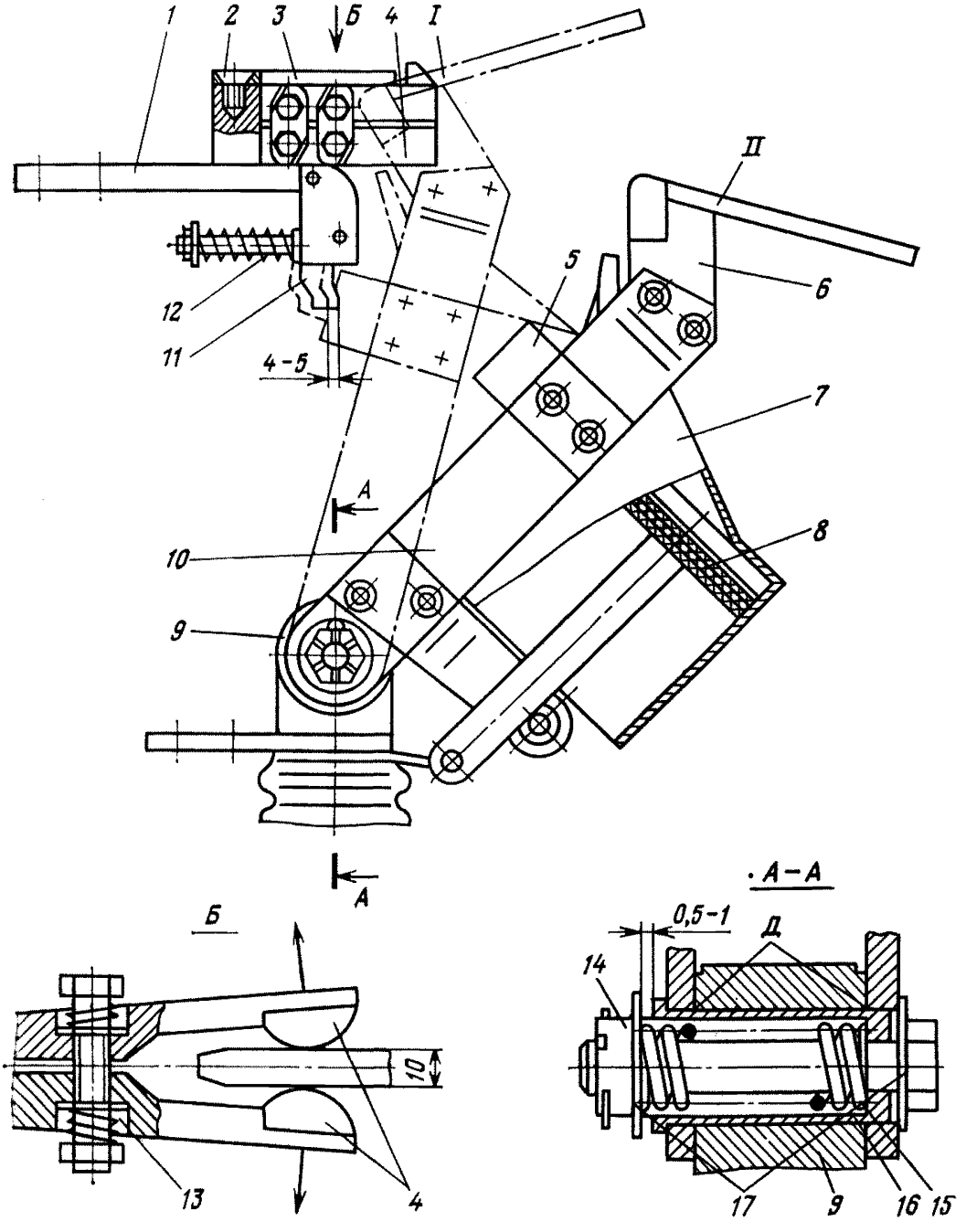


Рис. 4.41. Контактная система выключателя ВЭМ-10:

1 — корпус контакта; *2* — винт; *3* — пластина; *4, 5, 6, 9, 11* — контакты соответственно дугогасительный неподвижный, главный подвижный, дугогасительный подвижный, шарнирный, главный неподвижный; *7* — цилиндры воздушного поддува; *8* — поршень; *10* — шина; *12, 13, 15* — пружины; *14* — гайка; *16* — втулка; *17* — шайбы; *I* и *II* — положения «Включено» и «Отключено»

тура (рис. 4.42) *АЕ, БГ, БВ'Г, БВГ* и *ГД* должны быть соответственно 80, 30, 50, 30 и 15 мкОм.

11. Проверить скорости включения и отключения выключателя на собранном и отрегулированном выключателе при номинальном напряжении на приводе и при отсутствии напряжения на выключателе с помощью электромагнитного вибрографа (см. рис. 3.17). Определение скоростей проводят так же, как и для масляных выключателей.

Скорость включения при замыкании дугогасительных контактов составляет $3{,}5 \pm 0{,}5$ м/с, скорость отключения при размыкании дугогасительных контактов $4^{+0,2}_{-0,5}$ м/с.

За величину измеряемой скорости принимают среднее арифметическое двух замеров.

Скорости движения контактов регулируют отключающими пружинами.

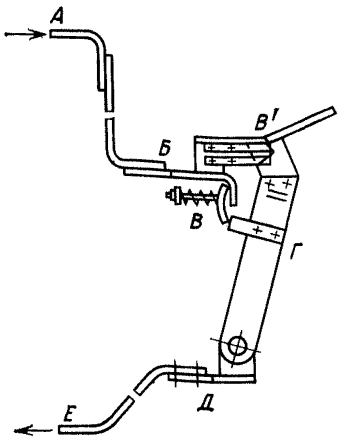


Рис. 4.42. Токоведущий контур и положение участков при замере сопротивлений

12. Проверить работу привода ПЭГ-7. При необходимости отрегулировать зазор (рис. 4.43) между кулачком *9* и защелкой *1*. Величину зазора регулируют болтом *8*. Проверить зазор между защелкой *2* и ударником *5*.

13. Осмотреть у привода ПЭ-22 детали в целях обнаружения мест затирания механизма свободного расцепления при снижении скорости размыкания контактов. Затирание может происходить из-за заусенцев, которые следует удалить напильником.

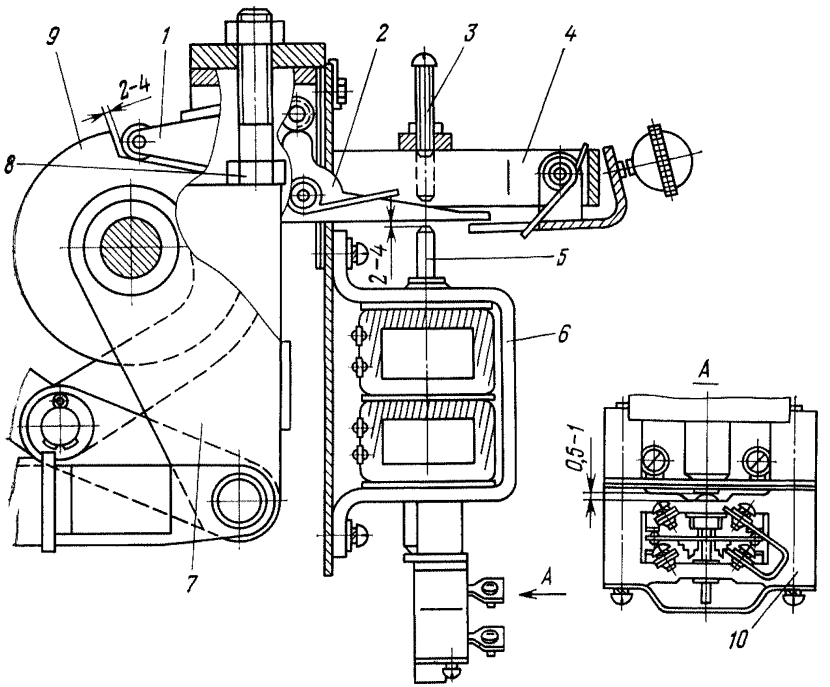


Рис. 4.43. Регулируемые зазоры в механизме привода выключателя ВЭМ-10:

1, 2 — защелки; *3* — регулировочный винт; *4* — кронштейн рычага ручного отключения; *5* — ударник; *6* — электромагнит отключения; *7* — рычаг; *8* — регулировочный болт; *9* — кулачок; *10* — блок-контакты

Механизм смазать смазкой, применяемой для механизмов масляных выключателей.

14. Проверить исправность действия механизма свободного расцепления и блок-контактов при ручном отключении выключателя. Работу блок-контактов регулируют, перемещая весь блок контактов по отношению к крепежной плите (основанию), а момент срабатывания блок-контактов отключения КБО и включения КБВ — поворотом кулачков на валу привода.

15. Проверить работу привода при дистанционном управлении многократными (2—3 раза) включениями и отключениями при напряжениях 110, 100, 90, 80 % $U_{ном}$ на зажимах привода в момент включения. Кроме того, выключатели, предназначенные для работы в режиме АПВ, 2—3 раза опробуют в цикле О—В—О при номинальном напряжении на зажимах привода.

16. Измерить собственное время включения и отключения выключателя с приводом с помощью электро- или миллисекундомера.

4.6. ВАКУУМНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

В распредустройствах разрезов применяют вакуумные выключатели ВВТЭ-10-10/630У2 (выключатель вакуумный трехфазный экскаваторный) и ВВТЭ-10-20/630 УХЛ2, которые отличаются вакуумными дугогасительными камерами, позволяющими отключать токи соответственно до 10 и 20 кА.

Техническая характеристика выключателя ВВТЭ-10-10/63У2

Номинальное рабочее напряжение, кВ	10
Номинальный рабочий ток, А	630
Номинальный ток отключения, кА	10
Сквозной ток короткого замыкания, кА:	
наибольший	25
начальное действующее значение периодической составляющей	10
Ток трехсекундной термической устойчивости, кА	10
Номинальный ток включения, кА:	
наибольший	25
начальное действующее значение периодической составляющей частотой 50 Гц	10
Собственное время отключения, с, не более	0,02
Полное время отключения, с, не более	0,05
Минимальная бестоковая пауза при АПВ, с	0,6
Собственное время включения, с, не более	0,1
Номинальное напряжение постоянного (выпрямленного) тока электромагнита управления, В	220
Диапазон напряжения электромагнита управления, В:	
при включении током прямой полярности	187—242
при отключении от встроенного конденсатора импульсом обратной полярности	143—264
Потребляемый ток (установившееся значение) электромагнита управления при включении, А, не более	130
Номинальный ток вспомогательных цепей, А	10
Ток отключения коммутирующих контактов для внешних вспомогательных цепей, А	
переменного тока	5
постоянного тока	2,5

Ход подвижного контакта, мм	12
Допустимый износ контактов, мм	4
Количество допустимых отключений тока:	
630 А	20 000
10 кА	50

Принцип действия вакуумных выключателей основан на гашении электрической дуги, возникающей при размыкании контактов, в вакуумных дугогасительных камерах с малым числом носителей зарядов и позволяющих гасить дугу в короткий промежуток времени при малом (до 12 мм) разводе контактов.

При ревизии, наладке и испытании вакуумных выключателей необходимо выполнить следующее.

1. Произвести внешний осмотр выключателя и убедиться в отсутствии вмятин на корпусе, трещин, сколов на изоляторах.

2. Открыть переднюю крышку *23* (рис. 4.44). Протереть дугогасительные камеры, изоляционные детали, поверхности прилегания к электромагниту якоря *9* ветошью, смоченной в спирте.

3. Подтянуть резьбовые соединения на металлоконструкциях и токоведущих частях.

4. Проверить провал контактов в дугогасительных камерах. Провал, контролируемый размером *А* (рис. 4.45), должен быть 6±0,3 мм при соблюдении размера *Б* (38,5±0,5 мм). Провал измеряют щупом во включенном положении выключателя.

В процессе измерений и регулировок включать и отключать выключатель только вручную, при помощи специального приспособления, прикрепляемого к тяге *1*. Приспособление поставляется заводом комплектно с выключателем.

Провал контактов характеризует их износ. При износе контактов 4 мм дугогасительную камеру заменяют новой. Для замены вакуумной дугогасительной камеры необходимо снять балку *17* (см. рис. 4.44) с контактными ножами *18*, ось *16* и болты, крепящие камеру снизу. Осторожно вынуть камеру с токопроводом, отсоединить детали токопровода, заменить камеру. При установке камеры особое внимание обращают на то, чтобы не происходило поворота подвижного контакта камеры относительно его корпуса во избежание повреждения сильфонного узла.

Произвести контрольный замер провалов.

5. Проверить одновременность замыкания контактов в камерах так же, как и для масляных выключателей (см. 4.3). Одновременность замыкания регулируют путем уменьшения зазора *А* (см. рис. 4.45) между гайкой *3* и сухарем *5*. После проверки одновременности замыкания контактов произвести контрольный замер провалов.

6. С помощью гайки *10* отрегулировать контактное нажатие. В момент разрыва контактов осевое усилие, прикладываемое к тяге *1*, должно быть не менее 600 Н.

7. Проверить блок-контакты на срабатывание путем прозвонки.

8. Проверить зазор *А* (см. рис. 4.44) между электромагнитом и якорем *9* в отключенном положении. Величину зазора, который должен быть 24±0,5 мм, регулируют, уменьшая или увеличивая количество регулировочных шайб под гайки штоков.

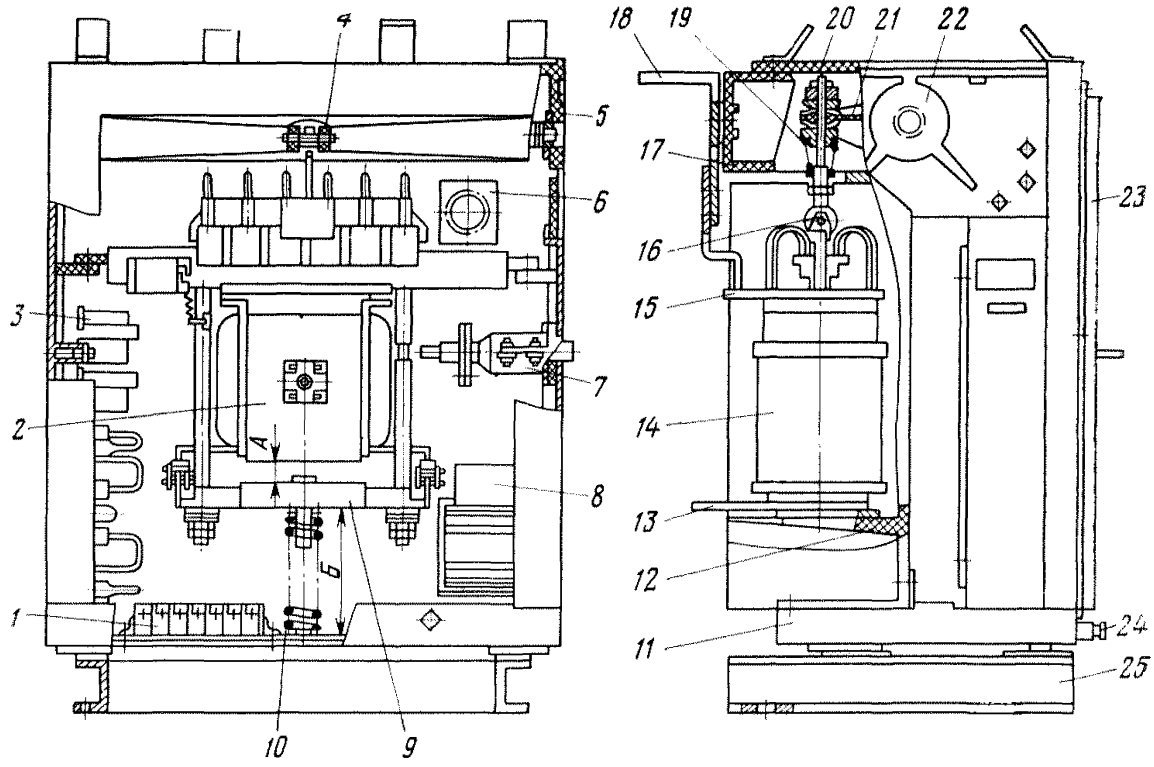


Рис. 4.44. Вакуумный выключатель ВВТЭ-10:

1 — блок зажимов; *2* — электромагнитный привод; *3* — панель; *4, 5* — подшипники; *6* — штепсельный разъем; *7* — фиксатор; *8* — конденсатор; *9* — якорь; *10* — пружина отключения; *11, 25* — рама; *12* — каркас; *13, 18* — выводы; *14* — дугогасительный блок; *15* — токопровод; *16* — ось; *17* — балка; *19* — пружина поджатия; *20* — крышка; *21* — качающаяся плита; *22* — изоляционная плита; *23* — крышка; *24* — заземляющий болт

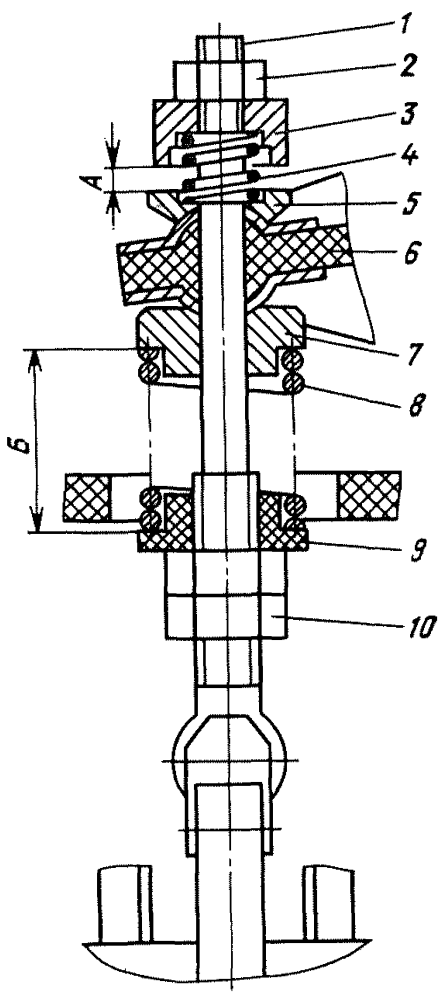


Рис. 4.45. Вертикальная тяга и ее регулировочные размеры:

1 — тяга; *2, 10* — контргайка; *3* — гайка; *4, 8* — пружина; *5* — сухарь; *6* — качающаяся плита; *7* — направляющая; *9* — втулка

9. Отрегулировать длину *Б* пружины *10,* ввинчивая или вывинчивая крепление пружины к якорю. Размер *Б* должен составлять 122,3+0,5 мм.

10. Проверить работу привода при дистанционном управлении.

11. Измерить собственное время включения и отключения выключателя с помощью электросекундомера со шкалой 1—1 000 мс или осциллографа.

12. Используя микроомметр или методом вольтметра-амперметра определить сопротивление токоведущего контура полюса между выводами *13* и *18.* Для измерения следует применять микроомметр класса точности не ниже 1,0 и амперметр класса точности не ниже 0,5. Значение сопротивления должно быть не более 66 мкОм. Если сопротивление контура выше, надо подтянуть все контактные соединения между выводами *13* и *18.* Если это не дает желаемого результата, отсоединить дугогасительную камеру и измерить ее собственное сопротивление, которое должно быть не более 40 мкОм. При неудовлетворительном показании камеру заменить.

13. Измерить сопротивление изоляции дугогасительных камер относительно земли и вакуумного промежутка с помощью мегаомметра напряжением 2 500 В. При пусковой наладке сопротивление изоляции должно быть не менее 300 МОм; у выключателя, находящегося в эксплуатации, — не менее 1 МОм на 1 кВ напряжения.

14. Испытать изоляцию выключателя и дугогасительных камер повышенным напряжением промышленной частоты на установке с максимальной токовой защитой, настроенной на ток утечки не более 20 мА. Каждую камеру следует проверять в течение 1 мин при разомкнутом выключателе испытательным напряжением 42 кВ, соблюдая его ступенчатое повышение: 12, 24, 42 кВ.

При токе утечки более 20 мА камера считается не выдержавшей испытание. В этом случае необходимо тщательно протереть камеру и повторить испытание. Если и после этого ток утечки превышает 20 мА, камеру заменяют новой.

15. Испытать изоляцию вторичных цепей повышенным напряжением промышленной частоты (см. 3.2).

16. Проверить выключатель многократным включением по методике проверки масляного выключателя.

4.7. ВЫКЛЮЧАТЕЛИ НАГРУЗКИ

При ревизии, наладке и испытании выключателей нагрузки необходимо выполнить следующее.

1. Произвести внешний осмотр резьбовых соединений, контактных ножей и фарфоровой изоляции.

2. Проверить плавность включения дугогасительных и главных контактов. Подвижные ножи должны плавно, без заеданий входить в горловины дугогасительных камер, а их ход в камерах должен составлять 160 мм. Подвижные контакты рабочего контура при включении должны мягко, без боковых ударов касаться неподвижных контактов, а во включенном положении — располагаться строго вертикально. Регулировку производят изменением длины тяги, соединяющей вал выключателя

с приводом. Отключение выключателя под действием отключающей пружины должно происходить при повороте рукоятки привода вниз на угол не более 15°.

3. Определить степень износа дугогасительных вкладышей: их минимальная толщина должна быть не менее 0,5 мм.

4. Оценить размер обгорания контактов. Суммарный размер обгорания подвижного и неподвижного дугогасительных контактов определяют как расстояние между подвижным и неподвижным главными контактами в момент замыкания дугогасительных. Это расстояние должно быть не менее 4 мм.

5. В выключателях ВНП-17 и ВНП-3 проверить действие механизма автоматического отключения выключателя при сгорании предохранителя.

6. Измерить сопротивление постоянному току токоведущего контура полюса и каждой пары рабочих контактов, а также отключающих катушек согласно 3.2. Значения сопротивления должны соответствовать заводским данным или данным первоначального измерения.

7. Измерить сопротивление изоляции вторичных цепей, оно должно быть не менее 1 МОм. Замер следует производить мегаомметром на напряжение 1 000 В со всеми присоединенными аппаратами.

8. Испытать повышенным напряжением промышленной частоты изоляцию выключателя в соответствии с 3.3. Величина испытательного напряжения указана в табл. 3.1, продолжительность 1 мин.

9. Испытать повышенным напряжением изоляцию вторичных цепей (см. 3.3).

10. Проверить срабатывание привода при пониженном напряжении. Минимальное напряжение срабатывания катушек отключения приводов должно быть не менее 35 % $U_{ном}$, а напряжение надежной работы — не более 65 % $U_{ном}$.

11. Испытать выключатель многократными включениями и отключениями, как показано в 4.3.

12. Испытать предохранители по методике 4.9.

4.8. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

Измерительные трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН) предназначены для питания катушек релейной защиты, измерительных приборов, средств автоматизации и сигнализации, а также для изоляции вторичных цепей от сети высокого напряжения.

При ревизии, наладке и испытании измерительных трансформаторов необходимо выполнить следующее.

1. Произвести внешний осмотр, обращая внимание на отсутствие трещин и повреждений фарфоровой покрышки и литой изоляции, надежность крепления выводов вторичных обмоток и заземления выводов обмоток и корпуса, отсутствие подтекания масла у маслонаполненных трансформаторов. Убедиться в наличии и исправности защитного колпачка дыхательного клапана и целостности маслоуказательного стекла. Проверить состояние высоковольтных защитных сопротивлений и предохранителей. У трансформаторов земляной защиты типов ТЗЛ и ТЗР,

кроме того, проверить наличие защитной брони кабеля на месте установки ТТ и расположение кабеля по центру окна трансформатора. Заземляющий проводник должен проходить через ТТ так, как показано на рис. 4.46: кабельная муфта и кабель до выхода из ТТ должны быть изолированы от токоведущих частей.

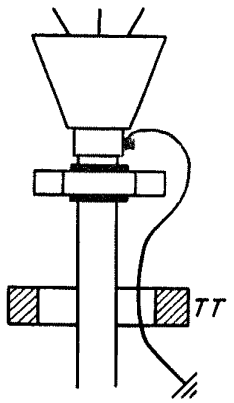


Рис. 4.46. Расположение кабеля в окне трансформатора тока земляной защиты

2. Измерить сопротивление изоляции обмоток ВН (см. 3.3) мегаомметром на напряжение 2500 В. Для вновь вводимых ТН типа НКФ оно должно быть не менее 300 МОм, для других трансформаторов, в том числе находящихся в эксплуатации, не нормируется. Для измерения сопротивления изоляции обмоток НН применяют мегаомметр на 1000 В. Сопротивление не нормируется, но вместе с подсоединенными к ним цепями должно быть не менее 1 МОм. При оценке состояния изоляции вторичных обмоток можно ориентироваться на следующие средние значения сопротивления изоляции исправной обмотки, не требующей сушки: для встроенных и выносных ТТ соответственно 10 и 50 МОм. У ТТ типа ТФН-220 при наличии вывода от экрана вторичной обмотки измеряют сопротивление между экраном и вторичной обмоткой, которое должно быть не менее 1 МОм.

3. Измерить тангенс угла диэлектрических потерь (см. 3.3) для трансформаторов напряжением 35 кВ и выше, у которых оба вывода первичной обмотки рассчитаны на номинальное напряжение, и ТТ всех классов напряжений с основной бумажно-бакелитовой и бумажно-масляной изоляцией. Измеренный $\operatorname{tg}\delta$ обмоток ТТ не должен превышать значений, приведенных в табл. 4.4. Опытные величины $\operatorname{tg}\delta$ для трансформаторов напряжения приведены в табл. 4.5.

4. Испытать повышенным напряжением изоляцию обмоток ВН (см. табл. 3.1) в течение 1 мин, для ТТ с основной изоляцией, выполненной из органических твердых материалов или кабельных масс, в течение 5 мин. ТН с ослабленной изоляцией одного из выводов испытанию не подвергают. Находящиеся в эксплуатации трансформаторы до 20 кВ при отсутствии необходимой испытательной аппаратуры переменного тока допускается испытывать повышенным выпрямленным напряжением, равным

Таблица 4.4

Значения тангенса угла диэлектрических потерь ТТ при +20 °С

Изоляция	Предельные значения $\operatorname{tg}\delta$(%) при номинальном напряжении, кВ			
	10	35	110	220
Бумажно-масляная	—	2,5/4,5	2/3,5	1,5/2,5
Бумажно-бакелитовая	3/12	2,5/8	2/5	—

Примечание. В числителе дано значение для вновь вводимых трансформаторов, в знаменателе—для находящихся в эксплуатации.

Таблица 4.5

Значения тангенса угла диэлектрических потерь изоляции обмоток ТН

Номинальное напряжение, кВ	Средние опытные значения тангенса угла диэлектрических потерь (%) при температуре обмоток, °С						
	10	20	30	40	50	60	70
10	4	5,5	7,4	10	14	19	27
35	2,8	4	5,5	8	11	16	28
110—220	1,8	2,0	2,2	3,5	5	10	14

полуторакратному значению испытательного напряжения частоты 50 Гц. Испытания проводят без расшиновки. Испытание изоляции обмоток НН производят напряжением 1000 В совместно с присоединенными к ним цепями. Продолжительность испытания 1 мин. Вводы ТН, рассчитанные на номинальное напряжение, испытывают согласно 4.1.

5. Измерить ток холостого хода ТН на вторичной обмотке при номинальном напряжении. Повышенное значение тока х. х. по отношению к паспортному свидетельствует о неисправности ТН.

Для трансформаторов с несимметричной магнитной системой (трехфазных трехстержневых) ток х. х. определяют как среднее арифметическое суммы токов х.х. всех трех фаз. При измерении тока х.х. следует надежно заземлять корпус, вторичную обмотку и первичную обмотку, имеющую вывод с ослабленной изоляцией, присоединяемой к земле (у ТН типа НКФ, ЗОМ, ЗНОМ).

При измерении тока х.х. ТН выше 35 кВ необходимо применять регулирующее устройство большой мощности, так как величина тока х.х. трансформаторов напряжения типа НКФ-110 достигает 10 А, а НКФ-220—25 А. Измерение следует производить быстро, поскольку обмотки не рассчитаны на длительное протекание больших токов.

6. Определить полярность вторичных обмоток вновь вводимых однофазных трансформаторов. Проверить группу соединения обмоток вновь вводимых трехфазных ТН (см. 5.7).

7. Измерить коэффициент трансформации $K_{тт}$ встроенных ТТ, который может отличаться от паспортных данных на величину в пределах точности измерения.

8. Определить (при необходимости) напряжения ответвлений встроенных ТТ согласно 5.6.2.

9. Снять характеристики намагничивания ТТ по схемам, показанным на рис. 4.47, для определения повреждений магнитопровода и замкнутых витков (что выражается в уменьшении крутизны характеристики). Для снятия характеристик используют регуляторы напряжения, например лабораторный трансформатор ЛАТР-1, позволяющий регулировать напряжение в пределах 0—250 В. Характеристику намагничивания снимают до номинального тока или до начала насыщения, измеряя напряжение при шести-восьми значениях тока. Для начальной части характеристики можно сделать больше измерений, так как у ТТ небольшой мощности насыщение наступает при токе до 5 А. У мощных ТТ, имеющих боль-

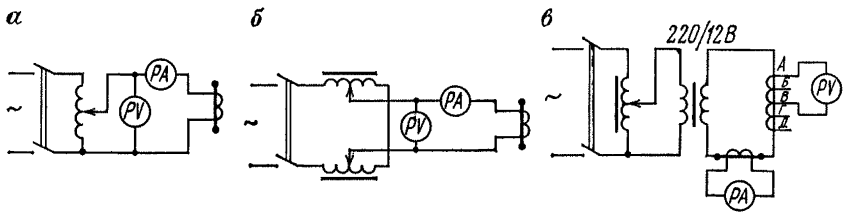


Рис. 4.47. Схема снятия характеристики намагничивания трансформаторов тока:
а — с одним регулировочным автотрансформатором; *б* — с двумя регулировочными автотрансформаторами; *в* — встроенных

шой коэффициент трансформации и используемых для дифференциальных защит, насыщение наступает при токах, значительно меньше 5 А. Характеристики таких ТТ снимают до максимально возможного напряжения, обычно не превышающего 380 В. Большое напряжение (свыше 500 В) требуется подавать при снятии характеристик намагничивания ТТ с первичным током 8000—12 000 А и вторичным током 1 А.

Для оценки погрешности ТТ, предназначенных для питания релейной защиты или фиксирующих приборов, характеристики намагничивания снимают до начала насыщения или до тока намагничивания $I_{нам}$:

$$I_{нам} = \frac{0{,}1 I_{к.з.max}}{K_{ТТ}}, \tag{4.5}$$

где $K_{ТТ}$ — коэффициент трансформации *ТТ*.

При измерениях применяют приборы электродинамической или электромагнитной системы. Амперметр включают таким образом, чтобы ток, проходящий через вольтметр, не влиял на показания амперметра. Вольтметр должен иметь большое внутреннее сопротивление.

Снятую характеристику сравнивают с типовой. При этом характеристику $U_2 = f(I_{нам})$ нужно перестроить на характеристику $E_2 = f(I_{нам})$, уменьшая ее ординату U_2 на величину падения напряжения во вторичной обмотке $\Delta U = I_{нам} Z_2$. Если снятая характеристика находится в зоне, расположенной ниже типовой характеристики не более чем на 20 %, трансформатор считается исправным.

При отсутствии типовых характеристик для ТТ данного типа пригодность его может быть проверена путем построения нагрузочной характеристики на снятой его вольт-амперной характеристике.

Нагрузочная характеристика (рис. 4.48)

$$E_н = I_{12}(Z_н + Z_2) \tag{4.6}$$

при линейном характере сопротивления нагрузки $Z_н$ и вторичной обмотки Z_2 имеет вид прямой, пересекающей ось ординат в точке, соответствующей

$$E_н = I_{12к.з}(Z_н + Z_2), \tag{4.7}$$

под углом

$$\alpha = \operatorname{arctg}\left[(Z_н + Z_2)\frac{M_U}{M_I}\right], \tag{4.8}$$

где M_U и M_I — масштабы напряжения (мм/В) и тока (мм/А) при построении вольт-амперной характеристики.

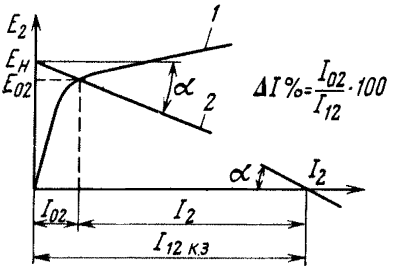


Рис. 4.48. Определение погрешности ТТ по вольт-амперной *(1)* и нагрузочной *(2)* характеристикам

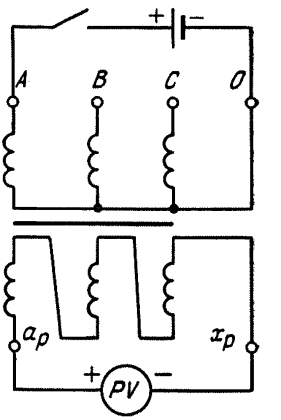


Рис. 4.49. Схема определения полярности дополнительной обмотки пятистержневого трансформатора

Абсцисса точки пересечения нагрузочной характеристики с вольт-амперной соответствует величине тока намагничивания I_{02} при токе $I_{12\,к.\,з.}$ Погрешность по току при этом определяется как отношение $I_{02}/I_{12к.\,з.}$, которая должна быть не более 10 %.

10. Проверить полярность дополнительной обмотки пятистержневого трансформатора напряжения по схеме, показанной на рис. 4.49: «минус» батареи подключен к нулевому выводу, а «плюс» поочередно подключается к обмоткам ВН. При правильной полярности стрелка гальванометра будет отклоняться в одну сторону во всех случаях.

11. Проверить наличие напряжения нулевой последовательности на дополнительной обмотке, которая в сети с изолированной нейтралью является фильтром напряжений нулевой последовательности и служит для сигнализации однофазных замыканий на землю. При замыкании фазы A на землю (рис. 4.50) напряжение в нейтрали ТН становится равным U_A, а напряжение двух других фаз увеличивается до линейных:

$$U_B = U_C = \sqrt{3}\, U_A. \tag{4.9}$$

Результирующее напряжение нулевой последовательности в дополнительной обмотке ТН представляет собой геометрическую сумму этих напряжений:

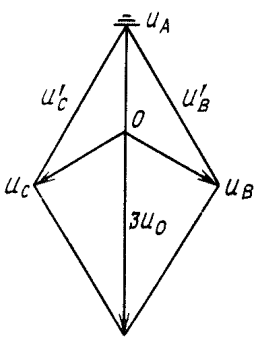


Рис. 4.50. Диаграмма напряжений при замыкании фазы на землю

$$3U_A = 3U. \tag{4.10}$$

Дополнительная обмотка выполняется так, чтобы напряжение $3U_0$ по величине было равно линейному напряжению основной вторичной обмотки, т. е. 100 В.

Для проверки наличия напряжения U_0ТН имитируют однополюсное отключение одной из фаз первичной обмотки, вывод которой должен заземляться. Одновременно измеряют напряжение небаланса ТН, включенного по схеме разомкнутого треугольника. При симметрии первичных напряжений ТН, работающего на холо-

стом ходу, это значение не должно превышать 8 В. Измерение производят высокоомным вольтметром.

13. Измерить сопротивление обмоток постоянному току (см. 3.2) у ТТ на напряжение 110 кВ и выше. Отклонение измеренного сопротивления от паспортного значения или от сопротивления обмоток других фаз не должно превышать 2 %.

14. Проверить протокол испытания масла (см. 5.3).

4.9. ПРЕДОХРАНИТЕЛИ

Для защиты электрических установок при перегрузках и коротких замыканиях на подстанциях шахт и разрезов применяют кварценаполненные и стреляющие предохранители.

При ревизии и испытании предохранителей необходимо выполнить следующее.

1. Произвести внешний осмотр и проверить состояние предохранителя. Изоляторы не должны иметь трещин и сколов, патрон—вмятин и трещин.

2. Проверить установку и крепление. Стреляющий предохранитель устанавливают вертикально открытым концом трубки вниз. Основание выверяют по отвесу.

3. Проверить прочность крепления корпуса патрона кварцевого предохранителя в патронодержателе. Разошедшиеся губки поджать так, чтобы извлечь патрон из патронодержателя можно было некоторым усилием, достаточным для удержания патрона при электродинамических нагрузках, которые обусловливают токи к.з.

4. Проверить состояние контактных поверхностей. Окислившиеся или обгоревшие контакты зачистить бархатным напильником.

5. Проверить подключение ошиновки к выводным контактам. Подключение стреляющего предохранителя во избежание механической нагрузки производят гибким проводом. Подвод питания к предохранителям 110 и 220 кВ осуществляют к верхним контактам. К предохранителям 10 и 35 кВ возможен подвод как к верхним, так и к нижним контактам.

6. Испытать опорную изоляцию повышенным напряжением промышленной частоты (см. табл. 3.1).

7. Проверить целостность плавких вставок и токоограничивающих сопротивлений, соответствие их проектным данным. Плавкие вставки и токоограничивающие сопротивления должны быть калиброванными. Предохранители с кварцевым наполнителем дополнительно проверяют на целостность плавкой вставки путем прозвонки.

При необходимости перезарядки стреляющего предохранителя рекомендуется соблюдать следующий порядок:

1) снять патрон (рис. 4.51). Съем производить с помощью изолирующей штанги за ушко *1*, нажав на патрон вверх и провернув его влево до выхода ушка из паза;

2) разобрать патрон. Для этого надо снять кожух *13*, отвернуть муфту *15* и выбить штифт *16*. Затем отвернуть накидную гайку *17* и вынуть токопровод, проверить гибкую связь *3* и контакты *6*, *11*. Гибкую

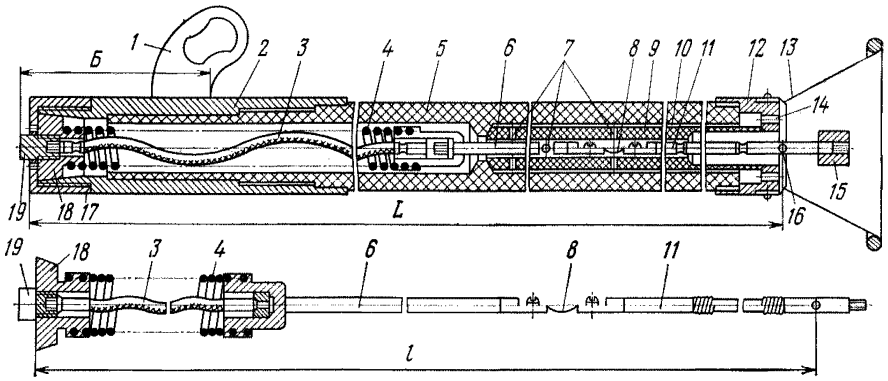


Рис. 4.51. Патрон предохранителя:

1 — ушко; *2* — оголовник; *3* — гибкая связь; *4* — отключающая пружина; *5* — изоляционный корпус; *6* — верхний контакт; *7, 14* — отверстия; *8* — плавкий элемент; *9* — дугогасительная камера; *10* — воздушный зазор; *11* — контактный вывод; *12* — прижимная гайка; *13* — кожух; *15* — соединительная муфта; *16* — штифт; *17* — накидная гайка; *18* — пробка; *19* — контактный вывод

связь, имеющую более 20 % оборванных проводов, заменить. Выгоревшие контакты заменить. Заменить плавкий элемент *8*. Далее, отвинтить прижимную гайку *12*, вынуть дугогасительную трубку и протереть ее салфеткой, смоченной в растворителе. Диаметр отверстия в верхней части камеры не должен превышать 16 мм для предохранителя напряжением 110 и 220 кВ. Для предохранителей напряжением 10 и 35 кВ контролируют также диаметр у места расположения плавкого элемента, который должен быть не более 27 мм;

3) собрать патрон. Токопровод вставляют следующим образом. На место соединительной муфты *15* навинчивают специальный стержень. После закрепления токопровода накидной гайкой *17* токопровод вытягивают стержнем и крепят в прижимной гайке *12* штифтом *16*.

После сборки патрона необходимо проверить размер *Б*, который должен быть 147^{+1} мм (при необходимости его регулируют вывинчиванием или ввинчиванием контактного вывода *19* с последующим кернением), и величину хода верхнего подвижного контакта (мм)

$$H = L - l - 3,$$

где L — расстояние от торца накидной гайки *17* до паза под штифт в прижимной гайке *12*; l — расстояние от торца пробки *18* токопровода до отверстия под штифт (измеряется при свободном состоянии пружины *4*). Величина хода выдерживается 340±5 мм.

8. Установить патрон. Вначале присоединить к патрону гибкий проводник с ножом, затем, взяв патрон изолирующей штангой за ушко *1*, вставить его в верхнюю контактную головку.

4.10. РЕАКТОРЫ

Реакторы служат для ограничения токов к.з. и сохранения на шинах определенного уровня напряжения при к.з. за реактором.

Ревизия, наладка и испытание масляных реакторов производится, как и для масляных трансформаторов.

При ревизии и испытании сухих реакторов необходимо выполнить следующее.

1. Проверить состояние фарфоровых изоляторов, обращая внимание на сколы, трещины, нарушения армировки.

2. Проверить состояние бетонных колонок и крепление в них анкерных болтов. На колонках не должно быть трещин, сколов, нарушений лакового покрова. При обнаружении в бетоне трещин небольшие следует заделать изоляционным асфальтовым лаком, а большие трещины и сколы — чистым цементным раствором.

3. Произвести внешний осмотр обмоток. Витки обмоток должны быть недеформированными, а изоляция не иметь нарушений. Погнутые витки выправить, нарушенную изоляцию восстановить, покрыв виток лакотканью и бакелитовым лаком.

4. Измерить сопротивление изоляции обмоток относительно болтов крепления мегаомметром на напряжение 1 000—2 500 В. Сопротивление должно быть не менее 0,5 МОм для вновь вводимых и не менее 0,1 МОм для реакторов, находящихся в эксплуатации.

5. Испытать опорную изоляцию реактора повышенным напряжением промышленной частоты. Продолжительность приложения испытательного напряжения 1 мин. Испытание можно производить совместно с изоляторами ошиновки ячейки.

4.11. РАЗРЯДНИКИ

Разрядники предназначены для защиты электрооборудования подстанций от внутренних или атмосферных перенапряжений.

При ревизии и испытании вентильных разрядников необходимо выполнить следующее.

1. Произвести внешний осмотр и убедиться в целостности фарфоровых корпусов и металлических деталей, наличии и комплектности крепежных изделий. Осмотреть регистратор срабатывания, который работает следующим образом. При импульсе перенапряжения токи пробивают воздушный зазор и сжигают плавкую вставку. При этом освобождается барабанчик, который под действием пружины поворачивается на одно деление. Прибор реагирует на десять срабатываний, после чего требуется перезарядка.

2. Измерить сопротивление изоляции мегаомметром на напряжение 2 500 В. Измерения следует производить поэлементно в сухую погоду при положительной температуре. Перед измерением фарфоровую поверхность разрядника протереть. Сопротивление изоляции не нормируется, но оно не должно отличаться более чем на 30 % от результатов ранее проведенных или заводских испытаний.

4.12. КОНДЕНСАТОРНЫЕ УСТАНОВКИ

При ревизии и испытании конденсаторных установок необходимо выполнить следующее.

1. Внешним осмотром убедиться в отсутствии течи жидкости из корпуса, вспучивания стенок корпусов. Допускается вспучивание не более 10 мм на каждую сторону. Проверить целостность изоляторов.

2. Измерить сопротивление изоляции мегаомметром на напряжение 2 500 В. Значение сопротивления изоляции между выводами не нормируется.

3. Измерить емкость элементов конденсаторов напряжением 1 000 В и выше приборами, погрешность которых по емкости не превышает 1 % (например, мосты МД-16, Р-5026). Отклонение от паспортных данных должно быть не более ±5 % при пусковой наладке и не более ±10 % у конденсаторов, находящихся в эксплуатации.

4. Испытать изоляцию повышенным напряжением промышленной частоты. У конденсаторов напряжением ниже 3,15 кВ и изолирующих подставок конденсаторов испытание не производится. Необходимость проведения испытания конденсаторов на другие напряжения, а также испытательное напряжение и продолжительность его приложения определяются заводскими инструкциями. Для конденсаторов, имеющих вывод, соединенный с корпусом, испытания не производят.

При отсутствии источника достаточной мощности испытания переменным током могут быть заменены испытаниями выпрямленным напряжением удвоенной испытательной величины переменного тока. В этом случае целесообразно дополнительно оценивать состояние изоляции по величине тока утечки (несколько микроампер). По окончании испытания изоляции постоянным током должен быть произведен разряд конденсатора через сопротивление, ограничивающее ток разряда до величины не более 20-кратного номинального значения. Конденсаторы, у которых не происходило электрического перекрытия или пробоя, считаются выдержавшими испытание.

5. Испытать батарею конденсаторов трехкратным включением на номинальное напряжение. Контролируют величину токов по каждой фазе. При этом токи в различных фазах не должны различаться более чем на 5 %.

4.13. КОМПЛЕКТНЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

Ячейки КРУ снабжены блокировками, которые служат для исключения возможных ошибок при оперативных переключениях и выполняют следующие функции.

Не допускают включение выключателя при выключенных разъединителях и отключение шинных и линейных разъединителей при включенном выключателе.

Исключают открывание сетчатой двери при включенном шинном или линейном разъединителе, а также включение шинного или линейного разъединителя при открытой сетчатой двери.

Не позволяют открыть дверь кабельного отсека при включенном

шинном разъединителе, а также включение шинного разъединителя при открытой двери.

Не допускают включение заземляющих ножей при включенном линейном разъединителе и линейного разъединителя при включенных заземляющих ножах.

Ограничивают доступ к неподвижным контактам шторками в ячейках с выкатными тележками.

При ревизии, наладке и испытании КРУ необходимо выполнить следующее.

1. Проверить состояние дверей и замков, сетчатых ограждений и механических блокировок, наличие смазки на трущихся частях механизмов, состояние контакторов и КСА, разъединяющих контактов цепей вторичной и первичной коммутации.

2. Проверить механизм доводки и блокировки. Для этого следует вкатить и выкатить тележку. При правильно отрегулированном механизме доводки и блокировки в случае закрепления тележки в рабочем или испытательном положении ролики должны одновременно и полностью входить в пазы скоб, но не упираться в дно пазов. Для правильной доводки тележки предусмотрены продольные пазы. С их помощью можно регулировать положение скоб, на которые опирается тележка. Усилие на рукоятку механизма доводки должно быть не более 250 Н. Для измерения усилия применяют динамометр. Фиксатор в патрубке должен надежно и четко входить в поперечные пазы кармана в крайних положениях рукоятки.

3. Проверить действие защитных шторок: при вкатывании тележки они должны автоматически подниматься, открывая окна для прохода подвижных контактов первичной цепи, и при выкатывании под действием собственного веса тележки должны опускаться.

4. Проверить работу механических блокировок многократным (четыре—пять раз) вкатыванием тележки из испытательного положения в рабочее при включенном заземляющем разъединителе. При этом блокировка не должна допустить ни одного успешного вкатывания выдвижного элемента в рабочее положение.

5. Измерить переходное сопротивление первичных разъединяющих контактов, контактов сборных шин и разъединяющих контактов вторичных цепей. Если шкафы КРУ установлены у стенки и доступ к подвижным контактам затруднен, измерение переходных сопротивлений производить на тележке с помощью вспомогательной медной пластины толщиной 8—9 мм или запасного неподвижного контакта. Переходное сопротивление контакта не должно превышать 20, 12 и 10 мкОм для контакта соответственно на 400, 1 000 и 1 500 А. При неудовлетворительных значениях переходного сопротивления контакты следует протереть бензином и подтянуть. Зачистка контактных поверхностей напильником либо стеклянной шкуркой запрещается.

6. Проверить и отрегулировать разъединяющие контакты первичной цепи. При правильной установке разъединяющие контакты должны удовлетворять следующим требованиям:

а) расхождение осей подвижной и неподвижной частей контакта не должно превышать 5 мм. Регулировку производить путем изменения по-

ложения проходных изоляторов, закрепленных на тележке. Расстояние между осями разъединяющих контактов первичной цепи должно составлять 250±1 мм;

б) при замкнутых контактах (тележка в рабочем положении) расстояние между основанием контактов и фасонной пластиной должно быть не менее 5 мм. Регулировку этого расстояния производить с помощью прокладок, устанавливаемых под фланцы опорных изоляторов корпуса или проходных изоляторов тележки;

в) ламели подвижной части должны заходить на плоскую часть неподвижного контакта не менее чем на 15 мм.

7. Выборочно динамометром измерить давление ламелей разъединяющих контактов первичных цепей, которое должно быть 100—150 Н.

8. Проверить и отрегулировать разъединяющие контакты вторичных цепей. Для этого установить тележку в испытательное положение и, подняв рукоятку вала доводки, сцепить тягу с рычагом вторичных контактов. Правильно отрегулированные контакты должны удовлетворять следующим требованиям:

а) оси подвижных и неподвижных частей контактов должны совпадать;

б) соединение подвижной и неподвижной частей контактов должно происходить на расстоянии 7—17 мм от пружинящего края ламели;

в) вжим пружинящих ламелей при включении контактов должен быть не менее 5 мм.

Регулировку положения вторичных контактов по глубине шкафа производят перемещением уголка, на котором закреплен на тележке подвижной блок. Вжим вторичных контактов регулировать изменяя длину тяги с помощью гаек, закрепляющих тягу с рычажками вторичных контактов тележки. Нельзя отгибать пружинящие ламели неподвижного блока.

При регулировке вжима вторичных контактов необходимо следить за тем, чтобы не ломалась задняя стенка пластмассового основания подвижного блока контактов. Для этого, выдвинув тележку из шкафа при расцепленной тяге, надо повернуть вручную подвижные контакты вверх; они должны доходить до упора не ближе чем на 5—10 мм. При таком положении контактов следует отпустить патрубок механизма доводки вниз до предела и отрегулировать длину тяги так, чтобы совпали отверстия в ней и в рычаге вторичных контактов. Установленные таким образом длина тяги и угол поворота вторичных контактов являются предельными. Дальнейшее укорочение тяги и, следовательно, увеличение угла поворота недопустимы.

Проверку и регулировку контактов в рабочем положении тележки производить аналогично положению тележки в испытательном положении. Исключить подъем тележки КРУ при вкатывании ее в рабочее положение, так как при этом деформируются пружинящие ламели неподвижного блока вторичных контактов и могут произойти нарушение контактных соединений и поломка контактов.

9. Проверить правильность установки заземлителя по отношению к ножам разъединителя. При включении заземлителя все его ламели дол-

жны касаться ножа. Если ножа касаются не все ламели, следует отрегулировать заземлитель.

10. Отрегулировать заход ламелей заземлителя на ножи. При поднятой рукоятке привода вверх до упора ламели должны перекрывать ножи на 24—32 мм. Регулировку осуществлять тягой, в которой имеется несколько отверстий, позволяющих удлинять или укорачивать тягу при ее присоединении к приводу и заземлителю.

11. Измерить сопротивление изоляции элементов первичных цепей, выполненных из органических материалов, с помощью мегаомметра на напряжение 2 500 В. Сопротивление изоляции при пусковой наладке должно быть не менее 1 000 МОм и во время эксплуатации — не менее 300 МОм.

12. Измерить сопротивление изоляции вторичных цепей мегаомметром на напряжение 1 000 В. Величина сопротивления каждого присоединения со всеми аппаратами должна быть не менее 1 МОм.

13. Измерить переходное сопротивление связи заземления тележки с корпусом, которое должно быть не более 1 000 мкОм. Бобышки, на которых для создания надежного контакта прикрепляют медную шинку, смазать техническим вазелином. При переходном сопротивлении более допустимого медные шинки зачистить и протереть бензином.

14. Испытать изоляцию КРУ повышенным напряжением промышленной частоты при включенных в рабочее положение тележках и закрытых дверях. Нормы испытательного напряжения указаны в табл. 3.1. Испытание изоляции вторичных цепей производить напряжением 1 000 В в течение 1 мин.

4.14. КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ

При ревизии и испытании кабелей напряжением до 10 кВ необходимо выполнить следующее.

1. Проверить соответствие кабеля исполнительным схемам и актам на скрытые работы при пусковой наладке.

2. Осмотреть видимые участки кабеля и убедиться в отсутствии повреждений соединительных муфт, концевых заделок, наличии креплений и маркировки кабеля, в надежности присоединения кабеля к электрооборудованию.

3. Проверить целостность жил и фазировку. Целостность жил проверяют путем отсоединения всех жил кабеля и прозвонки с помощью двух микротелефонных трубок или пробника.

При фазировке двух кабелей, находящихся под напряжением, можно воспользоваться вольтметром. Кабель сфазирован правильно, если при подключении вольтметра к жилам разных кабелей напряжение между ними равно нулю. Фазировку кабеля можно провести также при помощи стационарных трансформаторов напряжения. Вначале проверяют фазировку ТН при включении секционного выключателя и отключенной фазируемой линии, затем фазировку линии с системой шин при отключенном секционном выключателе и включенной на резервную секцию фазируемой линии. Нулевое показание вольтметра указывает на одноименность фаз линии и системы шин.

Фазировку кабелей, включаемых на параллельную работу, необходимо провести до подачи напряжения прозвонкой между фазами и каждой фазы на землю с помощью пробника и омметра.

4. Измерить сопротивление изоляции мегаомметром на напряжение 2 500 В. Для кабелей напряжением до 1 000 В сопротивление должно быть не менее 0,5 МОм. Для кабелей напряжением свыше 1 000 В сопротивление не нормируется. Измерения производить до и после испытания кабеля, так как в процессе испытания повышенным напряжением изоляция может быть разрушена.

Следует иметь в виду, что при измерении сопротивления изоляции силовых кабелей значительной длины и, следовательно, большой емкости, которая не успевает зарядиться за время измерения (60 с), показания мегаомметра будут меньше действительной величины сопротивления изоляции.

При хорошем качестве изоляции кабеля коэффициент асимметрии (отношение сопротивления изоляции жилы кабеля, имеющей наибольшее значение, к сопротивлению изоляции жилы кабеля, имеющей наименьшее значение) не превышает 1,5—2.

При пониженном сопротивлении изоляции тщательно протереть аппаратуру, имеющую контакт с жилами кабеля, и концевые разделки, измерения произвести заново.

5. Испытать повышенным напряжением выпрямленного тока по методике, приведенной в 3.3. Величины испытательного напряжения даны в табл. 4.6.

Для кабелей с бумажной и пластмассовой изоляцией длительность приложения испытательного напряжения при пусковой наладке 10 мин,

Таблица 46

Величины испытательного выпрямленного напряжения для силовых кабелей

Изоляция кабелей	Вид наладки	Значение испытательного напряжения (кВ) для силовых кабельных линий на напряжение, кВ			
		до 1	3	6	10
Бумажная	Пусковая	6	18	36	60
	Периодическая	—	15—25	36—45	60
Пластмассовая	Пусковая	5*	15	36	60
	Периодическая	—	7,5	36	60
Резиновая	Пусковая	—	6	12	20
	Периодическая	—	6	12**	20**

* Допускается проверка мегаомметром на напряжение 2 500 В.

** После мелких ремонтов, не связанных с перемонтажом кабеля, изоляция проверяется мегаомметром на напряжение 2 500 В.

при эксплуатации — 5 мин. Для кабелей с резиновой изоляцией длительность приложения испытательного напряжения 5 мин.

При проведении испытаний необходимо обращать внимание на характер изменения токов утечки. Допустимый ток утечки кабелей с бумажной изоляцией напряжением 10 кВ и ниже составляет 300 мкА.

6. Измерить сопротивление заземления на линиях для концевых заделок в соответствии с указаниями разд. 11.

5. РЕВИЗИЯ, НАЛАДКА И ИСПЫТАНИЕ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

5.1. ТИПЫ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И ОБЪЕМ РАБОТ ПО ИХ НАЛАДКЕ

На предприятиях угольной промышленности в общем случае применяют силовые двухобмоточные трансформаторы (табл. 5.1).

Для систем электроснабжения шахт с обособленным питанием подземных электроустановок в последнее время начато применение трехобмоточных типа ТДТНШ (табл. 5.2) и разделительных типа ТМШ (табл. 5.3) трансформаторов, обеспечивающих повышение безопасности и надежности применения электроэнергии в подземных условиях в соответствии с РТМ 12.25.002—84 «Электроснабжение угольных шахт с обособленным питанием подземных электроприемников».

Тип трансформатора расшифровывается следующим образом: *Т* — трехфазный; *М* — масляный с естественной циркуляцией масла и воздуха; *С* — сухой с естественной циркуляцией воздуха; *З* — защищенный; *Д* — масляный с естественной циркуляцией масла и с принудительной циркуляцией воздуха; ДЦ — с принудительной циркуляцией масла и воздуха; *Р* — с расщепленной на две обмотки НН; *Н* — с регулированием напряжения под нагрузкой; число в числителе — номинальная мощность (кВ·А); в знаменателе — класс напряжения обмотки ВН (кВ).

Трансформаторы без регулирования под нагрузкой (РПН) имеют устройство для переключения напряжения без возбуждения (ПБВ) на стороне ВН.

Трансформаторы с РПН имеют следующие диапазоны регулирования напряжения.

Напряжение обмотки ВН, кВ	Мощность, кВ·А	Диапазон регулирования, %
6; 10	До 6300	8×1,25
35	То же	6×1,5
110	Всех мощностей	9×1,77
220; 330	То же	8×1,5

Регулирование напряжения для трансформаторов класса напряжения до 35 кВ включительно и напряжения 110—330 кВ осуществляется соответственно на стороне ВН и в нейтрали обмотки ВН.

Объем работ по ревизии, наладке и испытанию трансформаторов, определяемый требованиями Норм и ПУЭ, включает: внешний осмотр и

Таблица 5.1

Технические характеристики двухобмоточных силовых трансформаторов

Трансформатор	$U_{ном}$ обмоток, кВ		Потери, кВт		$I_{х.х}$, %
	ВН	НН	$\Delta P_{х.х}$	$\Delta P_{к.з}$	
Трансформаторы масляные класса напряжения 10 кВ					
ТМ-25/10	6; 10	0,4; 0,69	0,125	0,6	3,2
ТМ-40/10	6; 10	0,4; 0,69	0,18	0,88	3
ТМ-63/10	6; 10	0,4; 0,69	0,265	1,28	2,8
ТМ-100/10	6; 10	0,4; 0,69	0,365	1,97	2,6
ТМ-160/10	6; 10	0,4; 0,69	0,54	2,65	2,4
ТМ-250/10	6; 10	0,4; 0,69	0,82	3,7	2,3
ТМ-400/10	6; 10	0,4; 0,69	1,08	5,5	3
ТМ-630/10	6; 10	0,4; 0,69	1,68	7,6	3
ТМ-1000/10	6; 10	0,4; 0,69 3,15	2,45	12,2	2,8
ТМН-1600/10	6; 10	0,4; 0,69; 3,15	3,3	18	2,6
ТМН-2500/10	10	0,69; 3,15; 6,3	6,2	25	3,5
ТМН-4000/10	10	0,69; 3,15; 6,3	8,5	33,5	3
ТМН-6300/10	10	0,69; 3,15; 6,3	12,3	46,5	3
ТДН-10000/10	10	3,15; 6,3	37	74	4
ТДН-15000/10	10	6,3	50	130	4,5
Трансформаторы сухие класса напряжения 10 кВ					
ТСЗ-160/10	6; 10	0,23; 0,4; 0,69	0,7	2,7	4
ТСЗ-250/10	6; 10	0,4	1,0	3,8	3,5
ТСЗ-400/10	6; 10	0,4	1,3	5,4	3,0
ТСЗ-630/10	6; 10	0,4	2,0	7,3	3,0
ТСЗ-1000/10	6; 10	0,4	3,0	11,2	2,5
ТСЗ-1600/10	6; 10	0,69	4,2	16,0	2,5
Трансформаторы класса напряжения 35 кВ					
ТМН-1600/35	35	6,3; 10,5	3,65	18	1,4
ТМН-2500/35	35	6,3; 10,5	5,1	25	1,1
ТМН-4000/35	35	3,15—10,5	6,7	33,5	1,0
ТМН-6300/35	35	3,15—10,5	9,4	46,5	0,9
ТРДН-25000/35	20; 35	6,3/6,3; 10,5/10,5	29	145	0,7
ТРДН-32000/35	20; 35	6,3/6,3 10,5/10,5	65	180	3
Трансформаторы класса напряжения 110 кВ					
ТМН-6300/110	110	6,3; 10,5	13	50	1,0
ТДН-10000/110	110	6,3; 10,5	27	74	0,9
ТДН-15000/110	110	6,3; 10,5	40	130	0,9
ТДН-16000/110	110	6,3; 10,5	21	85	0,85
ТРДН-25000/110	110	6,3/6,3 (6,3/10,5)	36	120	0,8
ТДН-31500/110	110	6,3; 10,5	80	215	4
ТРДН-40000/110	110	6,3/6,3 (6,3/10,5)	58,7	166	1,208
ТРДЦН-63000/110	110	6,3/6,3 6,3/10,5	82	256	1,16

Продолжение

Трансформатор	$U_{ном}$ обмоток, кВ		Потери, кВт		$I_{х.х}$, %
	ВН	НН	$\Delta P_{х.х}$	$\Delta P_{к.з}$	
Трансформаторы класса напряжения 220 кВ					
ТРДЦН-32000/220	220	6,3/6,3 (6,3/10,5; 10,5/10,5)	125	215	4,5
ТРДН-63000/220	220	6,3/6,3 (6,3/10,5) 10,5/10,5	137	345	4

Продолжение

Трансформатор	$U_{к.з}$, %	Емкость обмоток, пФ		Размеры, м		
		ВН	НН	Длина	Ширина	Высота
Трансформаторы масляные класса напряжения 10 кВ						
ТМ-25/10	4,5	—	—	1,12	0,44	1,21
ТМ-40/10	4,5	—	—	1,075	0,465	1,25
ТМ-63/10	4,5	—	—	1,075	0,53	1,385
ТМ-100/10	6,5	—	—	1,15	0,8	1,445
ТМ-160/10	4,5	—	—	1,21	0,10	1,515
ТМ-250/10	4,5	—	—	1,265	1,040	1,72
ТМ-400/10	4,5	—	—	1,345	1,12	1,8
ТМ-630/10	5,5	—	—	1,750	1,275	1,95
ТМ-1000/10	5,5	—	—	2,115	1,26	2,58
ТМН-1600/10	5,5	—	—	2,3	1,36	2,775
ТМН-2500/10	5,5	—	—	3,34	2,12	3,215
ТМН-4000/10	6,5	—	—	3,9	3,6	3,555
ТМН-6300/10	6,5	—	—	4,23	3,63	3,785
ТДН-10000/10	10,5	—	—	4,87	3,02	5,12
ТДН-15000/10	10,7	—	—	5,335	3,93	5,70
Трансформаторы сухие класса напряжения 10 кВ						
ТСЗ-160/10	5,5	—	—	1,78	0,935	1,69
ТСЗ-250/10	5,5	—	—	1,83	0,955	1,835
ТСЗ-400/10	5,5	—	—	2,23	0,96	2,135
ТСЗ-630/10	5,5	—	—	2,22	1,09	2,26
ТСЗ-1000/10	5,5	—	—	2,375	1,31	2,52
ТСЗ-1600/10	5,5	—	—	2,61	1,31	3,150
Трансформаторы класса напряжения 35 кВ						
ТМН-1600/35	6,5	—	—	2,27	2,185	3,120
ТМН-2500/35	6,5	—	—	3,595	2,235	3,4
ТМН-4000/35	7,5	—	—	3,85	3,6	3,73
ТМН-6300/35	7,5	—	—	4,25	3,65	3,785
ТРДН-25000/35	9,5	11 700	9 100	5	4,27	6,56
ТРДН-32000/35	11,5	12 550	11 150	5,9	4,6	6,3

Продолжение

Трансформатор	$U_{к.з}$, %	Емкость обмоток, пФ		Размеры, м		
		ВН	НН	Длина	Ширина	Высота
Трансформаторы класса напряжения 110 кВ						
ТМН-6300/110	10,5	8,900	8100	6,08	3,17	5,15
ТДН-10000/110	10,5	9 100	8740	5,9	4,27	5,38
ТДН-15000/110	10,5	10 500	8800	7,83	4,93	7,12
ТДН-16000/110	10,5	10 350	8700	6,91	4,47	6,32
ТРДН-25000/110	10,5	10 670	7100	6,58	4,65	5,82
ТДН-31500/110	10,5	—	—	7,625	4,96	6,38
ТРДН-40000/110	10,41	12 000	8600	6,935	4,85	6,19
ТРДЦН-63000/110	10,84	13 300	9050	8,3	4,45	6,47
Трансформаторы класса напряжения 220 кВ						
ТРДЦН-32000/220	12	27 000	8550	8,9	5,5	8,35
ТРДН-63000/220	12,2	29 200	9450	8	5,55	8,6

Продолжение

Трансформатор	Масса, т					
	полная	выемной части	бака с арматурой	транспортная	масла	
					общая	для доливки при монтаже
Трансформаторы масляные класса напряжения 10 кВ						
ТМ-25/10	0,36	0,15	0,08	0,36	0,130	—
ТМ-40/10	0,47	0,20	0,11	0,47	0,16	—
ТМ-63/10	0,6	0,26	0,15	0,6	0,19	—
ТМ-100/10	0,71	0,35	0,12	0,71	0,22	—
ТМ-160/10	1,0	0,48	0,22	1,0	0,29	—
ТМ-250/10	1,3	0,64	0,3	1,3	0,34	—
ТМ-400/10	1,85	0,9	0,4	1,85	0,5	—
ТМ-630/10	2,9	1,41	0,68	2,9	0,7	—
ТМ-1000/10	4,42	2,0	1,2	4,42	1,22	—
ТМН-1600/10	5,87	2,92	1,49	4,87	1,46	—
ТМН-2500/10	7,79	3,83	1,31	7,792	2,27	0,055
ТМН-4000/10	13,00	5,54	3,45	9,7	4,1	1,45
ТМН-6300/10	16,9	8,05	4,35	12,15	4,91	2,05
ТДН-10000/10	28,85	12,3	7,35	22,7	9,16	2,16
ТДН-15000/10	42,4	18,5	11,5	36,9	12,4	4
Трансформаторы сухие класса напряжения 10 кВ						
ТСЗ-160/10	1,20	1,01	—	1,29	—	—
ТСЗ-250/10	1,63	1,34	—	1,63	—	—
ТСЗ-400/10	2,27	1,93	—	2,27	—	—
ТСЗ-630/10	3,22	2,83	—	3,22	—	—
ТСЗ-1000/10	4,47	4,0	—	4,47	—	—
ТСЗ-1600/10	6,22	5,65	—	6,22	—	—

Продолжение

Трансформатор	Масса, т					
	полная	выемной части	бака с арматурой	транспортная	масла	
					общая	для доливки при монтаже
Трансформаторы класса напряжения 35 кВ						
ТМН-1600/35	7,1	3,23	1,44	6,38	2,43	0,45
ТМН-2500/35	8,95	4,43	2,00	7,78	2,48	0,46
ТМН-4000/35	13,4	5,36	1,76	9,85	4,18	1,45
ТМН-6300/35	17	8,1	1,3	12,15	4,8	2,05
ТРДН-25000/35	53,7	24	8,0	42	15,95	5,55
ТРДН-32000/35	60	27,3	9,1	54	18,2	6,7
Трансформаторы класса напряжения 110 кВ						
ТМН-6300/110	37,3	12,2	7,7	32	14,7	2,6
ТДН-10000/110	38	16,1	6,2	31,4	12,9	3,8
ДТН-15000/110	63	22,96	9,8	50	22,3	5
ТДН-16000/110	54	23,5	6,9	46	10,7	4,1
ТРДН-25000/110	67,2	32,6	8,1	56,7	20	4
ТДН-31500/110	89,7	43,3	9,9	71,7	24,5	6
ТРДН-40000/110	91,2	45,2	11,4	79	27	4,6
ТРДЦН-63000/110	107	57,3	12,3	94,7	28,5	3,4
Трансформаторы класса напряжения 220 кВ						
ТРДЦН-32000/220	150	52	18	70	50,5	50,5
ТРДН-63000/220	145	70	28	95	41	41

проверку состояния изоляции; измерение тока и потерь холостого хода; измерение сопротивления обмоток постоянному току; определение коэффициента трансформации; проверку групп соединения обмоток трехфазных трансформаторов и полярности выводов однофазных трансформаторов; проверку и наладку переключающего устройства и газовой защиты; испытание изоляции повышенным напряжением промышленной частоты; фазировку; испытание вводов (см. 4.1) и встроенных ТТ (см. 4.8); испытание толчком на номинальное напряжение.

При производстве наладочных работ необходимо соблюдать определенную последовательность. Измерение потерь холостого хода следует проводить до подачи напряжения постоянного тока на обмотки трансформатора, так как оно может вызвать дополнительное намагничивание магнитной системы и отрицательно повлиять на результаты последующих измерений.

Испытание изоляции приложенным повышенным напряжением следует проводить лишь после оценки ее состояния, так как иначе может произойти повреждение трансформатора. Например, при испытании электрической прочности изоляции пробой в трансформаторе может быть вызван низким качеством залитого масла, наличием влаги в изоляции и другими недостатками, которые контролируют при оценке изоляции.

Технические характеристики шахтных

Трансформатор	Номинальные напряжения (кВ) обмоток			Напряжение короткого замыкания (%) обмоток		
	ВН	СН	НН	ВН—НН	ВН—СН	СН—НН
ТДТНШ-10000/110	110	6,3	6,6	17,0	10,5	6,0
ТДТНШ-16000/110	110	6,3	6,6	17,0	10,5	6,0
ТДТНШ-25000/110	110	6,3	6,6	17,5	10,5	6,5
ТДТНШ-40000/110	110	6,3	6,6	17,5	10,5	6,5

Таблица 5.3

Технические характеристики шахтных разделительных трансформаторов

Трансформатор	Номинальные напряжения (кВ) обмоток		Ток холостого хода, %	Напряжение короткого замыкания, %	Потери, кВт		Полная масса, т	Габаритные размеры, мм		
	ВН	НН			холостого хода	короткого замыкания		Длина	Ширина	Высота
ТМШ-2500/10	6,0	6,3	1,0	5,5	4,6	23,5	7,86	3340	2260	3560
ТМШ-40000/10	6,0	6,3	0,9	6,5	6,4	33,5	13,09	3900	3640	3870
ТМШ-6300/10	6,0	6,3	0,8	6,5	9,0	46,5	16,35	3410	3680	3985

5.2. ВНЕШНИЙ ОСМОТР И ПРОВЕРКА СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИИ ОБМОТОК ТРАНСФОРМАТОРОВ

5.2.1. Внешний осмотр

При внешнем осмотре трансформатора необходимо:

проверить соответствие трансформатора требованиям проекта (при пусковой наладке);

изучить протокол предыдущей (периодической или внеочередной) наладки;

проверить наличие и качество выполнения заземления бака трансформатора;

убедиться в отсутствии утечек масла;

проверить уровень масла в баке трансформатора; осмотреть фарфоровые проходные изоляторы или вводы, обращая внимание на наличие трещин и загрязнений;

проверить целостность мембраны выхлопной трубы и качество уплотнения, наличие соединения воздушной полости трубы с баком расширителя;

Таблица 5.2

трехобмоточных трансформаторов

Ток холостого хода, %	Потери, кВт		Полная масса, т	Габаритные размеры, мм		
	холостого хода	короткого замыкания		Длина	Ширина	Высота
1,1	23	76	57,1	7160	3800	6180
0,95	29	96	64,6	7070	4470	5620
0,9	42	140	76,2	7700	4600	6100
0,8	63	220	100,4	7550	4840	6250

убедиться в наличии силикагеля, обращая внимание на его цвет (розовый цвет указывает на увлажненность масла).

Измерение параметров трансформаторов на напряжение 110 кВ и ниже производят при температуре изоляции не ниже 10 °С и не ранее чем через 12 ч после окончания заливки трансформатора маслом, трансформаторов на напряжение 220 кВ — при температуре не ниже 30 °С. За температуру изоляции трансформатора, не подвергавшегося нагреву, принимают температуру верхних слоев масла. Если температура масла ниже 10 °С, то для измерения параметров изоляции трансформатор должен быть нагрет до температуры не ниже 20 °С. При нагреве трансформатора температуру изоляции принимают равной средней температуре обмотки ВН фазы В, определяемой по сопротивлению обмотки постоянному току, причем не ранее чем через 60 мин после отключения нагрева током в обмотке или через 30 мин после отключения внешнего нагрева.

При определении температуры обмотки по методу сопротивления постоянному току рекомендуется пользоваться формулой (3.19).

5.2.2. Определение состояния изоляции

Перед измерениями необходимо протереть поверхность вводов или проходных изоляторов трансформатора. Если измерения производят во влажную погоду, рекомендуется применять экраны. При измерении параметров изоляции применяют мегаомметр на 2 500 В с верхним пределом измерения не ниже 10 000 МОм в соответствии с 3.3.

Для снятия возможного емкостного заряда перед началом измерения все обмотки должны быть заземлены не менее чем на 5 мин и не менее чем на 2 мин между отдельными измерениями.

Значения сопротивлений изоляции $R_{60''}$ для обмоток вновь вводимых трансформаторов классов напряжения до 35 кВ включительно, залитых маслом, должны быть не менее значений, приведенных в табл. 5.4.

Значение сопротивления изоляции $R_{60''}$ и отношение $R_{60''}/R_{15''}$ трансформаторов, находящихся в эксплуатации, не нормируется, но его учитывают при комплексном рассмотрении результатов измерений и сопоставляют с ранее полученными. Измерения производят в том случае, когда для этого не требуется специальной расшиновки трансформатора.

Таблица 5.4

Значения сопротивления изоляции обмоток трансформатора, залитого маслом, на напряжение до 35 кВ включительно

Мощность трансформатора, кВ·А	Значение R''_{60} (МОм), при температуре обмотки, °С						
	10	20	30	40	50	60	70
До 6300 включительно	450	300	200	130	90	60	40
10 000 и более	900	600	400	260	180	120	80

Для вновь вводимых трансформаторов класса напряжения 110 кВ и выше и для действующих класса напряжения 220 кВ и выше значение $R_{60''}$ изоляции при температуре заводских испытаний или приведенной к температуре заводских испытаний должно быть не менее 70 % значения, указанного в паспорте трансформатора.

Для проведения значений $R_{60''}$, измеренных при наладке, к температуре измерений на заводе-изготовителе производят пересчет по формуле 3.10.

Коэффициент абсорбции $K_{аб}=R_{60''}/R_{15''}$ обмоток для трансформаторов мощностью менее 10 000 кВ·А напряжением до 35 кВ включительно при температуре 10—30 °С должен быть не ниже 1,3.

Для сухих силовых трансформаторов значение $R_{60''}$ при температуре 20—30 °С должно быть не ниже 100, 300 и 500 МОм при напряжении обмотки ВН соответственно до 1, 6 и 10 кВ.

Для измерения тангенса угла диэлектрических потерь применяют мост переменного тока, включая его по перевернутой схеме согласно 3.3. Измерения на трансформаторах, залитых маслом, допускаются при напряжении переменного тока не более 60 % значения испытательного напряжения, при котором производились измерения на заводе-изготовителе, но не выше 10 кВ.

Значения $\operatorname{tg}\delta$ изоляции обмоток для вновь вводимых трансформаторов классов напряжения до 35 кВ включительно, залитых маслом, не должны превышать значений, указанных в табл. 5.5.

Для трансформаторов классов напряжения 110—750 кВ значение $\operatorname{tg}\delta$ изоляции обмоток при температуре заводских испытаний или приведенное к одинаковой температуре (если температура при измерении отлича-

Таблица 5.5

Значения $\operatorname{tg}\delta$ изоляции обмоток трансформаторов, залитых маслом

Мощность трансформатора, кВ·А	Значения $\operatorname{tg}\delta$ (не более) при температуре обмотки, °С						
	10	20	30	40	50	60	70
До 6300 включительно	1,2	1,5	2,0	2,5	3,4	4,5	6,0
10 000 и более	0,8	1,0	1,3	1,7	2,3	3,0	4,0

Таблица 5.6

Значения C_2/C_{50} обмоток трансформаторов, залитых маслом, на напряжение 35 кВ и менее

Мощность трансформатора, кВ·А	Значения C_2/C_{50} (не более) при температуре обмотки, °С		
	10	20	30
До 6300 включительно	1,1	1,2	1,3
10 000 и более	1,05	1,15	1,25

лась от заводской) должны быть не более 130 % значений, указанных в паспорте трансформатора.

При периодической наладке tg δ измеряют у трансформаторов на напряжение 110 кВ и выше или мощностью 31 500 кВ·А и более. Значение tg δ не нормируется, но его учитывают при комплексной оценке результатов измерений.

Для приведения значений tg δ, измеренных на заводе-изготовителе, к температуре измерения при наладке производится пересчет с помощью коэффициента K (см. 3.3).

Состояние изоляции методом отношения емкостей определяют согласно 3.3.

Отношение C_2/C_{50} для вновь вводимых трансформаторов, залитых маслом, класса напряжения до 35 кВ включительно не должно превышать значений, указанных в табл. 5.6. Для определения емкостей C_2 и C_{50} используют формулу 3.7 или 3.8.

Для трансформаторов на напряжения 110 кВ и выше, транспортируемых без масла, значения $\Delta C/C$, измеренные по прибытии трансформатора с завода, не нормируются, но должны использоваться как исходные данные в период эксплуатации.

5.2.3. Условия включения трансформаторов с масляным охлаждением без сушки

Вопрос о допустимости включения вновь вводимых трансформаторов без сушки решают по результатам испытаний (табл. 5.7) и с учетом условий, в которых находился трансформатор до и после монтажа. Трансформаторы, прошедшие капитальный ремонт с полной или частичной сменой обмоток или изоляции, подлежат сушке независимо от результатов испытаний. Трансформаторы, прошедшие капитальный ремонт без смены обмоток или изоляции, могут быть включены в работу без подсушки или сушки, если соблюдены условия пребывания активной части на воздухе (табл. 5.8), показатели изоляции и масла соответствуют требованиям Норм.

Ниже приведены достаточные условия для включения трансформаторов без сушки в зависимости от группы, к которой они относятся.

Группа I: а) уровень масла в пределах отметок маслоуказателя; б) соответствие параметров масла нормам; в) значение $R_{60''}/R_{15''}$ при

Таблица 5.7

Виды испытаний трансформаторов для определения возможности включения их без сушки

Группа трансформатора	Номинальное напряжение, кВ	Номинальная мощность, кВ·А	Способ транспортирования	Виды испытаний и проверок										
				Визуальный осмотр	Испытание на герметичность	Проверка состояния силикагеля	$R_{60''}$	$R_{60''}/R_{15''}$	$\frac{\Delta C}{C}$	$\frac{C_2}{C_{50}}$	tgδ	Сокращенный анализ масла	tgδ масла
Вновь вводимые трансформаторы													
I	До 35	До 1000	С маслом и расширителем	+	—	—	+	+*	—	—	—	+*	—
II	До 35	1600—6300	То же	+	—	—	+	+	—	—	—	+	—
III	До 35	10 000 и выше	С маслом без расширителя	+	+	—	+	+	—	+	+	+	—
IV	110—500	Всех мощностей	С маслом и расширителем	+	+	+	+	+	+	—	+	+	+
V	110—750	То же	Без масла с автоматической подпиткой азотом	+	+	+	+	+	+	—	+	+	+
VI	110—500	»	С частичным заполнением маслом без расширителя	+	+	+	+	+	+	—	+	+	+
Трансформаторы после капитального ремонта без смены обмоток или изоляции													
VII	До 35	До 10 000	—	—	—	—	+	+	—	—	—	+	—
VIII	До 35	Более 10 000	—	—	—	—	+	+	—	—	+	+	+
IX	110 и выше	Всех мощностей	—	—	—	—	+	+	+	+	+	+	+

* Для трансформаторов мощностью до 100 кВ·А включительно не производится и определяется только пробивное напряжение.

Таблица 5.8

Продолжительность работ, связанных с разгерметизацией бака

Напряжение и мощность трансформатора	Время разгерметизации(ч), не более, при относительной влажности воздуха, %	
	До 75	До 85
До 35 кВ включительно, менее 10 000 кВ·А	24	16
110 кВ и более, всех мощностей	16	10

температуре 10—30 °С не менее 1,3; г) уровень масла ниже допустимого, но обмотка и переключатель покрыты маслом или параметры масла не соответствуют нормам, но в масле отсутствуют следы воды и пробивное напряжение снизилось в сравнении с нормируемым не более чем на 5 кВ — дополнительно измерить tg δ или C_2/C_{50} обмоток, которые при температуре 20 °С должны быть не более 1,5 % и 1,2 соответственно. Включение трансформатора без сушки допускается при соблюдении одной из следующих комбинаций условий:

Мощность трансформатора, кВ·А . .	До 100	От 100 до 1000
Комбинация условий	«а» и «б»; «а», «б» и «в»; «а» и «г»; «а», «в» и «г»; «б» и «г»	«б», «в» и «г»; «а», «б» и «г»

Группа II: соблюдение условий «а» — «г», приведенных для группы I, при этом наименьшее допустимое значение сопротивления изоляции $R_{60''}$ при температуре 20 °С должно быть не менее 300 МОм, а значение $R_{60''}/R_{15''}$ при той же температуре — не менее 1,3. Включение трансформатора без сушки допускается при соблюдении одной из комбинаций трех условий, приведенных для группы I.

Группа III: соблюдение условий «а», «б», «в», приведенных для группы I, измерение C_2/C_{50} или tg δ обмоток после окончания монтажа и заливки масла, контроль герметичности. Значения $R_{60''}$ при температуре 20 °С должны быть не менее 600 МОм, tg δ = 1 % и C_2/C_{50} = 1,15. От значений, измеренных на заводе, они не должны отличаться более чем на 30 %.

Группа IV: а) герметичность трансформатора; б) соответствие параметров масла нормам; в) значения параметров изоляции $R_{60''}$ не менее 70 % и tg δ не более 130 % значений, указанных в паспорте. Отношение $R_{60''}/R_{15''}$ не нормируется, но должно учитываться при комплексной оценке результатов. Значения tg δ, приведенные к заводской температуре, которые равны или меньше 1 %, считаются удовлетворительными и с паспортными данными не сравниваются. Измеренное на месте монтажа отношение $\Delta C/C$ для трансформаторов на напряжение 110—750 кВ, транспортируемых без масла, и измеренное у трансформаторов всех классов, у которых активная часть соприкасается с воздухом, не нормируются и используются как исходные данные в период эксплуатации.

Группа V: соблюдение условий «а», «б» и «в» для трансформаторов группы IV при условии получения удовлетворительных результатов по

контролю пробы донных остатков масла, определения состояния индикаторного силикагеля и соответствии норме значения $\Delta C/C$ в начале и конце работ, при которых активная часть была на воздухе.

Группа VI: соблюдение условий «а», «б» и «в» для трансформаторов группы IV.

При решении вопроса о допустимости включения вновь вводимых трансформаторов без сушки осуществляют дополнительные мероприятия:

контрольный прогрев и последующие повторные измерения параметров изоляции трансформаторов напряжением до 35 кВ групп I—III в одном из следующих случаев: а) при наличии признаков увлажнения залитого на заводе масла; б) продолжительность хранения трансформатора без доливки масла превышает время, указанное в инструкциях, но не более 7 мес; в) время пребывания активной части на воздухе превышает допустимое, но не более чем в 2 раза; г) параметры изоляции не соответствуют нормам. Если после контрольного прогрева параметры изоляции не отвечают требованиям нормативов или если время хранения трансформаторов без доливки масла превысило 7 мес (но не более одного года), производится контрольная подсушка;

контрольная подсушка трансформаторов на напряжение 110—750 кВ в следующих случаях: а) при незначительном увлажнении изоляции; б) если время хранения трансформатора без масла или доливки превышает допустимое (3 мес) по инструкции, но не превышает одного года; в) при признаках увлажнения масла или нарушения герметичности; г) если продолжительность пребывания активной части на воздухе в разгерметизированном состоянии превышает допустимое, но не более чем в 2 раза; д) если параметры изоляции, измеренные по окончании монтажа, не соответствуют нормам. Сушку трансформаторов производят при: обнаружении на активной части или в баке следов воды; времени пребывания активной части на воздухе, более чем вдвое превышающем допустимую, хранении трансформатора без доливки масла более одного года; несоответствии нормам параметров изоляции после контрольной подсушки.

Достаточными условиями для включения без сушки трансформаторов после капитального ремонта без смены обмоток или изоляции считаются следующие.

Группа VII: а) соответствие характеристик масла нормам; б) снижение значения $R_{60''}$ за время ремонта не более чем на 40 %; в) абсолютное значение $R_{60''}$ при температуре 20 °С не менее 300 МОм; г) отношение $R_{60''}/R_{15''}$ при температуре 10—30 °С не менее 1.3.

Включение трансформатора без сушки допускается при соблюдении одной из следующих комбинаций условий:

Мощность трансформатора, кВ·А	До 1000 включительно	Выше 1000—10 000
Комбинация условий	«а», «б»	«а», «б», «г»
	«а», «в»	«а», «в», «г»

Группы VIII и IX: а) соответствие масла нормам; б) снижение значения $R_{60''}$ за время ремонта не более чем на 30 %; в) абсолютное значение $R_{60''}$ при температуре 20 °С не менее 300 МОм для трансформа-

торов до 35 кВ включительно мощностью более 10 000 кВ·А и не менее 600 МОм для трансформаторов 110 кВ независимо от мощности. Для трансформаторов выше 110 кВ $R_{60''}$ не нормируется, но должно учитываться при комплексном рассмотрении результатов измерения; г) отношение $R_{60''}/R_{15''}$ при температуре 10—30 °С не менее 1,3; д) повышение значения tg δ или C_2/C_{50} за время ремонта соответственно не более чем на 30 и 20 %; е) абсолютные значения tg δ или C_2/C_{50} при температуре 20 °С не превышают для трансформаторов напряжением 35 кВ и мощностью более 10 000 кВ·А и напряжением 110—150 кВ, независимо от мощности, 2,5 % и для трансформаторов напряжением 220—500 кВ, независимо от мощности, 1,3 %, а также значения при температуре 20 °С для трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно, независимо от мощности, 1,3 и для трансформаторов напряжением 110—150 кВ, независимо от мощности, 1,2 %; ж) отношение $\Delta C/C$ у трансформаторов 110 кВ и выше без масла при температуре 20 °С не более 12 % и приращение отношений $\Delta C/C$, измеренных в начале и в конце ремонта и приведенных к одной температуре, не более 4 %. Перерасчет параметров изоляции по температуре допускается производить для трансформаторов мощностью до 80 МВ·А и на напряжение до 150 кВ при разности температур не более 10 °С, а для трансформаторов более 80 МВ·А на напряжение до 150 кВ и на напряжение 220 кВ и выше — при разности температур не более 5 °С.

Необходимо учитывать влияние tg δ масла, заливаемого в трансформаторы, на tg δ и $R_{60''}$ изоляции:

$$\operatorname{tg}\delta = \operatorname{tg}\delta_{из} - K(\operatorname{tg}\delta_{м1} - \operatorname{tg}\delta_{м2});$$

$$R_{60''} = R_{60''из}\operatorname{tg}\delta_{м2}/\operatorname{tg}\delta_{м1},$$

где $\operatorname{tg}\delta_{из}$ и $R_{60''\,из}$ — измеренные значения tg δ и $R_{60''}$ изоляции; $K \approx 0{,}45$ — коэффициент, зависящий от конструктивных особенностей трансформатора; $\operatorname{tg}\delta_{м1}$ и $\operatorname{tg}\delta_{м2}$—tg δ масла, соответственно залитого на заводе и залитого при монтаже.

Для $R_{60''}$, tg δ, $\Delta C/C$, tg δ масла необходимо учитывать температурные коэффициенты для приведения значений, измеренных во время наладочных работ, к температуре измерений на заводе-изготовителе. Коэффициенты приведения для $R_{60''}$ и tg δ даны в разд. 3, для $\Delta C/C$ и tg δ — ниже:

Разность температур, °С	1	2	3	4	5	10	15
Коэффициент К:							
для $\Delta C/C$	1,04	1,08	1,13	1,17	1,25	1,55	1,95
для tg δ масла	1,04	1,08	1,13	1,17	1,22	1,5	1,84

Продолжение

Разность температур, °С	20	25	30	40	50	60	70
Коэффициент К:							
для $\Delta C/C$	2,4	3,0	3,7	5,7	8,8	11,75	17,5
для tg δ масла	2,25	2,75	3,4	5,1	7,5	10,5	16,1

Внутренний осмотр трансформатора следует производить при устойчивой ясной погоде без осадков. При относительной влажности окружаю-

щего воздуха более 85 % трансформатор можно осматривать только в закрытом помещении (постоянном или временном).

Если характеристики трансформаторов не удовлетворяют приведенным выше требованиям, трансформатор должен быть подвергнут контрольному прогреву или сушке. Когда нет оснований предполагать значительного увлажнения изоляции, допускается контрольный прогрев обмоток в масле при температуре верхних слоев его 70—80 °С. Во время такого прогрева периодически измеряют характеристики изоляции. При приведении характеристик до соответствующих норм прогрев прекращают, но не раньше чем через 24 ч после нагрева масла до температуры 70—80 °С.

Длительность контрольного прогрева в масле не должна превышать 48 ч, не считая времени нагрева. Если за это время характеристики изоляции не достигли требуемых по нормам значений, трансформатор подлежит сушке.

Контрольный прогрев в масле не допускается в следующих случаях:
а) на активной части или в баке трансформатора обнаружены следы влаги;

б) силикагель изменяет голубой цвет на розовый;

в) время пребывания активной части трансформатора на воздухе в 2 раза и более превышает данные табл. 5.8.

В перечисленных выше случаях приведенные показатели указывают на значительное увлажнение изоляции, трансформатор следует сушить.

5.3. ИСПЫТАНИЕ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА

Свежее заливаемое масло должно соответствовать данным ПТЭ и ПТБ. Если нет заводского протокола испытания масла, то при массе залитого масла более 10 т производят его полный анализ.

Измерение $\mathrm{tg}\,\delta$ масла следует производить у трансформаторов на напряжение 220 кВ, а также у трансформаторов с повышенным значением $\mathrm{tg}\,\delta$ обмоток.

Согласно Нормам пробу масла у трансформаторов, транспортируемых с маслом, или остатков масла у трансформаторов, транспортируемых без масла, нужно отбирать до проверки герметичности. Пробу следует отбирать из нижней части бака при температуре масла не ниже 5 °С. У трансформаторов, транспортируемых без масла, пробу остатков масла нужно отбирать через пробку в дне бака трансформатора.

Масло в период эксплуатации подвергают испытанию после капитальных ремонтов трансформатора: не реже 1 раза в пять лет для трансформаторов мощностью выше 630 кВ·А, работающих с термосифонными фильтрами, и не реже 1 раза в два года для трансформаторов, работающих без них. В трансформаторах мощностью до 630 кВ·А с термосифонными фильтрами проба масла не отбирается. При неудовлетворительных параметрах изоляции проводят работы по восстановлению изоляции, замене масла и силикагеля.

Масло из баков контакторов устройств РПН, отделенное от масла трансформатора, испытывают после определенного числа переключений, установленного заводом-изготовителем, но не реже 1 раза в год. При пробивном напряжении ниже 25, 30 и 110 кВ в контакторах с изоляцией

соответственно 10, 35 и 220 кВ масло подлежит замене, если в нем обнаружена вода или механические примеси.

Отобранное масло подвергают сокращенному анализу, т. е. определению пробивного напряжения, содержания механических примесей и влагосодержания. Для отбора проб масла используют стеклянные банки с притертыми пробками. Количество масла, отбираемого на пробой, должно быть не менее 0,5 л, а для полного испытания — не менее 1 л.

5.4. ИЗМЕРЕНИЕ ПОТЕРЬ ХОЛОСТОГО ХОДА

Опыт холостого хода проводят для трансформаторов классов напряжений 35—110 кВ и выше мощностью более 1 000 кВ · А.

Ток холостого хода трехфазного трансформатора $I_{х.х}$ определяют как среднеарифметическое значение токов трех фаз и выражают в процентах от номинального тока $I_{ном}$:

$$I_{х.х} = \frac{I_{изм}}{I_{ном}} 100, \ \%, \tag{5.1}$$

где $I_{изм}$ — среднеарифметическое значение токов трех фаз.

При определении $I_{х.х}$ удобно пользоваться величиной напряжения, равной 5—10 % $U_{ном}$ возбуждаемой обмотки. Для этого к одной из обмоток трансформатора (обычно НН) при разомкнутых остальных обмотках подводят симметричное напряжение промышленной частоты.

Измерение потерь холостого хода при однофазном возбуждении проводят тремя опытами с приведением трехфазного трансформатора к однофазному путем поочередного (в порядке следования фаз) замыкания накоротко одной из фаз и возбуждения двух других.

Потери трансформатора (кВт) при напряжении $U = 5 \div 10$ % $U_{ном}$

$$P'_0 = \frac{P'_{oAB} + P'_{oBC} + P'_{oAC}}{2}, \tag{5.2}$$

где P'_{oAB}, P'_{oBC}, P'_{oAC} — потери, определенные опытами (за вычетом потерь в приборах) при одинаковом значении подводимого напряжения U'.

При отсутствии дефектов в трансформаторе имеют место следующие приближенные соотношения между значениями фазовых потерь: потери, измеренные при закорачивании обмотки каждой крайней фазы (A и C), практически одинаковы, а потери, измеренные при закорачивании обмотки средней фазы (B), обычно не менее чем на 30 % больше потерь, измеренных при закорачивании обмоток одной из крайних фаз.

Потери холостого хода, приведенные к номинальному напряжению $P_{о прив}$, определяют по формуле

$$P_{о\,прив} = P'_о \left(\frac{U_{ном}}{U'} \right)^n, \tag{5.3}$$

где n — показатель степени, зависящий от трансформаторной стали сердечника и равный для горячекатаной и холоднокатаной трансформаторной стали соответственно 1,8 и 1,9.

Величина тока холостого хода не нормируется, но ее сверяют с заводскими данными, разница между которыми должна быть не более 10 %.

5.5. ИЗМЕРЕНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ОБМОТОК ПОСТОЯННОМУ ТОКУ

Цель измерения сопротивления обмоток постоянному току — проверка состояния обмоток, контактов и паек. Для этого на всех ответвлениях обмоток измеряются линейные сопротивления. При наличии нулевого вывода дополнительно измеряют одно из фазных сопротивлений. Измеренное линейное значение сопротивления пересчитывают на фазное по формулам:

при соединении обмоток в звезду

$$R_{\text{ф}} = \frac{R_{\text{изм}}}{2}; \tag{5.4}$$

при соединении обмоток в треугольник

$$R_{\text{ф}} = \frac{3}{2} R_{\text{изм}}, \tag{5.5}$$

где $R_{\text{ф}}$ - фазное сопротивление; $R_{\text{изм}}$ — измеренное линейное сопротивление.

Величину сопротивления обмотки принимают как среднее трех — пяти измерений, произведенных на каждом положении переключателя напряжений. Сопротивление проводов, присоединяемых к вольтметру, должно быть не больше 0,5 % сопротивления вольтметра.

Во избежание нагрева обмотки и внесения ошибок в результаты измерения ток при измерениях не должен превышать 20 % номинального тока обмотки. При кратковременных (до 1 мин) измерениях значение тока допускается увеличивать. Измеренное значение омического сопротивления не должно отличаться более чем на 2 % от среднего значения сопротивления, полученного на том же ответвлении для других фаз, или заводских данных, если нет особых указаний в паспорте трансформатора. Для сравнения измеренных сопротивлений и заводских данных их следует привести к одной температуре по формулам 3.1 и 3.2.

5.6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ТРАНСФОРМАЦИИ

5.6.1. Определение коэффициента трансформации силовых трансформаторов

Коэффициент трансформации трансформатора определяют на всех ответвлениях обмотки для проверки целостности обмоток, пайки и правильности установки переключающего устройства. Измерение производят с помощью вольтметров на всех ответвлениях обмоток и для всех фаз. При испытании трехобмоточных трансформаторов коэффициент трансформации необходимо проверить между первичной и каждой из вторичных обмоток. Подводимое напряжение не должно превышать номинальное и быть слишком малым (ниже 1 % номинального). Для измерений следует применять приборы класса не ниже 0,5. Допускается проверка коэффициента трансформации по фазным напряжениям. В этом случае измерения можно проводить как при трехфазном, так и при однофазном

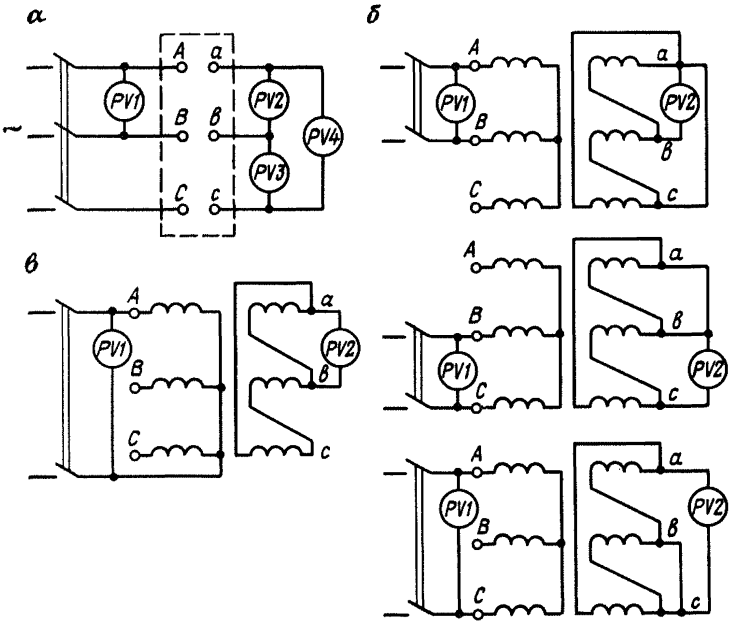


Рис. 5.1. Измерение напряжений для определения коэффициентов трансформации силовых трансформаторов

возбуждении трансформатора (рис. 5.1). В случае необходимости измерения производят через трансформаторы напряжения.

Определение коэффициента трансформации однофазного трансформатора пояснения не требует.

У трехфазного трансформатора коэффициент трансформации удобно измерять при трехфазном возбуждении четырьмя вольтметрами одного класса точности (рис. 5.1, *а*). Одним из них измеряется напряжение на обмотке ВН (после проверки симметричности линейных напряжений питающей сети), а тремя другими — одновременно напряжение на трех фазах другой обмотки или между фазами (при отсутствии выведенного нуля обмотки). Коэффициент трансформации подсчитывают как отношение напряжения обмотки ВН (напряжения питания) к напряжениям отдельных фаз. Отсчет по показаниям вольтметров делается одновременно.

При однофазной схеме питания трансформатора с обмотками, соединенными по схеме У/Д (рис. 5.1, *б*), для получения правильного результата фаза, на которой производится измерение, закорачивается во избежание искажения результата измерения.

Коэффициент трансформации определяют между фазными напряжениями по формулам

$$K_{\Phi A}=\frac{U_{AB}}{2U_{ab}};\quad K_{\Phi B}=\frac{U_{BC}}{2U_{bc}};\quad K_{\Phi C}=\frac{U_{AC}}{2U_{ac}},\qquad (5.6)$$

где K_Φ — фазный коэффициент трансформации фаз A, B и C, т. е. отношение фазного напряжения на стороне ВН к фазному напряжению на стороне НН.

Линейный коэффициент трансформации

$$K_л = K_ф \sqrt{3}. \qquad (5.7)$$

Если трансформатор имеет нулевой вывод, благодаря которому возможно возбуждение одной фазы обмотки, то закорачивание не требуется (рис 5.1, *в*), так как в этом случае остальные фазы обмотки со стороны треугольника не искажают результат измерения. Коэффициент трансформации и в этом случае измеряется как фазный:

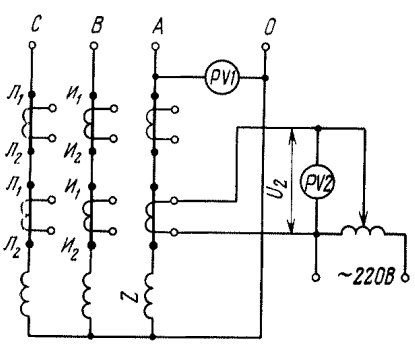
$$K_{фA} = \frac{U_{AO}}{U_{ab}}; \quad K_{фB} = \frac{U_{BO}}{U_{bc}}; \quad K_{фC} = \frac{U_{CO}}{U_{ac}}. \qquad (5.8)$$

Измеренный коэффициент трансформации не должен отличаться более чем на 2 % от коэффициента трансформации, полученного на том же ответвлении на других фазах, или от заводских данных, а для трансформаторов с РПН допуск не должен превышать значения ступени регулирования.

5.6.2. Определение коэффициента трансформации встроенных трансформаторов тока

Проверку коэффициента трансформации встроенных ТТ можно проводить методом сравнения первичного и вторичного напряжений.

Как видно из сехмы (рис. 5.2), погрешность при измерении напряжения U_2 будет вызвана сопротивлением Z обмотки ВН силового трансформатора. Сопротивление $Z = xL$ может составлять (если пренебречь активной проводимостью) 50 кОм и более. Для снижения его величины необходимо при измерении установить временную закоротку на выводах обмотки НН трансформатора. Например, у силового трансформатора мощностью 25000 кВ·А напряжением 110/6 кВ сопротивление фазы обмотки ВН равно 45 кОм, а после установки закоротки на обмотке НН уменьшается до 800 Ом. Такое сопротивление в цепи вольтметра не вы-



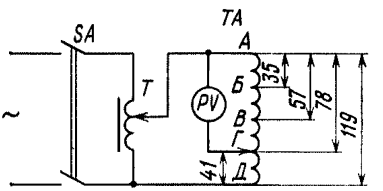
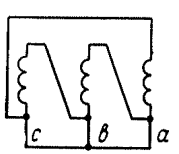


Рис. 5.3. Схема определения ответвлений встроенных трансформаторов тока:
35, 41, 57, 78, 119 — число витков



←

Рис. 5.2. Схема проверки коэффициента трансформации встроенного трансформатора тока

зывает большой погрешности (не более 2 %), если для измерения применить прибор с малым внутренним потреблением.

Определение ответвлений встроенных ТТ при отсутствии маркировки можно выполнить по схеме (рис. 5.3), подавая напряжение от автотрансформатора или потенциометра на два любых ответвления и измеряя напряжение между всеми ответвлениями вольтметром. Максимальное измеренное напряжение будет на крайних выводах *А* и *Д*. После нахождения крайних выводов, которым соответствует наибольшее количество витков, на них подается напряжение из расчета 1В на виток. Затем измеряют напряжение на каждом ответвлении. Оно должно быть пропорционально числу витков.

5.7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРУППЫ СОЕДИНЕНИЯ ОБМОТОК ТРЕХФАЗНЫХ И ПОЛЯРНОСТИ ВЫВОДОВ ОДНОФАЗНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Группу соединения и полярность выводов обмоток проверяют в случае отсутствия заводской маркировки для определения возможности включения трансформаторов на параллельную работу.

У обмоток, имеющих одинаковое направление намотки, все начала (определяемые однополярностью) при изображении на схемах располагаются с одной стороны, а концы — с другой. У обмоток, имеющих разное направление намотки, начала и концы располагаются с разных сторон.

Условно считается, что вектор первичного $\dot{U}_{AX}$ и вторичного $\dot{U}_{ax}$ напряжений и соответствующие им э. д. с. $\dot{E}_{AX}$ и $\dot{E}_{ax}$ имеют одно и то же направление, если считать, что обе обмотки имеют одно и то же направление намотки. При этом положительному направлению обоих векторов соответствует обход обмоток от концов к началу. Если направления намотки разные, то вектор э. д. с. обмотки НН изображают противоположным ему на 180°, так как положительному направлению вектора э. д. с. соответствует обход обмотки ВН от конца *X* к началу *А*.

Начало обмоток и нулевой вывод располагают на крышках трансформаторов в последовательности *OABC* и *oabc* слева направо, если смотреть на них со стороны выводов ВН.

Векторная диаграмма линейных и фазных напряжений первичного напряжения считается исходной и во всех случаях неизменной, независимо от схемы соединения обмоток трансформатора и подключения его к сети. Чередование фаз сети принимается *А*, *В*, *С*.

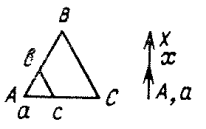
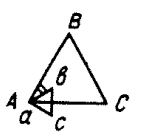
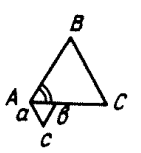
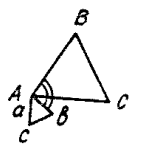
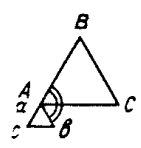
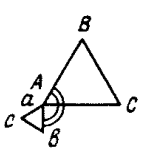
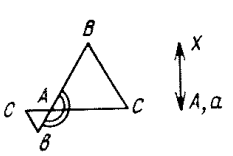
В зависимости от схемы соединения обмоток (в звезду или в треугольник), от способа соединения выводов для образования треугольника и от порядка подключения фаз напряжения сети к выводам можно получать различные группы соединения.

Группой соединения считается сдвиг по фазе линейного или фазного напряжения обмотки НН по отношению к одноименному линейному или фазному напряжению обмотки ВН.

Проверку группы соединения трехфазных трансформаторов и полярности выводов однофазных трансформаторов можно производить следующими методами.

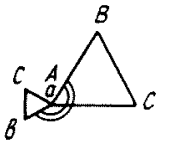
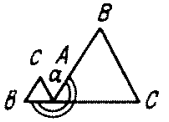
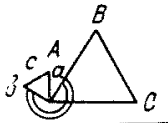
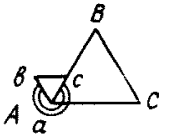
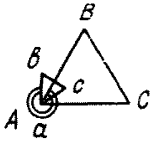
Таблица 5.9

Векторные диаграммы и расчетные формулы для определения группы соединений обмоток силовых трансформаторов

Группа соединений	Угловое смещение э.д.с. эл. градус	Возможные соединения обмоток	Векторная диаграмма линейных э.д.с.	$U_{b-B}\,(U_{x-X})$*	U_{b-C}	U_{C-B}
0 (12)	0	У/У; Д/Д; Д/Z (1/1)		$U_{нн}\,(K_л - 1)$	$U_{н.\,н}\sqrt{1 - K_л + K_л^2}$	
1	30	У/Д; Д/У; У/Z		$U_{нн}\sqrt{1 - \sqrt{3}\,K_л + K_л^2}$		$U_{нн}\sqrt{1 + K_л^2}$
2	60	У/У; Д/Д; Д/Z		$U_{нн}\sqrt{1 - K_л + K_л^2}$	$U_{нн}\,(K_л - 1)$	$U_{нн}\sqrt{1 + K_л + K_л^2}$
3	90	У/Д; Д/У; У/Z		$U_{нн}\sqrt{1 + K_л^2}$	$U_{нн}\sqrt{1 - \sqrt{3}\,K_л + K_л^2}$	$U_{нн}\sqrt{1 - \sqrt{3}\,K_л + K_л^2}$
4	120	У/У; Д/Д; Д/Z		$U_{нн}\sqrt{1 + K_л + K_л^2}$	$U_{нн}\sqrt{1 - K_л + K_л^2}$	$U_{нн}(1 + K_л)$
5	150	У/Д; Д/У; У/Z		$U_{нн}\sqrt{1 + \sqrt{3}\,K_л + K_л^2}$	$U_{нн}\sqrt{1 + K_л^2}$	$U_{нн}\sqrt{1 + \sqrt{3}\,K_л + K_л^2}$
6	180	У/У; Д/Д; Д/Z (1/1)		$U_{нн}\,(1 + K_л)$	$U_{нн}\sqrt{1 + K_л + K_л^2}$	

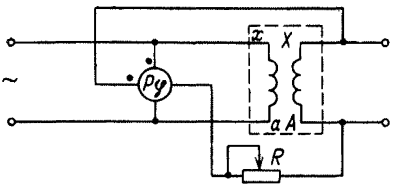
* Для однофазных трансформаторов (группы соединения 0 и 6).

Продолжение табл. 5.9

Группа соединений	Угловое смещение э.д.с. эл. градус	Возможные соединения обмоток	Векторная диаграмма линейных э.д.с.	$U_{b-B}\,(U_{x-X})$*	U_{b-c}	U_{c-B}
7	210	У/Д; Д/У; У/Z		$U_{нн}\sqrt{1+\sqrt{3}\,K_л+K_л^2}$		$U_{нн}\sqrt{1+K_л^2}$
8	240	У/У; Д/Д; Д/Z		$U_{нн}\sqrt{1+K_л+K_л^2}$	$U_{нн}(1+K_л)$	$U_{нн}\sqrt{1-K_л+K_л^2}$
9	270	У/Д; Д/У; У/Z		$U_{нн}\sqrt{1+K_л^2}$	$U_{нн}\sqrt{1+\sqrt{3}\,K_л+K_л^2}$	$U_{нн}\sqrt{1-\sqrt{3}\,K_л+K_л^2}$
10	300	У/У; Д/Д; Д/Z		$U_{нн}\sqrt{1-K_л+K_л^2}$	$U_{нн}\sqrt{1+K_л+K_л^2}$	$U_{нн}(K_л-1)$
11	330	У/Д; Д/У; У/Z		$U_{нн}\sqrt{1-\sqrt{3}\,K_л+K_л^2}$	$U_{нн}\sqrt{1+K_л^2}$	$U_{нн}\sqrt{1-\sqrt{3}\,K_л+K_л^2}$

* Для однофазных трансформаторов (группы соединения 0 и 6).

Рис. 5.4. Схема проверки группы соединения трансформатора фазометром



Метод фазометра. Токовую обмотку однофазного фазометра подключают через реостат к зажимам одной из обмоток, а обмотку напряжения — к одноименным зажимам другой обмотки испытуемого трансформатора (рис. 5.4). К одной из обмоток трансформатора подводят напряжение, достаточное для нормальной работы фазометра, который показывает угол сдвига между векторами напряжений обмоток. При определении группы соединения трехфазных трансформаторов производят не менее двух измерений (для разных пар линейных зажимов).

Метод двух вольтметров. Соединяют зажимы *A* и *a* испытуемого трансформатора. К одной из обмоток подводят напряжение (обычно 220 В) и измеряют последовательно напряжение между зажимами *в—В*, *в—С*, *с—В* при испытании трехфазных трансформаторов и зажимами *х—Х* при испытании однофазных трансформаторов. Измерен-

Таблица 5.10

Показания гальванометра при определении группы соединения обмоток трансформаторов

Выводы, к которым подведено питание	Отклонение стрелки гальванометра								
	ав	*вс*	*са*	*ав*	*вс*	*са*	*ав*	*вс*	*са*
	Для группы 0			Для группы 4			Для группы 8		
AB	+	−	−	−	−	+	−	+	−
BC	−	+	−	+	−	−	−	−	+
CA	−	−	+	−	+	−	+	−	−
	Для группы 6			Для группы 10			Для группы 2		
AB	−	+	+	+	+	−	+	−	+
BC	+	−	+	−	+	+	+	+	−
CA	+	+	−	+	−	+	−	+	+
	Для группы 11			Для группы 3			Для группы 7		
AB	+	0	−	0	−	+	−	+	0
BC	−	+	0	+	0	−	0	−	+
CA	0	−	+	−	+	0	+	0	−
	Для группы 1			Для группы 5			Для группы 9		
AB	+	−	0	−	0	+	0	+	−
BC	0	+	−	+	−	0	−	0	+
CA	−	0	+	0	+	−	+	−	0

ные напряжения сравнивают с соответствующими расчетными напряжениями, вычисленными по формулам (табл. 5.9), где $U_{нн}$ — линейное напряжение при данном испытании; $K_Л$ — линейный коэффициент трансформации. Если измеренные и расчетные значения указанных напряжений одинаковы, то группа соединений правильная.

Метод импульсов постоянного тока (метод поляромера). Для однофазных трансформаторов к обмотке высшего напряжения подводят напряжение постоянного тока 2—12 В, а в обмотку низшего напряжения включают гальванометр («плюс» питания схемы и гальванометра включают на однополярные зажимы).

Отклонение стрелки гальванометра вправо или влево при включении цепи тока показывает соответственно, что группа соединения 0 или 6.

Для трехфазных трансформаторов к выводам *АВ* обмотки высшего напряжения подводят напряжение постоянного тока 2—12 В. К выводам *ав, вс, са* обмотки низшего напряжения поочередно подключают гальванометр. При этом отмечается отклонение стрелки гальванометра при включении источника питания и записывается в таблицу: отклонение вправо (+), влево (—).

Таким же образом подводят питание поочередно к выводам *ВС* и *СА* и записывают знаки отклонения гальванометра, подключаемого к выводам *ав, вс, са.* результаты Полученные сравнивают с данными табл. 5.10.

5.8. НАЛАДКА ПЕРЕКЛЮЧАЮЩИХ УСТРОЙСТВ

5.8.1. Переключатели отечественного производства

В процессе наладки переключающих устройств производится контроль состояния контактов избирателя и контактора, снятие круговой диаграммы работы переключающего устройства. Контроль состояния контактов избирателя, предызбирателя и контактора осуществляется при ревизии трансформатора, когда к переключающему устройству имеется свободный доступ. Проверяют переходные сопротивления контактов и регулировку контактных пружин. Переходное сопротивление единичного

Таблица 5.11

Сила сжатия контактных пружин переключающих устройств

Тип переключающего устройства	Сила сжатия пружин, Н		
	избирателя	контактора	
		главных	дугогасительных
РНТ-20	49,0—58,8	88,2—98	49,0—68,6
РНТ-18	58,8—78,4	245,0—294	127,4—176,4
РНТ-13	49,0—58,8	78,4—98	—
РНТ-9	29,4—39,2	—	—

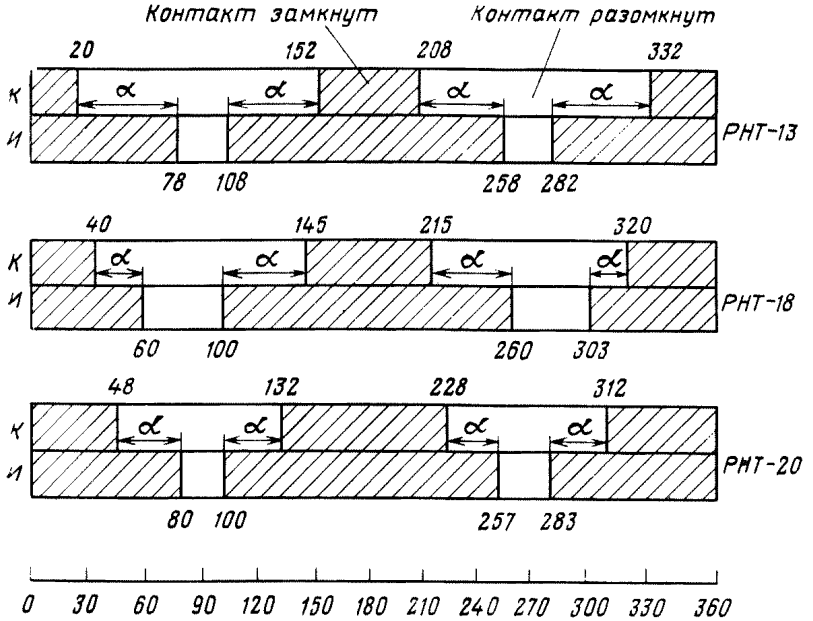


Рис. 5.5. Типовые круговые диаграммы переключающих устройств РНТ-13, РНТ-18 и РНТ-20

контакта должно находиться в пределах 10—20 мкОм. Сила сжатия контактных пружин должна быть также в определенных пределах (табл. 5.11).

Расчетная диаграмма работы переключающего устройства типа РНТ-9 приведена в табл. 5.12. На рис. 5.5 показаны типовые круговые диаграммы переключающих устройств РНТ-13, РНТ-18 и РНТ-20.

При анализе круговых диаграмм особое внимание обращают на величину отрезка, характеризующего угол перекрытия контактов избирателя от момента размыкания контактов контактора до момента размыкания соответствующих контактов избирателя. Для переключающих устройств РНТ-13, РНТ-18 и РНТ-20 угол поворота вертикального вала должен составлять соответственно 25—30, 15—20 и не менее 30°.

Проверку работы переключателя ответвлений под нагрузкой производят снятием диаграмм последовательности работы устройства. Для отсчета углов при снятии диаграммы переключателей, не имеющих контакторов, к свободному концу вала переключателя прикрепляют шкалу, разделенную на 360° (через 1°), а на неподвижной части переключателя закрепляют указательную стрелку. Собирают схему, показанную на рис. 5.6, *а*. Перед снятием круговой диаграммы переключателя, установленного на трансформаторе, провода, идущие от переключателя к реактору, отсоединяют. Переключатель ставят в первое положение и включают питание сигнальных ламп. При этом загораются лампы основных подвижных контактов (*ОК*); лампы вспомогательных подвижных контактов (*ВК*) могут не гореть, но должны загораться вскоре после начала вращения

Таблица 5.12

Расчетная диаграмма работы переключающего устройства

Состояние контактов избирателя	Углы поворота (градус) вертикального вала избирателя РНТ-9 по положениям								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нормальное	0	32	68	105	141	177	212	248	288
Верхний контакт:									
замкнут*	—	11	48	86	120	157	193	229	263
разомкнут**	1	37	73	110	166	183	219	253	—
Нижний контакт:									
замкнут	—	29	66	102	138	175	211	246	281
разомкнут	19	35	91	128	164	201	236	272	—
	9	8	7	6	5	4	3	2	1
Нормальное	1	251	215	180	144	108	72	34	0
Верхний контакт:									
замкнут	—	252	217	182	146	110	73	36	1
разомкнут	262	227	192	158	120	83	47	10	—
Нижний контакт:									
замкнут	—	270	235	200	164	127	91	54	18
разомкнут	280	245	211	175	137	102	65	28	—

* и ** — соответственно в момент замыкания и размыкания.

вала переключателя, до погасания ламп *ОК*. По шкале углов отсчитывают начальное (в первом положении переключателя) значение угла и начинают медленно вращать вал переключателя до момента размыкания ОК, что сигнализируется погасанием соответствующих ламп. При этом лампы могут гаснуть неодновременно. Углы, при которых гаснут лампы, должны быть зафиксированы. Продолжают вращение вала переключателя до зажигания ламп *ОК*. При дальнейшем вращении вала переключателя гаснут лампы *ВК*. Вал переключателя доводят до второго положения. При этом лампы *ВК*, как и в первом положении переключателя, могут не гореть. Таким образом продолжают снятие круговой диаграммы до крайнего положения переключателя, а затем при вращении вала переключателя в обратную сторону — от последнего положения к первому.

Одновременно фиксируют углы поворота вала переключателя, при которых происходит погасание и загорание ламп, а также углы, соответствующие нормальным положениям переключателя. По этим данным строят круговую диаграмму, подобно указанной на рис. 5.5. При проверке работы переключателей ответвлений под нагрузкой, имеющих контакторы, шкалу, разделенную на 360° (через 1°), устанавливают так, чтобы вал между приводным механизмом переключателя и контактором проходил через центр шкалы углов. На этом валу закрепляют указатель-

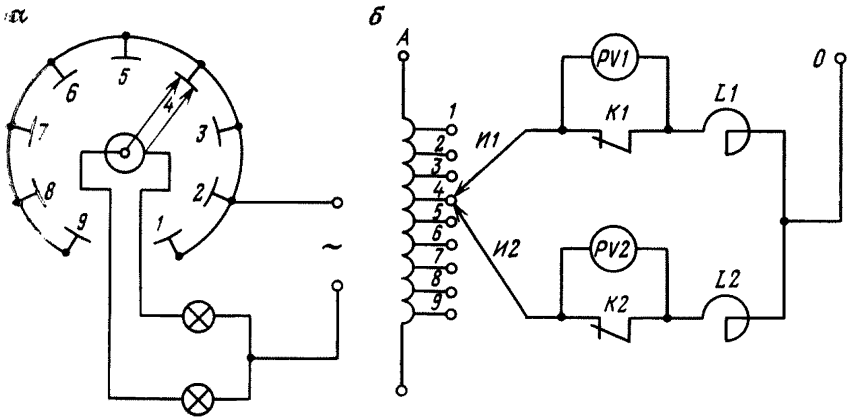


Рис. 5.6. Схема проверки работы переключающего устройства:
а — не имеющего контакторов (РНТ-9); *б* — имеющего контакторы (РНТ-13)

ную стрелку. В дальнейшем положение шкалы не меняют. Собирают схему, как показано на рис. 5.6, *б* (показана для одной фазы). Переключатель устанавливают в одно из положений, причем для исключения влияния люфта привода предварительно вращают рукоятку приводного механизма переключателя в направлении вращения при снятии круговой диаграммы. Круговую диаграмму снимают при одном обороте вала, соединяющего приводной механизм с переключателем, независимо от того, происходит ли за время этого оборота одно или два переключения. Включают питание схемы и начинают медленно вращать рукоятку приводного механизма переключателя. Размыкание контактов контактора *K1* определяют по показанию вольтметра *PV1* и фиксируют показание по шкале углов.

Размыкание контактов избирателя *И1* отмечают по показанию вольтметра *PV1* (величина напряжения в этом случае равна нулю) и фиксируют по шкале углов. При размыкании контактов избирателя *И1* вольтметр *PV1* снова покажет определенную величину, а при замыкании контактов контактора вольтметр *PV1* покажет «О»; аналогично фиксируют показания вольтметра *PV2* по шкале углов.

При дальнейшем вращении рукоятки фиксируют замыкание контактов того же переключателя и контактора на следующем положении. После поворота вала на 180° рукоятку поворачивают несколько далее (для снятия люфта), а затем снимают круговую диаграмму при вращении рукоятки в обратном направлении. Такие измерения производят на каждой фазе. По данным измерений строят развернутую круговую диаграмму (см. рис. 5.5). Снятая круговая диаграмма не должна отличаться от паспортной в пределах допусков завода-изготовителя.

Для обеспечения безопасности работ перед подачей напряжения на схему для снятия круговой диаграммы закорачивается одна из нерегулируемых обмоток, например обмотка НН испытуемого трансформатора.

5.8.2. Переключатели производства ГДР и НРБ

При наладке переключающих устройств производства ГДР и НРБ необходимо выполнить следующие операции: внешний осмотр переключающего устройства (ПУ) и приводного механизма (ПМ); контроль наличия и целостности аварийной мембраны; проверку соответствия показаний указателей положений ПМ и ПУ; осмотр избирателя и внешней части корпуса контактора; контроль работоспособности стрелочного маслоуказателя; проверку уровня масла в баке контактора; снятие круговой диаграммы ПУ; осциллографирование работы контактора; проверку качества масла в баке контактора; контроль работоспособности струйного реле защиты.

При внешнем осмотре ПУ доступные сборочные единицы и детали необходимо проверить на отсутствие трещин, вмятин, поломок и других дефектов; обратить внимание на отсутствие течи масла через уплотнения.

При осмотре ПМ следует проверить: надежность крепления, отсутствие механических повреждений контактора, автоматического выключателя, рядов зажимов и т. д., состояние монтажа проводов и кабелей, монтажных соединений на рядах зажимов и коммутационных аппаратах; наличие и правильность надписей на аппаратах и маркировку проводов; следует обратить внимание на состояние контактных поверхностей и легкость хода подвижной части контакторов ПМ.

При затирании или залипании подвижной части произвести ревизию контакторов.

Аварийная мембрана не должна иметь повреждений и вмятин. Для осмотра мембраны на ПУ типа РС-4 необходимо удалить крепежные винты с транспортной рабочей заглушки. Устройства РПН производства ГДР можно транспортировать без аварийной мембраны, поэтому необходимо удалить транспортную заглушку, установить мембрану и рабочую заглушку.

При контроле соответствия показаний указателей положений ПМ и ПУ необходимо снять транспортную заглушку указателя положений на верхнем фланце ПУ и установить рабочую.

Сравнить показания указателей положения ПМ и ПУ. Приводной механизм и переключающее устройство должны находиться в одном положении. Кроме того, для ПУ типа РС-4 должны совпадать красные риски под контрольным окном червячного редуктора верхнего фланца, при этом ролики контроллеров должны быть опущены и находиться в среднем положении. На ПУ производства ГДР должна быть видна стрелка указателя нормального положения ПМ.

Смотровое стекло указателя положения на верхнем фланце ПУ не должно иметь повреждений.

При осмотре избирателя необходимо обратить внимание на следующее: на изоляционных деталях не должно быть механических повреждений и поломок; крепежные детали должны быть надежно затянуты и застопорены; отсутствие перекосов, смещений, поломок и других дефектов; отсутствие натяжений гибких связей, отводов путем проверки легкости их прогиба.

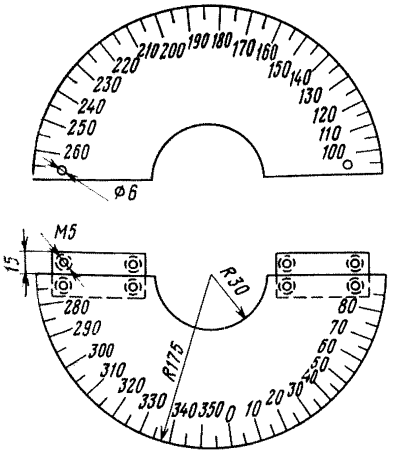


Рис. 5.7. Съемный лимб для снятия круговой диаграммы

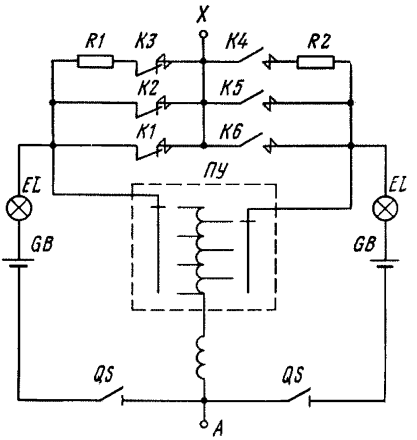


Рис. 5.8. Схема снятия неполной круговой диаграммы переключающих устройств:

K1, K6 — главные контакты; *K2, K5* — вспомогательные контакты; *K3, K4* — дугогасительные контакты; *ПУ* — переключающее устройство

Стрелочный маслоуказатель обеспечивает предупредительную сигнализацию при снижении уровня масла в отсеке расширителя РПН.

Проверку работы маслоуказателя произвести до его установки на расширитель. Для этого надо повернуть рычаг маслоуказателя и проконтролировать индикатором замыкание контактов геркона при достижении стрелкой отметки «мин». В других положениях контакты должны быть разомкнуты.

Доливать масло в бак контактора следует до уровня пробки для выпуска воздуха. После появления масла в отверстии закрыть его, чем будет обеспечено наличие воздушной подушки под крышкой контактора. Вентиль между контактором и расширителем опломбировать в открытом положении.

При снятии неполной круговой диаграммы ПУ определяют моменты срабатывания контактора по его щелчку.

Для снятия круговой диаграммы приводным механизмом управляют с помощью рукоятки. Угол поворота (количество оборотов) выходного ПМ следует фиксировать в момент срабатывания контактора. Для ПУ производства ГДР нормы на круговую диаграмму приводятся в градусах, поэтому следует изготовить съемный лимб (рис. 5.7), установить его на крышке ПМ, а на вертикальном валу укрепить стрелку, совместив ее с нулем лимба.

Неполная круговая диаграмма снимается по схеме (рис. 5.8) и должна соответствовать нормам завода-изготовителя. Если выявлено несоответствие круговой диаграммы нормам, следует произвести регулирование. Для этого освободить верхнюю карданную муфту ПУ РС-4 или конусную муфту для устройств (производства ГДР) и выполнить следующее.

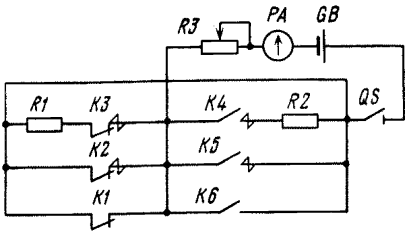


Рис. 5.9. Схема снятия полной круговой диаграммы переключающих устройств

Если при переключении ПУ в сторону увеличения номера положения от момента работы контактора до окончания переключения было произведено четыре оборота вала, а в сторону уменьшения номера положения — два оборота (для ПУ РС-4), то необходимо вращением рукоятки повернуть выходной вал ПМ на половину разницы отсчитанных оборотов в сторону увеличения номера положения, т. е. на один оборот, после чего сочленить муфту и снять круговую диаграмму повторно.

Для ПУ производства ГДР следует выполнить аналогичные операции, снимая диаграмму в градусах поворота выходного вала.

Снятие полной круговой диаграммы ПУ следует производить методом сигнальных ламп. Для этого необходимо снять крышку контактора и подключить внешнюю схему к токоограничивающим резисторам в соответствии с рис. 5.9. Управляя ПМ вручную, зафиксировать углы поворота (количество оборотов) выходного вала в момент размыкания и замыкания контактов избирателя по сигнальным лампам. Моменты срабатывания контактора следует фиксировать на слух по щелчку.

Схемы осциллографирования работы контакторов приведены на рис. 5.10 и 5.11. Для устройств РПН производства ГДР схему осциллографирования необходимо подключить непосредственно к токоограничивающим резисторам, которые расположены в верхней части контактора и к которым имеется свободный доступ.

В устройствах производства НРБ необходимо подключить схему к отводам резисторов, расположенных в нижней части блока резисторов. Для этого изготовить медные или латунные щупы длиной около 1 м и диаметром 6—8 мм. Один конец щупа заострить (радиус скругления 1,5—2 мм), на другой поставить винт или гайку для подсоединения к внешней схеме. На щуп надеть изоляционную трубку и опустить его между блоком резисторов и бакелитовым цилиндром на неподвижные главные контакты.

Для осциллографирования трех фаз контакторов одновременно необходимо иметь шесть щупов, при поочередном осциллографировании достаточно двух.

Пользоваться щупами следует осторожно, чтобы не повредить лаковое покрытие бакелитового цилиндра и перемычки токоограничивающих резисторов.

Для ПУ типа SDVI, обмотки которого собраны в треугольник, осциллографирование работы трех фаз контактора одновременно невозможно из-за взаимного влияния контакторов. Поэтому в контакторе одной из фаз следует установить эластичные изолирующие прокладки (например, из лакоткани в 2—3 слоя) между подвижными и неподвиж-

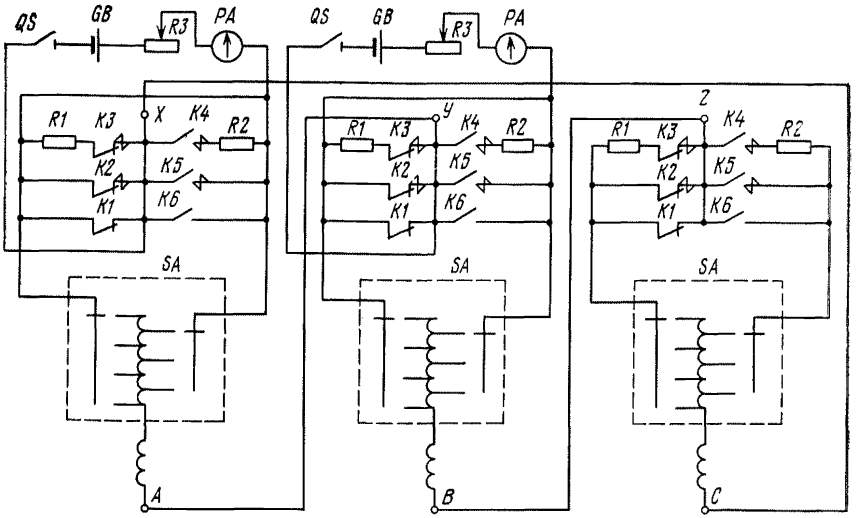


Рис. 5.10. Схема осциллографирования работы контакторов переключающего устройства SDV

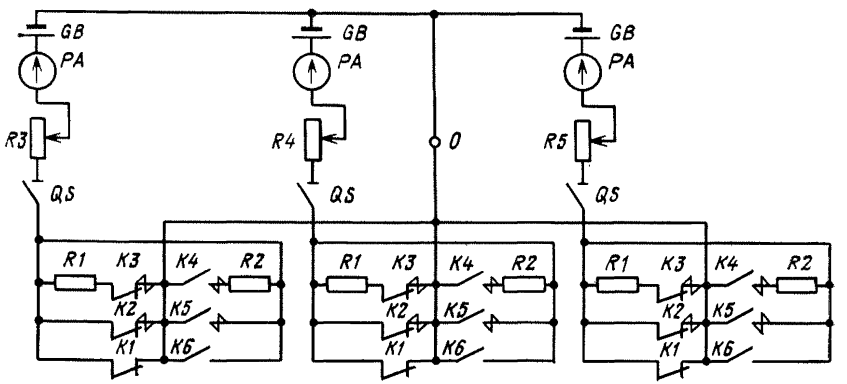


Рис. 5.11. Схема осциллографирования работы контакторов переключающих устройств РС-4 или SCV

ными вспомогательными и дугогасительными контактами обоих плеч контактора и осциллографировать работу двух других фаз. Затем прокладки переставить и произвести осциллографирование работы третьего контактора.

Во всех случаях при осциллографировании ПМ должен управляться от электрической схемы, а уровень масла в баке контактора должен быть не ниже уровня контактных систем.

При несоответствии осциллограммы нормам завода-изготовителя следует получить консультацию на заводе — изготовителе трансформатора.

Проверить протокол испытания масла контактора. При необходимости отбор пробы масла из бака контактора производится через сифонные устройства. Предварительно сливается не менее двойного объема масла, находящегося в сливном трубопроводе. Качество масла должно по всем показателям соответствовать залитому в бак трансформатора; пробивное напряжение должно быть не ниже указанного в инструкциях заводов-изготовителей РПН.

Произвести доливку необходимого объема масла в расширитель контактора.

Контроль работоспособности струйного реле защиты контактора выполнить с помощью кнопок, расположенных на реле. Замыкание контактов реле проконтролировать омметром. После опробования контактную систему реле вернуть в исходное положение. Наладка струйного реле защиты описана ниже.

5.9. ПРОВЕРКА ГАЗОВОЙ ЗАЩИТЫ

Газовая защита, применяемая на трансформаторах с расширителем, реагирует на все повреждения внутри бака трансформатора, при которых происходит выделение газа, ускоренное протекание масла или смеси масла с газом из бака в расширитель, а также на снижение уровня масла. При некоторых опасных повреждениях трансформатора действует только газовая защита (электрические защиты трансформатора — дифференциальная, максимальная токовая и др.— не реагируют). К таким повреждениям трансформаторов относятся межвитковые замыкания в обмотках, «пожар» в стали магнитопровода, некоторые неисправности переключателей ответвлений и другие повреждения, при которых возникают значительные местные повышения температуры частей трансформатора.

Для обеспечения быстрого прохождения газов к реле и правильной работы газовой защиты (газового реле) крышка трансформатора со стороны расширителя должна быть поднята с уклоном 1—1,5 ° (для этого под каток трансформатора подкладывается прокладка); подъем маслопровода от бака трансформатора к газовому реле должен составлять 2—4 °.

В объем проверки газовой защиты входят: внешний осмотр всех элементов защиты; осмотр газового и других реле защиты, а также промежуточных и указательных реле, регулировка контактов реле; проверка работы верхнего элемента и чашки нижнего элемента при понижении уровня масла в реле; косвенная проверка граммометром чувствительности нижнего элемента реле;

контроль установки срабатывания пластины нижнего элемента реле;

проверка выполнения требований по установке трансформатора и газового реле в трубопроводе (наклона крышки трансформатора и трубопровода, правильности монтажа реле в трубопроводе);

измерение сопротивления изоляции всех цепей и испытание их напряжением переменного тока;

проверка работы защиты при подаче напряжения оперативного тока 0,8 $U_{ном}$;

проверка работы защиты на сигнал и на отключение выключателя (включение короткозамыкателя) при нагнетании воздуха в газовом реле. Если баллоном со сжатым воздухом прокачать реле не удается, то проверку чашки отключающего элемента проводят путем спуска масла из реле через пробку в дне корпуса реле при закрытом кране между реле и расширителем.

В настоящее время трансформаторы комплектуются в основном газовыми реле типа РГЧЗ-66 Запорожского трансформаторного завода и реле Бухгольца (ГДР) типа BF 80/Q.

Реле BF 80/Q — одно из серии газовых реле Бухгольца (B — реле с двумя элементами, F — с фланцем, 80 — внутренний диаметр фланца в мм, Q — фланец квадратной формы). На крышке изображена стрелка, которая должна быть направлена в сторону расширителя.

При внешнем осмотре реле проверяют целостность корпуса, смотровых стекол и проходных изоляторов — выводов в армировке, отсутствие течи в месте крепления крана на крышке реле. У реле Бухгольца отвинчивается колпачок кнопки опробования и удаляется арретир.

При осмотре выемной части тщательно проверяют надежность крепления всех элементов: чашек, пластины, скоростного элемента (лопасти, отклоняющейся при достижении определенной скорости движения масла), упоров, ограничивающих ход чашек, экранов, контактных пластин), токопроводов и их крепления к выводам и контактам, надежность заделки концов спиральной пружины в держателях.

У реле Бухгольца проверяют установку трубок с магнитными контактами, которые должны быть замкнуты. При подъеме поплавков контакты под действием перемещающего магнита должны разомкнуться, а при нажатии на пластину скоростного элемента контакта нижнего поплавка — замкнуться. На скоростном элементе устанавливается заданная скорость срабатывания. Косвенно проверку чувствительности нижнего элемента реле осуществляют в лабораторных условиях.

Выемную часть газового реле вместе с крышкой устанавливают на горизонтальную плоскость. Нижнюю чашку реле заполняют трансформаторным маслом и с помощью пружинного граммометра (динамометра до 0,5 Н), конец которого подводят под край дна чашки с той стороны, где установлена спиральная пружина, приподнимают. При усилии 0,25—0,3 Н контакты должны разомкнуться. Совместный ход до размыкания контактов 2—2,5 мм.

Проверку срабатывания сигнальных и отключающих контактов реле проводят совместно с проверкой релейной защиты трансформатора.

Уставку отключающего элемента по скорости потока масла выбирают с учетом мощности защищаемого трансформатора и системы охлаждения его обмоток. Учитывая возможность замены снятых с производства газовых реле РГЧЗ-66 на реле BF 80/Q (имеющих одинаковые квадратные фланцы с присоединительными отверстиями для крепления болтами М16 и одинаковую длину корпуса), ниже приведена таблица уставок обоих типов реле (табл. 5.13).

Для выполнения нужной уставки реле BF 80/Q следует отвинтить винт магнитодержателя и передвигать его до тех пор, пока в окне не

Таблица 5.13

Уставки газовых реле

Мощность трансформатора и вид охлаждения	Уставка реле (скорость масла), м/с	
	BF 80 Q	РГЧЗ-66
До 40 МВ·А включительно, охлаждение М и Д	0,65	0,6
Более 40 МВ·А, охлаждение Д	1,0	0,9
Независимо от мощности, охлаждение Ц и ДЦ	1,0	1,2

появится нужная цифра — 0,65 или 1,0 м/с, после чего винт магнитодержателя снова затянуть. Скорость потока масла при срабатывании проверяют на установке для проверки газовых реле путем изменения скорости и фиксации замыкания отключающего контакта реле. Отключающий элемент (пластина) реле срабатывает при скорости потока масла в диапазоне, указанном заводом-изготовителем:

0,48—0,65 м/с на уставке 0,65 м/с;

0,75—1,0 м/с на уставке 1,0 м/с.

Для защиты контакторов устройств РПН используют струйные реле URF 25/10. Небольшое количество горючего газа, выделяющегося из масла в процессе работы контактора,— нормальное явление.

В отличие от газового, струйное реле не работает при уходе масла из трубопровода и заполнении корпуса реле воздухом или газом. Уровень масла в расширителе контролируется по маслоуказательному стеклу.

Для возврата сработавшего реле в нормальное положение в нем предусмотрено устройство возврата, служащее также для контроля работоспособности реле и называемое поэтому устройством контроля-возврата.

Подготовительные работы, внешний и внутренний осмотр реле URF 25/10 состоят из тех же операций, что и для газового реле BF 80/Q.

Уставку реле по скорости потока масла выбирают с учетом мощности и типа защищаемого контактора. Скорость потока масла при срабатывании струйного реле проверяют при наладке, и при дальнейшем техническом обслуживании проверки не требуется.

Работу схемы защиты следует проверять при напряжении оперативного тока $U_{ном}$ и 0,8 $U_{ном}$. Нажатием на кнопку устройства контроля до упора должны приводиться в действие струйное реле и замыкаться его контакты, при этом должны работать сигнализация о неисправности устройства РПН и выходное промежуточное реле защиты трансформатора на отключение.

5.10. ИСПЫТАНИЕ ИЗОЛЯЦИИ ПОВЫШЕННЫМ НАПРЯЖЕНИЕМ

Испытание изоляции трансформаторов совместно с вводами повышенным напряжением промышленной частоты производят от постороннего источника повышенного напряжения в соответствии с 3.3.

При испытании изоляции обмоток сухих трансформаторов руководствуются нормами для трансформаторов с облегченной изоляцией.

После капитального ремонта с полной сменой обмоток испытание изоляции обмоток обязательно для всех типов трансформаторов. Значение испытательного напряжения в этом случае должно быть равно заводскому испытательному напряжению.

Значение испытательного напряжения при частичной смене обмоток или реконструкции трансформатора принимается равным 0,9 значения заводского испытательного напряжения.

Для испытания изоляции доступных стяжных шпилек, прессующих колец и ярмовых балок применяют напряжение 1 кВ частоты 50 Гц, если заводом-изготовителем не установлены другие, более жесткие нормы испытания. Продолжительность испытания 1 мин.

5.11. ВКЛЮЧЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ В РАБОТУ

При пробном включении трансформатора необходимо проверить действие всех предусмотренных защит и механизмов блокировки выключателей, проверить показания всех установленных термометров, уровень масла в расширителе и его сообщаемость с баком. Следует также проверить, открыт ли кран в маслопроводе газового реле и убедиться в отсутствии воздуха в газовом реле. Проверить соответствие указателя положений переключателя требуемому, отсутствие посторонних предметов на трансформаторе, заземление бака, отсутствие течи масла и т. д.; проверить подсоединение разрядников к линейным вводам и нейтрали (если таковые предусмотрены схемой защиты трансформатора); в газовой защите цепь сигнальных контактов подключить на отключение.

Затем включить трансформатор на номинальное напряжение на время не менее 30 мин, чтобы выполнить прослушивание и наблюдение за состоянием трансформатора. После снятия напряжения следует произвести несколько (2—3) включений трансформатора толчком на полное номинальное напряжение для проверки отстройки установленной защиты от бросков намагничивающего тока. Во время включений на номинальное напряжение не должно происходить явлений, указывающих на неудовлетворительное состояние трансформатора: искрения, потрескивания, выделения газа, выбросов масла.

При удовлетворительных результатах пробного включения трансформатор может быть включен под нагрузку и сдан в эксплуатацию.

5.12. ФАЗИРОВКА И ПАРАЛЛЕЛЬНАЯ РАБОТА ТРАНСФОРМАТОРОВ

Для обеспечения нормальной параллельной работы трансформаторов необходимо соблюдение тождественности групп соединений обмоток, равенства в пределах допусков коэффициентов трансформации

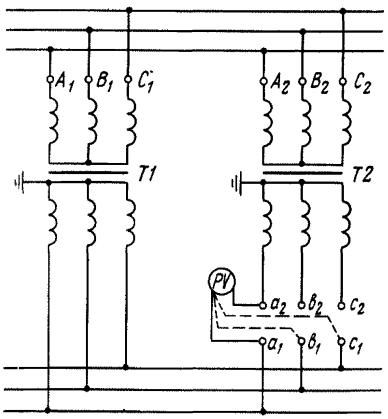


Рис. 5.12. Схема фазировки двух трансформаторов с заземленной нейтралью прямым методом с помощью вольтметра

и напряжений к. з., отношения мощностей трансформаторов не более 3 : 1.

При фазировке трансформаторов должна быть электрическая связь между фазируемыми цепями. Такой связью может быть заземление нейтрали обоих фазируемых трансформаторов, общий нулевой провод или специально устанавливаемая для фазировки перемычка. Произвести измерение подведенного для фазировки напряжения и проверить его симметричность. При несимметрии напряжений фазировка не производится.

Напряжения измеряют между каждым выводом одного трансформатора и всеми выводами другого трансформатора.

По результатам замеров строят векторные диаграммы фазируемых напряжений и определяют возможность параллельной работы трансформаторов в соответствии с табл. 5.14.

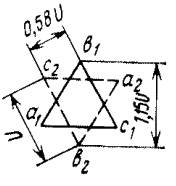
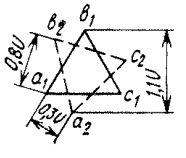
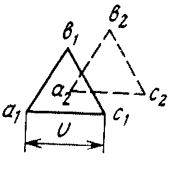
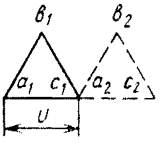
Различают прямые и косвенные методы фазировки. При прямом методе фазировку производят на том напряжении, на котором в дальнейшем будет осуществлено включение трансформаторов. Прямые методы наглядны, но применяют их при номинальном напряжении вторичных обмоток не выше 10 кВ. Косвенные методы, при которых фазировку выполняют на вторичном напряжении трансформаторов напряжения, не так наглядны, как прямые, но более безопасны для обслуживающего персонала.

На рис. 5.12 показана схема фазировки двух трансформаторов с заземленной нейтралью прямым методом с помощью вольтметра. Перед фазировкой вольтметром проверяют наличие нормального напряжения на зажимах каждого трансформатора, после чего производят замеры по фазировке. По окончании замеров зажимы, между которыми получились нулевые показания, соединяют для параллельной работы трансформаторов. Если ни одно из показаний вольтметра не было равно нулю, то это указывает на наличие сдвига по фазе напряжений одного трансформатора относительно другого и, следовательно, невозможность их параллельного включения.

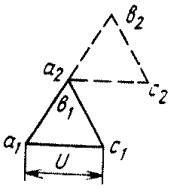
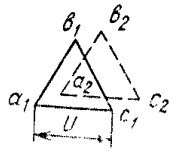
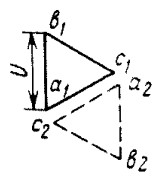
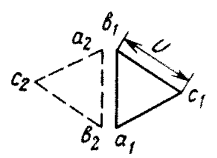
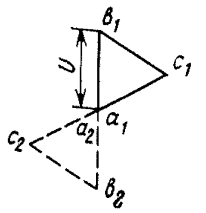
Косвенные методы фазировки применяют на подстанциях с двумя системами сборных шин с помощью трансформаторов напряжения, подключенных к шинам. Для этого фазируемый трасформатор с вторичной стороны включают на резервную систему шин, не имеющую напряжения, а все работающие трансформаторы и шины в это время находятся на другой (рабочей) системе шин. Напряжение для фазировки на испытуемый трансформатор и резервную систему шин подается со стороны ВН. Фазировку выполняют на зажимах с низшей стороны трансформа-

Таблица 5.14

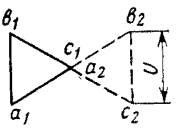
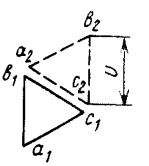
Векторные диаграммы напряжений и оценка возможности параллельной работы трансформаторов

Электрическая связь вторичных обмоток трансформаторов	Место установки перемычки между выводами	Результаты измерений между выводами	Векторная диаграмма напряжений по измерениям	Оценка результатов измерений
Заземленные нейтрали обмоток или общий нулевой провод	Перемычка не ставится	$a_1a_2=1{,}15U$ $a_1b_2=0{,}58U$ $a_1c_2=0{,}58U$ $b_1b_2=1{,}15U$ $b_1a_2=0{,}58U$ $b_1c_2=0{,}58U$		Трансформаторы имеют разные группы соединений и векторы напряжений вторичных обмоток сдвинуты на угол 180°. Параллельная работа невозможна
	Перемычка не ставится	$a_1a_2=0{,}3U$ $a_1b_2=0{,}8U$ $a_1c_2=1{,}1U$ $b_1b_2=0{,}3U$ $b_1c_2=0{,}8U$		Трансформаторы имеют разные группы соединений и векторы напряжений вторичных обмоток сдвинуты на угол 330°. Параллельная работа невозможна
	Перемычка не ставится	$a_1a_2=0$ $a_1b_2=U$ $a_1c_2=U$ $b_1a_2=U$ $b_1b_2=0$ $b_1c_2=U$		Трансформаторы имеют одинаковые группы соединений. Параллельная работа возможна при соединении выводов a_1 и a_2; b_1 и b_2; c_1 и c_2
Изолированные нейтрали обмоток	c_1—a_2	$a_1b_2=1{,}73U$ $a_1c_2=2U$ $b_1b_2=U$ $b_1c_2=1{,}73U$		Трансформаторы имеют одинаковые группы соединений Параллельная работа возможна при соединении выводов a_1 и a_2; b_1 и b_2; c_1 и c_2

Продолжение табл. 5.14

Электрическая связь вторичных обмоток трансформаторов	Место установки перемычки между выводами	Результаты измерений между выводами	Векторная диаграмма напряжений по измерениям	Оценка результатов измерений
Изолированные нейтрали обмоток	b_1—a_2	$a_1b_2=2U$ $a_1c_2=1{,}73U$ $c_1b_2=1{,}73U$ $c_1c_2=U$		Трансформаторы имеют одинаковые группы соединений. Параллельная работа возможна при соединении выводов a_1 и a_2; b_1 и b_2; c_1 и c_2
	a_1—a_2	$b_1b_2=0$ $b_1c_2=U$ $c_1b_2=U$ $c_1c_2=0$		Трансформаторы имеют одинаковые группы соединений. Параллельная работа возможна при соединении выводов a_1 и a_2, b_1 и b_2; c_1 и c_2
	c_1—a_2	$a_1b_2=U$ $a_1c_2=0$ $b_1b_2=1{,}73U$ $b_1c_2=U$		Трансформаторы имеют разные группы соединений, параллельная работа невозможна
	b_1—a_2	$a_1b_2=0$ $a_1c_2=U$ $c_1b_2=U$ $c_1c_2=1{,}73U$		Трансформаторы имеют разные группы соединений, параллельная работа невозможна
	a_1—a_2	$b_1b_2=2U$ $b_1c_2=1{,}73U$ $c_1b_2=1{,}73U$ $c_1c_2=2U$		Трансформаторы имеют разные группы соединений, параллельная работа невозможна

Продолжение табл. 5.14

Электрическая связь вторичных обмоток трансформаторов	Место установки перемычки между выводами	Результаты измерений между выводами	Векторная диаграмма напряжений по измерениям	Оценка результатов измерений
Изолированные нейтрали обмоток	c_1—a_2	$a_1b_2=2U$ $a_1c_2=1{,}73U$ $b_1b_2=1{,}73U$ $b_1c_2=2U$		Трансформаторы имеют разные группы соединений, параллельная работа невозможна
	b_1—a_2	$a_1b_2=1{,}73U$ $a_1c_2=U$ $c_1b_2=U$ $c_1c_2=0$		Трансформаторы имеют разные группы соединений, параллельная работа невозможна

торов напряжения, принадлежащих к рабочей и резервной системам шин.

При несовпадении фаз производят их перестановку. При совпадении фаз трансформаторы замыкают на параллельную работу включением секционного выключателя. Для уверенности в совпадении фаз самих трансформаторов напряжения их предварительно фазируют между собой при питании от одной системы шин.

Фазировку трехобмоточных трансформаторов осуществляют в два приема. Сначала включают трансформатор со стороны ВН и производят его фазировку со стороны НН. При совпадении фаз трансформатор отключают со стороны НН и включают на резервную систему шин со стороны СН и вновь производят фазировку на этом напряжении.

После получения показаний при обеих фазировках трансформатор считается сфазированным и его можно включить на параллельную работу.

Параллельная работа трансформаторов по тождественности групп соединения обмоток возможна в следующих случаях:

между четными группами соединения 0, 4 и 8;

между четными группами соединения 6, 10 и 2;

между всеми нечетными группами соединения.

В этих случаях путем круговой перемаркировки выводов эти группы приводятся друг к другу. При круговой перемаркировке зажимов основные группы превращаются в их производные, имеющие одноименные э. д. с., сдвинутые по фазе на 120 ° или 240 °.

Проверяют равенство в пределах допусков коэффициентов трансформации, а также напряжений короткого замыкания. Для силовых трансформаторов с коэффициентом трансформации менее 3 — допуск ±1 %; для всех прочих трансформаторов ±0,5 %. Пределы допуска напряжений короткого замыкания ±10 %. Параллельная работа трансформаторов с разными (сверх допусков) коэффициентами трансформации с равными напряжениями короткого замыкания может быть допущена при обязательном условии, что ни один из трансформаторов при этом не будет перегружен. При включении на параллельную работу трансформаторов с разными значениями напряжения короткого замыкания некоторое перераспределение нагрузок может быть достигнуто изменением коэффициента трансформации путем переключения ответвлений (у перегруженных трансформаторов напряжение холостого хода должно быть меньше, чем у недогруженных).

5.13. ОГРАНИЧЕНИЯ ПО ДОПУСТИМЫМ ПЕРЕГРУЗКАМ

Трансформатор рассчитывают на длительную непрерывную работу в номинальном режиме. Срок службы силовых трансформаторов 20—25 лет. Длительные перегрузки ускоряют процесс старения изоляции трансформатора и сокращают срок его службы.

Для трансформаторов, включая встроенные комплектующие изделия (вводы, трасформаторы тока, переключающие устройства и др.), в зависимости от условий эксплуатации, определяемых графиком нагрузки и температурой охлаждающей среды, допускаются систематические и аварийные перегрузки.

Систематические допустимые перегрузки определяются в зависимости от коэффициента предшествующей нагрузки в пределах до 1,4 $I_{ном}$ продолжительностью до 6 ч. Систематические перегрузки по току от 1,5 $I_{ном}$ и более допускаются только по согласованию с заводом-изготовителем.

В аварийных случаях трансформаторы с системами охлаждения М, Д, ДЦ и Ц допускают кратковременную перегрузку сверх номинального тока независимо от длительности предшествующей нагрузки, температуры охлаждающей среды и места установки.

Длительность допустимой перегрузки трансформаторов

Нагрузка по току, % к номинальному	130	145	150	160	175	200	300
Допустимая длительность перегрузки, мин	120	80	60	45	20	10	1,5

Если коэффициент предшествующей нагрузки не более 0,93, то для названных трансформаторов допускается в течение не более 5 сут перегрузка по току до 1,4 $I_{ном}$ на время максимумов нагрузки общей про-

должительностью не более 6 ч в сутки. При этом коэффициент заполнения графика нагрузки трансформатора в условиях его перегрузки должен быть не более 0,75:

$$K_з = \frac{I_{ср.\,сут}}{I_{ном}} \leqslant 0{,}75; \qquad (5.9)$$

$$I_{ср.\,сут} = \frac{1000 A_{акт.\,сут}}{\sqrt{3}\, U_{ном} \cos \varphi 24}, \qquad (5.10)$$

где $\cos\varphi$ — среднесуточный коэффициент мощности; $A_{акт.\,сут}$ — расход электроэнергии за сутки, определяется по счетчику.

Нагрузочная способность трансформаторов, изготовленных по ГОСТ 11677—65 до 01.07.70 г., на которых установлены вводы на напряжение до 35 кВ включительно с номинальным током 3000 А и более, а также вводы на напряжение 110 кВ и более, ограничиваются током, равным 1,1 $I_{ном}$ вводов.

Для трехобмоточных трансформаторов все вышеприведенные нагрузки относятся к наиболее нагруженной обмотке.

Изоляция обмоток сухих трансформаторов допускает меньшую продолжительность действия перегрузок:

Допустимая перегрузка, %	120	130	140	150	160
Длительность перегрузки, мин	60	45	32	18	5

Перегрузки сухих трансформаторов допускаются при условии, что они установлены в помещении со среднегодовой температурой не выше 15 °С и максимальной температурой не выше 35 °С для трансформаторов, изготовленных до 1970 г. или соответственно 20 и 40 °С для трансформаторов, изготовленных по ГОСТ 11677—65 после 1970 г. и ГОСТ 11677—75.

6. АППАРАТУРА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В

В распредустройствах напряжением до 1000 В шахтных поверхностных подстанций из всей низковольтной коммутационной аппаратуры наиболее широкое распространение получили автоматические выключатели (автоматы).

Выключатели автоматические типа АВМ (табл. 6.1) выпускаются на напряжение 500 В переменного и 460 В постоянного тока для стационарного монтажа и выкатные для комплектных распределительных устройств.

Выключатели по максимальной токовой защите имеют следующие исполнения:

Таблица 6.1

Основные параметры выключателей серии АВМ

Выключатель	Номинальный ток, А		Срабатывание максимальной токовой защиты	
	выключателя	катушки максимального расцепителя	при перегрузке	при коротком замыкании
АВМ-4Н, АВМ-4НВ без часового механизма	400	120, 150 250, 400	Мгновенное	Мгновенное
АВМ-4Н, АВМ-4НВ с часовым механизмом	400	120, 150 200, 250 300, 400	С выдержкой времени не менее 10 с при токе, равном наименьшему току уставки перегрузки	Мгновенное
АВМ-4С, АВМ-4СВ	400	120, 150, 200, 250, 300, 400		С выдержкой времени 0,25 и 0,4 с или 0,4 и 0,6 с
АВМ-10Н	1000	500, 600, 800, 1000		Мгновенное
АВМ-10НВ	750	500, 600, 750		Мгновенное
АВМ-10С	1000	500, 600, 800, 1000		
АВМ-10СВ	800	500, 600, 800		С выдержкой времени 0,25 и 0,4 с или 0,4 и 0,6 с
	750	500, 600, 750		
АВМ-10Н без часового механизма	1000	600, 800, 1000	Мгновенное	Мгновенное
АВМ-10НВ без часового механизма	800	600, 800		
АВМ-15Н	1500	1000, 1200, 1500	С выдержкой времени не более 10 с или при токе, равном наименьшему току уставки перегрузки	Мгновенное
АВМ-15НВ	1150	800, 1150		С выдержкой времени 0,25 и 0,4 с или 0,4 и 0,6 с
АВМ-15С	1500	1000, 1200, 1500		
АВМ-15СВ	1150	800, 1150		

Продолжение табл. 6.1

Выключатель	Номинальный ток, А		Срабатывание максимальной токовой защиты	
	выключателя	катушки максимального расцепителя	при перегрузке	при коротком замыкании
АВМ-20Н	2000—2300	1000, 1200 1500, 2000	С выдержкой времени не более 10 с или при токе, равном наименьшему току уставки перегрузки	Мгновенное
АВМ-20НВ	1500—2000	1000, 1200, 1500, 1000, 1200		С выдержкой времени 0,25 и 0,4 с или 0,4 и 0,6 с
АВМ-20С	2000—2300	1000, 1200, 1500, 2000		
АНМ-20СВ	1500—2000	1000, 1200, 1500, 2000		

неселективное — с максимальными расцепителями с обратно зависимой от тока выдержкой времени при перегрузках и мгновенным срабатыванием при коротких замыканиях;

селективное — с максимальными расцепителями с обратно зависимой от тока выдержкой времени при перегрузках и независимой от тока выдержкой времени при коротких замыканиях;

без максимальных расцепителей.

Выключатели автоматические «Электрон», выпускаемые на номинальные напряжения постоянного тока до 440 В и переменного тока до 660 В, изготовляются с регулируемыми полупроводниковыми максимальными расцепителями тока, расцепителями мгновенного действия и с выдержкой времени до 200 с.

Выключатели допускают встройку контактов вспомогательной цепи, расцепителя минимального напряжения или независимого расцепителя, электромеханического привода.

Технические характеристики автоматических выключателей типа «Электрон»

	Э06С	Э25С	Э40С	Э06В
Номинальный ток, А:				
выключателя	1000	4000	6300	1000
максимальной токовой защиты	250, 400, 630, 800, 1000	800, 100, 1250, 1600, 2000, 2500	3200, 4000, 6300	250, 400, 630, 800, 1000
Предельная отключающая способность, кА:				
переменного тока . .	40	55	85	30
постоянного тока . .	25	50	55	25

Продолжение

	Э16В	Э25В	Э40В
Номинальный ток, А:			
выключателя	1600	2500	5000
максимальной токовой защиты	630, 1000, 1250, 1600	1600, 2000, 2500	2500, 3200, 4000, 5000
Предельная отключающая способность, кА:			
переменного тока . .	30	35	50
постоянного тока . .	45	45	55

Установочные автоматы серии А 3100 выпускаются с тепловыми, комбинированными и электромагнитными расцепителями максимального тока (табл. 6.2).

Время остывания теплового элемента для получения возможности повторного включения автомата (время возврата) не превышает для автоматов А 3160 и А 3110—1 мин, А 3120—2,5 мин, А 3130—3 мин А 3140—4 мин.

Установочные автоматы серии А 3700 применяются с расцепителями максимального тока:

в токоограничивающем исполнении — полупроводниковые и электромагнитные, тепловые и электромагнитные, только электромагнитные;

в селективном исполнении — полупроводниковые.

Основные технические характеристики выключателей серии А 3700 приведены в табл. 6.3—6.5.

Выключатели автоматические АП-50 изготовляют с тепловыми и электромагнитными расцепителями (исполнение МТ), или только с тепловыми (исполнение Т), или только с электромагнитными (исполнение М), без расцепителей. Допускается встройка расцепителя минимального напряжения (исполнение Н), независимого расцепителя (исполнение Д) и расцепителя максимального тока в нулевом проводе (исполнение О).

Выключатели изготовляются в двух- и трехполюсном исполнениях. Предельная коммутационная способность до 85 $кА_{ампл}$, АП-50Б — до 10 $кА_{ампл}$. Технические характеристики автоматических выключателей АП-50 приведены в табл. 6.6.

При ревизии, наладке и испытании автоматических выключателей необходимо выполнить следующее.

1. Проверить внешним осмотром соответствие типа, номинального тока аппарата и расцепителей проекту, отсутствие повреждений основания, кожуха, крышки аппарата.

2. Проверить затяжку винтов, целостность пружин, гибких токопроводов к подвижным контактам и состояние контактов. Очистить и восстановить форму главных контактов и блок-контактов. Если невозможно восстановить первоначальную форму обгоревшего контакта, его следует заменить.

3. Смазать детали механизма свободного расцепления электропривода консистентной смазкой.

Разборку автоматов АВМ и «Электрон» производить при показаниях неудовлетворительной работы.

Таблица 6.2

Технические характеристики автоматических выключателей серии А 3100

Выключатель	Номинальное напряжение, В		Номинальный ток, А	Расцепитель		Номинальная уставка тока срабатывания электромагнитного элемента, А	
	постоянного тока	переменного тока		Исполнение	Номинальный ток максимальной токовой защиты, А	переменного тока	постоянного тока
А 3161	110	220	50	Тепловой	15, 20, 25, 30, 40, 50	—	—
А 3162, А 3163	220	380	50	—	—	—	—
А 3161/7	110	220	50	Тепловой	15, 20, 25, 30	—	—
А 3162/7, А 3163/7	220	380	50	Тепловой	40, 50, 60, 70	—	—
А 3113/1, А 3163/1	220	500	100	Тепловой	85, 100	150, 200, 250, 300, 400, 500, 600, 700, 850, 1000	
А 3113/5, А 3114/5	220	500	100	Электромагнитный	15, 20, 25, 40, 70, 100	150, 200, 250, 300, 400	
А 3113/7, А 3114/7	220	500	100	—	—	500, 600, 700, 850, 1000 —	600, 600, 700, 850, 1000 —
А 3123, А 3124	220	500	100	Комбинированный	15, 20, 25, 30, 40, 50, 60, 80, 100	430, 600, 800	
А 3123/7, А 3124/7	220	500	100	Электромагнитный —	30, 100 —	420, 600, 800 —	430, 600, 800 —
А 3133, А 3134	220	500	200	Комбинированный	120, 140, 170, 200	840, 1000, 1200, 1400	
А 3133/7, А 3134/7	220	500	200	Электромагнитный —	200 —	840, 1000, 1200, 1400 —	— —
А 3143, А 3144	220	500	600	Комбинированный	250, 300, 350, 400, 500, 600	1750, 2100, 2450, 2800, 3500, 4200	
А 3143/7, А 3144/7	220	500	600	Электромагнитный —	600 —	1750, 2100, 2300, 2450, 3500, 4200 —	— —

Таблица 6.3

Технические характеристики автоматических выключателей серии А 3700 с полупроводниковым и электромагнитным расцепителями максимального тока

Выключатель	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А	Пределы регулирования тока полупроводникового расцепителя			Ток уставки электромагнитных расцепителей, А
			номинального, А	в зоне короткого замыкания $I_{к.з}/I_{ном}$	уставки тока срабатывания от перегрузки $I_{пер}/I_{ном}$	
А 3713Б	440	160	20—40	2—6	—	960±140
А 3713Б	660		40—80	—	1,2—1,3	1600±240
А 3714Б	660		80—160	—	1,15—1,3	—
А 3723Б	440	250	80—160	2—6	1,2—1,3	1500±220
А 3723Б, А 3724Б	660		160—250	3—10	1,15—1,3	2500±370
А 3733Б	440	400	160—250	2—6	1,2—1,3	2400±360
А 3733Б, А 3734Б	660		250—400	3—10	1,15—1,3	4000±600
А 3743Б	440	630	250—400	2—6	1,2—1,3	3800±570
А 3743Б, А 3744Б	660		400—630	3—10	1,5—1,3	6300±950

При разборке необходимо:

1) проверить совпадение осей симметрии втычных контактов и неподвижных ножей по горизонтали и вертикали (допускается небольшое отклонение соосности: просвет между колесами выключателя и направляющими рельсами не более 1 мм);

2) изменить раствор главных втычных контактов, который должен быть 4—5 мм;

3) определить нажатие втычных контактов АВМ, которое для каждого контакта должно быть 100—120 Н;

4) измерить силу нажатия главных контактов, которая для различных выключателей должна быть равна следующим величинам.

Выключатель . .	АВМ-4 АВМ-10	АВМ-15	АВМ-20	Э-10	Э16-Э40
Сила нажатия контактов, Н . .	550-750	1300-1700	2000-2400	430-460	645-965

5) измерить силу нажатия предварительных и разрывных контактов Для выключателей АВМ-4 и АВМ-10 она должна быть равна 30—50 Н, для разрывных контактов АВМ-15 и АВМ-20 — от 50 до 60 Н. Для предварительных контактов АВМ-15 и АВМ-20 — от 20 до 30 Н. Для дугогасительных контактов автоматов «Электрон» сила нажатия должна быть 180—335 Н;

6) проверить в работе главные, предварительные и разрывные контакты автомата. В момент касания разрывных контактов выключателей АВМ-4 и АВМ-10 зазор между главными контактами должен быть не менее 5,5 мм, у выключателей АВМ-15 и АВМ-20 в момент касания разрывных контактов зазор между предварительными контактами 5—7 мм,

Таблица 6.4

Технические характеристики автоматических выключателей серии А 3700 с тепловыми и электромагнитными расцепителями

Выключатель	Номинальное напряжение, В		Номинальный ток, А		Ток уставки электромагнитных расцепителей, А
	постоянного тока	переменного тока	электромагнитного расцепителя	теплового расцепителя	
А 3715Б	440	—	160	16—160	600±90 960±140*
	—	660	160	16—160	630±95 1600±240*
	—	380	160	16—160	630±125 1600±320*
А 3716Б	—	660	160	16—160	630±95 1600±240*
	—	380	160	16—160	630±125 1600±320*
А 3725Б	440	—	250	160, 200	1500±220
	—	660	250	250	2500±370
	—	380	200	170	2000±400
А 3726Б	—	660	250	160, 200, 250	2500±370
	—	380	200	170	2000±400
А 3735Б	440	—	400	250, 320, 400	2400±360 4000±600
А 3736Б	—	660	400	250, 320, 400	4000±600
А 3745Б	400	—	630	400, 500, 630	3800±570 6300±950
А 3746Б	—	660	630	400, 500, 630	6300±960

* Для выключателей с тепловыми расцепителями на токи не ниже 32 А.

Примечания. 1. Номинальный ток уставки перегрузки для всех исполнений выключателей $I_{пер}/I_{ном} = 1{,}25$.

2. Ток несрабатывания для всех исполнений выключателей 1,05 $I_{ном}$, ток срабатывания 1,25 $I_{ном}$.

а в момент касания предварительных контактов зазор между главными контактами вверху — не менее 2,5—3,5 мм;

7) измерить растворы и провалы контактов, которые должны соответствовать нижеприведенным величинам.

	«Электрон»	АВМ-4 АВМ-10	АВМ-6 АВМ-20
Провал главных контактов выключателей во включенном положении, м	4+0,5	2	2
Провал дугогасительных контактов, мм	7+0,5		
Раствор разрывных контактов в отключенном положении, мм		60	70—90

Раствор дугогасительных контактов автоматического выключателя «Электрон» должен быть не менее 20 мм, а главных контактов (в момент касания дугогасительных) — 6 мм на каждую сторону мостика;

Таблица 6.5

Технические характеристики автоматических выключателей серии А 3700 с полупроводниковыми расцепителями

Выключатель	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А	Пределы регулирования номинального тока расцепителя, А	Пределы регулирования тока уставки короткого замыкания $I_{к.з}/I_{ном}$	Ток срабатывания при перегрузке $I_{пер}/I_{ном}$
А 3733С	440	400	160—250	2—6	1,2—1,3
А 3733С	660	400	250—400	3—10	1,15—1,3
А 3734С	660	400	250—400	3—10	1,15—1,3
А 3743С	440	630	250—400	2—6	1,2—1,3
А 3743С	660	630	250—400	3—10	1,15—1,3
А 3744С	660	630	400—630	3—10	1,15—1,3

Примечания. 1. Ток уставки в зоне перегрузки 1,25 А без защиты в зоне перегрузки.

2. Ток несрабатывания при перегрузке для всех исполнений выключателей $I_{пер}/I_{ном} = 1{,}05$.

3. Пределы регулирования времени срабатывания в зоне короткого замыкания 0,1—0,25 с при постоянном токе и 0,1—0,4 с при переменном токе; при перегрузке $5I_{ном}$ постоянного тока и 6 $I_{ном}$ переменного тока от 4 до 16 с.

8) проверить работу механизма свободного расцепления (МСР). У автомата типа АВМ (рис. 6.1) зуб *12* рычага *3* должен заходить за промежуточный валик *11* не менее чем на 1 мм (размер *А*) и не более той величины (определяется при наладке), при которой происходит отключение выключателя. Регулировка осуществляется подгибом скобы *9*. При повороте рукоятки выключателя до отказа в положение «Выключатель взведен» заход зуба *12* за промежуточный валик *11* должен быть равен 5 мм (размер *Б*). Если выключатель имеет электродвигательный

Таблица 6.6

Технические характеристики автоматических выключателей АП-50

Номинальный ток расцепителя, А	Предел регулирования тока уставки, А	Значения токов отсечки электромагнитного расцепителя, А	
		на переменном токе	на постоянном токе
1,6	1—1,6	11,5	14
2,5	1,5—2,5	17,5	22
4,0	2,5—4	28	36
6,4	4—6,4	45	57
10	6,4—10	70	90
16	10—16	110	140
25	16—25	175	320
40	25—40	280	352
50	30—50	350	440

Примечание. Время срабатывания теплового расцепителя при нагрузке 1,1 $I_{ном}$ не менее 60 мин, 1,35 $I_{ном}$ — не более 30 мин, 6 $I_{ном}$ от 1 до 10 с.

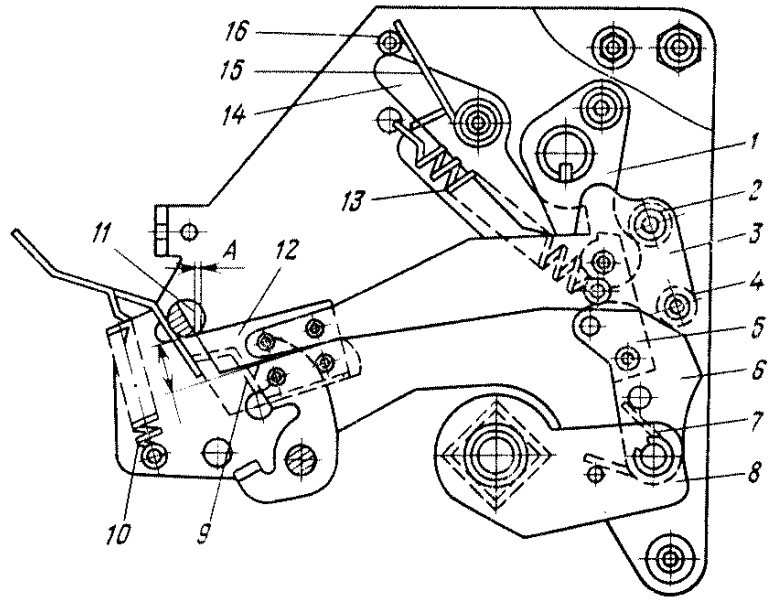


Рис. 6.1. Механизм свободного расцепления автомата типа АВМ:

1, 3, 5, 6, 8 — рычаги; *2, 11* — валики; *4* — ролик; *7, 10, 13, 15* — пружины; *9* — скоба; *12* — зуб рычага; *14* — защелка; *16* — винт

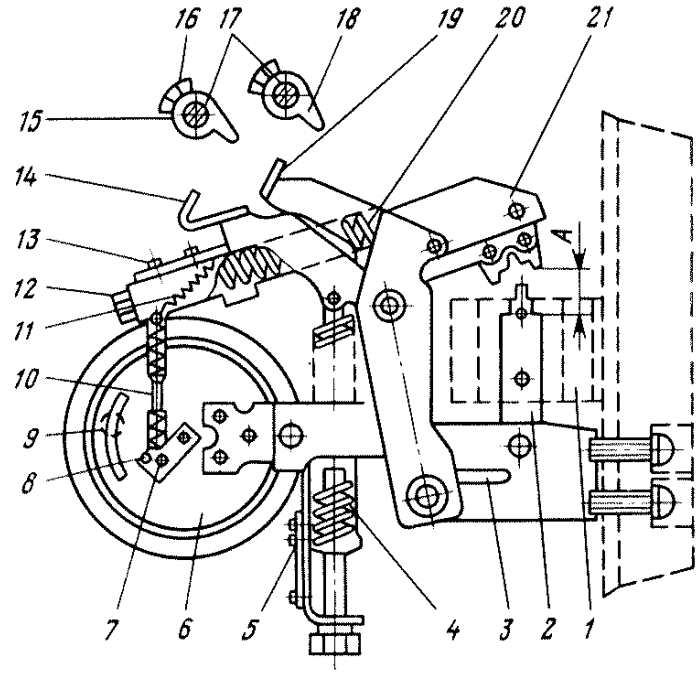


Рис. 6.2. Расцепитель максимального тока:

1 — катушка; *2* — сердечник; *3* — упор; *4, 11, 20* — пружины; *5, 8, 9, 16* — винты; *6* — часовой механизм; *7* — колодка; *10* — тяга; *12* — скоба; *13* — шкала; *14, 19* — бойки; *15, 18* — кулачки; *17* — отключающий валик; *21* — якорь

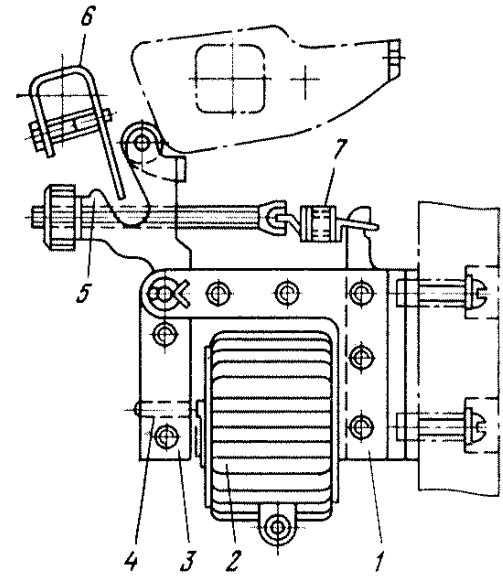


Рис. 6.3. Расцепитель минимального напряжения:

1 — сердечник; *2* — катушка; *3* — якорь; *4* — заклепка у расцепителей постоянного тока; *5* — боек; *6* — скоба; *7* — пружина

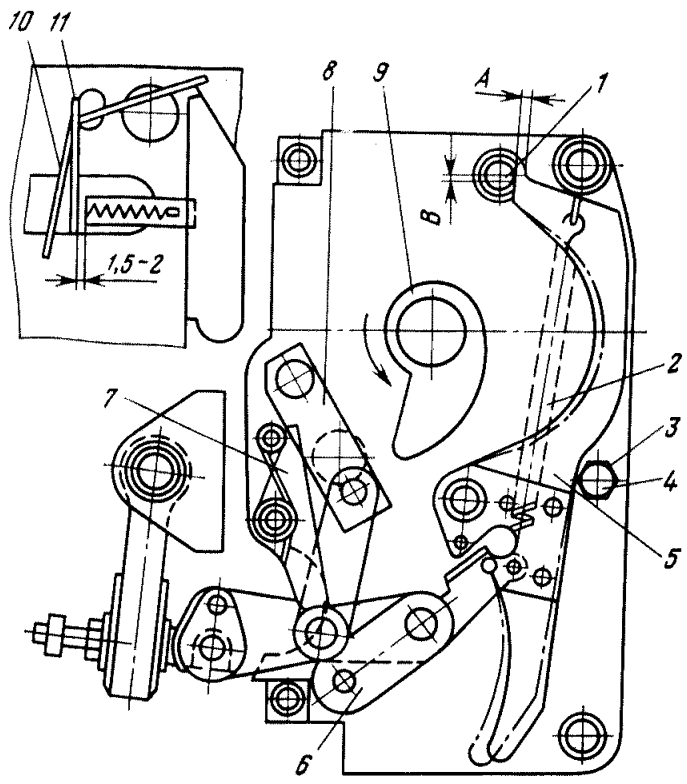


Рис. 6.4. Механизм свободного расцепления автомата «Электрон»:

1 — отключающий валик; *2* — пружина самовзвода; *3* — гайка; *4* — эксцентрик; *5, 7* — защелки; *6* — рычаг; *8* — пятизвенный шарнирный механизм; *9* — кулачок привода; *10, 11* — планки

привод, заход должен быть не менее 10 мм. Ролик *4* при этом не должен касаться панели выключателя;

9) проверить регулировку расцепителя максимального тока (рис. 6.2). Раствор *А* магнитной системы должен быть для селективных автоматов 17 мм, для неселективных — 13 мм, что регулируется подгибанием упора *3* якоря *21*. Риска на колодке *7* должна находиться против риски с цифрой *1* на корпусе часового механизма. Зазоры между бойком *14* и кулачком *15*, бойком *19* в селективных автоматах и кулачком *18* в неселективных автоматах при выходе из зацепления часового механизма должны быть не менее 1,5 мм. Якорь *21* не должен касаться токовой катушки;

10) проверить работу расцепителя минимального напряжения (рис. 6.3). Зазор между бойком *5* якоря и скобой *6* при притянутом якоре *3* должен быть 1,5—2,5 мм. Зазор между якорем и сердечником при отсутствии напряжения на катушке расцепителя должен быть 0,4—0,8 мм;

11) проверить работу отключающего расцепителя. Срабатывание должно происходить при напряжении 50—60 % $U_{ном}$. После замены катушки проверить работу расцепителя при напряжении от 50 до 110 % номинального;

12) проверить в механизме свободного расцепления автоматов серии «Электрон» (рис. 6.4) раствор между защелкой *5* и валиком *1*, который должен быть 1,5—2 мм; раствор *А* между бойком расцепителя и пластиной отключающего валика должен быть 1,5—2 мм.

4. Регулировку контактов выключателей серии А 3100 произвести согласно данным таблицы 6.7 и в соответствии с рис. 6.5.

Таблица 6.7

Основные регулировочные данные выключателей серии А 3100

Регулируемые параметры	Выключатель		
	А 3120	А 3130	А 3140
Провал контактов $У$ ($У_1$—$У_2$), мм, не менее	2,5	2	2
Нажатие главных контактов $Р$, Н, не менее	18	40	80
Нажатие разрывных контактов $Р_1$, Н, не менее	—	—	50
Опережение замыкания разрывных контактов, $Ш$, мм, не менее	—	—	2
Непараллельность контактов в конце замыкания $Ц_1$, мм	0—0,5	0—0,5	0—0,5
То же, в начале замыкания $Ц$, мм	—	0—1,2	0—0,8
Неодновременность замыкания контактов разных полюсов (для А 3140 разрывных), мм, не более	0,5	0,5	0,5
Отклонение тока срабатывания электромагнитного элемента от номинальной уставки, %, не более	15	15	15

Примечание. Выключатели рассчитаны на работу до полного использования без зачистки контактов и смены каких-либо частей.

5. Проверить действие тепловых, комбинированных и электромагнитных расцепителей максимального тока автоматов А 3100 в следующем порядке:

1) проверить каждый тепловой элемент на срабатывание при полюсной нагрузке испытательным током, равным двукратному номинальному току расцепителя для выключателей А 3160 и А 3110 и трехкратному для выключателей А 3120, А 3130 и А 3140;

2) проверить работу электромагнитных расцепителей, не имеющих тепловых элементов, включением каждого полюса на нагрузочное устройство. Значение испытательного тока на 30 % ниже тока уставки для выключателей А 3110 и на 15 % для всех прочих выключателей. При этом токе автомат не должен отключаться. Затем испытательный ток поднять до тока срабатывания, который не должен превышать ток уставки больше чем на 30 % для выключателей А 3110 и 15 % для остальных выключателей;

3) проверить электромагнитные элементы комбинированных расцепителей, установив нагрузочный ток от испытательного устройства на эквивалентном сопротивлении, равном сопротивлению одного полюса выключателя (тепловой, электромагнитный расцепитель, контакты выключателя). Не изменяя испытательного тока, переключить цепь с эквивалентного сопротивления поочередно на полюса выключателя. При токе ниже тока уставки на 30 % для выключателей А 3110 и 15 % для остальных исполнений выключатель не должен срабатывать. При испытательном токе, большем тока уставки на 30 % для выключателей А 3110 и 15 %

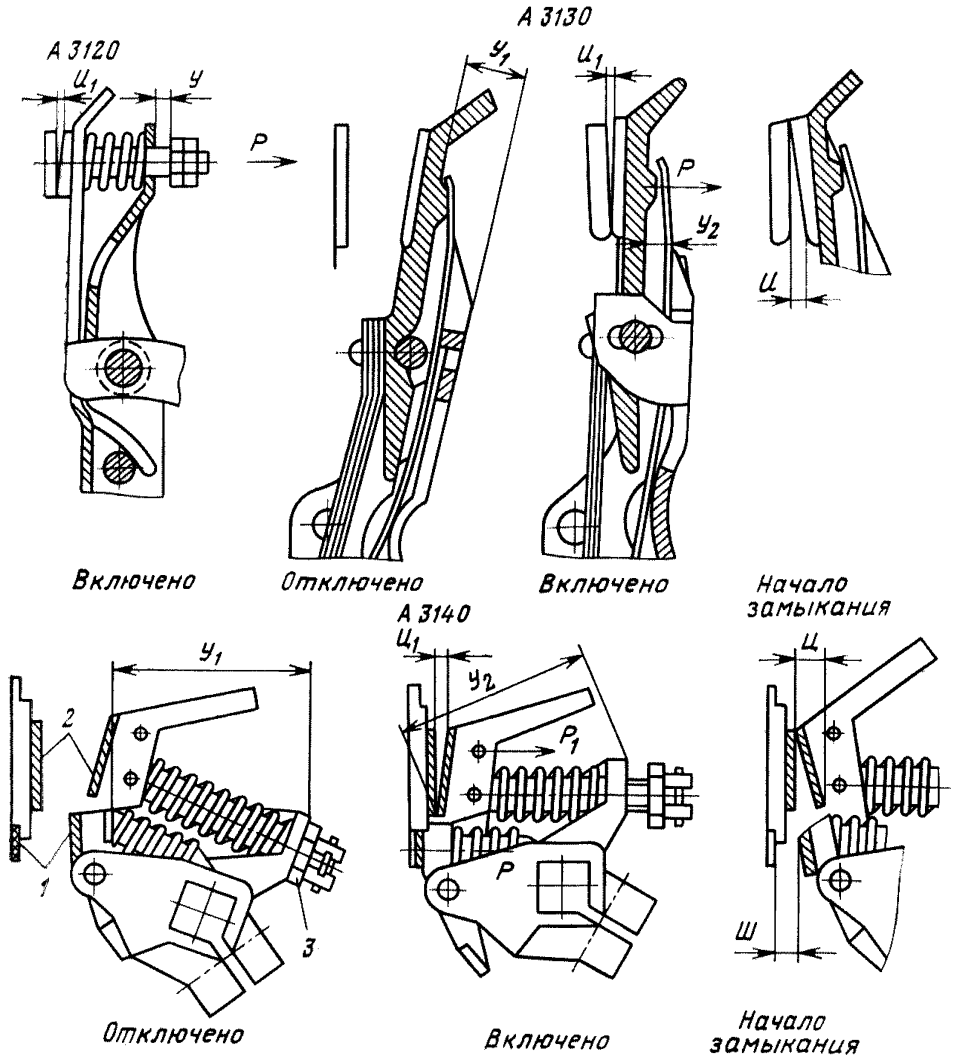


Рис. 6.5. Регулировочные данные контактных систем автоматических выключателей серии А 3100:
1, 2 — главные и дугогасительные контакты; *3* — регулирующая гайка

для остальных исполнений, должно происходить четкое отключение выключателя от электромагнитного элемента;

4) проверить элемент отсечки комбинированного расцепителя плавным (но достаточно быстрым) подъемом нагрузочного тока через нагрузочный трансформатор с помощью регулятора напряжения до срабатывания расцепителя с одновременным замером нагрузочного тока.

6. Проверить действие полупроводникового расцепителя и расцепителя минимального напряжения автоматов серии А 3700 в следующем порядке:

1) произвести настройку полупроводникового расцепителя, подав в блок его управления постоянного тока напряжение $0{,}8 \div 1{,}15\, U_{ном}$. Проверить уставки выключателей постоянного тока. Для этого собирают испытательную схему согласно рис. 6.6. К гнездам *1* и *2* на лицевой сто-

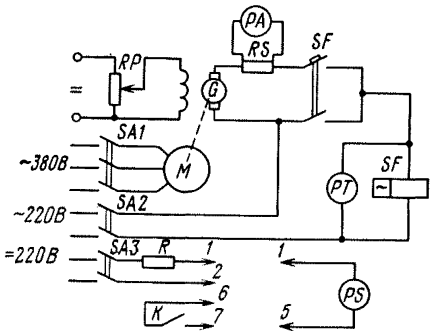


Рис. 6.6. Схема проверки выключателя серии А 3700 с полупроводниковым расцепителем

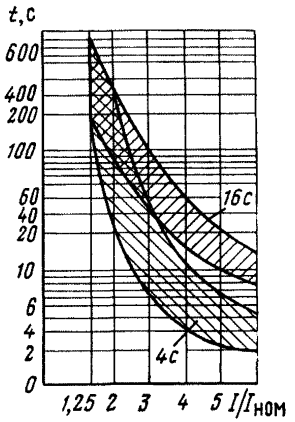


Рис. 6.7. Время-токовая характеристика срабатываний выключателей А 3700 с полупроводниковыми расцепителями в зоне перегрузки

роне блока управления полупроводникового расцепителя через резистор R (1 кОм) подводят напряжение от независимого источника постоянного тока 220 В. Проверку уставок производят в двух фазах.

Уставку тока срабатывания в зоне перегрузки определяют по электронному осциллографу *PS*, присоединенному к гнездам *1* и *5* на лицевой стороне расцепителя. При подаче на испытуемый выключатель *SF* тока, равного 1,25 $I_{ном}$, на экране осциллографа должны появиться разнополярные импульсы частотой 50—100 Гц. Вращая ручку «Ном. ток» блока управления полупроводникового расцепителя против часовой стрелки, добиваются исчезновения импульсов на экране осциллографа, но через 10—12 с на экране осциллографа могут появиться одиночные отрицательные импульсы. Это положение ручки «Ном. ток» будет соответствовать уставке тока в зоне перегрузки. В случае отсутствия осциллографа проверку производят иначе. Вращением ручки «Ном. ток» в сторону уменьшения или увеличения номинального тока добиваются такого ее положения, чтобы при токе 1,2 $I_{ном}$ выключатель не срабатывал за время менее 800 с, и при токе 1,3 $I_{ном}$ срабатывал за время не более 800 с;

2) снять характеристики выдержки времени в зоне перегрузки. Для этого к гнездам *6* и *7* на лицевой стороне блока управления подключают замыкающий контакт реле *K*. Установив ручку «Секундная перегрузка 5 $I_{ном}$» в среднее положение, включают выключатель и подают на его контакты ток, равный 5 $I_{ном}$. Время, измеряемое от момента подачи тока до момента срабатывания выключателя, должно быть в пределах время-токовой характеристики (см. рис. 6.7). Изменяя кратности тока по отношению к номинальному, снимают полную характеристику времени сра-

батывания выключателя и устанавливают заданную уставку по времени в зоне перегрузки;

3) проверить уставки тока срабатывания в зоне к. з. Установить ручку $I/I_{ном}$ «Короткое замыкание» на кратность срабатывания, близкую к заданной, подают ток на главные контакты выключателя. Затем вращая ручку $I/I_{ном}$ «Короткое замыкание» добиваются отключения выключателя.

Эту операцию необходимо проводить быстро, так как держать выключатель под током, равным 5—6 $I_{ном}$, разрешается не более 20 с с последующим перерывом в течение 20 мин. Разброс уставки тока в зоне короткого замыкания может находиться в пределах 0,9—1,1 от заданной при проверке одновременно двух полюсов выключателя и 0,8—1,2 при проверке по одному или трем полюсам (для переменного тока);

4) проверить уставки выдержки времени срабатывания в зоне к. з. методом последовательного приближения при подаче тока, превышающего уставку тока в зоне короткого замыкания на 20—25 %. Разброс времени срабатывания должен быть не более ±10 % заданного времени срабатывания выключателя при к. з.;

5) определить уставки срабатывания. Выключатели токоограничивающего исполнения имеют в каждом полюсе электромагнитные расцепители максимального тока, срабатывающие при токах к. з. без выдержки времени. Разброс токов срабатывания электромагнитных и полупроводниковых расцепителей лежит в пределах ±15 % значений токов уставки. Для создания нагрузочного тока (до 8500 А) могут быть использованы различные нагрузочные устройства постоянного и переменного тока. Проверку тока уставок выключателей токоограничивающего исполнения с полупроводниковыми расцепителями производить при снятом блоке управления и закороченных измерительных элементах.

При испытании дистанционного привода следует проверить время включения и отключения выключателя при номинальном напряжении в цепи дистанционного привода. Время включения и отключения должно быть не более 0,3 с. Дистанционный привод должен надежно осуществлять включение и отключение, а также автоматический взвод выключателя после его автоматического отключения. Привод должен обеспечивать надежную работу при колебаниях напряжения на зажимах его катушки от 0,85 до 1,1 $U_{ном}$.

Четкость взвода, включения и отключения выключателя дистанционным приводом проверяют при напряжениях 0,85 и 1,1 $U_{ном}$ путем включения и отключения выключателя подряд 3 раза с интервалом между циклами 5 с. Привод считается выдержавшим испытание, если он работает четко, без заеданий и остановок в промежуточных положениях;

6) проверить работу расцепителя минимального напряжения. Надежное отключение выключателя без выдержки времени должно происходить при напряжении на катушке 0,3 $U_{ном}$ при переменном токе и 0,2 $U_{ном}$ при постоянном токе. Выключатель не должен отключать при напряжении 0,55 $U_{ном}$ и выше и препятствовать включению выключателя при напряжении на катушке 0,85 $U_{ном}$ и выше.

7. Выключатели АП-50 проверяют аналогично выключателям серии А 3100. Допустимый диапазон срабатывания максимальных расцепите-

лей с токами отсечки 3,5 $I_{ном}+15$ %, 8 $I_{ном}+20$ %, 11 $I_{ном}\,{}^{+15}_{-30}$%. Расцепители максимального тока на номинальные токи 16, 25, 40 и 50 А, установленные в нулевом проводе, должны срабатывать с допусками $\left({}^{+40}_{-20}\right)$ % $I_{ном}$ расцепителя.

8. Опробовать аппарат повторным кратковременным включением на номинальное напряжение, обращая особое внимание на вибрацию якоря (сердечника), причинами которой и сильного гудения могут быть:

неправильная сборка или регулировка магнитной системы (перекосы и сдвиги, нарушающие необходимые воздушные зазоры в магнитопроводе и вызывающие неполное (не по всей площади) соприкосновение сердечника с якорем. В этом случае регулируют магнитную систему и ее опоры (оси, подшипники, призмы);

чрезмерная жесткость контактных пружин, что устраняется регулировкой или заменой пружин;

повреждение или неправильная установка короткозамкнутых витков;

короткое замыкание в обмотке.

11. Измерить сопротивление изоляции. Величина сопротивления изоляции катушек аппаратов должна быть не менее 0,5 МОм.

12. Испытать изоляцию аппаратов повышенным напряжением промышленной частоты в течение 1 мин.

7. ПРОВЕРКА, РЕГУЛИРОВКА, КАЛИБРОВКА РЕЛЕ И УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

7.1. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

Объем производимой проверки, регулировки и калибровки реле и устройств РЗ и А зависит от вида наладки: пусковая, периодическая или внеочередная.

При пусковой наладке должен выполняться весь объем, изложенный в данном разделе.

При периодической наладке объем работ обусловливается продолжительностью работы РЗиА, их износом, условиями эксплуатации и другими факторами. Обязательными видами работ, выполняемых при периодической наладке, являются внешний осмотр и измерние основных электрических параметров по их основному назначению в электрической схеме.

При внеочередной наладке объем работ определяется заказчиком и согласовывается с наладочной организацией.

В полный объем наладки РЗиА входят: внешний осмотр без разборки РЗиА; внутренний осмотр с частичной или полной разборкой; измерение электрических параметров, регулировка и калибровка.

1. Внешний осмотр заключается в проверке: отсутствия пыли и грязи на кожухах аппаратуры; соответствия реле проекту, наличия маркировки

и надписей; отсутствия механических повреждений аппаратуры; надежности крепления реле, состояния амортизирующих прокладок между реле и стенкой КРУ (панели); плотности прилегания стекла к кожуху и кожуха к цоколю; качества уплотнений; состояния ламелей, шпилек и винтов, предназначенных для подсоединения проводов; состояния монтажа проводов и кабелей; надежности контактных соединений.

2. Внутренний осмотр предусматривает проверку: отсутствия грязи, пыли и посторонних предметов, металлических стружек и опилок на деталях реле и в зазорах; наличия и целостности всех деталей, надежности их крепления; правильности положения подвижных систем, отсутствия препятствий для их перемещения в требуемых пределах при любой установке, наличия и надежности упоров, наличия необходимых зазоров между вращающимися и неподвижными деталями, прямолинейности осей, наличия необходимых люфтов; целостности и правильной установки противодействующих, возвратных, ведущих и других пружин; правильности установки механических передач при их наличии; целостности и отсутствия затираний подпятников и осей; установку постоянных магнитов, равномерности зазоров и отсутствия затираний в междуполюсном пространстве; целостности выводов у катушек реле, отсутствия в них механических повреждений, следов термического разрушения изоляции; надежности контактных соединений, присоединений проводов, чистоту пайки; состояния кантактной системы.

3. Измерение электрических и механических параметров РЗиА составляет работы по определению сопротивления изоляции, точности работы реле (погрешность срабатывания) и коэффициента возврата реле; регулировке (калибровке) шкалы; установлению разброса параметров срабатывания (для некоторых типов реле); определению времени срабатывания реле (если оно включено в карту уставок РЗиА).

4. При выполнении вышеизложенных мероприятий необходимо руководствоваться следующими указаниями:

а) разборку реле для чистки подпятников, правки осей, замены отдельных частей, смазки механизмов и т. д. производить в том случае, если его осмотром, проверкой механических или электрических характеристик выявлена ее необходимость. Разборку реле должен, как правило, производить в лаборатории квалифицированный персонал;

б) при новом включении РЗиА во время внутреннего осмотра снять прокладки, заклинивающие подвижную систему, и освободить подвязанные подвижные части;

в) поскольку реле выпускаются заводами-изготовителями отрегулированными и откалиброванными, перед включением в работу специальной регулировки обычно не требуется, но она возникает при значительных отклонениях от технических данных и допусков, а также при обнаружении повреждений реле. Регулировку реле с изменением положения закрепленных узлов, подгибанием контактных и упорных пластин и т. д. производить только при крайней необходимости и поручать ее квалифицированному персоналу в лабораторных условиях. При необходимости допускается подгибание контактов с помощью инструмента с закругленными кромками;

г) для чистки контактов от загрязнений применять деревянную палочку для удаления нагара с контактов, острое лезвие или надфиль и затем чистый лоскут. Применять для чистки абразивные материалы запрещается. Промывку контактов производить этиловым спиртом, запрещается применять бензин, нашатырный спирт и другие растворители. После чистки контактов нельзя прикасаться к ним пальцами;

е) при регулировке механической части реле после проверки его электрических характеристик повторно проверять электрические характеристики;

ж) проверку электрических характеристик реле, имеющих стальной кожух, производить при надетом кожухе. При испытаниях реле, для которых имеет значение полярность зажимов, полярность следует проверять по схеме реле;

з) подводимый при испытаниях реле ток должен иметь практически синусоидальную форму, что обеспечивается применением реостатных схем питания. Для некоторых схем испытаний допускается применение автотрансформаторов. При проверке реле типа РНТ, ДЗТ, РТ-80 и др. на устройстве УПЗ-1 применять встроенные предвключенные сопротивления и добавочные резисторы, существенно улучшающие форму кривой тока. Величину добавочного резистора выбирают такой, чтобы падение напряжения на нем при всех значениях тока было не менее пяти-десятикратного напряжения на реле. Для реле РТ-40 допустимо проведение испытаний с применением нагрузочных трансформаторов. Изменение тока или напряжения производить плавно в обе стороны до получения величины срабатывания или возврата. Во избежание ошибок за счет перемагничивания сердечника реле не следует «искать» точку последующим увеличением или уменьшением тока и напряжения;

и) регулировку угла между векторами тока и напряжения производить с помощью индукционного фазорегулятора. В тех случаях, когда допустимо изменение угла ступенями, удобно применять трехфазное напряжение. При этом необходимо точно знать чередование фаз источника питания и однополярные выводы проверяемого реле. Для плавного регулирования угла в пределах одной ступени целесообразно применять переключатели фаз с потенциометрами или автотрансформаторами;

к) при испытаниях реле в схемах релейной защиты первичным током не допускать разрывов вторичных цепей трансформаторов тока;

л) проверку сопротивления изоляции реле совместно со вторичными цепями производить мегаомметром на 1000 В. Оно должно быть не менее 1 мОм (при отсутствии особых указаний завода-изготовителя). Изоляция реле между любыми электрически не связанными частями, а также между ними и корпусом должна выдерживать без пробоя напряжение 1000 В частотой 50 Гц в течение 1 мин. При периодической наладке допускается производить испытание изоляции мегаомметром на 2500 В, включенным на пределе измерения с меньшим внутренним сопротивлением;

м) проверку (калибровку) шкалы производить не менее чем в трех точках: в начале, в конце шкалы и на рабочей уставке или в точке, близкой к ней. За результат принимать среднее арифметическое из трех измерений для каждой точки;

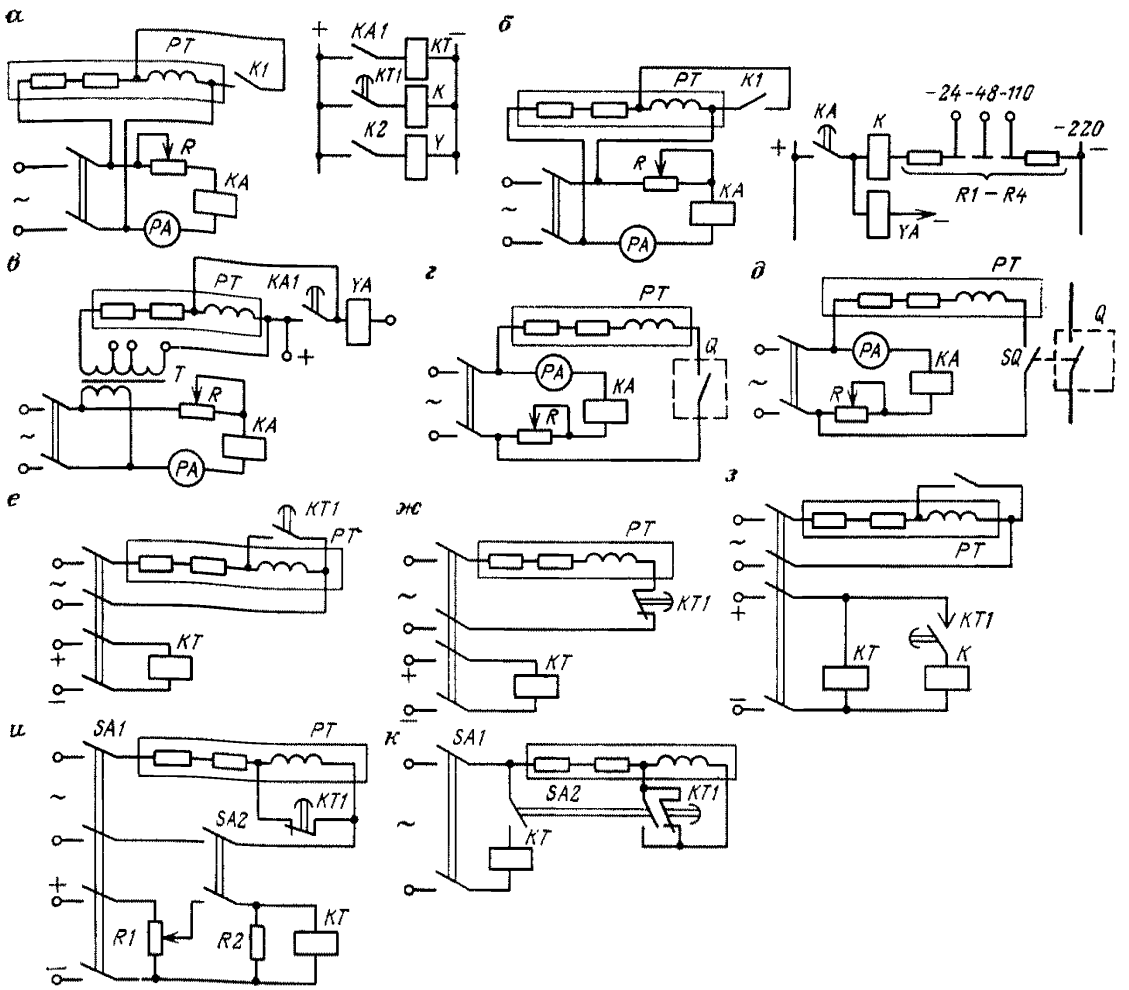


Рис. 7.1. Принципиальные схемы измерения времени электросекундомером ПВ-53:

а — максимальной токовой защиты с независимой характеристикой; *б* — при отсутствии свободных контактов выходного реле для остановки секундомера; *в* — с разделительным трансформатором; *г, д* — для реле, встроенных в привод выключателя; *е, ж* — для реле постоянного тока с замыкающим и размыкающим контактами; *з* — выдержки проскальзывающего контакта; *и* — для реле постоянного тока с замедлением при размыкании; *к* — для реле переменного тока (например, для реле времени ЭВ-235)

н) при необходимости производить проверку разброса параметров срабатывания и определять как отношение (в %) наибольшей разницы между измеренными значениями к полусумме этих значений;

о) точность работы реле (погрешность срабатывания) определять по формуле

$$\Delta = \frac{K_{ср} - K_у}{K_у} 100,$$

где Δ — погрешность реле, %; $K_{ср}$ — наибольшее или наименьшее значение параметра срабатывания из нескольких срабатываний; $K_у$ — значение уставки на шкале при испытании;

п) коэффициент возвратов реле определять как отношение параметра возврата к параметру срабатывания (для максимальных реле это отношение меньше единицы, для минимальных реле — больше единицы);

р) проверку времени срабатывания реле производить по одной из схем, показанных на рис. 7.1.

7.2. РЕЛЕ ПРЯМОГО ДЕЙСТВИЯ ТИПОВ РТМ, РТВ, РНМ И РНВ. ЭЛЕКТРОМАГНИТЫ ОТКЛЮЧЕНИЯ И ВКЛЮЧЕНИЯ

Технические характеристики реле РТМ и РТВ к приводам ПП-61, ПП-67, ППВ-10, ПРБА и приводам выключателей ВМП-10 приведены в табл. 7.1—7.7.

Технические характеристики реле РНВ и электромагнитов отключения и включения приведены в табл. 7.8—7.11.

При регулировке механической части в дополнение к изложенному выше необходимо выполнить следующее.

1. Проверить качество и правильность сборки бойков и их центровку относительно оси контрполюса. Погнутые бойки исправить на ровной плите с применением деревянной накладки. Устранить на поверхности бойка царапины, заусенцы, раковины и вмятины. Проверить качество резьбовых соединений, наличие и надежность затяжки контргаек.

2. Проверить, нет ли заусенцев, ржавчины и повреждений антикоррозионного покрытия (детали с поврежденным защитным покрытием заменить).

3. Проверить наличие латунных шайб (колец) между контрполюсом и сердечником, между сердечником и крышкой, если она стальная.

4. Осмотреть изолирующие детали, нет ли в них сколов и трещин, нет ли следов перегрева и старения изоляции обмоток. У реле, обмотка которых выполнена с отпайками, проверить исправность переключающего устройства и надежность контактов во всех его положениях, а также нет ли перемыканий соседних контактов при фиксированных положениях переключателя.

5. Убедиться в надежности работы часового механизма (у реле РТВ) и крепления рычага к оси. В случае неудовлетворительной работы разборку часового механизма осуществлять только в лаборатории. Произвести осмотр и прослушивание при медленном поворачивании оси часового механизма вручную. При этом часовой механизм должен работать равномерно, без проскоков и заеданий. Опробование поворота оси до максимальной уставки повторить не менее пяти раз. Определить установку начального угла между рычагом на оси часового механизма и горизонтальной осью часового механизма (48—55°). Расцепление часового механизма должно происходить при повороте рычага примерно на 60° и максимальной уставке выдержки времени. Проверить наличие пружинной шайбы под винтом крепления рычага на оси часового механизма и во всех винтовых соединениях. Проверить и при необходимости закернить головки винтов крепления часового механизма к корпусу реле.

6. Проверить подвижность деталей механического указателя срабатывания, убедиться в отсутствии затираний.

7. Произвести совместную регулировку отключающего механизма привода и реле, измерить зазоры между головкой ударника и рычажком отключающей планки (5—10 мм), убедиться в свободном ходе ударника после расцепления привода. Расцепление часового механизма необходимо обеспечить до того, как боек коснется отключающей планки.

8. Для реле РНМ и РНВ дополнительно проверить:

Таблица 7.1

Технические характеристики реле РТМ и токовых электромагнитов отключения к приводам ПП-61 и ПП-67

Исполнение реле	Воздушный зазор между якорем и сердечником, мм		Ток срабатывания, А		Сопротивление катушки, Ом		Данные обмотки катушки		
	Номинальный	Пределы для регулирования тока срабатывания	Уставка	Пределы регулирования	При отпущенном сердечнике	При подтянутом сердечнике	Число витков	Провод	
								Марка	Диаметр, мм
РТМ-I	36	5 7,5 10 15	34—47	4—8,74 7,2—10,8 9,6—15,5 14,6—22,0	0,64 0,36 0,28 0,12	2,32 1,19 0,9 0,32	250 184 155 92	ПЭЛБО	1,56
РТМ-II	36	10 15 20 25	34—47	9,2—14,4 14,2—20,5 18,4—30,5 23,0—41,0	0,23 0,089 0,07 0,064	0,71 0,275 0,197 0,16	150 105 75 68	ПЭЛБО	1,81
РТМ-III	40	30 40 50 60	34—47	25—38 33—58 43—67 54—81	0,073 0,068 0,057 0,029	0,245 0,193 0,138 0,056	76 69 57 30	ПЭЛБО	1,81
РТМ-IV	52	75 100 125 150	44—57	54—108 68—150 94—200 104—260	0,0375 0,0365 0,027 0,015	0,1 0,08 0,05 0,024	55 51 36 20	ПБД	2,44
ТЭО-I	36	1,5	34—47	1,4—2,1	—	—	900	ПЭЛБО	0,9
ТЭО-II	36	3,0	34—47	2,9—4,5	—	—	450		1,08

Таблица 7.2

Технические характеристики реле РТМ и токовых электромагнитов отключения к приводам ППВ-10

Реле или электромагнит	№№ секций катушек	Пределы регулирования тока срабатывания		Сопротивление катушки, Ом		Сопротивление постоянному току, Ом	Данные обмотки катушки		
		воздушным зазором, мм	уставкой тока, А	при отпущенном сердечнике	при подтянутом сердечнике		число витков	марка провода	диаметр, мм
РТМ	1	30—46	5—9	0,79	2,68	0,249	250	ПБД	1,81
	2	30—42	9—15	0,256	0,83	0,127	140		
	3	28—42	15—25	0,113	0,32	0,072	84		
	4	30—45	25—40	0,053	0,124	0,040	50		
	5	30—42	40—80	0,029	0,058	0,025	30		
	6	18—31	80—200	0,021	0,03	0,015	17		
ЭОтт1	—	20	1,5	—	—	3,4	950	ПЭВ-2	0,9
ЭОтт2	—	20	3,0	—	—	1,0	450	ПЭВ-2	1,08

1) не происходят ли затирания при движении сердечника и штока, затяжку винта в сердечнике и упора на штоке. При обнаружении затираний и залипаний сердечника его следует вынуть из гильзы и очистить, проверив при этом состояние короткозамкнутого витка на сердечнике;

2) действие системы ломающихся рычагов и крепление их к корпусу реле;

3) состояние и крепление пружины сердечника и свободный ход рычага, за который крепится пружина сердечника.

9. Для реле производства Ровенского завода высоковольтной аппаратуры (рис. 7.2.) выполнить:

1) проверку установки рычага *2* на валу часового механизма. Рычаг должен быть установлен таким образом, чтобы в момент расцепления часового механизма при максимальной уставке времени зазор между рычагом и концевиком защелки *1* был не менее 10 мм;

2) проверку хода штока реле. Он должен составлять 13+3 мм. Ход штока регулируют положением гайки внизу штока (под корпусом реле);

3) после установки реле в привод регулировку заводящего механизма привода тягой, связывающей рычаги реле с валом выключателя. Длину тяги подбирают таким образом, чтобы в отключенном положении выключателя зазор между выступом защелки *1* и планкой *5* штока составил 0,5—1,5 мм.

10. Для реле РНВЛ-10 Рижского опытного завода Латвэнерго (рис. 7.3) необходимо:

1) проверить установку рычага *6* на валу часового механизма. Рычаг должен быть установлен таким образом, чтобы при расцеплении часового механизма на максимальной уставке времени зазор между нижним концом защелки *1* и рычагом *6* был не менее 8 мм (см. рисч 7.3, *б*);

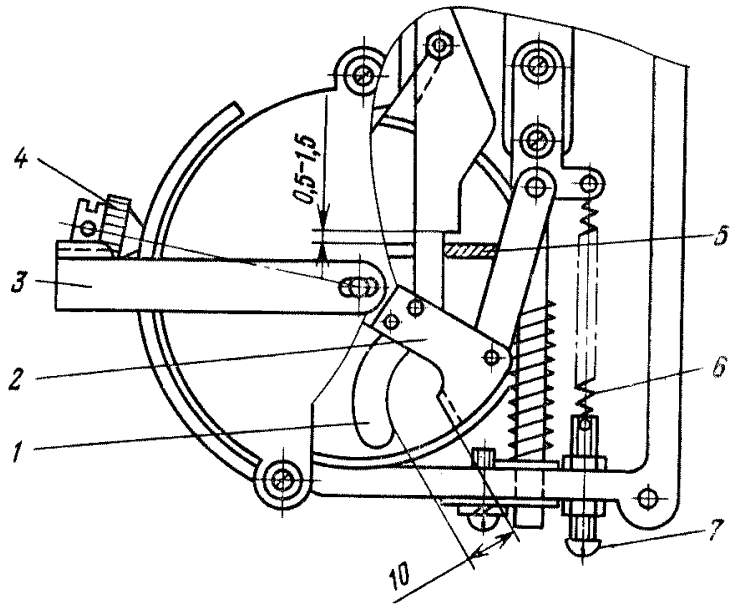


Рис. 7.2. Схема регулировки реле РНВ Ровенского завода высоковольтной аппаратуры:

1 — защелка; *2* — рычаг; *3* — указатель срабатывания; *4* — поводок; *5* — планка; *6* — пружина; *7* — регулировочный винт

Таблица 7.3

Технические характеристики реле РТМ, встраиваемые в приводы выключателей ВМП

Катушка			Уставка тока, А	Напряжение катушки, В		Воздушный зазор при отпущенном сердечнике, мм
№ секции	Число витков	Сопротивление, Ом		при подтянутом сердечнике	при отпущенном сердечнике	
1	220	0,207	5 9	10,5 15,45	3,3 5,4	25 44,5
2	126	0,134	9 15	6,8 9,9	2,75 3,3	27,5 47
3	75	0,087	15 25	4,5 6,7	2 3	28 45
4	45	0,056	25 40	3,25 4,65	1,8 2,65	26 37
5	30	0,038	40 70	2,7 4,3	1,85 3,1	22 35,5
6	16	0,022	70 100	2,15 3,5	1,6 3	28 39

Примечание. Для всех секций реле марка провода катушек ПБД диаметром 1,81 мм.

Таблица 7.4

Технические характеристики реле РТВ для приводов ППВ-10

Исполнение реле	Уставка тока, А	Сопротивление катушки, Ом		Сопротивление постоянному току, Ом	Данные обмотки катушки		
		при отпущенном сердечнике	при подтянутом сердечнике		Число витков	Марка провода	Диаметр, мм
РТВ-1 и РТВ-IV	5	1,4	3,2	0,290	290	ПБД	1,81
	6	1,1	2,3	0,219	235		
	7	0,93	1,94	0,193	210		
	8	0,7	1,44	0,159	180		
	9	0,5	1,22	0,144	160		
	10	0,46	0,97	0,129	145		
РТВ-II и РТВ-V	10	0,45	0,75	0,085	140	ПБД	2,26
	12	0,34	0,56	0,071	120		
	14	0,27	0,42	0,061	105		
	16	0,2	0,31	0,050	90		
	18	0,15	0,26	0,045	80		
	20	0,12	0,2	0,038	70		
РТВ-III и РТВ-VI	20	0,11	0,186	0,038	70	ПБД	2,26
	22	0,095	0,166	0,032	61		
	24	0,085	0,146	0,029	56		
	27	0,075	0,121	0,027	52		
	30	0,066	0,107	0,025	48		
	35	0,057	0,089	0,024	42		

2) проверить установку упора 7. Он должен быть установлен так, чтобы ограничивалось движение защелки *1* и при полностью отпущенном сердечнике *5* в момент касания защелки *1* с упором *7* зазор между защелкой и планкой *2* штока был 0,5—0,8 мм;

3) после установки реле в привод отрегулировать заводящий механизм привода. Для реле, имеющих устройство подъема сердечника, регулировку выполняют таким образом, чтобы при отключенном положении привода зазор между выступом защелки *1* и планкой *2* штока (размер *А*) обеспечивал расстояние между контрполюсом *4* и сердечником *5* в пределах 6—7 мм (см. рис. 7.3 *а*). Для реле, не имеющих устройства подъема сердечника, размер *А* при отключенном положении привода должен составлять 1—1,5 мм.

11. Отрегулировать блокирующее реле отделителя (БРО) так, чтобы в состоянии равновесия (при отсутствии тока в обмотке реле) пружина надежно удерживала сердечник и реле четко срабатывало при отпадании сердечника.

При проверке электрических характеристик реле и электромагнитов дополнительно к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

Таблица 7.5

Технические характеристики реле РТВ для приводов ПП-61 и ПП-67

Исполнение реле	Уставка тока, А	Сопротивление катушки Ом		Сопротивление постоянному току, Ом	Данные обмотки катушки		
		при отпущенном сердечнике	при подтянутом сердечнике		Число витков	Марка провода	Диаметр, мм
РТВ-I и РТВ-IV	5	1,6	4,45	1,6	307	ПЭЛБО	1,81
	6,0	1,0	2,8	1,0	258		
	7,5	0,73	2,1	0,73	218		
	10,0	0,4	1,13	0,40	156		
РТВ-II и РТВ-V	10,0	0,4	1,14	0,40	151	ПБД	2,44
	12,5	0,26	0,73	0,26	120		
	15,0	0,2	0,55	0,20	106		
	17,5	0,15	0,41	0,15	92		
РТВ-III и РТВ-VI	20,0	0,09	0,286	0,092	69	ПБД	2,44
	25,0	0,066	0,186	0,066	59		
	30,0	0,05	0,14	0,049	52		
	35,0	0,043	0,116	0,043	48		

Таблица 7.6

Технические характеристики обмоток токовых реле, встроенные в привод ПРБА

Тип реле	Номинальный ток отпайки, А	Сопротивление постоянному току, Ом	Данные обмотки катушки		
			Число витков	Марка провода	Диаметр провода, мм
РТМ	5	0,27	270	ПБД	1,81
	7	0,174	193		
	9	0,127	150		
	11	0,105	123		
	13	0,086	104		
	15	0,072	90		
РТВ	5	0,300	300	ПБД	1,81
	6	0,236	250		
	7	0,195	215		
	8	0,166	188		
	9	0,143	167		
	10	0,127	150		

Таблица 7.7

Технические характеристики реле РТВ для привода выключателя ВМП

Исполнение реле	Ток уставки, А	Сопротивление постоянному току, Ом	Данные обмотки катушки		
			Число витков	Марка провода	Диаметр провода, мм
РТВ-I	5	0,280	260	ПБД	1,81
	6	0,273	255		
	7	0,202	195		
	8	0,178	165		
	9	0,148	145		
	10	0,132	138		
РТВ-II	11	0,087	120	ПБД	2,24
	12	0,078	110		
	14	0,072	100		
	15	0,068	85		
	18	0,060	72		
	20	0,055	62		
РТВ-III	20	0,057	65	ПБД	2,26
	22	0,054	61		
	24	0,051	56		
	27	0,048	52		
	30	0,043	48		
	35	0,038	42		

1. Собрать схему испытания (см. рис. 3.2—3.4). При этом в случае необходимости получения больших токов применяют нагрузочный трансформатор и амперметр, включаемый через лабораторный трансформатор тока.

2. Проверить электрические характеристики токовых реле и токовых электромагнитов отключения в соответствии с приведенными ниже регулировочными данными реле РТМ и РТВ .

Разброс тока срабатывания на одной уставке, %, не более . 4
Погрешность срабатывания, % $I_{уст.}$, не более 10
Независимая часть характеристики реле РТВ начинается при кратности тока $I_р$ к току срабатывания $I_{ср}$:
реле РТВ-I, РТВ-II, и РТВ-III . . . . . 1,2—1,7
реле РТВ-IV, РТВ-V и РТВ-VI . . . . . 2,5—3,5
Выдержка времени реле РТВ, с . . . . . 0,5—4
Погрешность выдержки времени, с . . . . . $\pm(0{,}2 \div 0{,}3)$
Коэффициент возврата . . . . . 0,4÷0.8

1) настроить заданную уставку тока срабатывания при полностью собранном приводе;

2) измерить время срабатывания реле на рабочей уставке.

При необходимости измерить полное время срабатывания при кратности тока в реле к току срабатывания 1 и 1,5. Время срабатывания реле измерять вместе с собственным временем отключения выключателя. При

Технические характеристики электромагнитов и реле РНВ-Л и ПП-61К Курганского элек

Назначение электромагнита или тип реле	Род тока	Номинальное напряжение, В	Ток при номинальном напряжении, А	
			сердечник отпущен	сердечник подтянут
Дистанционного отключения	Постоянный	24	3,5	—
		36	2,4	—
		48	1,77	—
		110	0,77	—
		220	0,39	—
	Переменный	110	5,0	2,6
		127	3,9	2,05
		220	2,3	1,2
Дистанционного включения	Постоянный	24	2,7	—
		36	1,8	—
		48	1,35	—
		110	0,6	—
		220	0,3	—
	Переменный	100	3,0	1,0
		127	2,36	0,79
		220	1,36	0,46
Отключения от релейной защиты	Постоянный	24	1,46	—
		36	0,97	—
		48	0,73	—
		110	0,32	—
		220	0,16	—
	Переменный	100	1,8	0,75
		127	1,4	0,59
		220	0,82	0,34
Реле РНВ-Л	Переменный	100	—	—
		127	—	—
		220	—	—
		380	—	—

Примечание. Электромагниты управления на напряжение 36 В постоянного тока в приводе ПП-61К не устанавливаются. Сопротивление реле РНВ-Л при подтянутом сердечнике для исполнений на номинальное напряжение 100, 127, 220, 380 В составляет соответственно 330, 540, 1600 и 4800 Ом.

Таблица 7.8

к приводам ПП-61 Рижского опытного завода Латвэнерго тромеханического завода

Пределы изменения номинального напряжения, %	Данные обмотки катушки			Сопротивление постоянному току, Ом
	Число витков	Марка провода	Диаметр провода, мм	
65—120	1 700	ПЭЛ	0,86	6,8
	2 650		0,69	15,2
	3 300		0,62	27,1
	7 500		0,41	142
	15 000		0,29	570
65—120	1 220	ПЭЛБО	0,74	—
	1 550		0,64	—
	2 650		0,51	—
80—110	2 000	ПЭЛ	0,8	8,9
	3 000		0,68	20,0
	4 000		0,57	35,6
	9 000		0,38	184
	17 000		0,27	734
80—110	1 525	ПЭЛБО	0,57	—
	1 950		0,51	—
	3 350		0,58	—
65—120	2 150	ПЭЛ	0,57	16,5
	3 200		0,47	37
	4 200		0,41	66
	9 500		0,27	346
	19 500		0,19	1380
65—120	2 050	ПЭВ-2	0,44	—
	2 600		0,41	—
	4 500		0,31	—
—	2 700	ПЭВ-2	0,47	—
—	3 480		0,41	—
—	6 000		0,31	—
—	10 300		0,23	—

Таблица 7.9

Технические характеристики электромагнитов и реле РНВЛ-10 к приводу ПП-67 Рижского опытного завода Латвэнерго

Назначение электромагнита или тип реле	Род тока	Номинальное напряжение, В	Пределы изменения номинального напряжения, %	Данные обмотки катушки			Сопротивление постоянному току, Ом
				Число витков	Марка провода	Диаметр провода, мм	
Дистанционного отключения	Постоянный	24	65—120	760	ПЭЛ	0,74	3,0
		36		1 140		0,62	6,5
		48		1 500		0,53	11,6
		110		3 500		0,35	63,0
		220		7 000		0,25	250,0
	Переменный	100	65—120	1 250	ПЭЛ	0,57	8,3
		127		1 550		0,51	12,0
		220		2 600		0,38	39,0
		380		4 650		0,29	120,0
Дистанционного включения	Постоянный	24	80—110	800	ПЭЛ	0,67	3,8
		36		1 170		0,55	8,2
		48		1 500		0,47	14,2
		110		3 500		0,31	78,0
		220		7 150		0,23	295,0
	Переменный	100	80—110	1 300	ПЭЛ	0,49	11,3
		127		1 550		0,44	16,4
		220		3 000		0,33	58,0
		380		5 000		0,25	178,0
Отключения от релейной защиты	Постоянный	24	65—120	830	ПЭЛ	0,53	6,0
		36		1 240		0,44	12,8
		48		1 650		0,38	23,0
		110		3 800		0,35	122,0
		220		7 600		0,17	525,0
	Переменный	100	65—120	1 850	ПЭЛ	0,35	30,0
		127		2 300		0,31	48,0
		220		4 000		0,25	135,0
		380		7 000		0,19	395,0
Реле РНВЛ-10	Переменный	100	—	2 700	ПЭВ-2	0,47	—
		127		3 480		0,41	—
		220		6 000		0,31	—
		380		10 300		0,23	—

Примечание. Сопротивление реле РНВЛ-10 при поднятом сердечнике для исполнений на номинальные напряжения 100, 127, 220 и 380 В составляет соответственно 330, 540, 1600 и 4800 Ом.

Таблица 7.10

Технические характеристики электромагнитов и реле РНВ к приводам выключателей ВМПП-10, ВММ-10 Ровенского завода высоковольтной аппаратуры

Назначение электромагнита или тип реле	Род тока	Номинальное напряжение, В	Ток при номинальном напряжении, А		Пределы изменения номинального напряжения, %	Данные обмотки катушки			Сопротивление по-стоянному току, Ом
			Трогания	Сердечник подтянут		Число витков	Марка провода	Диаметр провода, мм	
Отключения с питанием от независимого источника напряжения	Постоянный	24	4,0		65—120	770	ПЭВ-2	0,55	6,3
		48	3,2			850		0,35	15,5
		110	1,4			2 900		0,29	80,0
		220	1,12			3 500		0,20	200,0
	Переменный	100	2,9	1,8	65—120	1 100	ПЭВ-2	0,35	20,0
		127	2,7	1,55		1 400		0,35	26,0
		220	1,75	1,2		2 000		0,23	88,0
		380	1,0	0,62		5 000		0,23	226,0
Реле РНВ	Переменный	100	—		35—65	2 720	ПЭВ-2	0,44	36±15 %
		127				3 500		0,38	65±15 %
		220				6 000		0,31	175±15 %
		380				10 000		0,23	550±15 %

Таблица 7.11

Технические характеристики реле и отключающих электромагнитов, встраиваемых в привод ПРБА

Наименование реле или отключающих электромагнитов	Номинальное напряжение, В	Данные обмотки катушки			Сопротивление постоянному току, Ом
		Число витков	Марка провода	Диаметр провода, мм	
Реле минимального напряжения	110—127	3 000	ПЭН	0,38	53
	220	6 000	ПЭН	0,29	190
	380	10 800	ПЭН	0,2	715
Отключающий с независимым питанием постоянного тока	24	415	ПЭН	0,44	4,8
	48	725	ПЭН	0,29	19
	110	1 600	ПЭН	0,2	87,5
	220	3 220	ПЭН	0,15	311
Отключающий с независимым питанием переменного тока	110—127	1 100	ПЭН	0,38	18
	220	1 800	ПЭН	0,29	51
	380	3 500	ПЭН	0,2	210
Отключающий, работающий от ТКБ	—	350	ПБД	1,35	0,557

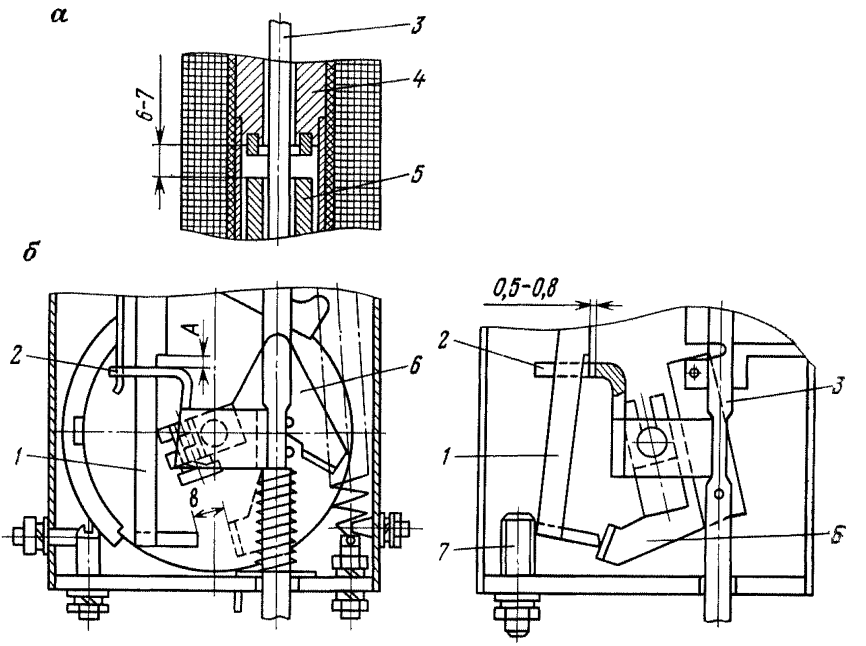


Рис. 7.3. Схема регулировки реле РНВЛ-10 Рижского опытного завода Латвэнерго:

а — установка воздушного зазора; *б* — установка упора; *1* — защелка; *2* — планка; *3* — шток; *4* — контролюс; *5* — сердечник; *6* — рычаг; *7* — упор

этом секундомер следует включать на выводы выключателя по схеме «на разрыв» при срабатывании реле (см. рис. 7.1);

3) настроить выдержку времени в независимой части характеристики или при заданном токе. Заданную выдержку $t_{з.\,вр}$ нужно проверять при заданном токе короткого замыкания для какого-либо присоединения или 4—5-кратном токе срабатывания. Для определения разброса реле по времени 3—5 раз измерить выдержки времени и принять среднее значение;

4) снять зависимость $t_{ср}=f(I_{ср})$ на рабочей уставке при полностью собранном приводе и изменении значений тока от 1,1 $I_{ср}$ до получения независимой части характеристики. Перед снятием зависимости реле необходимо проверить затяжку стопорных винтов стакана, чтобы не допустить изменения установленной выдержки времени. Построить график зависимости времени срабатывания от тока. Для этого определяют 3—4 точки и измеряют время для значений токов 1,5; 2; 3 и 4 — кратных уставок тока срабатывания. Время измеряют 3 раза и принимают среднее значение;

5) измерить коэффициент возврата реле (рис. 7.4). При включенном выключателе *SA* и отключенном *Q* реостатом *R2* по амперметру *PA2* установить предполагаемый ток возврата реле, равный 0,6—0,7 $I_{ср}$. Включить выключатель *Q* и реостатом *R1* по амперметру *PA1* установить ток, равный $2\div3\,I_{ср}$. Выключатель *SA* отключить, секундомер *PT* установить на нуль и вновь включить выключатель *SA*. По секундомеру отсчитать время, на 0,5—0,7 с меньшее выдержки времени проверяемого реле в независимой части характеристики. В этот момент выключатель отключится. Опыт-

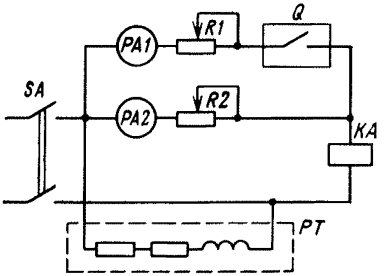


Рис. 7.4. Схема проверки коэффициента возврата реле РТВ

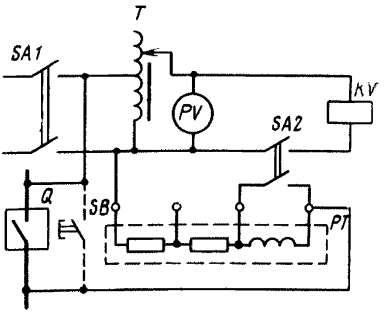


Рис. 7.5. Схема проверки времени срабатывания реле РНВ

ным путем подобрать максимальное значение тока в цепи *PA2*, *R2*, при котором реле после отключения выключателя возвращается в начальное положение. Этот ток и будет током возврата при работе реле в независимой части характеристики. Аналогично измеряют ток возврата при работе реле в зависимой части характеристики. В этом случае суммарный ток в цепи реле устанавливают равным 1,2—1,5 $I_{ср}$.

3. Проверить электрические характеристики реле минимального напряжения РНМ и РНВ и электромагнитов цепей управления в соответствии с регулировочными данными реле РНМ, РНВ и электромагнитов.

Номинальное напряжение переменного тока, В	100; 127; 220; 380
Потребляемая мощность при $U_{ном}$ и подтянутом сердечнике, В·А, не более	30
Напряжение срабатывания (% $U_{ном}$) реле:	
РНВ и РНВ-Л	35—65
РНВЛ-10	45—50
Напряжение возврата (% $U_{ном}$), не более	85
Выдержка времени срабатывания (с) реле:	
РНВ и РНВЛ-10	0—9
РНВЛ	0—4
Разброс времени срабатывания (с) реле:	
РНВ	±0,3
РНВЛ	±0,2
РНВЛ-10	±0,4

1) Время срабатывания реле РНВ на заданной уставке (рис. 7.5). При взведенной пружине реле и включенном выключателе *SA2* автотрансформатором *T* установить номинальное напряжение на реле *KV*. Секундомер установить на нуль и отключить выключатель *SA2*, который снимает напряжение с реле и запускает секундомер. Остановка секундомера производится контактами выключателя *Q* или вспомогательными контактами *SB*. Изменением положения поводка установить требуемую выдержку времени. Разброс времени срабатывания по отношению к среднему из трех замеров для реле разных конструкций не должен превышать 0,3—0,4 с;

2) напряжение срабатывания и возврата реле. В случае необходимости регулировку напряжения срабатывания и возврата реле РНВ производить изменением натяжения пружины сердечника. Напряжение срабатывания

электромагнитов включения не должно превышать 60 % $U_{ном}$. Напряжение срабатывания электромагнитов отключения не должно превышать 65% $U_{ном}$. Напряжение возврата электромагнитов не регламентируется, но они должны четко возвращаться в исходное положение при снижении напряжения до нуля.

4. У блокирующего реле отделителя проверить ток срабатывания реле и отсутствие вибрации при токах от $I_{ном}$ до максимального тока к. з. при включенном короткозамыкателе (отсутствие ложного срабатывания реле).

Периодическую наладку реле и электромагнитов следует выполнять в объеме указаний по проверке механической части реле, а также вышеприведенных пунктов 2, 3 и 4.

7.3. ПРОМЕЖУТОЧНЫЕ РЕЛЕ

7.3.1. Общие указания по регулировке реле

При регулировке тока и напряжения срабатывания (возврата), а также времени срабатывания (возврата) необходимо учитывать следующие обстоятельства:

а) при уменьшении начального зазора между якорем и сердечником уменьшаются напряжение (ток) и время срабатывания;

б) при уменьшении конечного зазора между якорем и сердечником уменьшается напряжение (ток) возврата и увеличивается время возврата;

в) ослабление натяжения возвратной пружины сопровождается уменьшением напряжения (тока) и времени срабатывания, а также увеличением напряжения и времени возврата реле;

г) с увеличением числа замыкающих контактов и давления их пластин растет напряжение и сокращается время возврата;

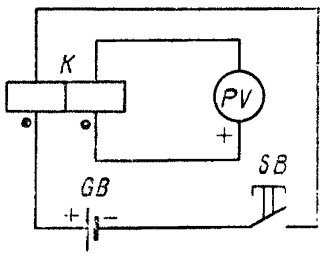
д) с увеличением числа размыкающих контактов и давления их пластин увеличиваются время и напряжение (ток) срабатывания.

Ослабление возвратной пружины снижает надежность размыкающих контактов и ухудшает работу замыкающих контактов при разрыве тока нагрузки. Натяжением возвратной пружины, при котором увеличивается давление размыкающих контактов, облегчается разрыв тока нагрузки замыкающими контактами. Поэтому для улучшения работы контактов целесообразно устанавливать максимально возможное натяжение возвратной пружины, обеспечивающее необходимые величины напряжения или тока срабатывания и возврата, а также времени замедления. Изменение начального или конечного зазора между якорем и сердечником изменяет ход якоря и раствор замыкающих контактов: уменьшение раствора снижает надежность разрыва дуги контактами, поэтому лучше предусматривать максимально возможный ход якоря и, следовательно, максимальное расстояние между разомкнутыми контактами.

Проверку реле осуществляют в общем порядке:

а) измеряют и устанавливают рекомендуемые заводами-изготовителями расстояния между якорем и сердечником, раствор контактов, проверяют ход якоря;

Рис. 7.6. Схема проверки однополярных выводов реле



б) проверяют электрические характеристики реле и в случае их отклонения от номинальных значений регулируют реле указанными выше способами.

Проверку однополярных выводов обмоток производят по схеме, показанной на рис. 7.6. При замыкании кнопки *SB* стрелка чувствительного измерительного прибора *PV* магнитоэлектрической системы должна отклониться вправо в том случае, если однополярные выводы обмоток подключены к плюсу источника питания и измерительного прибора.

Для измерения электрических параметров следует использовать приборы класса точности не ниже 1,5.

7.3.2. Двухпозиционные реле РП-8, РП-9, РП-11, РП-12

При проверке и регулировке промежуточных реле в дополнение к изложенному в 7.1 и 7.3.1 необходимо выполнить следующее.

1. Проверить и отрегулировать подвижную контактную систему. Граммометром проверить усилие нажатия контактов. Усилие нажатия подвижных контактов на неподвижные должно быть в пределах 0,10—0,18 Н. Регулировку нажатия контактов производить подгибанием подвижных контактных пластинок вместе с охватывающими их выводными пластинками. Касание замкнутых контактов должно производиться с допустимым отклонением ±0,5 мм от центра контактов. Регулировку положения контактов производить перемещением контактных пластинок, предварительно ослабив винты, крепящие колодки с контактами.

Зазоры между контактами, включенными в цепи катушки реле, должны быть 1—1,3 мм, между контактами, выведенными на зажимы цоколя, — не менее 1,8 мм, между толкателем и подвижными контактными пластинками контактов, выведенных на зажимы цоколя в замкнутом положении контактов, — от 0,5 до 0,8 мм. Для контактов, включенных в цепи катушек реле, указанный зазор не контролируется. Регулировку зазоров производить подгибанием неподвижных контактных пластин.

2. Проверить напряжение срабатывания реле. При включении реле типов РП-8 и РП-11 следует соблюдать полярность выводов. Напряжение на катушку подавать «толчком». Напряжение срабатывания регулируют, изменяя зазор между якорем и прилегающим к нему полюсом скобы магнитопровода (со стороны цоколя). Зазор изменяют с помощью винта (после ослабления крепления постоянного магнита), стараясь сделать его возможно меньшим для повышения надежности удерживания. При этом, однако, нельзя допускать уменьшения хода якоря, определяемого положением полюсов переднего конца магнитопровода. После регулировки

зазоров восстанавливают и проверяют крепление магнита, чтобы размыкание соответствующих контактов управляющих катушек реле не происходило раньше перехода подвижной системы реле (якоря) через нейтраль.

3. При необходимости проверить время срабатывания реле (см. 7.1).

7.3.3. Промежуточные реле РП-230 и РП-250

При проверке и регулировке реле РП-230 в дополнение к изложенному в 7.1 и 7.3.1 необходимо выполнить следующее.

1. Отрегулировать подвижную контактную систему реле, проверив в обесточенном состоянии:

легкость хода траверсы с контактными пластинами;

совпадение вершин подвижных контактов с серединой плоскости неподвижных контактов;

свободный ход (0,5—2 мм) хвостовика якоря над упорной колодкой;

раствор контактов (2,5—3 мм);

замыкание всех замыкающих контактов при зазоре около 0,4 мм между выступом на якоре и полюсным наконечником. При зазоре около 0,7 мм между верхним концом шпильки, стягивающей подвижную систему, и верхним упором размыкающие контакты должны быть замкнуты. Регулировку производить подгибанием контактных угольников и верхнего упора, что обеспечивает контактное давление в пределах 0,12—0,22 Н, соответствующее прогибу подвижных контактных пластин 0,7—1 мм.

2. Во включенном состоянии реле проверить:

контактную подвижную систему, которая должна иметь свободный ход 0,5—1,5 мм. Регулировку производить подгибанием хвостовика на свободном конце якоря;

зазор между якорем и сердечником реле (не более 0,4 мм);

лежит ли хвостовик якоря на выступе траверсы с зазором 0,1—0,15 мм.

3. Измерить при обесточенных удерживающих обмотках величины напряжения срабатывания (для реле РП-233 — не более 70 % $U_{ном}$) и тока срабатывания (для реле РП-232 при $I_{ном}$) путем подачи тока в рабочую обмотку.

4. Измерить при обесточенных рабочих обмотках и имитации включенного положения реле ток удержания (для реле РП-233 не более 80 % $I_{ном}$) и напряжения удержания (для реле РП-232—70 % $U_{ном}$).

5. Проверить (при необходимости) напряжение или ток возврата рабочих обмоток (при плавном снижении напряжения или тока они не должны превышать 3 % номинального значения) и время срабатывания при $U_{ном}$ и $I_{ном}$ (для реле РП-232 не более 0,06 с, для реле РП-233 не более 0,03 с). Изменить напряжение срабатывания реле можно изменением растяжения цилиндрической пружины и изменением начального положения якоря относительно сердечника путем подгибания упора. После регулировки следует повторно проверить величину провала и контактного давления.

При проверке и регулировке реле РП-250 в дополнение к изложенному в 7.1 и 7.3.1 необходимо выполнить следующее.

1. Отрегулировать подвижную контактную систему реле в обесточенном состоянии. Проверить, не происходит ли затирание траверсы с подвижными контактами в пазах направляющих пластинок, укрепленных в колодках с неподвижными контактами, а также нет ли перекосов траверсы, вызывающих сползание подвижных контактов с плоскости неподвижных. В случае затирания или перекоса траверсы нужно ослабить винты, крепящие контактные колодки с неподвижными контактными угольниками к скобе магнитопровода, и за счет зазоров ликвидировать неисправности. При регулировке обеспечить:

ход траверсы 3,5—4 мм;

зазор между подвижными и неподвижными контактами не менее 2,5 мм для всех реле, кроме РП-253 (у реле РП-253 не менее 2,0 мм, а у размыкающих контактов в цепи демпферной обмотки при притянутом якоре — не менее 1,5 мм). Регулировку зазора производить регулировочным винтом на скобе, крепящей якорь;

провал контактного мостика — не менее 0,5 мм, что должно обеспечить давление на замыкающих контактах не менее 0,15 Н на каждый контакт.

Регулировку контактов в случае необходимости производить подгибанием неподвижных контактных угольников.

2. Проверить и отрегулировать зазор между якорем и скобой. При ходе контактов реле в пределах зазоров и провалов, указанных выше, начальный воздушный зазор между якорем и скобой должен составлять для реле РП-253 около 2,5 мм, для остальных типов — около 3,0 мм. Регулировку выполнять с помощью регулировочного винта скобы якоря.

3. Проверить однополярные выводы основной и дополнительной обмоток (см. рис. 7.6).

4. Проверить напряжение и ток срабатывания. Напряжение срабатывания для всех типов реле должно быть не более 70 % $U_{ном}$ при отсутствии тока в удерживающих обмотках, а ток срабатывания реле РП-254—70 % $I_{ном}$ при отсутствии напряжения на удерживающих обмотках.

5. Проверить и отрегулировать параметры возврата. Подвижная система реле должна четко возвращаться в исходное положение при следующих значениях напряжения или тока при их плавном снижении: для реле РП-251, РП-253, РП-254 и РП-255 не менее 5 % номинального; для реле РП-252 и РП-256 — не менее 1 % номинального. Для достижения этого регулируют конечный воздушный зазор между якорем и скобой магнитопровода, который должен быть: у реле РП-251, РП-253, РП-255 около 0,2 мм; у реле РП-252 и РП-256 — около 0,05 мм.

6. Проверить параметры удерживания реле РП-253, РП-254, РП-255 при снятии тока с рабочей обмотки. У реле РП-254 якорь должен удерживаться в притянутом положении при напряжении на удерживающей обмотке 60 % $U_{ном}$. При снятии напряжения с рабочей обмотки реле РП-253 и РП-255 якорь должен удерживаться в притянутом положении при токе 70 % $I_{ном}$ в одной из обмоток.

7. Проверить и при необходимости отрегулировать время срабатывания и возврата реле. Время срабатывания реле РП-251 и время возврата якоря реле РП-251 и РП-256 зависят от количества демпферных

шайб: с их уменьшением время срабатывания реле РП-251 и время возврата реле РП-252 и РП-256 уменьшаются. Для увеличения времени срабатывания шайбы нужно устанавливать ближе к якорю реле. Время возврата регулируется изменением зазора между якорем и магнитопроводом при подтянутом якоре.

7.3.4. Промежуточные реле РП-321, РП-341, РП-342

При проверке и регулировке реле РП-321, РП-341, РП-342 в дополнение к изложенному в 7.1 и 7.3.1 необходимо выполнить следующее.

1. Проверить правильность установки сердечника. При правильной установке якорь должен свободно вращаться на оси и в притянутом положении без зазора (допустимо 0,1—0,2 мм) упираться в немагнитную прокладку и полюс сердечника с катушкой.

2. Проверить и отрегулировать зазоры подвижной контактной системы реле. В реле РП-321 между толкателем и подвижными пластинами переключающих контактов при отпущенном якоре должен быть зазор 0,5—1,0 мм, а подвижные контактные пластинки замыкающих контактов должны упираться в толкатель. Раствор замыкающих контактов (2,5—2,8 мм) регулировать подгибанием неподвижных контактных пластин. В реле РП-341, РП-342 зазор между угольником толкателя и подвижной контактной пластинкой переключающего контакта нормальной мощности должен быть 0,5—0,8 мм, раствор замыкающего контакта должен быть не менее 1,6 мм; замыкающего повышенной мощности от 1,5 до 2 мм и размыкающего после размыкания — не менее 2 мм. Для выполнения этого условия в момент замыкания замыкающего контакта между угольником и подвижной контактной пластиной размыкающего контакта должен быть зазор 0,5 мм, который регулируется подгибанием угольника.

3. Измерить и отрегулировать нажатие контактов. Нажатие размыкающего контакта нормальной мощности должно быть 0,12—0,18 Н, а подвижных контактных пластин замыкающих контактов на толкатель — не менее 0,08 Н. Давление подвижной контактной пластины замыкающего усиленного контакта на пружину толкателя должно быть таким, чтобы при отпущенном якоре скоба хвостовика якоря своим язычком упиралась в сердечник, давление подвижного замыкающего контакта на неподвижный при притянутом якоре — не менее 0,5 Н, а давление подвижного размыкающего контакта на неподвижный (при отпущенном якоре) — не менее 0,3 Н. Давление регулировать подгибанием (на расстоянии не более 3 мм от колодок) подвижных контактных пластин.

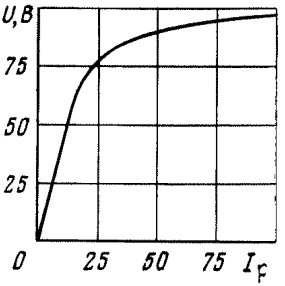
4. Проверить и отрегулировать провал контактов. Провал нормальных контактов должен быть не менее 0,3 мм при зазоре между сердечником и якорем (при притянутом якоре) 0,25 мм.

5. Проверить электрические характеристики реле:

напряжение или ток срабатывания и возврата, их соответствие техническим данным. При снижении напряжения в реле РП-342 и тока в реле РП-321 и РП-341 до значения, меньшего 3 % $U_{ном}$, подвижная система этих реле должна четко возвращаться в исходное положение;

проверить надежность работы контактов реле РП-341 и РП-342 для

Рис. 7.7. Зависимость вторичного выпрямленного напряжения от тока реле РП-321, РП-341



значений подводимых к ним токов, равных 0,25; 0,5; 0,75; 1,0 $I_{к.з.max}$ Оплавление и сваривание контактов недопустимо, допускается лишь небольшое их потемнение.

6. При необходимости провести дополнительные испытания. Для проверки исправности выпрямителей и трансформатора проверить зависимость выпрямленного напряжения от тока при последовательном соединении первичных обмоток. Примерная зависимость $U=f(I)$ показана на рис. 7.7. В случае пробоя диодов выпрямителя кривая располагается значительно ниже, чем при исправных диодах.

Измеряя изменение напряжения на вторичной обмотке трансформатора при изменении первичного тока в реле определяют исправность конденсатора и обмоток трансформатора. При их повреждении вторичное напряжение мало изменяется при увеличении тока в первичной обмотке трансформатора.

7.4. ПОЛЯРИЗОВАННЫЕ РЕЛЕ РП-4, РП-5 И РП-7

При проверке и регулировке поляризованных реле в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

1. Отрегулировать подвижную контактную систему реле и проверить ее свободный ход.

2. Проверить электрические характеристики реле: ток и напряжение срабатывания. У реле РП-7, имеющего одну рабочую и одну тормозную обмотки, проверить ток (напряжение) срабатывания рабочей обмотки при номинальном (заданном) токе (напряжении) в тормозной обмотке. Проверки производить на постоянном токе, а если реле работает и на выпрямленном напряжении, то проверку следует производить от аналогичного выпрямителя или выпрямительного устройства, в котором реле установлено.

Нейтральное реле РП-4 при необходимости можно отрегулировать для работы «с преобладанием». Для этого нужно перевести якорь вручную при отсутствии тока в обмотках реле влево, т. е. до замыкания подвижного контакта с неподвижным, и ослабить зажим микрометрического винта левого неподвижного контакта. Завинчивать этот винт следует до тех пор, пока якорь не перебросится в противоположную сторону и не замкнется цепь правого контакта. В этом положении вновь зафиксировать винт левого контакта, ослабить винт правого и, вращая его влево, отрегулировать необходимый раствор между подвижным и неподвижным левым контактами.

Если из реле РП-7 требуется получить «нейтральное» реле, то сначала нужно отвести левый контакт, чтобы якорь фиксировался в левом и правом положениях, и затем отрегулировать необходимые растворы. Далее надо проверить равенство токов срабатывания реле влево и вправо, подавая напряжения разной полярности в одну и ту же обмотку реле.

3. У реле с несколькими обмотками определить однополярные выводы реле, подавая ток в обе обмотки реле. При правильном включении однополярных обмоток ток срабатывания в одной из них уменьшится при номинальном токе в другой.

7.5. УКАЗАТЕЛЬНЫЕ РЕЛЕ РУ-21, РУ-1

При проверке и регулировке реле РУ-21 в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

1. Отрегулировать подвижную контактную систему реле. Для этого проверить легкость хода якоря, который выпуклостью должен ложиться на шайбу сердечника. При недостаточном ходе якоря ослабить винты, крепящие скобу с контактной системой к магнитопроводу, и выдвинуть скобу вперед. Флажок реле не должен выпадать при резком сотрясении панели, а при нажатии на скобу возврата барабанчик должен четко возвращаться в исходное положение. Когда якорь притянут, расстояние между его выступом и зубом защелки должно составлять 0,3—0,7 мм. Провал неподвижных контактных пластинок при срабатывании реле нормирован 1—2 мм. Регулирование производят подгибанием контактных пластинок. Положение указательного диска регулируют подгибанием двух упорных язычков, ограничивающих угол поворота барабана.

2. Проверить электрические параметры реле, причем реле последовательного включения (токовые) необходимо проверять со всей схемой включения.

Чтобы не нарушить проверяемую схему, вместо измерения тока срабатывания реле нужно измерять напряжение на реле при его срабатывании и при нормальном питании схемы. Напряжение срабатывания должно составлять не более 0,8 $U_{ном}$. У реле параллельного включения напряжение срабатывания должно быть 1,1 $U_{ном}$, для реле РУ-21/220 и 0,6 $U_{ном}$ — для РУ-21/110, РУ-21/24 и РУ-21/12.

При калибровке реле напряжение на схему подавать «толчком». Регулировку напряжения и тока срабатывания производить изменением натяжения пружины, подгибая хвостовик скобы на угол до 40°.

После регулировки следует проверить надежность выпадания флажка указателя и замыкания контактов.

7.6. РЕЛЕ МАКСИМАЛЬНОГО ТОКА РТ-40 И РЕЛЕ НАПРЯЖЕНИЯ РН-50

Основные технические характеристики реле РТ-40 приведены в табл. 7.12 и 7.13.

Погрешность тока срабатывания по отношению к уставке не более 5 %, разброс тока срабатывания на любой уставке не более 4 %. Коэф-

Таблица 7.12

Технические характеристики реле РТ-40

Реле	Пределы уставок	Диапазон уставок, А				Потребляемая мощность, В·А	Число катушек × × число витков	Марка провода и диаметр
		первый		второй				
		срабатывание	термическая стойкость	срабатывание	термическая стойкость			
РТ-40/0,2	0,05—0,2	0,05—0,1	0,55	0,1—0,2	1,1	0,2	2×780	ПЭВ-2; 0,44
РТ-40/0,6	0,15—0,6	0,15—0,3	1,75	0,3—0,6	3,5	0,2	2×250	ПЭВ-2; 0,8
РТ-40/2	0,5—2	0,5—1	4,15	1—2	8,3	0,2	2×75	ПБД; 1,16
РТ-40/6	1,5—6	1,5—3	11	3—6	22	0,5	2×25	ПБД; 2,02
РТ-40/10	2,5—10	2,5—5	17	5—10	34	0,5	2×15	ПБД; 2,26
РТ-40/20	5—20	5—10	19	10—20	38	0,5	2×8	ПБД; 2,26
РТ-40/50	12,5—50	12;5—25	27	25—50	54	0,8	2×3	ПБД; 2,63
РТ-40/100	25—100	25—50	27	50—100	54	1,8	2×2	ПБД; 2,63
РТ-40/200	50—200	50—100	27	100—200	54	8,0	2×1	ПДБ; 2,63

фициент возврата реле не ниже 0,85 на первой уставке и не ниже 0,8 на остальных, кроме реле РТ-40/50 и РТ-40/100, у которых коэффициент возврата не ниже 0,7 на всех уставках.

При регулировке механической части реле РТ-40 в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

1. Проверить люфт по оси подвижной системы, который должен быть 0,2—0,3 мм. При этом поворот якоря в цапфах должен быть свободным, без заметного трения. Люфт можно регулировать, освободив цапфу.

2. Измерить зазоры между полкой якоря и полюсами магнитопровода при притянутом якоре. Зазоры должны быть одинаковыми для следующих групп реле.

Реле	Зазор, мм
РТ-40/0,2; РТ-40/0,6; РТ-40/2; РТ-40/6; РТ-40/10; РТ-40/50 . . .	0,5—0,7
РТ-40/20	0,7—0,9
РТ-40/100; РТ-40/200	0,8—1,0
РТ-40/1Д	0,5—0,6

Положение якоря в зазоре магнитопровода регулируют упорным винтом, а величину и равномерность зазора — перемещением магнитопровода при отпущенных крепежных винтах.

3. Проверить действие подвижных контактных мостиков. Они должны свободно поворачиваться на своей оси без заметного трения. Сум-

Таблица 7.13

Технические характеристики реле РТ-40 с промежуточными трансформаторами

Реле	Выводы	Первичная обмотка: Маркировка выводов	Первичная обмотка: Число витков	Пределы уставок по обмоткам, А	Вторичная обмотка: Число витков	Вторичная обмотка: Характеристика фильтра	Коэффициент возврата
РТ-40/Р—1	I	5—7	230	0,065—0,13	470	4 мкФ, 250 В, 100 Ом	0,7
	II	6—8	115	0,13—0,26			
	III	2—4	115	0,13—0,26			
РТ-40/Р—5	I	5—7	46	0,325—0,65	470	4 мкФ, 250 В, 100 Ом	0,7
	II	6—8	23	0,65—1,3			
	III	2—4	23	0,65—1,3			
РТ-40/1Д	I	2—8	100	0,15—0,3	470	4 мкФ, 250 В, 100 Ом	0,7
	II	2—6	50	0,3—0,6			
	III	2—4	30	0,5—1			
РТ-40/Ф	I	4—8	25	1,75—3,5	3050	6 мкФ, 250В,	0,8
	II	6—8	15	2,9—5,8			
	III	4—6	10	4,4—8,8			
	IV	2—4	5	8,8—17,6			

Примечания. 1. Термическая стойкость всех реле 1,1 $I_{ном}$. 2. Потребляемая мощность 1 В·А.

марный воздушный зазор между неподвижными и подвижными контактами в разомкнутом состоянии должен быть 2,—2,5 мм. Зазор регулируют подгибанием неподвижного контакта или его перемещением в пазу пластмассовой колодки.

4. Осмотреть контактную систему. Контактная колодка с неподвижными контактами должна быть закреплена в крайнем левом положении для обеспечения наибольшего значения угла встречи контактов (около 30°). Неподвижные контакты должны лежать в одной плоскости, а их оси — не быть параллельны между собой. При работе реле контактный мостик не должен касаться торцов серебряных пластинок неподвижных контактов и не заскакивать за них. В момент замыкания контактов точка касания должна находиться на расстоянии не менее 1 мм от внешнего края неподвижного контакта.

Ход контактов ограничивается положением упорных винтов. При замыкании неподвижные контакты относительно мостика подвижного контакта должны располагаться симметрично. Провал неподвижных контактов должен быть около 0,3 мм.

При полном втягивании и возвращении до упора якоря совместный ход контактной пластинки и гибкого упора контакта должен быть не более 0,3 мм, при этом контактная пластинка должна касаться упора без давления. Скольжение мостика по серебру неподвижных контактов 0,6—1,5 мм. Совместный ход и провал контактов можно регулировать подгибанием контактов. Неподвижные контакты подгибают за местом обжимки,

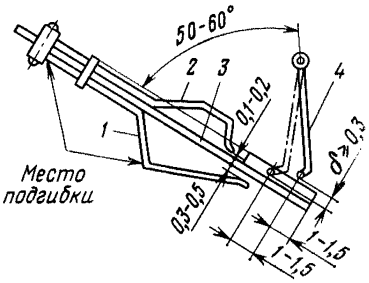


Рис. 7.8. Регулировка контактов реле РТ-40 и РН-50:
1 — угольник; *2* — ограничитель; *3* — неподвижный контакт; *4* — подвижный контакт

а упорные пластины — в местах, указанных на рис. 7.8. Для реле РТ-40/1Д провал замыкающих контактов, равный 0,3—0,4 мм, должен складываться из прогиба контактных пружин (0,2—0,3 мм) и совместного прогиба контактных пружин и гибких упоров (не более 0,1 мм).

5. Проверить угол поворота якоря. Он должен исключать одновременное замыкание и размыкание контактов мостиком. При этом полка якоря может заходить на полюсы электромагнита не более чем на 2/3 их ширины. Ограничение поворота якоря производить упорными винтами.

При проверке электрических характеристик и калибровке в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

1. Измерить ток срабатывания и возврата реле (см. рис. 3.2—3.4). При необходимости регулировки реле сначала устанавливают угол предварительного закручивания противодействующей пружины 27—30°. Для этого стрелку указателя уставки отводят влево от первой (минимальной) уставки на 14—15 мм, а резервную втулку противодействующей пружины поворачивают гаечным ключом так, чтобы подвижные контакты заняли нейтральное положение между неподвижными контактами. Затем устанавливают указатель на первую уставку и определяют ток срабатывания реле. Если ток срабатывания больше уставки, то втулку пружины несколько поворачивают по часовой стрелке, если меньше — против. Далее, указатель переводят на последнюю (максимальную) уставку и также проверяют ток срабатывания. Если этот ток больше уставки, то его следует уменьшить путем завинчивания левого упорного винта или отгибания неподвижных замыкающих контактов влево. Если ток срабатывания меньше уставки,— немного вывинчивают левый упорный винт, а контакты подгибают вправо. При прогнутых контактах якорь отодвинут от полюсов несколько дальше, чем на первой уставке, и это увеличивает ток срабатывания. Изменение положения якоря мало сказывается на токе срабатывания в начале шкалы и значительно — в конце шкалы. Шкала реле проградуирована с учетом этого влияния, и поэтому при прогибе замыкающих контактов, большем рекомендуемого, может возникнуть существенное отклонение тока срабатывания от уставок в середине шкалы. Коэффициент возврата на первой уставке шкалы обычно выше, и это требует обеспечения его величины на последней уставке. Регулировку коэффициента возврата производят правым упорным винтом якоря или изменением зазора между полкой якоря и полюсами электромагнита. Для увеличения коэффициента возврата правый упорный винт завинчивают, а зазор увеличивают. При слишком большом зазоре втягивание якоря на первой уставке будет нечетким (замедленным).

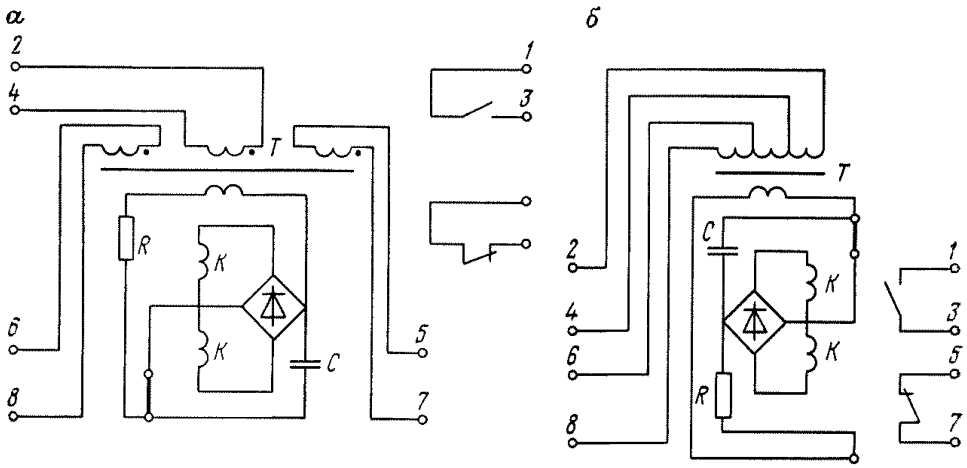


Рис. 7.9. Схемы электрических соединений реле тока:
а — реле трехфазного тока РТ-40/Р; *б* — реле РТ-40/1Д

2. Проверить работу контактной системы. Замыкающие контакты реле РТ-40/0,2; РТ-40/0,6 и РТ-40/2 должны замыкаться без вибрации при подаче в обмотки реле тока от 1,1 до 30 $I_{ср}$; реле РТ-40/6, РТ-40/10, РТ-40/20, РТ-40/50, РТ-40/100, РТ-40/200 при подаче в обмотки реле тока от 1,1 $I_{ср}$ до 150 А.

Размыкающие контакты должны замыкаться без вибрации при снижении тока в обмотке сработавшего реле от 1,2 до 0,6 $I_{ср}$, при повышении тока до 0,9 $I_{ср}$ контакты должны быть замкнуты.

Вибрацию контактов устраняют подбором положения упоров якоря и длины совместного хода пружин неподвижных контактов и гибких упоров.

3. Перед проверкой калибровки проверить полярность обмоток реле ТР-40/Р. Для этого последовательно включить все три обмотки на ток 0,1 А (реле РТ-40/Р-1) и 0,5 А (реле РТ-40/Р-5) путем установки перемычек *4—6* и *8—5* (рис. 7.9), подав питание на зажимы *2—7*. При этом в положении указателя на первой уставке размыкающие контакты не должны размыкаться при токе 5 $I_{ном}$. Калибровку реле РТ-40/Р следует проверять при питании первичной обмотки трансформатора от зажимов *5—7* и последующей проверкой первой и последней уставок при питании первичной обмотки трансформатора от зажимов *2—4* и *6—8*. Проверку зависимости напряжения на вторичной обмотке трансформатора реле РТ-40/Р от тока в первичной обмотке с удвоенным числом винтов производить при изменении тока от 0,02 $I_{ном}$ до 1 $I_{ном}$.

Калибровку реле РТ-40/1Д следует проверять при питании первичной обмотки трансформатора от зажимов *2—8* (рис. 7.9, *б*) с последующей проверкой первой и последней уставок при питании первичной обмотки трансформатора от зажимов *2—4*, *2—6*. Проверку надежности срабатывания замыкающих и размыкающих контактов реле РТ-40/1Д производить при токах от 1,05 $I_{ср}$ до 15 $I_{ном}$, реле РТ-40/Р — до максимального тока к. з., подаваемого в первичную обмотку трансформатора с меньшим числом витков. В намагниченном состоянии реле значение тока срабатывания на данной уставке может отличаться от тока срабатывания до намагни-

Таблица 7.14

Основные технические характеристики реле РН-51

Реле	Напряжение, В, при соединении обмоток				Данные обмоток катушек		
	последовательном		параллельном		Число витков	Диаметр провода, мм	Сопротивление, Ом
	уставки	$U_{ном}$	уставки	$U_{ном}$			
РН-51/1,4	1,4	12	0,7	6	2 000	0,25	94/23,5
РН-51/6,4	6,4	60	3,2	24	9 500	0,11	2 400/600
РН-51/32	32	100	16	48	14 000	0,09	15 400/3850*

* С учетом последовательно включенного с каждой катушкой реле добавочного сопротивления 5100 Ом. Значение в числителе — при последовательном соединении обмоток, в знаменателе — при параллельном.

Примечание. Погрешность напряжения срабатывания по отношению к уставке не более ±5 %, коэффициент возврата — не более 0,5. Разброс напряжения срабатывания не превышает 5 %. Замыкающий контакт замыкается без вибрации при подаче напряжения от 1,1 $U_{ср}$ до 1,1$U_{ном}$.

чивания на ±10 %. Для нормализации магнитного состояния реле переменный ток в его обмотке надо плавно снижать до нуля.

4. При регулировке реле РТ-40/Ф, аналогичной регулировке реле РТ-40, ток подводят к зажимам *4—8*. Проверку надежности работы контактов выполняют при токах от 1,05 $I_{ср}$ до 10 $I_{ср}$.

При новом включении необходимо произвести проверку зависимости тока срабатывания от частоты.

5. Проверку работы контактов реле в схеме при наличии оперативного тока и нормальной рабочей нагрузки.

Основные технические характеристики реле РН-51 приведены в табл. 7.14.

Основные технические характеристики реле РН-53 и РН-54 приведены в табл. 7.15.

Основные технические характеристики реле РН-55 приведены в табл. 7.16.

Технические характеристики реле РН-58

Номинальное напряжение	1,2$U_{уст}$
Диапазон уставок срабатывания (В) на выводах:	
8—10	50—100
8—12	100—200
Погрешность напряжения срабатывания, % $U_{уст}$	5
Коэффициент возврата, не менее	0,85
Время срабатывания (с), не более при $U_{р.ср}$:	
1,2	0,15
2,0	0,3
Потребляемая мощность (В·А), не более при уставке:	
наименьшей	1,5
наибольшей	4,0

Таблица 7.15

Технические характеристики реле РН-53 и РН-54

Реле	Пределы уставок, В	Диапазон уставок, В				Коэффициент возврата	Количество катушек; число витков	Диаметр провода, мм	Добавочное сопротивление, Ом
		первый		второй					
		срабатывания	термическая стойкость	срабатывания	термическая стойкость				
РН-53/60Д	15—60	15—30	110	30—60	220	0,8	2; 7 000	0,13	1 300/4 600*
РН-53/60	15—60	15—30	33	30—60	66	0,8	2; 2 000	0,25	560/1 380
РН-53/200	50—200	50—100	110	100—200	220	0,8	2; 7 000	0,13	6 200/14 400
РН-53/400	100—400	100—200	220	200—400	440	0,8	2; 14 000	0,09	24 000/57 000
РН-54/48	12—48	12—24	33	24—48	66	1,25	2; 2 000	0,25	560/1 380
РН-54/160	40—160	40—80	110	80—160	220	1,25	2; 7 000	0,13	6 200/14 400
РН-54/320	80—320	80—160	220	160—320	440	1,25	2; 14 000	0,04	24 000/57 000

* Значение в числителе для первого диапазона уставок, в знаменателе — для второго.

Примечание. Время замыкания замыкающего контакта реле РН-53 не более 0,1 с при 1,2 $U_{ср}$ и не более 0,03 с при 2,0 $U_{ср}$; у реле РН-54 — не более 0,15 с при снижении напряжения до 0,8 $U_{ср}$ и не более 0,1 с при снижении напряжения до 0,5 $U_{ср}$. Время размыкания размыкающего контакта реле РН-54 при сбросе напряжения от 1,1 $U_{ном}$ до 0,8 $U_{ср}$ не более 0,05 с.

Таблица 7.16

Основные технические характеристики реле серии РН-55

Реле	Данные обмотки *1*				Данные обмотки *2*			
	$U_{ном}$, В	Количество витков	Диаметр провода, мм	Добавочное сопротивление, Ом	$U_{ном}$, В	Количество витков	Диаметр провода, мм	Добавочное сопротивление, Ом
РН-55/90	60	1350	0,2	620	30	660	0,27	150
РН-55/120	60	1350	0,2	620	60	1350	0,2	620
РН-55/130	100	2500	0,14	600	30	660	0,27	150
РН-55/160	100	2500	0,14	600	60	1350	0,2	620
РН-55/200	100	2500	0,14	600	100	2500	0,14	1600

Примечание. Погрешность угла срабатывания не превышает 8% по отношению к уставке, разброс — не более 5 %. Коэффициент возврата по углу не менее 0,8. Время срабатывания не более 0,1 с при $U_{ном}$ и угле сдвига фаз, равном 1,5-кратному значению уставки.

Регулировку механической части реле производят так же, как у реле РТ-40. Зазор между полкой якоря и полюсами электромагнита устанавливается 0,6 мм. Угол предварительного закручивания противодействующей пружины для реле РН-51 и РН-58 должен быть соответственно 35—40 и 65—70°.

При калибровке реле серии РН-50 в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

1. Проверить напряжение срабатывания и возврата реле (см. рис. 3.2—3.4). Напряжение срабатывания не должно отличаться более чем на 4 % от значения $U_{уст}$ на первом диапазоне шкалы и 6 % на втором. Регулировка аналогична реле РТ-40.

2. Проверить, нет ли отброса подвижной системы при срабатывании и возврате. При обнаружении его устраняют изменением положения упоров относительно якоря и величины совместного хода неподвижных контактов с гибкими упорами.

3. Произвести калибровку реле серии РН-55 (рис. 7.10). Для этого подключить номинальное напряжение 60 или 100 В к обмотке 1 — зажимы *6(2)—8(4)* или 30, 60, 100 В к обмотке 2 — зажимы *10(6)—12(8)* в зависимости от типа реле, подать напряжение к обмотке *2* через фазорегулятор $M_{ф}$.

Для обеспечения точности измерения угла сдвига фаз напряжений ток в токовой цепи фазометра должен совпадать по фазе с напряжением на ней. Автотрансформаторы *T1* и *T2* должны быть однотипными. При соблюдении указанных на схеме полярностей, когда переключатель *SA* находится в положении «*а*», и номинальном напряжении реле не должно срабатывать. Проверку угла срабатывания производят, установив переключатель в положение «*б*», при номинальном напряжении и плавном изменении угла сдвига фаз с помощью фазорегулятора. Увеличивая и уменьшая угол сдвига, проверяют углы соответственно срабатывания и возврата реле. Измерения производят дважды и за действительное значение принимают среднее арифметическое измеренных значений угла.

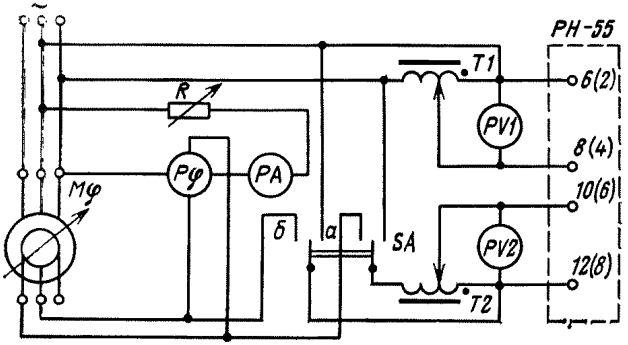


Рис. 7.10. Схема калибровки реле РН-55

Надежность работы контактов проверяют при кратковременной подаче на одну из обмоток двукратного номинального напряжения.

4. Произвести калибровку реле РН-58 в два этапа: сначала исполнительного органа, затем — шкалы уставок.

Регулировку исполнительного органа выполняют следующим образом. При подключении реле к зажимам *8—10* полностью выводят переменное сопротивление реле поворотом оси ручки по часовой стрелке, затем изменением положения якоря (левым упорным винтом) или подгибанием замыкающих контактов добиваются напряжения срабатывания реле 40±1 В при коэффициенте возврата не ниже 0,97. Допускается небольшое изменение угла предварительного закручивания пружины в обе стороны.

При проверке калибровки шкалы устанавливают переменное сопротивление реле так, чтобы напряжение срабатывания было 50 В. Ручку-указатель переводят на отметку «50» на шкале и закрепляют винтом, не меняя положения оси ручки сопротивления. Затем подают напряжение в соответствии с уставкой 60, 70, 80, 90 В и отмечают совпадение положения ручки указателя с точками шкалы. При этом допускается погрешность ±5 % в обоих диапазонах. При напряжении срабатывания и возврата подвижная система реле не должна оставаться в промежуточном положении, а размыкание и замыкание контактов должно быть четким. Кроме того, замыкающие контакты реле не должны иметь вибрации в диапазоне 1,1—2,0 $U_{уст}$.

5. Проверить работу контактов реле в схеме при наличии оперативного тока и нормальной рабочей нагрузки на контакты. Проверку производят при 1,05 $U_{ср}$ и максимальном токе аварийного режима для максимальных реле и при 0,95 $U_{ср}$ для минимальных реле.

При необходимости измеряют время срабатывания реле.

7.7. РЕЛЕ ТОКА НУЛЕВОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ РТЗ-50

Значения токов срабатывания реле РТЗ-50 приведены в табл. 7.17.

Реле длительно без повреждений выдерживает 110 % $U_{ном}$ в цепи питания и 0,11 А в цепи тока. Ток 60 А выдерживает в течение 1 с.

При регулировке реле РТЗ-50 в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

Техническая характеристика РТЗ-50

Номинальное напряжение (В) тока:	
переменного	100
постоянного	220
Диапазоны регулируемых уставок тока срабатывания, А	0,01—0,02 0,015—0,03 0,03—0,06
Погрешность тока срабатывания, %	10
Разброс тока срабатывания на любой уставке, %	4
Коэффициент возврата, не ниже	0,9

1. Проверить напряжение на вторичной обмотке входного трансформатора тока ТА (рис. 7.11), которое при нормальной работе должно находиться в пределах 5—5,8 В. При этом положениям перемычек *д—г*, *д—в*, *д—б* должны соответствовать токи в первичной обмотке 0,02; 0,03 и 0,06 А.

Замеры производят прибором класса точности не ниже 1,0 с внутренним сопротивлением не менее 1 МОм.

2. Проверить работу исполнительного органа — промежуточного реле *К*. Осевой люфт якоря в горизонтальном направлении должен быть примерно 0,5 мм. Регулирование осуществляют винтами, ввинченными в скобу. Концы подвижных контактных пружин должны выступать за рамку толкателя примерно на 2 мм. При регулировании положения контактов отпускают винт, крепящий контактную систему, и перемещают нужную контактную пружину.

При отпущенном якоре зазор между якорем и плоскостью заднего полюса сердечника должен быть около 0,05 мм, между якорем и немагнитной прокладкой переднего полюса — 1 мм. В первом случае для регулирования перемещают сердечник при ослабленных винтах, крепящих сердечник к скобе, во втором — упорный винт, нижний конец которого должен касаться якоря. Межконтактный зазор должен быть не менее 1 мм.

Калибровку реле следует производить при вынутом блочке. Ток срабатывания должен быть 7,9—8,7 мА, коэффициент возврата — не менее 0,2.

3. Проверить стабилизатор питания реле. Изменяя напряжение оперативного тока от 0,8 до 1,1 $U_{ном}$, измерить напряжение на стабилитронах *VD5* и *VD6* между точками *ab* и *ac*.

4. Проверить входной трансформатор и ограничение входного сигнала. Перемычку установить в положение *1* (*д—г*) и измерить напряжение на

Таблица 7.17

Токи срабатывания реле РТЗ-50

Точки шкалы	Уставка шкалы, А	Ток срабатывания (А) в диапазоне		
		первом	втором	третьем
1	0,010	0,0092—0,0108	0,0138—0,0162	0,0276—0,0324
2	0,012	0,011—0,013	0,0166—0,0194	0,0331—0,0388
3	0,014	0,0129—0,0151	0,0193—0,0227	0,0386—0,0453
4	0,016	0,0147—0,0173	0,0221—0,0259	0,0442—0,0518
5	0,018	0,0166—0,0194	0,0248—0,0292	0,0497—0,0583
6	0,020	0,0184—0,0216	0,0276—0,0324	0,0552—0,0648

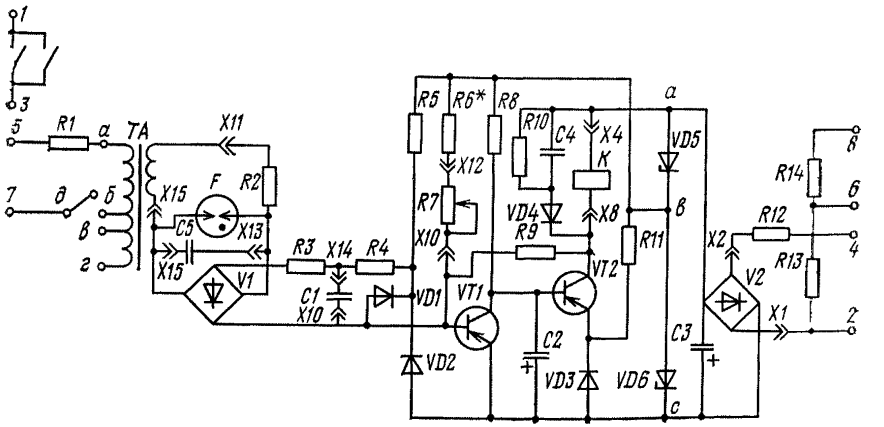


Рис. 7.11. Принципиальная схема реле РТЗ-50

вторичной обмотке. Измерить напряжение на диоде *VD1* при максимальном токе замыкания на землю.

При отсутствии тока на входе реле проверить плавность регулировки напряжения на базе транзистора *VT1* резистором *R7*.

5. Проверить калибровку реле в следующем порядке. Подать напряжение питания на зажимы *2—4* (напряжение переменного тока 100 В) или на зажимы *4—8* (напряжение постоянного тока 220 В). Установить перемычку трансформатора в положение *д—г*. Поворотом оси потенциометра *R7* против часовой стрелки полностью ввести переменное сопротивление, подать на вход реле ток 0,01 А и поворотом оси потенциометра добиться срабатывания реле. Не меняя положения оси, ослабить стопорный винт, установить на оси ручку так, чтобы указатель ее приходился примерно на начало сектора шкалы (слева), и закрепить стопорным винтом ручку в этом положении. Найти положение ручки, соответствующее срабатыванию реле, при токах, указанных для первого диапазона в табл. 7.17.

Если первая и последняя уставки тока срабатывания не входят в шкалу, произвести индивидуальный подбор резистора *R6* для данного реле (2,7—2,9 кОм) с помощью магазина сопротивлений. На крайних уставках проверяют ток срабатывания при напряжении питания 80 % $U_{ном}$.

Проверить реле совместно с трансформатором тока, определить первичный ток срабатывания и возврата, коэффициент возврата реле.

6. При необходимости определения причин отказа или ненадежной работы реле следует проверить напряжения согласно данным табл. 7.18. Для измерения напряжений используют вольтметр (при номинальном напряжении питания) с внутренним сопротивлением не менее 20 кОм/В (например, Ц4317). Ток утечки у конденсатора *C2* должен быть не более 27 мкА при напряжении 12 В, у конденсатора *C3* — не более 125 мкА при напряжении 25 В (измерять по реостатной схеме).

Для предотвращения ложного срабатывания реле рекомендуется параллельно разряднику *F* установить дополнительно конденсатор *C5* емко-

Таблица 7.18

Контрольные напряжения реле РТЗ-50

Состояние реле	Напряжение (В) на			
	коллекторе транзистора *VT1*	диоде *VD3*	коллекторе транзистора *VT2*	конденсаторе *C3*
Начальное	0,01—0,04	0,6—0,7	16—19	16—19
Конечное	0,9—1,2	0,6—0,7	0,7—1,0	16—19

стью 10 мкФ и напряжением не менее 160 В типа МБГО или МБГЧ. Для подключения конденсатора нужно использовать выводы *XI3* и *XI5* штепсельного разъема.

7.8. ИНДУКЦИОННЫЕ РЕЛЕ МАКСИМАЛЬНОГО ТОКА РТ-80 И РТ-90

У реле РТ-81/1—РТ-86/1, РТ-91/1 номинальный ток равен 10 А, уставки тока срабатывания индукционного элемента — 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 А. У реле РТ-81/2—РТ-86/2, РТ-91/2 и РТ-95/2 номинальный ток равен 5 А, уставки тока срабатывания индукционного элемента — 2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5 А. Уставки времени срабатывания при десятикратном токе срабатывания реле РТ-81/1, РТ-91/1, РТ-85/1 и РТ-95/1 равны 0,5; 1 с; реле РТ-81/2; РТ-91/2, РТ-85/2 и РТ-95/2 — 2; 3; 4 с; реле РТ-82 — 2; 4; 8; 12; 16 с; реле РТ-83 — 1; 2; 3; 4 с; РТ-84 и РТ-86 — 4; 8; 12; 16 с.

Ток начала свободного вращения диска составляет не более $0{,}3\,I_{ср}$ индукционного элемента.

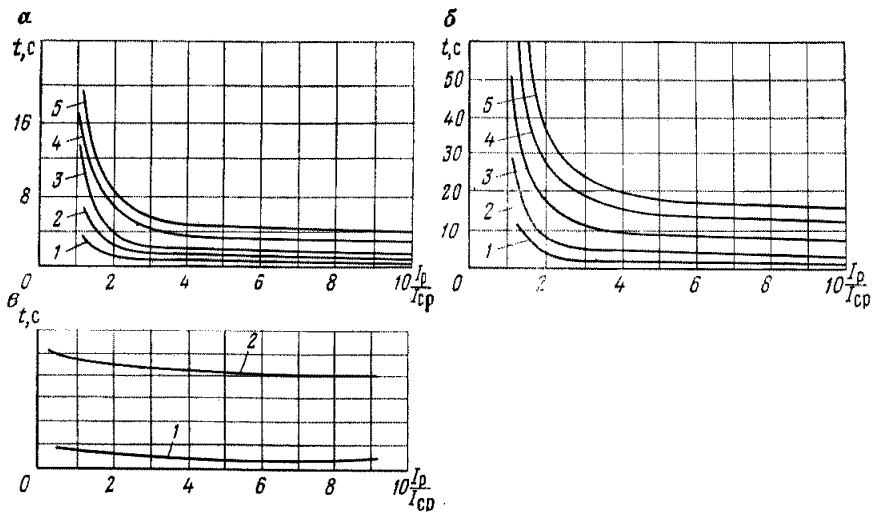


Рис. 7.12. Зависимость времени срабатывания от кратности тока в обмотке реле:

а — РТ-81, РТ-83 (*1—5* — уставки соответственно 0,5; 1; 2; 3; 4 с); *б* — РТ-82, РТ-84, РТ-86 (*1—5* — уставки соответственно 2, 4, 8, 12, 16 с); *в* — РТ-91 и РТ-95 (*1* и *2* — уставки соответственно 0,5 и 4 с)

Погрешность тока срабатывания индукционного элемента относительно уставки не превышает ±5 %.

Зависимость времени срабатывания от кратности тока в обмотке реле приведена на рис. 7.12. Независимая часть характеристики начинается при 8—10 $I_{уст}$.

Кратность тока срабатывания отсечки по отношению к току срабатывания индукционного элемента 2—8.

Коэффициент возврата реле не менее 0,8.

Потребляемая мощность реле РТ-80 при токе, равном $I_{уст}$, не более 10 В·А, реле РТ-90 — не более 30 В·А. При срабатывании реле потребляемая мощность увеличивается на 15 %.

Реле РТ-83, РТ-84, РТ-86 выдерживают длительное протекание тока по обмотке до 1,1 $I_{ном}$, реле РТ-81, РТ-82, РТ-85, РТ-90 — 1,1 $I_{уст}$.

Коммутационная способность контактов:

замыкающие контакты реле РТ-81, РТ-82, РТ-83, РТ-84, РТ-91 способны замыкать цепи постоянного или переменного тока до 5 А при напряжении от 24 до 250 В, но размыкание цепи должно осуществляться другими контактами, например на валу выключателя;

размыкающие контакты этих же реле способны размыкать цепи переменного тока до 2 А или постоянного тока до 0,5 А при напряжении 24—250 В.

Если управляемая цепь питания от трансформатора тока при токе 4 А имеет сопротивление не более 4 Ом, а при токе 50 А — не более 1,5 Ом, то контакты реле способны шунтировать и дешунтировать ее при токе до 50 А;

главные контакты реле РТ-85, РТ-86 и РТ-95 способны шунтировать и дешунтировать управляемую цепь при токах до 150 А, если управляемая цепь питания от трансформаторов тока и ее сопротивление при токе 4 А не более 4 Ом, а при токе 50 А — не более 1,5 Ом;

замыкающие сигнальные контакты реле РТ-83, РТ-84, РТ-86 способны замыкать или размыкать цепь постоянного тока до 0,2 А или переменного тока до 1 А при напряжении 24—250 В.

При ревизии механической части индукционных реле РТ-84 и РТ-90 в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

1. Проверить регулировочные элементы. Винт уставки тока срабатывания (переключения отпаек электромагнита) должен завинчиваться до конца во всех гнездах, плотно прилегая плоскостью головки к магнитной планке. Регулировочный винт уставки отсечки должна надежно тормозить упорная пластинка.

2. Проверить работу якоря элемента отсечки, который должен поворачиваться без заеданий (люфт в осевом направлении 0,1—0,2 мм), а правый его конец должен при срабатывании прилегать всей плоскостью среза к основному магнитопроводу.

3. Отрегулировать положение диска. Зазор между диском и полюсами электромагнита и постоянного магнита должен быть не менее 0,3 мм с каждой стороны (регулируется винтами, которые крепят ось диска). Осевой люфт диска не должен превышать 0,3 мм.

4. Проверить работу рамки и зубчатого сектора. Рамка должна сво-

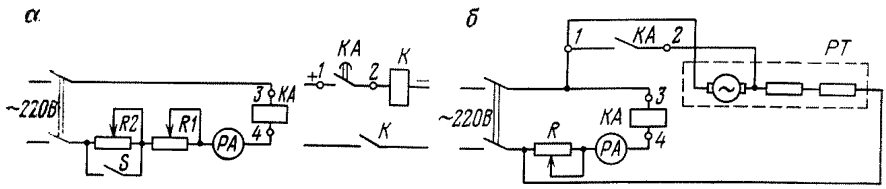


Рис. 7.13. Схема проверки реле РТ-80 и РТ-90:
а — токов срабатывания и возврата индукционного элемента; *б* — времени срабатывания

бодно поворачиваться на оси и иметь вертикальный люфт 0,5—1,0 мм. Регулируется винтами на оси рамки. Зубчатый сектор должен свободно вращаться на оси; люфт в осевом направлении должен быть не более 0,5 мм. При повороте рамки от руки сектор должен входить в зацепление с червяком при любом положении движка регулировки времени срабатывания; нормальная глубина зацепления должна быть не менее 1/3 глубины нарезки.

5. Проверить работу контактной системы. Раствор главных контактов реле РТ-81, РТ-82, РТ-83, РТ-84, РТ-91 должен быть не менее 2 мм, а ограничитель — слегка касаться контактной пружины главных контактов. Раствор замыкающих главных контактов реле РТ-85, РТ-86 и РТ-95 должен быть $1{,}5^{\pm 0{,}2}$ мм. Раствор размыкающих и сигнальных контактов (после срабатывания реле) должен быть соответственно, $2^{\pm 0{,}2}$ и 2—2,5 мм, провал же замыкающих и размыкающих контактов 0,8—1 и 0,2—0,3 мм. Регулировку контактных растворов, провалов, нажатия пружины возвращающей пластинки замыкающего контакта производят подгибанием соответствующих упоров контактных пластин и пружинки.

При проверке электрических параметров и калибровке реле РТ-80 и РТ-90 в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

1. Проверить величину тока трогания диска (рис. 7.13, *а*). Ток трогания диска должен быть не более $0{,}25\,I_{ср}$. При превышении этой величины необходимо осмотреть и при необходимости очистить подпятник диска.

2. Проверить величину тока срабатывания индукционного элемента на рабочей уставке. Допустимое отклонение должно быть не более ±5 % от уставки. Регулировку производят подбором натяжения возвратной пружины. Срабатывание должно быть четким, «плавание» рамки при токе срабатывания недопустимо. Если же «плавание» наблюдается, то следует подогнуть стальную скобу, чтобы при срабатывании ее конец приблизился к электромагниту. Тогда уменьшится коэффициент возврата реле.

3. Проверить величины тока возврата и коэффициента возврата индукционного элемента на рабочей уставке. При замкнутом рубильнике *S* реостатом *R1* устанавливают ток, превышающий ток срабатывания индукционного элемента. Затем при разомкнутом рубильнике *S* реостатом *R2* устанавливают ток $0{,}8\,I_{ср}$. При размыкании рубильника *S* в любом положении зубчатого сектора должен происходить четкий возврат сектора с рамкой в исходное положение.

Таблица 7.19

Время срабатывания реле РТ-80 и РТ-90 при 10-кратном токе срабатывания

Реле	Выдержка времени срабатывания, с
РТ-81, РТ-83, РТ-85, РТ-91 и РТ-95	4 ± 0,25; 3 ± 0,2; 2 ± 0,2; 1 ± 0,15; 0,5 ± 0,1 — (за исключением РТ-83)
РТ-82, РТ-84, РТ-86	16 ± 1; 12 ± 0,75; 8 ± 0,6; 4 ± 0,5 и 2 ± ± 0,5 — (относится только к РТ-82)

Регулировку тока возврата осуществляют подгибанием стальной пластинки на подвижной рамке. Чем ближе пластинка к магнитопроводу, тем меньше ток возврата. Ток возврата можно регулировать (в малых пределах) упорным винтом подвижной рамки.

После регулировки тока возврата реле проверяют ток срабатывания реле и при необходимости регулируют реле повторно.

4. Проверить время срабатывания индукционного элемента на всех уставках при 4-х- и 10-кратном токах срабатывания по схеме, показанной на рис. 7.12, *б*. Винт регулировки уставок отсечки нужно вывернуть до упора. Время срабатывания регулируют подбором положения постоянного магнита. Значения времени срабатывания должны соответствовать величинам, приведенным в табл. 7.19 и 7.20, и характеристикам (см. рис. 7.12).

5. Проверить коэффициент возврата реле, который должен быть не менее 0,8. Требуемое значение коэффициента возврата достигается взаимосвязанной регулировкой стальной скобы и возвратной пружины. При этом необходимо проверить надежность возврата рамки с диском в начальное положение. Для повышения коэффициента возврата уменьшают глубину зацепления червячной передачи или отгибают скобу от магнитопровода.

Таблица 7.20

Время срабатывания реле серий РТ-80 и РТ-90 при 4-кратном токе срабатывания

Уставка времени, с	Выдержка времени (с, не более) для реле		
	РТ-81, РТ-83, РТ-85	РТ-91, РТ-95	РТ-82, РТ-84, РТ-86
0,5	0,9	0,65	—
1,0	1,65	1,2	—
2,0	3,1	2,4	3,6
3,0	4,6	3,45	—
4,0	6,0	4,5	6,6
8,0	—	—	12,6
12,0	—	—	18,5
16,0	—	—	24,0

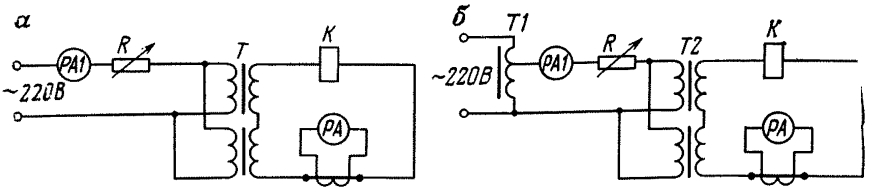


Рис. 7.14. Схемы проверки (*а* — с реостатом, *б* — с автотрансформатором) электромагнитного элемента (отсечки) реле серий РТ-80 и РТ-90

6. Проверить токи срабатывания отсечки толчком на рабочей уставке по схеме, показанной на рис. 7.14. В пределах уставок на кратности срабатывания от 2 до 8 разброс точек не должен превышать 15 %. Повышенный разброс точек, а также вибрации якоря отсечки — признаки неисправности в механической части реле: перекос или искривление осевой шпильки якоря отсечки, большой осевой люфт якоря, перекос якоря относительно оси магнитного потока в результате неправильной сборки реле, затирание якоря в оси и с боков в результате загрязнений. В таких случаях должна быть произведена повторная ревизия механической части реле.

7. Проверить у реле, работающих в схемах РЗиА сетей 35—220 кВ, кратность срабатывания отсечки на рабочей уставке, а также срабатывание отсечки при токе, равном 4-кратному току уставки (отсечки), но не более 150 А.

8. Проверить надежность работы контактов при токах 1,05 индукционного элемента до максимального значения тока к. з. (для реле, работающих в схемах РЗиА сетей 35—220 кВ,— до 10-кратного тока уставки).

9. У реле, работающих в схемах РЗиА сетей 35—220 кВ, при пусковой наладке дополнительно проверить надежность работы контактов при максимальном токе к. з. и дешунтировании электромагнита при работе схемы на переменном оперативном токе.

10. Проверить отсутствие вибрации контактов в реле РТ-81, РТ-82, РТ 85, РТ-91, РТ-95 при токе срабатывания индукционного элемента, а реле РТ-83, РТ-84, РТ-86 — при токе срабатывания элемента отсечки (при наименьшей уставке).

11. Проверить надежность срабатывания и ручного возврата указателя срабатывания реле (блинкера). Проверку производить при надетом кожухе, регулировку — путем перемещения скобы, к которой крепится флажок.

7.9. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЕ ТОКОВЫЕ РЕЛЕ СЕРИЙ РНТ И ДЗТ

Пределы ступенчатой регулировки токов срабатывания реле приведены в табл. 7.21.

На рис. 7.15 показаны принципиальные схемы и схемы включения реле серии РНТ.

Таблица 7.21

Пределы ступенчатой регулировки токов срабатывания реле серии РНТ

Реле	Обмотки	Пределы изменения токов срабатывания, А
РНТ-562	Рабочая (дифференциальная)	3—12
	Рабочая и уравнительная	1,5—12
РНТ-565	Рабочая (для плеча с большим током)	2,87—12,5
	Рабочая и уравнительная	1,45—12,5
РНТ-566	I рабочая	0,34—2
	II рабочая	0,625—4
	III рабочая	2,57—20
РНТ-566/2	I рабочая	0,34—2
	II рабочая	4,35—33,3
РНТ-567	I и II рабочие	5,66—100

Примечания. 1. Магнитодвижущая сила срабатывания реле РНТ-565, РНТ-566, РНТ-567 составляет 100 ± 5, реле РНТ-562 — 60 ± 4 А.

2. Для реле РНТ-562 магнитодвижущая сила при соответствующем положении штепселей на коммутаторе короткозамкнутой обмотки составляет 80, 100 и 120 А, то к срабатывания при этом же положении 2—16; 2,5—20 и 3—24 А.

При проверке механической части реле серии РНТ в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

1. Проверить магнитопровод трансформатора и его крепление небольшим усилием. Изменять заводскую стяжку стали у промежуточных трансформаторов запрещается. Реле со слабой стяжкой стали трансформатора необходимо заменить, так как стяжка стали определяет рабочую точку на кривой намагничивания реле. Штепсельные винты должны создавать надежный контакт между наружными и внутренними контактами коммутатора.

2. Проверить механическую часть исполнительного органа КА — реле РТ-40 (см. п. 7.6) со следующими уточнениями:

зазоры между полкой якоря и полюсами магнитопровода (измеряют калибровочной пластинкой или щупом) при втянутом положении якоря должны быть одинаковыми и равны 0,3—0,4 мм. При этом магнитная система относительно якоря может быть смещена не более чем на 0,3—0,5 мм вверх или вниз (оценивают на глаз);

полка якоря при срабатывании должна как можно глубже заходить за полюсы магнитопровода;

зазоры у ограничителей неподвижных контактов *1* (см. рис. 7.8) регулируются подгибанием угольника *3* и ограничителя *4* в местах, показанных пунктиром.

При проверке электрических характеристик реле серии РНТ в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

1. Проверить исполнительный орган (при отключенном НТТ, т. е. снятой перемычке *11—12*). Для этого реле закрепить на вертикальной поверхности с отклонением не более $\pm5°$, проверить заводскую калибровку исполнительного реле при подаче синусоидального тока в его обмотку. Реле типа РТ-40 должно срабатывать при токе $0{,}17_{-0{,}01}$А и напряжении

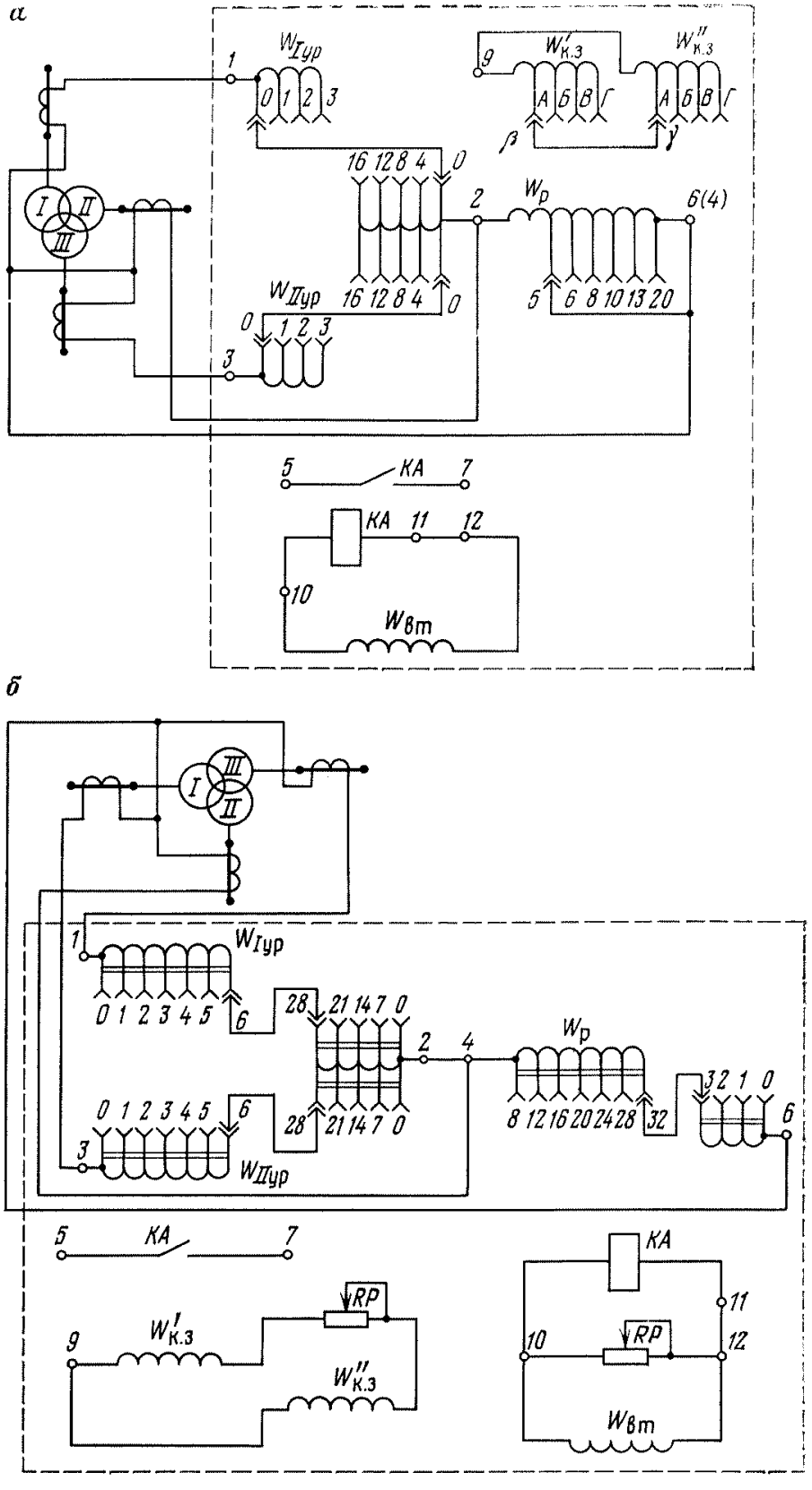


Рис. 7.15. Принципиальные схемы и схемы включения реле типов:
а — РНТ-562; *б* — РНТ-565; *в* — РНТ-566; *г* — РНТ-566/2; *д* — РНТ-567; $W_р$, $W_{ур}$, $W_{к,з}$, $W_{вт}$ — обмотки соответственно рабочая, уравнительная, короткозамкнутая, вторичная

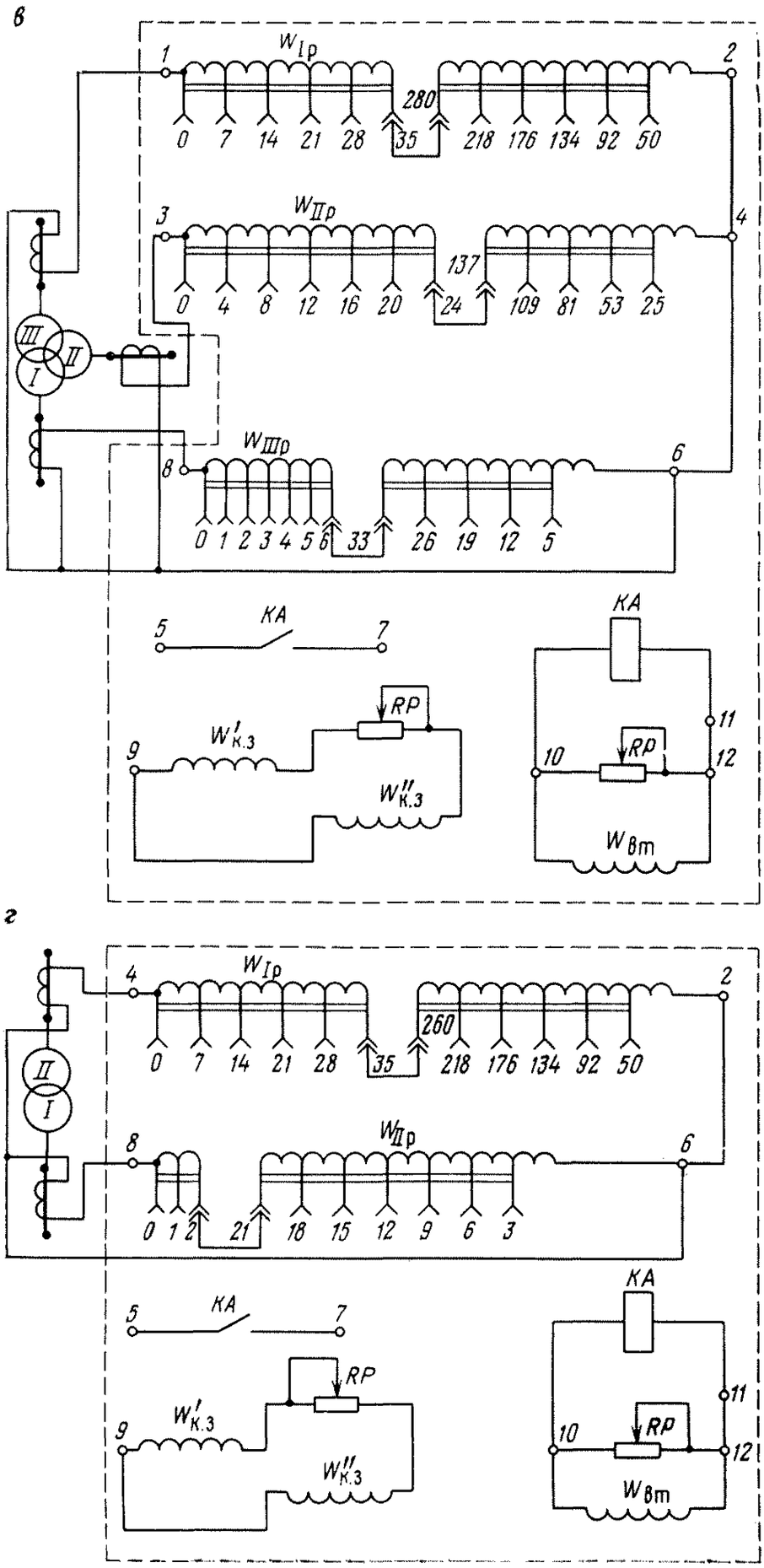


Рис. 7.15. Продолжение.

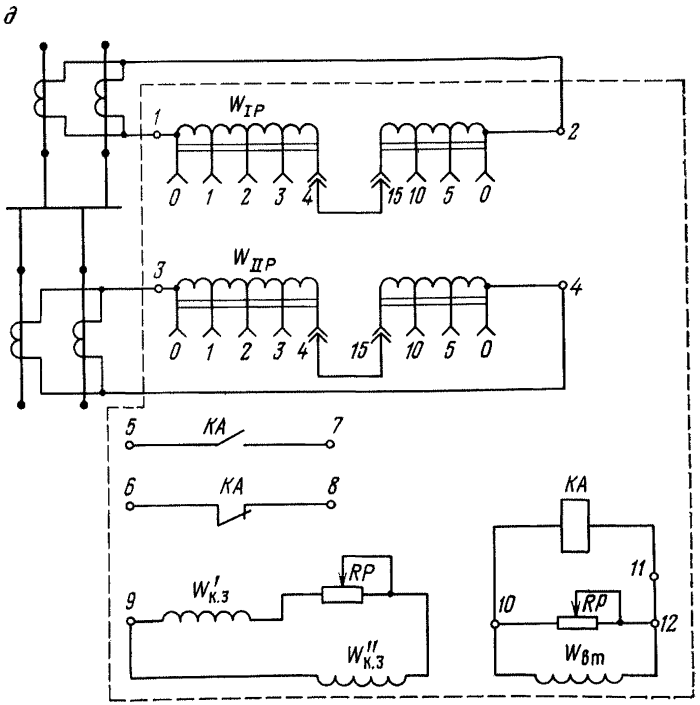


Рис. 7.15. Продолжение.

$3{,}6_{-0{,}1}$В, реле типа ЭТ-520 — при токе $0{,}23_{-0{,}01}$А и напряжении $1{,}6_{-0{,}1}$В. Если параметры срабатывания отличаются от указанных значений, произвести калибровку исполнительного органа: указатель отвести вправо до отказа и при токе $0{,}17_{-0{,}01}$А ($0{,}23_{-0{,}01}$А), поданном непосредственно в обмотку реле, зафиксировать положение якоря магнитопровода, при котором напряжение на обмотках реле станет $3{,}6_{-0{,}1}$В ($1{,}6_{-0{,}1}$В). Регулирование осуществляют, перемещая сердечник магнитопровода и корректируя в небольших пределах положение левого упорного винта. Установив указатель в рабочее положение (против риски) и изменив натяжение пружины, добиваются величины тока срабатывания реле $0{,}17_{-0{,}01}$А ($0{,}23_{-0{,}01}$А). Необходимо следить за тем, чтобы при возможном ослаблении пружины якорь четко касался левого упора. Затем проверяют напряжение срабатывания, которое не должно выходить за пределы $3{,}6_{-0{,}01}$В ($1{,}6_{-0{,}01}$В). При необходимости изменение напряжения срабатывания производят изменением начального положения якоря. Для получения наибольшего избыточного момента якорь реле не должен слишком далеко заходить под полюсы. Напряжение измеряют вольтметром с $R_{вн} \geqslant 400$ Ом/В (например, детекторной системы). Коэффициент возврата должен быть в пределах 0,8-0,9. Регулировку производят, изменяя конечное положение якоря под полюсами (правый упорный винт) и нажатие контактных пластин.

2. Проверить магнитодвижущую силу (м. д. с.) срабатывания и первичный ток срабатывания. Так как реле РНТ имеют насыщающиеся трансформаторы, к испытательной аппаратуре предъявляют повышенные

Таблица 7.22

Величины токов срабатывания реле серии РНТ

Реле	Количество витков	Обмотка	Маркировка выводов (см. рис. 7.15)	Ток срабатывания, А
РНТ-562	39	Дифференциальная и первая уравнительная	1—4	1,54 ± 0,1
		То же, и вторая	3—4	1,54 ± 0,1
РНТ-565	35	Дифференциальная	4—6	2,86 ± 0,14
РНТ-566	39	Третья рабочая	6—8	2,56 ± 0,12
РНТ-566/2	23	Вторая рабочая	6—8	4,35 ± 0,2
РНТ-567	19	Первая или вторая рабочая	1—2 или 3—4	5,26 ± 0,26

требования по обеспечению синусоидальной формы кривой тока. Все проверки реле производят непосредственно на панели защиты. М. д. с. срабатывания ($F_{ср}$) определяют для каждого плеча защиты при максимальных числах витков на всех используемых обмотках при сопротивлении $R=0$ и регулируют изменением сопротивления резистора RS. М. д. с., равная произведению тока в плече защиты на число включенных в плече витков, должна быть равна величине, указанной в примечании 1 табл. 7.21 При полностью включенных витках рабочей обмотки реле должно срабатывать при токах, указанных в табл. 7.22. В реле РНТ-562 $F_{ср}$ измеряют поочередно для дифференциальной и каждой уравнительной обмотки с полным числом витков, равным 39.

Для регулирования $F_{ср}$ (при отклонении токов более 2А) нужно изменить ток срабатывания исполнительного органа и снова проверить параметры его настройки в соответствии с п. 1.

3. При включенных расчетных витках и заданном сопротивлении $R_р$ проверить токи срабатывания реле и коэффициенты возврата $K_в$ реле (в пределах 0,6—0,7) по первичному току. Коэффициент возврата реле по первичному току зависит, в частности, от соотношения между шунтирующим сопротивлением RS и полным сопротивлением исполнительного органа и поэтому может отличаться от $K_в$ исполнительного органа.

Ток срабатывания и возврата реле на рабочей уставке проверяют со стороны каждого плеча защиты согласно п. 2.

4. Проверить правильность выполнения короткозамкнутых обмоток (размыкаются на выводе 2) при заданном сопротивлении RP. При правильном выполнении короткозамкнутых обмоток значение $F_{ср}$ практически не отличается от $F_{ср}$, измеренной при $RP=0$, а при размыкании короткозамкнутых обмоток она уменьшается на 20—30 %.

Если нет уверенности в правильности выполнения короткозамкнутых обмоток, измеряют ток в их цепи, включая амперметр в разрыв вывода 9, при первичном токе, соответствующем $F_{ср}=100$ А. При неверном включении секций ток в обмотках практически отсутствует.

5. Проверить правильность выполнения рабочих и уравнительных обмоток НТТ по схеме (см. рис. 3.2) на всех отпайках. $F_{ср}$ во всех слу-

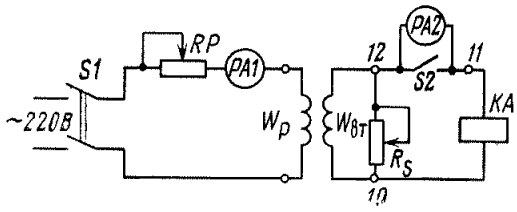


Рис. 7.16. Схема для определения коэффициента надежности реле серии РНТ

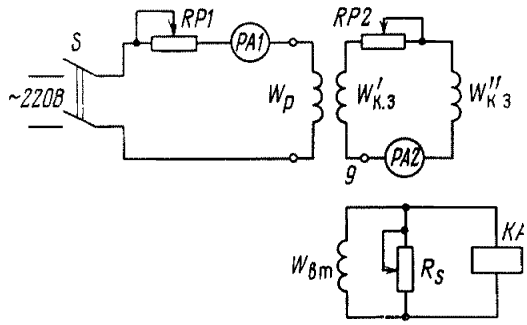


Рис. 7.17. Схема для проверки правильности выполнения короткозамкнутой обмотки реле серий РНТ

чаях должна быть равна 60±4 А для реле РНТ-562 и 100±2 для остальных типов реле.

6. Проверить по схеме (рис. 7.16) коэффициент надежности $K_{\text{над}}$, представляющий собой отношение синусоидального тока срабатывания исполнительного органа при первичном токе, равном $5I_{\text{ср}}$ ($2I_{\text{ср}}$), к синусоидальному току срабатывания исполнительного органа при первичном токе, равном $I_{\text{ср}}$:

$$K_{\text{над}}^{(5)} = \frac{5I_{\text{ср}}}{I_{\text{ср}}}; \quad K_{\text{над}}^{(2)} = \frac{2I_{\text{ср}}}{I_{\text{ср}}}. \tag{7.1}$$

Для определения $K_{\text{над}}$ якорь реле исполнительного органа заклинивают в отпавшем положении. Пользуясь схемой, показанной на рис. 7.17, измеряют вторичный ток в реле амперметром электромагнитной системы типа Э513/4 на пределе 0,5 А (внутреннее сопротивление 0,12 Ом) при м. д. с., равных $F_{\text{ср}}$, $2F_{\text{ср}}$ и $5F_{\text{ср}}$.

Чтобы сердечник НТТ после отключения тока не оставался намагниченным, сначала следует плавно снизить ток до нуля, а затем отключить реле от источника тока.

Коэффициент надежности при $5I_{\text{ср}}$ должен быть не менее 1,35 и при $2I_{\text{ср}}$ — не менее 1,2.

7. Проверить надежность работы контактов реле при испытании одной из рабочих обмоток реле током, равным $(1{,}05 \div 5)I_{\text{ср}}$. При этом проверяют однократность замыкания и размыкания, отсутствие вибрации и искрения на контактах реле. Работу контактов проверяют при плавном подъеме первичного тока и при подаче токов разной величины толчками. Проверка производится при $U_{\text{ном}}$ оперативного тока.

8. При необходимости дополнительно рекомендуется:

а) снять характеристику намагничивания реле (если есть сомнения в исправности магнитопровода или обмоток НТТ);

б) снять характеристику загрубления реле при наличии постоянной составляющей тока (в случае надобности точной оценки загрубления реле от апериодической оставляющей тока);

в) снять характеристику зависимости тока в исполнительном органе от м. д. с. небаланса $F_{\text{нб}}$ (для уточнения правильности включения реле в схеме дифференциальной защиты);

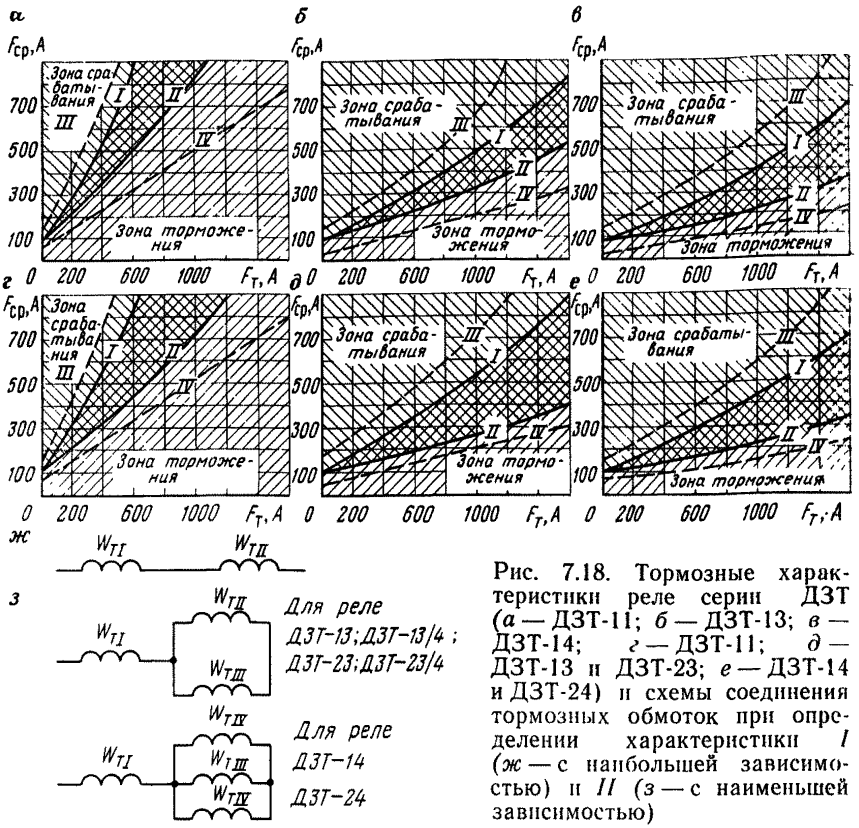


Рис. 7.18. Тормозные характеристики реле серии ДЗТ (*а* — ДЗТ-11; *б* — ДЗТ-13; *в* — ДЗТ-14; *г* — ДЗТ-11; *д* — ДЗТ-13 и ДЗТ-23; *е* — ДЗТ-14 и ДЗТ-24) и схемы соединения тормозных обмоток при определении характеристики *I* (*ж* — с наибольшей зависимостью) и *II* (*з* — с наименьшей зависимостью)

г) измерить время срабатывания реле. Собственное время реле при повышенном времени работы защиты в целом проверяют электронным миллисекундомером при значениях тока *2* или *3* $I_{ср}$ реле. Время действия реле не должно превышать соответственно 0,05 и 0,04 с;

д) определить мощность, потребляемую реле.

Основными параметрами реле серии ДЗТ являются:

М. д. с. при отсутствии торможения (100±5 А);

ток срабатывания реле ДЗТ-11 1,45—12,5 А при применении реле для защиты двухобмоточных трансформаторов и 2,87—12,5 А для защиты трехобмоточных трансформаторов. Ток срабатывания реле ДЗТ-13 и ДЗТ-14 может регулироваться от 2,22 до 16,7 А.

Зависимость м. д. с. срабатывания от изменения м. д. с. тормозной обмотки выражается тормозными характеристиками (рис. 7.18). Кривые *I* и *II* представляют собой крайние тормозные характеристики при различных углах сдвига между тормозными и рабочими токами и нормальной регулировке исполнительного органа; *III* и *IV* — то же, при затяжке противодействующей пружины исполнительного органа, соответствующей 1,2 и 0,8 $I_{ср}$ при его нормальной регулировке.

Принципиальные схемы и схемы включения реле типа ДЗТ показаны на рис. 7.19.

К испытательной установке предъявляются требования по обеспечению синусоидальной формы кривой тока, как и при проверке реле типа РНТ. Кроме того, испытательная установка должна иметь возможность грубой регулировки фазы одного из токов по отношению к фазе другого, необходимую при проверке тормозных характеристик.

Все проверки реле следует производить непосредственно на панели защиты с тех зажимов панели, к которым подводятся жилы кабелей от соответствующих трансформаторов тока, а внешний осмотр и проверку механической части исполнительного органа выполнять аналогично установленному для реле типа РНТ.

При проверке электрических характеристик реле типа ДЗТ в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

1. Проверить исполнительный орган при отключенном НТТ (аналогично указаниям п. 1 для реле РНТ).

2. Проверить правильность выполнения отводов тормозной обмотки, пользуясь методом определения коэффициента трансформации автотрансформатора тока.

3. Проверить, нет ли взаимной индукции между тормозными и вторичными обмотками промежуточных трансформаторов. При включении всех витков тормозных обмоток и пропускании тормозного тока $I_т$ в каждую из тормозных обмоток измеряемое напряжение на вторичных обмотках должно равняться нулю (допускается не более 0,1 В). Для измерения напряжения небаланса используют вольтметр с пределами измерений 0,15—0,2 В и внутренним сопротивлением 2—3 кОм.

Значения испытательных токов приведены в табл. 7.23. Схема проверки отсутствия взаимной индукции между тормозной и вторичной обмотками показана на рис. 7.20. Если измеренное напряжение значительно превышает допустимое (0,15 В и более), реле бракуется.

4. Произвести настройку токов срабатывания реле при питании исполнительного реле от промежуточных трансформаторов и отсутствии торможения при выбранных расчетных числах витков рабочих обмоток. Измерить токи срабатывания и возврата реле при поочередном пропускании синусоидального тока по каждой обмотке (аналогично реле РНТ). Коэффициент возврата при питании реле через промежуточные трансформаторы должен быть 0,6—0,8.

Магнитодвижущая сила $F_{ср.\,о}=wI_{ср}$, соответствующая срабатыванию реле, должна быть одинаковой для всех рабочих обмоток (допускается разница не более 1—2 %) и равна 100±2 А. При отклонении м. д. с. от

Таблица 7.23

Значения испытательных токов реле типа ДЗТ

Реле	Испытательный ток, А	Зажимы, к которым поочередно подводится ток	Зажимы, на которых проверяется отсутствие напряжения
ДЗТ-11	3,0	2—6	3—8; 10—12
ДЗТ-13	4—4,5	1—2; 3—6; 5—10	4—9; 15—16
ДЗТ-14	4—4,5	1—2; 3—6; 5—10; 7—10	4—9; 15—16

а
б
в
$W_{урI}$
$W_{урII}$
$W_т$
$W_р$
$W_{рI}$
$W_{рII}$
$W_{рIII}$
W_{II}
KA
RP

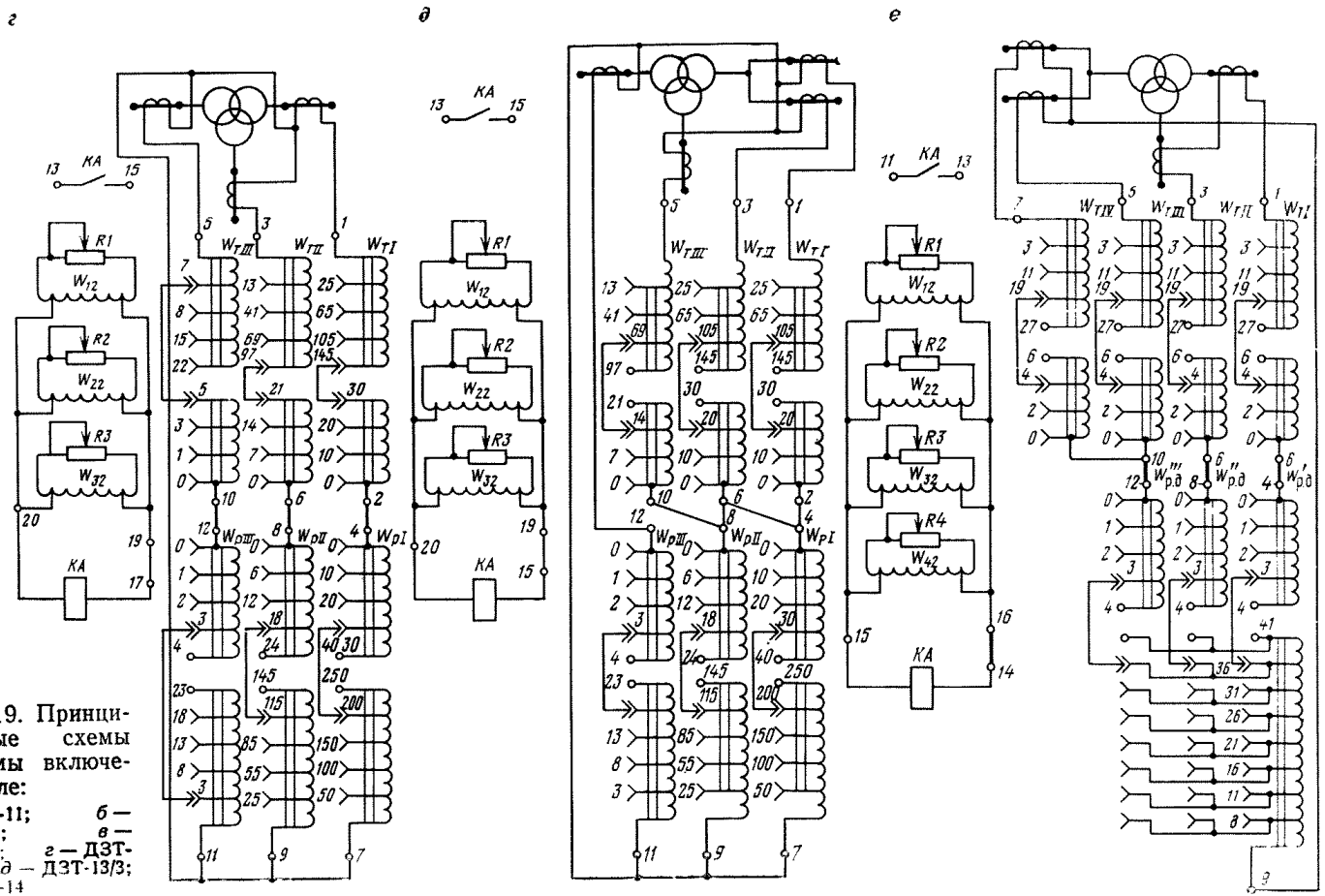


Рис. 7.19. Принципиальные схемы и схемы включения реле:
а — ДЗТ-11; *б* — ДЗТ-11/2; *в* — ДЗТ-11/3; *г* — ДЗТ-13/2; *д* — ДЗТ-13/3; *е* — ДЗТ-14

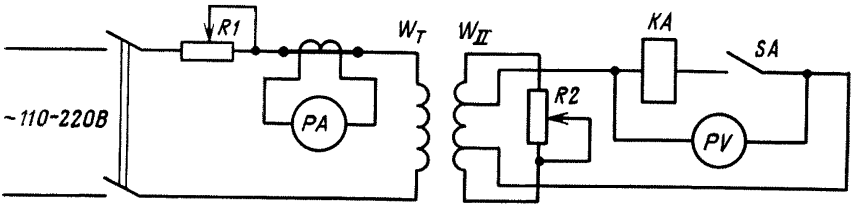


Рис. 7.20. Схема проверки отсутствия взаимной индукции между тормозной и вторичной обмотками

нормы произвести ее регулировку с помощью резисторов, шунтирующих вторичные обмотки реле. Сопротивления резисторов различных обмоток должны быть примерно равны. После регулировки м. д. с. повторить измерение токов срабатывания и возврата реле от каждой рабочей обмотки. Отличий от заданных величин практически не должно быть.

При испытании реле ДЗТ-13 и ДЗТ-14 должны быть выдержаны следующие условия:

вариант 1 — ток пропущен по одной и той же рабочей обмотке, исполнительный орган отрегулирован на срабатывание при питании поочередно от вторичных обмоток отдельно от каждого сердечника;

вариант 2 — ток пропущен поочередно через рабочие обмотки с подключением к зажимам *4—9*, *8—9* и *12—9* (см. рис. 7.19), к исполнительному органу подключены все вторичные обмотки, соединенные параллельно.

5. Проверить коэффициент надежности. Проверку коэффициента надежности реле, прошедших ремонт или у которых ток срабатывания исполнительного органа значительно отличается от норм, производят при питании током любой рабочей обмотки (рис. 7.21) в следующем порядке. Определяют первичный ток срабатывания реле. Не изменяя числа витков, включенных в первичную обмотку, подают ток необходимой кратности (2 или 5 $I_{ср}$) и увеличивают затяжку пружины исполнительного органа так, чтобы при наличии тока реле находилось на грани срабатывания. Затем отсоединяют от вторичной обмотки исполнительный орган и измеряют ток его срабатывания при питании синусоидальным током. Отношение величины измеренного тока срабатывания исполнительного реле к величине тока срабатывания при нормальной затяжке является коэффициентом надежности.

Коэффициент надежности при кратности 2 и 5 $I_{ср}$ должен соответственно находиться в пределах 1,2—1,3 и 1,35—1,5.

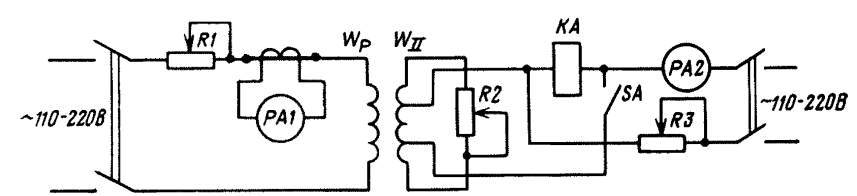


Рис. 7.21. Схема определения коэффициента надежности реле серии ДЗТ

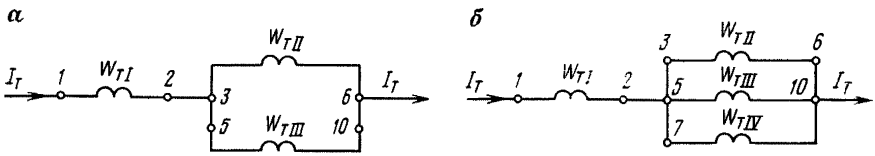


Рис. 7.22. Схема соединения тормозных обмоток при проверке тормозного действия реле:
а — ДЗТ-13; *б* — ДЗТ-14

Определение $K_{над}$ производят при отсутствии и наличии ($K_т=0{,}36$) торможения. Во втором случае тормозную и рабочую обмотки включают последовательно. $K_{над\,2}$ и $K_{над\,5}$ находятся в указанных пределах только при соотношении $\frac{w_т}{w_р} \leqslant 0{,}25$ (опытные данные), при большом отношении значение $K_{над}$ уменьшается.

После окончания замеров указатель реле возвращают в исходное положение и проверяют соответствие величин тока срабатывания реле и тока до перемещения указателя.

6. Проверить тормозные характеристики при настройке нового реле совпадением контрольных точек крайних тормозных характеристик с типовыми. Для определения контрольной точки верхней характеристики токи в рабочую и тормозную обмотки подают от одноименных фаз. При определении же контрольной точки нижней характеристики для получения угла 90° между векторами токов рабочей и тормозной обмоток одну из обмоток включают на фазное напряжение, а другую — на линейное. Отклонение полученных значений м. д. с. срабатывания от заводских не должно превышать 10 %.

Предлагаемая методика заключается в проверке тормозного действия $I_{ср}w_{ср}=f(I_тw_т)$:

а) при испытании реле ДЗТ-11 включить в тормозной, уравнительных и рабочей обмотках полное число витков ($w_т=24$, $w_{урI,\,II}=34$, $w_р=35$). При протекании по тормозной обмотке тока $I_т=12{,}5$ А ($Iw_т=300$) реле не должно срабатывать при токе $I_р=3{,}45$ А ($Iw_т=240$) при любом угле сдвига между $I_т$ и $I_р$ от 0 до 360°; оно должно срабатывать при токе $I_р=6{,}1A$ ($Iw_р=420$) при любом угле сдвига между $I_т$ и $I_р$ от 0 до 360°. Подключение тормозной обмотки производится через зажимы *2—6*, рабочей и уравнительной обмоток — через зажимы *3—4*;

б) при испытании реле ДЗТ-13 включить в тормозных и рабочих обмотках полное число витков ($w_{тI}+w_{тII}=33+33$; $w_р=45$). При токе $I_т=9{,}1$ А ($I_тw_т=600$) реле не должно срабатывать при рабочем токе $I_р=4{,}0$ А ($I_рw_р=180$) при любом угле сдвига между тормозными и рабочими токами от 0 до 360° и при соединении тормозных обмоток по схеме, показанной на рис. 7.22, *а*. Оно должно срабатывать при токе $I_т=9{,}1$ А ($Iw_т=600$) и рабочем токе $I_р=7{,}35$ А ($I_р=330$) при любом угле сдвига между тормозным и рабочим токами от 0 до 360° и последовательном соединении обмоток $W_{тI}$ и $W_{тII}$;

в) при испытании реле ДЗТ-14 включить в тормозных и рабочих обмотках полное число витков ($w_т=33$; $w_р=45$). При токе

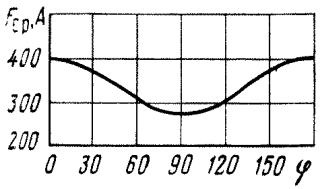


Рис. 7.23. Зависимость м. д. с. срабатывания от угла между векторами токов рабочей и тормозной обмоток реле серии ДЗТ

$I_т$=9,1 А ($I_т w_т$=600) реле не должно срабатывать при рабочем токе $I_р$=3,55 А ($I_р w_т$=160) и любом угле сдвига фаз между рабочим и тормозным токами от 0 до 360° при соединении тормозных обмоток по схеме, показанной на рис. 7.22, *б*.

При токе $I_т$=9,1 А ($I_т w_т$=600) реле должно сработать при рабочем токе $I_р$=6,23 А ($I_р w_р$=280) и любом угле сдвига между тормозным и рабочим током от 0 до 360° при последовательном соединении тормозных обмоток $W_{тI}$ и $W_{тII}$.

При большом отличии (более 5 %) тормозных характеристик следует снять всю тормозную характеристику (до м. д. с. торможения 800—1000 А).

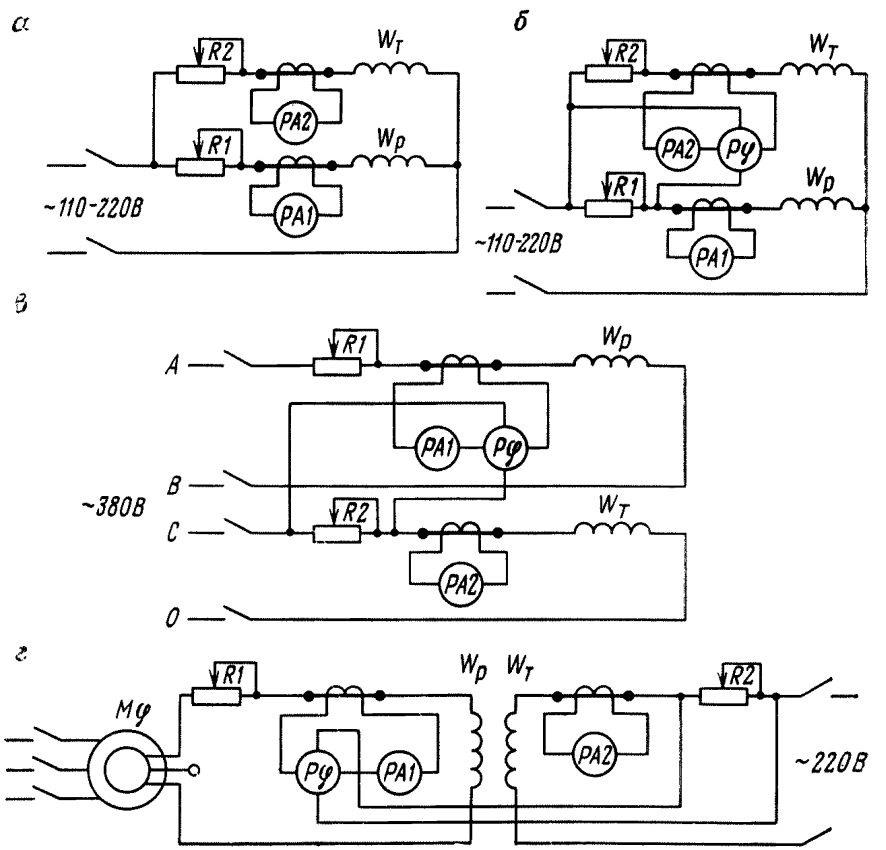


Рис. 7.24. Схемы проверки тормозных характеристик реле серии ДЗТ:
а, б — при совпадении токов по фазе; *в* — при угле сдвига токов по фазе 90°; *г* — с использованием фазорегулятора

Полученные характеристики должны располагаться в пределах зоны разброса, гарантированной заводом. На рис. 7.23 показана зависимость $F_{ср}$ от величины угла между векторами токов рабочей и тормозной обмоток. Одновременно следует проверить тормозные характеристики реле по схемам, показанным на рис. 7.24, в зависимости от угла между векторами токов в рабочей и тормозной обмотках.

Если после корректировки угла между векторами токов и снятия характеристики по схеме с фазорегулятором тормозная характеристика отличается от типовой, значит неправильно выполнена тормозная обмотка или имеются другие дефекты. В этом случае следует тщательно проверить распределение напряжений по отпайкам тормозных обмоток и сравнить эти значения с такими же данными другого, заведомо исправного реле, устанавливаемого в другой фазе защиты.

7. Проверить надежность работы контактов реле при питании одной из рабочих обмоток током $(1{,}05 \div 5) I_{ср}$ (см. п. 7, реле РНТ).

8. Если при проверке тормозных характеристик и коэффициента надежности получились значения, не соответствующие данным завода, произвести дополнительные проверки:

а) на отсутствие взаимной индукции между тормозными и вторичными обмотками промежуточных трансформаторов;

б) определить рабочие точки на кривой намагничивания реле (при сомнении в коэффициенте надежности);

в) снять характеристики зависимости тока в исполнительном органе от м. д. с. небаланса $F_{раб}$ м. д. с. тормозных обмоток для определения правильности включения реле в схемах дифференциальных защит.

При необходимости произвести проверку мощности, потребляемой реле, и время срабатывания реле.

7.10. РЕЛЕ НАПРАВЛЕНИЯ МОЩНОСТИ СЕРИИ РБМ

Основные технические характеристики реле приведены в табл. 7.24.

Номинальное напряжение переменного тока 100 В.

Ширина рабочей зоны при токах $(0{,}5 \div 10) I_{ном}$, напряжениях от $16\, U_{сраб}$ до $1{,}1\, U_{ном}$ и частоте сети 47—53 Гц в диапазоне рабочих температур от —20 до +40 °С находится в пределах 160—180°.

Токовые цепи длительно выдерживают токи до $1{,}1\, I_{ном}$ и в течение 1 с до $30\, I_{ном}$. Цепи напряжения длительно выдерживают напряжение $1{,}1\, U_{ном}$.

При проверке и регулировке механической части реле серии РБМ в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

1. Проверить состояние концов оси барабанчика, чистоту воздушного зазора между полюсами и ротором, равномерность зазора (0,4—0,5 мм). Вертикальный люфт подвижной системы должен составлять 0,2—0,3 мм, а нижний край барабанчика отстоять от опорной пластины на 1—2 мм (зазор устанавливается вращением нижнего подшипника).

2. Проверить и отрегулировать контактную систему реле (рис. 7.25). Угол встречи подвижных *1* и неподвижных *2*, *3* контактов должен составлять 30—40° (регулируется перемещением колодки *4* с неподвижными контактами в прорезях *6* платы *7*), раствор между контактами

Таблица 7.24

Технические характеристики реле направления мощности

Реле	Угол максимальной чувствительности, эл. градус	Потребление цепей напряжения, В·А	Номинальный ток, А	Потребление цепей тока, В·А, не более	Добавочные сопротивления		Мощность срабатывания (В·А) при $\varphi_{м.ч.}$ и $I_р = I_{ном}$
					активное, Ом	емкостное, мкФ—В или мкФ	
РБМ-171/1	—30; —45	40 (35)	5	10	47	—	3 (4)
РБМ-271/1	—45; —30	35 (40)	5	10	47 + 180	—	4 (3)
РБМ-171/2	—30; —45	40 (35)	1	10	47	—	0,6 (0,8)
РБМ-271/2	—45; —30	35 (40)	1	10	47 + 180	—	0,8 (0,6)
РБМ-177/1	70	35	5	10	390	2×4—250	3
РБМ-277/1	70	35	5	10		2×4—250	3
РБМ-177/2	70	35	1	10	390	2×4—250	0,6
РБМ-277/2	70	35	1	10		2×4—250	0,6
РБМ-178/1	70	90	5	10	180	4×4—160	1
РБМ-278/1	70	90	5	10		4×4—160	1
РБМ-178/2	70	90	1	10	180	4×4—160	0,2
РБМ-278/2	70	90	1	10		4×4—160	0,2
РБМ-275/1	0	25	5	5	1500 + 2600	10; 0,5; 3×1 мкФ	10—500
РБМ-275/2	0	25	1	5	1500 + 2600	10; 0,5; 3×1 мкФ	2—100
РБМ-276/1	90 ± 3×5	30	5		1500 + 2600	10; 0,5; 3×1 мкФ	10—500
РБМ-276/2	90 ± 3×5	30	1	5	1500 + 2600	10; 0,5; 3×1 мкФ	2—100
РБМ-272	—10 + 10	—	5	10	—	—	0,4
РБМ-01	—90	25	1	10	—	—	0,5 (при токе 3 А)

Примечания. 1. Угол $\varphi_{м.ч.} = -30°$ у реле РБМ-171/1, РБМ-271/1 и РБМ-171/2 при подаче напряжения на зажимы *7—8*; угол $\varphi_{м.ч.} = -45°$ при подаче напряжения на зажимы *1—8* у реле РБМ-171/1 и РБМ-171/2.

2. В скобках — значения при втором значении угла $\varphi_{м.ч.}$

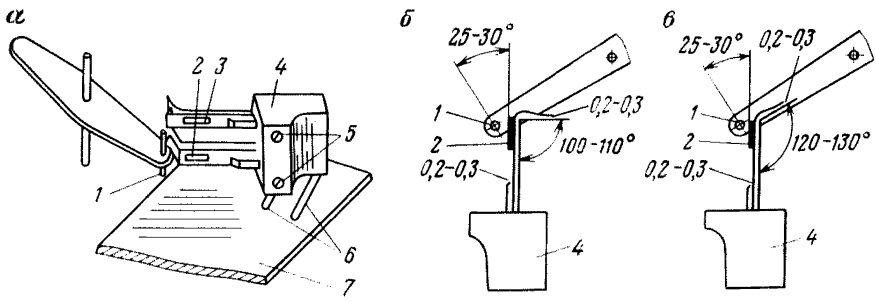


Рис. 7.25. Контактная система *(а)* и схемы регулировки нижнего *(б)* и верхнего *(в)* контакта реле серии РБМ

должен быть одинаковым, равным 1 мм (регулируется винтами *5* в колодке). Совместный ход (скольжение) контактов при замыкании должен составлять 0,8—1 мм, провал неподвижного контакта — около 1,5 мм.

3. Отрегулировать положение конического штифта пружинодержателя реле РБМ-271, РБМ-277 и РБМ-278 таким образом, чтобы он касался одновременно обоих поводков возвратных пружин.

При проверке электрических характеристик и калибровке реле серии РБМ в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

1. Собрать схему калибровки реле (рис. 7.26), проверить мощность потребления реле. Измерения производить приборами класса точности 1,0, измерение фазы — прибором класса 4,0.

Измерить ток в цепи обмотки напряжения при подаче напряжения 100 В, подключая амперметр *PA2* со шкалой 0—1 А. Измерить падение напряжения на обмотке тока при прохождении номинального тока 5 или

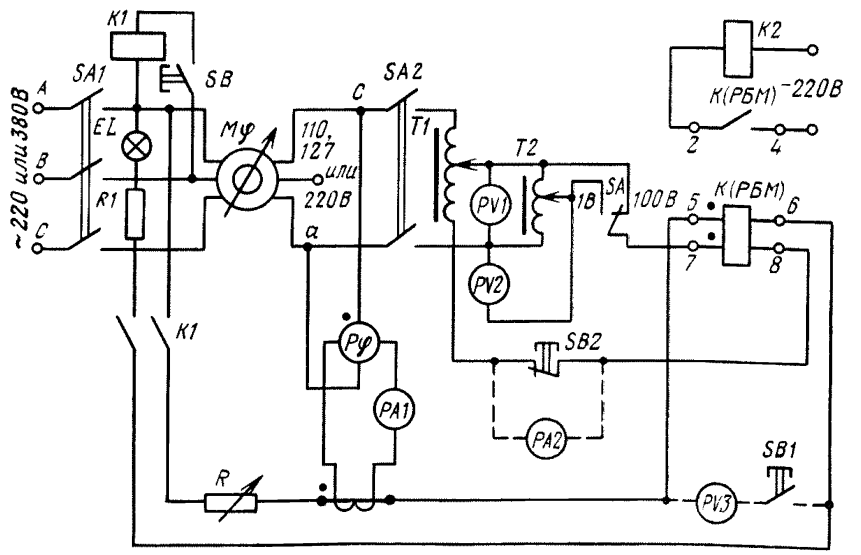


Рис. 7.26. Схема калибровки реле РБМ-170 и РБМ-270

1 А, подключая вольтметр *PV3* со шкалой 0—10 В. Потребление обмотки напряжения и обмотки тока не должны отличаться более чем на 10—12% от приведенных в табл. 7.24.

2. При полностью ослабленной пружине реле проверить самоход по напряжению (при разомкнутой токовой цепи) путем подачи напряжения на реле до $1{,}1\,U_{ном}$ (110 В) и самоход по току (при замыкании обмотки напряжения на резистор сопротивлением 1 Ом) путем кратковременной подачи токов до $20\,I_{ном}$ (проверки раздельные). Самоход от тока устранить поворотом вокруг своей оси сердечника, который находится внутри барабанчика, имеющего срез на образующей. Самоход от напряжения устранить перемещением катушек напряжения по ярму в ту или другую сторону. Значительный самоход по напряжению также устраняют поворотом сердечника, вторично проверяя отсутствие самохода по току. Кроме того, самоход может быть устранен или уменьшен путем незначительного сдвига полюсов магнитной системы, не имеющих катушек (системы напряжения). Если невозможно полностью устранить самоход, допускается незначительный вращающий момент, вызывающий движение контактов на размыкание при рабочей затяжке пружины. В реле РБМ-270 двустороннего действия самоход должен быть устранен полностью, так как оба направления движения контактной системы — рабочие.

3. Проверить ширину рабочей зоны реле, которая при номинальных значениях тока и напряжения должна быть в пределах 175—180°. Для реле двустороннего действия ширину рабочей зоны проверяют в обе стороны. Проверку производят при рабочем угле закручивания возвратной пружины: для реле типа ИМБ примерно 230°; РБМ-171, РБМ-177, РБМ-178 — от 90 до 120°; РБМ-271 — 60° для каждой пружины; РБМ-275, РБМ-276 (РБМ-273, РБМ-274) — от 150 до 200°.

К обмоткам реле в соответствии с обозначениями начала обмоток подводят номинальный ток и напряжение, затем, изменяя с помощью фазорегулятора угол сдвига между током и напряжением от 0 до 360° (φ_1) и от 360° до 0 (φ_2), отметить по фазометру углы, при которых происходит замыкание контактов.

Зону действия и угол максимальной чувствительности реле определяют подсчетом или графически:

зона действия

$$\varphi_3 = \varphi_2 - \varphi_1, \tag{7.2}$$

угол максимальной чувствительности

$$\varphi_{м.ч} = \frac{\varphi_1 + \varphi_2}{2} - 180°. \tag{7.3}$$

Для графического определения на миллиметровой бумаге с помощью циркуля надо построить окружность радиусом, равным вектору напряжения реле. Отсчет углов вести от вектора напряжения в направлении движения часовой стрелки. По окружности отметить точки, соответствующие углам, при которых происходило замыкание и размыкание контактов реле. Через эти точки провести линию нулевых моментов, отметить зону действия реле (часть окружности, соответствующая замкнутому

состоянию контактов). Через центр окружности провести линию, перпендикулярную к проведенной выше, которая является линией максимальных моментов. Определить угол между вектором напряжения реле и линией максимальных моментов — угол максимальной чувствительности реле. Отклонение угла максимальной чувствительности от номинальных данных допускается до 5°. Регулировку угла производить резистором R.

4. Проверить чувствительность реле, т. е. минимальную мощность срабатывания:

$$P_{ср} = U_{ср} I_{р.\,ном}, \tag{7.4}$$

где $U_{ср}$ — напряжение срабатывания реле (измеряется вольтметром $PV2$); $I_{р.\,ном}$ — номинальный ток токовой обмотки реле.

Определить мощность возврата:

$$P_{в} = I_{р.\,ном} U_{в}, \tag{7.5}$$

где $U_{в}$ — напряжение возврата реле (измеряется вольтметром $PV2$).

Коэффициент возврата

$$K_{в} = P_{в}/P_{ср}. \tag{7.6}$$

Коэффициент возврата реле должен быть не менее 0,6 для реле РБМ-170÷РБМ-270 (ИБМ-171; ИБМ-178) и менее 0,85 для реле РБМ-275, РБМ-276 (РБМ-273, РБМ-274).

Мощность срабатывания реле РБМ-270 двустороннего действия проверить при работе реле в обе стороны.

Мощность срабатывания реле РБМ-275 и РБМ-276 (РБМ-273, РБМ-274) зависит от выбранной отпайки автотрансформатора. Расчетная отпайка автотрансформатора определяется по соотношению

$$\frac{N}{n} = \frac{P_{ср}}{2I_{ном}}, \tag{7.7}$$

где N — отпайка обмотки автотрансформатора, процент полного числа витков обмотки, к которой подводится напряжение сети; n — отпайка обмотки автотрансформатора, процент полного числа витков обмотки, с которой снимается напряжение; $P_{ср}$ — уставка реле на мощность срабатывания, В · А; $I_{ном}$ — номинальный ток реле, А.

Для обеспечения термической устойчивости реле должно соблюдаться условие $N \geqslant 60$ %.

Требуемую мощность срабатывания реле установить изменением угла закручивания противодействующей пружины, который должен быть примерно 120° для реле РБМ-171 и РБМ-177; 60° — РБМ-271 и РБМ-277; 30° — РБМ-278. Для реле РБМ-270 чувствительность реле определяется на замыкание левого и правого контактов отдельно.

Допускается определять чувствительность реле (при отсутствии вольтметра на малые пределы) при 0,2—0,4 $I_{ном}$. Если нет фазометра и фазорегулятора, проверку чувствительности можно производить не при угле максимальной чувствительности, а при углах, близких к нему (±30°), так как мощность срабатывания при этом существенно не изменится.

При этих проверках подвижная система реле в обесточенном состоянии должна четко возвращаться в исходное положение. При плавном

Таблица 7.25

Данные по калибровке реле РБМ-170 и РБМ-270

Реле	$\varphi_{м.ч}$	Зажимы реле, на которые подается напряжение	Напряжение срабатывания (В) при $I_{ном}$ и $\varphi_{м.ч}$	Напряжение возврата реле, В, не менее	Чувствительность (мощность срабатывания) при $I_{ном}$ и $\varphi_{м.ч}$ В·А, не более
		Ток опережает напряжение			
РБМ-171/1	—30	*7—8*	0,55—0,6	0,36	3,0
	—45	*1—8*	0,7—0,8	0,48	4,0
РБМ-171/2	—30	*7—8*	0,55—0,6	0,36	0,6
	—45	*1—8*	0,7—0,8	0,48	0,8
РБМ-271/1	—30	*7—8*	0,55—0,6	0,36	3,0
	—210	Штеккер в гнезде *1*			
	—45	*7—8*	0,7—0,8	0,48	4,0
	—225	Штеккер в гнезде *2*			
	—30	*7—8*	0,55—0,6	0,36	0,6
	—210	Штеккер в гнезде *1*			
РБМ-271/2	—45	*7—8*	0,7—0,8	0,48	0,8
	—225	Штеккер в гнезде *2*			
		Ток отстает от напряжения			
РБМ-177/1	70	*7—8*	0,55—0,6	0,36	3,0
РБМ-177/2	70	*7—8*	0,55—0,6	0,36	0,6
РБМ-277/1	70; 250	*7—8*	0,55—0,6	0,36	3,0
РБМ-277/2	70; 250	*7—8*	0,55—0,6	0,35	0,6
РБМ-178/1	70	*7—8*	0,16—0,2	0,12	1,0
РБМ-178/2	70	*7—8*	0,16—0,2	0,12	0,2
РБМ-278/1	70; 250	*7—8*	0,16—0,2	0,12	1,0
РБМ-278/2	70; 250	*7—8*	0,16—0,2	0,12	0,2

уменьшении напряжения до напряжения возврата реле должно четко возвращаться в исходное положение без задержки в промежуточных положениях. При токах 10 и 20 $I_{ном}$ напряжение срабатывания не должно быть больше значений, указанных в табл. 7.25.

5. Проверить контактную систему реле при подаче мощности срабатывания, а также при подаче и отключении обратной мощности. Нагрузка контактов реле должна быть такой же, как и в схеме защиты. При подаче на реле толчком мощности от 1,2 $P_{ср}$ до максимальной (возможной при к. з.) контакты должны замыкаться без искрения, вибрации и отбрасываний. Искрение контактов при отключении реле должно быть небольшим, не вызывающим подгорания. Не допускается залипание контактов реле на упоре. Включение толчком производят по 2—3 раза при каждом значении мощности. Ток доводится до значения 10 $I_{ном}$. Включать и отключать ток и напряжение следует одновременно. Включение реле при токе 20 $I_{ном}$ и $U_{ном}$ при угле максимальной чувствительности не должно

приводить к изменению межконтактного зазора, залипанию контактов и вибрации подвижной системы.

При снятии с реле одностороннего действия большой обратной мощности ($U_{ном}$, 20 $I_{ном}$ и $\varphi_{м.ч}+180°$) в момент одновременного отключения тока и напряжения не должно происходить отбрасывание подвижной системы реле, приводящее к замыканию контактов, для чего регулируют правый винт упора, увеличивают раствор контактов и затягивают пружины. После регулировок необходимо вновь проверить калибровку реле. Если устранить замыкание контактов реле при сбросе обратной мощности не удается, следует ввести замедление в действие защиты, загрубить или заблокировать последующие реле в схеме защиты.

6. Для реле типа РБМ проверить правильность выбора направления мощности при $\varphi_{м.ч}$ и при $\varphi_{м.ч}+180°$ в следующих режимах: при токе 20 $I_{ном}$ и напряжении 15 В; при тока 7 $I_{ном}$ и напряжении 5 В; при токе 0,1 $I_{ном}$ и напряжении 100 В; при токе 20 $I_{ном}$ и напряжении 100 В.

Проверку реле производят при одновременной подаче тока и напряжения. Реле двустороннего действия должны быть проверены в обе стороны.

7. В некоторых случаях измерить время действия реле с помощью миллисекундомера при трехкратной мощности срабатывания реле ($I_{ном}\times$ $\times 3\,U_{ном}$) и $\varphi_{м.ч}$. При одновременной подаче тока и напряжения время срабатывания для реле РБМ-171, РБМ-271, РБМ-177 и РБМ-277 не должно превышать 0,04 с, для реле РБМ-178, РБМ-278 — 0,05 с.

Если время срабатывания превышает указанные значения, необходимо более тщательно отрегулировать неподвижные контакты или уменьшить раствор контактов до минимально допустимого (1 мм).

8. У реле РБМ-275 и РБМ-276 дополнительно установить заданную мощность срабатывания путем подключения соответствующих ответвлений обмоток автотрансформатора напряжения, ввинчивая по одному штепсельному винту в пластины I и II. Сумма цифр на плоскостях пластин должна соответствовать выражению $n=\frac{N2I_{ном}}{p}$ (см. п. 4).

У реле РБМ-275 угол максимальной чувствительности корректируют магнитным шунтом в зазоре дросселя.

У реле РБМ-276 заданный угол максимальной чувствительности устанавливается при помощи конденсаторов и резисторов.

При номинальном токе, напряжении на зажимах *7—8*, равном $100/\sqrt{3}$В, и $n=N=100$ % по фазометру определяют $\varphi_{м.ч}$. При тех же значениях тока и напряжения и при $\varphi_{м.ч}$ снизить ток до нуля, а затем при плавном увеличении тока определить мощность, при которой реле срабатывает.

Мощность срабатывания можно регулировать затяжкой спиральной пружины в пределах 150—200°.

Коэффициент возврата проверяют так же, как у реле РБМ-171.

Время срабатывания проверяют при напряжении на зажимах *7—8*, равном $100/\sqrt{3}$В ($n=N=100$ %), токе, равном $1{,}15\div 1{,}5\,I_{ср}$, и угле между ними $\varphi_{м.ч}$. Время срабатывания зависит в основном от расстояния между контактами (см. п. 7).

При значительной разнице между параметрами срабатывания и нормой следует проверить отсутствие у реле самоходов от тока и напряжения при незатянутой противодействующей пружине. Самоход можно считать допустимым, если он компенсируется закручиванием противодействующей пружины на угол не более 15°.

Включение реле при токе $10\,I_{ном}$ и напряжении 100 В ($n=N=100\,\%$) не должно приводить к изменению межконтактного зазора или застреванию контактов.

7.11. РЕЛЕ ВРЕМЕНИ

Технические характеристики реле времени с часовым механизмом ЭВ-100, ЭВ-200 и РВ-100, РВ-200 приведены в табл. 7.26 и 7.27.

Таблица 7.26

Технические характеристики реле времени с часовым механизмом

Реле	Пределы уставок, с	Максимальный разброс, с	Напряжение срабатывания, % $U_{ном}$	Напряжение возврата, % $U_{ном}$	Потребляемая мощность, Вт (В·А)
		Реле постоянного тока			
ЭВ-112	0,1—1,3	0,06	70	10	30
ЭВ-113	0,1—1,3	0,06	70	3—5	15
ЭВ-114	0,1—1,3	0,06	70	10	30
ЭВ-122	0,25—3,5	0,12	70	10	30
ЭВ-123	0,25—3,5	0,12	70	3—5	15
ЭВ-124	0,25—3,5	0,12	70	10	30
ЭВ-132	0,5—9	0,25 (0,34)	70	10	30
ЭВ-133	0,5—9	0,25 (0,34)	70	3—5	15
ЭВ-134	0,5—9	0,25 (0,34)	70	10	30
ЭВ-142	1—20	0,8 (1,0)	70	10	30
ЭВ-143	1—20	0,8 (1,0)	70	3—5	15
ЭВ-144	1—20	0,8 (1,0)	70	10	30
		Реле переменного тока			
ЭВ-215	0,1—1,3	0,06	75	55	20
ЭВ-217	0,1—1,3	0,06	85	55	15
ЭВ-218	0,1—1,3	0,06	85	55	15
ЭВ-225	0,25—3,5	0,12	75	55	20
ЭВ-227	0,25—3,5	0,12	85	55	15
ЭВ-228	0,25—3,5	0,12	85	55	15
ЭВ-235	0,5—9	0,25 (0,34)	75	55	20
ЭВ-237	0,5—9	0,25 (0,34)	85	55	15
ЭВ-238	0,5—9	0,25 (0,34)	85	55	15
ЭВ-245	1—20	0,8 (1,0)	75	55	20
ЭВ-247	1—20	0,8 (1,0)	85	55	15
ЭВ-248	1—20	0,8 (1,0)	85	55	15

Примечания. 1. В скобках даны значения для реле РВ-100 и РВ-200.
2. Номинальное напряжение постоянного тока равно 24, 48, 110, 220 В, переменного тока — 100, 127, 220 и 380 В.
3. Время замкнутого состояния проскальзывающих контактов 0,05—1,5 с в зависимости от пределов уставок.

Таблица 7.27

Данные обмоток реле времени типа ЭВ

$U_{ном}$, В	Число витков	Провод		Сопротивление, Ом
		Марка	Диаметр, мм	
		Реле постоянного тока		
220	17 600	ПЭВ	0,14	1750
110	9 000	ПЭВ	0,2	450
48	3 900	ПЭВ	0,31	80
24	1 950	ПЭВ	0,44	20
		Реле переменного тока		
380	5 600	ПЭТВ	0,13	Не контролируется
220	3 250	ПЭТВ	0,17	То же
127	1 870	ПЭТВ	0,23	»
100	1 470	ПЭТВ	0,27	»
220*	6 700	ПЭВ	0,12	1000
100*	3 100	ПЭВ	0,18	210

* Для реле ЭВ-215К + ЭВ-245К с ВУ-200.

Реле постоянного тока могут находиться под напряжением 1,1 $U_{ном}$ не более двух минут, реле ЭВ-113, ЭВ-123, ЭВ-133, ЭВ-143 — длительно. Реле ЭВ-215, ЭВ-225, ЭВ-235, ЭВ-245 замыкают контакты с заданной выдержкой времени при возврате. Эти реле в комплекте с выпрямительным устройством ВУ-200 работают как трехфазные, обозначаются ЭВ-215 К, ЭВ-225 К, ЭВ-235 К, ЭВ-245 К и потребляют мощность при $U_{ном}$ не более 60 В·А на фазу при зашунтированном и 10 В·А на фазу при дешунтированном добавочном сопротивлении.

Ниже приведены допустимые отклонения выдержки времени срабатывания контактов от уставок реле РВ-100 и РВ-200.

Наименьшая уставка и допустимое отклонение, с	Наибольшая уставка и допустимое отклонение, с
0,1±0,05	1,3±0,15
0,25±0,1	3,5±0,4
0,5±0,2	9±0,85
1,0±0,2	20±1,5

В табл. 7.28 приведены допустимые отклонения выдержки времени срабатывания контактов от значений шкалы уставок реле.

Для реле РВМ-12 и РВМ-13 потребляемая мощность при 2 $I_{ср}$ составляет не более 10 В·А. Разброс времени срабатывания основных контактов при изменении тока в первичной обмотке насыщающегося трансформатора от $I_{ср}$ до 20 $I_{ср}$ не должен превышать 0,12 с для реле РВМ-12 и 0,25 с для реле РВМ-13. Проверку производят при максимальной уставке времени конечного контакта при 1,5 $I_{ср}$.

Время возврата должно составлять не более 0,2 с для реле РВМ-12 на уставках конечного контакта от первой до второй точки шкалы и

Таблица 7.28

Допустимые отклонения выдержки времени срабатывания контактов от значений шкалы уставок реле РВ-100 и РВ-200

Деление шкалы, с	Допустимое отклонение, с	Деление шкалы, с	Допустимое отклонение, с
Реле с пределами уставок 0,1—1,3 с		Реле с пределами уставок 0,25—3,5 с	
0,1	0,05	0,25	0,1
0,2	0,06	0,5	0,12
0,4	0,07	1,0	0,14
0,6	0,09	1,5	0,16
0,8	0,11	2,0	0,18
1,0	0,12	2,5	0,23
1,2	0,13	3,0	0,32
1,3	0,15	3,5	0,4
Реле с пределами уставок 0,5—9 с		Реле с пределами уставок 1—20 с	
0,5	0,12	1	0,20
1	0,15	2	0,30
2	0,20	4	0,45
3	0,25	6	0,60
4	0,28	8	0,70
5	0,31	10	0,80
6	0,34	12	0,95
7	0,37	14	1,1
8	0,44	16	1,3
9	0,5	18	1,4
		20	1,5

15 % от времени уставки конечного контакта на уставках от второй точки и выше, 20 % от времени уставки конечного контакта для реле РВМ-13 от первой до второй точки шкалы и 15 % на остальных точках.

Допустимые отклонения выдержек времени срабатывания основного контакта от делений шкалы уставок реле РВМ-12 и РВМ-13 приведены в табл. 7.29.

Коммутационная способность контактов соответствует данным для реле серий ЭВ-100 и ЭВ-200.

Технические характеристики реле Е-52, Е-512, Е-513 и ВС-10 приведены в табл. 7.30. Для реле ВС-10 допустимая величина напряжения составляет 0,9—1,1 $U_{ном}$. Номинальный ток контактов 6 А. Время возврата не более 0,8 с.

При регулировке механической части реле ЭВ-100, ЭВ-200 и РВ-100, РВ-200 в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

1. Проверить ход плунжера (якоря) электромагнита. Плунжер должен иметь поперечный люфт во втулке катушки 0,3—0,6 мм и чистую поверхность, без следов коррозии. После нажатия на плунжер часовой механизм должен доводить стрелку с подвижным контактом до максимальной уставки (при соответствующем положении упорного неподвиж-

Таблица 7.29

Допустимые отклонения выдержки времени срабатывания реле РВМ-12 и РВМ-13

Реле РВМ-12		Реле РВМ-13	
Деление шкалы, с	Допустимое отклонение, с	Деление шкалы, с	Допустимое отклонение, с
0,5	0,10	1	0,15
1,0	0,10	2	0,15
1,5	0,12	3	0,20
2,0	0,15	4	0,30
2,5	0,15	5	0,35
3,0	0,20	6	0,35
3,5	0,20	7	0,40
4,0	0,30	8	0,40
		9	0,45
		10	0,45

ного контакта) и замыкать неподвижные контакты, а при медленном отпускании плунжера — вместе со стрелкой возвращаться в исходное положение. Проверить на слух плавность хода часового механизма.

2. Установить механизм времени так, чтобы при притянутом якоре с замкнутыми на максимальной уставке выдержки времени контактами (для реле ЭВ-217÷ЭВ-247, ЭВ-218÷ЭВ-248) между рычагом, связанным с якорем, и заводным рычагом (роликом заводного рычага для реле ЭВ-215÷ЭВ-245 и ЭВ-215 К÷ЭВ-245 К) механизма времени был зазор 0,5—1,0 мм.

3. Проверить работу подвижного контактного мостика. На всех уставках подвижный контакт (контактный мостик) должен одновременно касаться серебряных напаек обеих пластин неподвижного контакта, но не касаться при этом бронзовых контактных пружин (самих пластин) и обеспечивать провал 0,7—1,0 мм. Регулировку провала контактов производят подгибанием угольников, которые крепят неподвижные контактные пластинки.

4. Проверить работу мгновенно срабатывающего контакта. Касание подвижного контакта должно быть примерно по центру неподвижных контактов, расстояние от места касания до края неподвижного контакта должно быть не менее 5 мм. Регулировку положения контактов производить перемещением неподвижных контактов и колодки с подвижным контактом, предварительно ослабив крепящие их винты.

5. Отрегулировать возвратную пружину у реле ЭВ-215÷ЭВ-245, ЭВ-217÷ЭВ-247 и ЭВ-218÷ЭВ-248, чтобы при снятии напряжения с катушки подвижная система четко возвращалась в исходное положение. Регулировку натяжения пружины выполняют, подгибая «язык» и раму.

6. При необходимости произвести ревизию часового механизма. Если реле срабатывает значительно медленнее или наблюдается разброс времени срабатывания больше нормы, необходимо снять и отремонтировать часовой механизм.

При разборке часового механизма кроме операций, рекомендуемых в 7.1, нужно кисточкой удалить грязь и старую смазку с применением

Таблица 7.30

Технические характеристики реле времени с микроэлектродвигателями

Тип реле	Номинальное напряжение, В	Напряжение срабатывания	Потребляемая мощность В·А*	Пределы уставок	Погрешность уставки	Данные обмотки катушки		
						Число витков	Провод	
							Марка	Диаметр, мм
Е-52	~12	$0{,}85U_{ном}$	25	1—60 с	0,25—1 с	490	ПЭЛ	0,33
	~127					5 370	ПЭЛ	0,09
	~220					9 000	ПЭЛ	0,07
Е-512	—110	$0{,}85U_{ном}$	30	1—5 мин	±5 % + 1 с	10 600	ПЭВ	0,1
Е-513	—220	$0{,}85U_{ном}$	30	6—60 с	±5 % + 0,25 с	22 000	ПЭВ	0,07
ВС-10-31		$0{,}9U_{ном}$	19	2—60 с	±0,2 с			
ВС-10-32 (ВС-10-62)		$0{,}9U_{ном}$	19	5—180 с	±0,7 с			
ВС-10-33 (ВС-10-63)		$0{,}9U_{ном}$	19	15 с—9 мин	±2 с			
ВС-10-34 (ВС-10-64)		$0{,}9U_{ном}$	19	1—30 мин	±7 с			
ВС-10-35 (ВС-10-65)		$0{,}9U_{ном}$	19	3—90 мин	±20 с			
ВС-10-36 (ВС-10-66)	~12	$0{,}9U_{ном}$	19	9 мин—4 ч 30 мин	±1 мин	490	ПЭЛ	0,33
ВС-10-37 (ВС-10-67)	~127	$0{,}9U_{ном}$	19	24 мин—10 ч	±2 мин	5 370	ПЭЛ	0,09
ВС-10-38 (ВС-10-68)	~220	$0{,}9U_{ном}$	19	1—24 ч	±5 мин	9 000	ПЭЛ	0,07

бензина, промыть и высушить все детали, трущиеся детали и тяговую пружину смазать тонким слоем масла марки ВНИИМП 1-4МО (ГОСТ 13374—67).

После сборки механизма проверить время срабатывания и при необходимости отрегулировать с помощью тяговой пружины.

При калибровке реле ЭВ-100, ЭВ-200 и РВ-100, РВ-200 в дополнение к изложенному в 7.1, необходимо выполнить следующее.

1. Проверить напряжение срабатывания и возврата реле по реостатной схеме. Напряжение срабатывания проверяют, подавая напряжение толчком, напряжение возврата — плавным снижением напряжения. Минимальное напряжение четкого срабатывания реле должно быть не выше приведенных.

Реле	Минимальное напряжение четкого срабатывания, % $U_{ном}$
ЭВ-100	70
ЭВ-215÷ЭВ-245	75
РВ-215÷РВ-245	80
Остальных типов	85

Напряжение возврата реле должно быть не ниже 5 % $U_{ном}$. При этом реле ЭВ-113÷ЭВ-143 должны включаться в цепь через размыкающие контакты реле. Для трехфазных реле ЭВ-215К÷ЭВ-245 К напряжение возврата не более 0,35 $U_{ном}$, а при двухфазном питании — не более 0,55 $U_{ном}$.

2. Проверить время срабатывания реле на наибольшей уставке по шкале и на рабочей заданной уставке по схемам, приведенным в 7.1 и 7.3.1. На каждой уставке произвести не менее трех измерений. При этом разброс не должен превышать величин, указанных в табл. 7.26, так как увеличение разброса указывает на механические неисправности, загрязнения или отсутствие смазки в часовом механизме.

3. Измерить сопротивление постоянному току цепи обмотки при отпущенном и подтянутом якоре (для термически устойчивых реле в схемах РЗиА сетей 35 кВ и выше).

4. Три-пять раз произвести запуск и прослушивание работы часового механизма.

При ревизии и регулировке механической части реле серии РВМ в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

1. Осмотреть зубчатую передачу ротора с ведущей шестерней, в ней не должно быть загрязнений.

2. Проверить легкость хода ротора микродвигателя. При подаче на катушку статора напряжения более 55 В ротор должен вращаться с синхронной частотой 8,7 $с^{-1}$ и входить в зацепление с зубчатым колесом. При снятии напряжения ротор микродвигателя должен четко опускаться на нижний упор.

При необходимости подшипники микродвигателя смазать маслом МН-45 (ГОСТ 8781—71) с помощью расплющенной проволочки диаметром 0,3 мм (маслодозировкой).

3. Проверить легкость вращения рамки с подвижными контактами. Она должна свободно вращаться в подшипниках и иметь осевой люфт 0,2—0,4 мм.

4. Проверить зацепление ведущей шестерни, не происходит ли затирания.

5. Проверить и отрегулировать контактную систему. Нажатие подвижных контактов на неподвижные должно быть таким, чтобы обеспечивался провал неподвижных контактов 0,4—0,6 мм, а зазор между серебряными накладками пластин неподвижных контактов в разомкнутом положении был 3,5—4,0 мм. Провал регулируют подгибанием пластин неподвижных контактов.

6. Отрегулировать пружину для возврата подвижной контактной рамы так, чтобы в любом положении она могла преодолеть сопротивление двух контактов, поставленных на одинаковые уставки времени срабатывания (выполнение одинаковых уставок на трех контактах не допускается), и обеспечить возврат контактной рамы за время, соответствующее технической характеристике реле. Регулировку осуществляют перемещением угольника, крепящего конец пружины.

При калибровке реле серии РВМ в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

1. Измерить величину тока срабатывания реле при последовательном (2,4—2,5 А) и параллельном (4,8—5 А) соединении обмоток. Ток возврата должен быть не ниже 0,2 А при параллельном соединении обмоток и питании реле поочередно от каждого насыщающегося трансформатора.

2. Проверить время срабатывания реле. После установления в первичной цепи тока срабатывания напряжение на катушку электродвигателя рекомендуется подавать «толчком», т. е. замыканием управляющего контакта. Разброс времени срабатывания проверить при максимальной уставке времени конечного контакта и по величине $1{,}5\,I_{ср}$ согласно данным табл. 7.29. Действительную выдержку времени проверяют на минимальной и максимальной уставках конечного контакта. На проскальзывающих контактах проверку соответствия шкалы выдержкам времени не производят, но следят за тем, чтобы шкалы проскальзывающих контактов были выставлены в положение, аналогичное шкале конечного контакта.

3. Измерить время срабатывания реле на рабочей уставке.

4. Проверить надежность работы контактов при токах от $1{,}05\,I_{ср}$ до максимального значения тока короткого замыкания.

5. Проверить время действия реле в схеме защиты на заданной уставке.

При регулировке механической части реле ВС-10, Е-52, Е-500 в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

1. Проверить работу механизма сцепления у реле с микродвигателями. При подтягивании вручную якоря электромагнита сцепления редуктор должен надежно сцепляться с приводом вала, управляющего контактами.

2. Проверить работу механизма установки шкалы и контактов. Диски со шкалами уставок должны легко поворачиваться на главной оси (при ослаблении зажимной гайки) маховичком. Когда сцепление не работает, диски со шкалами должны вращаться и толкать кулачками другие устройства, которые переключают контакты, а после отпускания пружина должна сама вернуть в исходное положение все шкалы, нахо-

дящиеся на главной оси. При этом контакты должны вернуться в исходное положение. У реле Е-512 и Е-513 возврат контактов производится пружиной после отпускания якоря электромагнита сцепления.

3. Измерить напряжение срабатывания электромагнита сцепления и проверить работу привода при допустимом колебании напряжения.

4. Проконтролировать время срабатывания. Проверку реле, в том числе на рабочих уставках, при времени срабатывания более 20 с можно производить с помощью часов с секундной стрелкой, при времени меньше 20 с — посредством секундомера, пользуясь схемами (см. рис. 7.1).

5. Установить рабочие уставки. У многоцепных реле времени рекомендуется для каждой цепи предусматривать свою уставку срабатывания (если это допустимо по условиям работы схемы). Если используются не все цепи, то на свободных цепях целесообразно поставить наибольшие уставки (больше, чем время срабатывания размыкающего контакта в цепи электродвигателя), но с разбивкой по времени срабатывания, чтобы электродвигатель и возвратная пружина не были нагружены переключением одновременно нескольких контактов.

7.12. РЕЛЕ ИМПУЛЬСНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ РИС-Э2М, РИС-Э3М

Техническая характеристика реле РИС-Э2М

Напряжение питания постоянного тока	48, 60, 110, 220 В
Допустимое отклонение напряжения	±10 %
Количество четко принимаемых сигналов . . .	До 30
Условия срабатывания реле, А	Импульс тока 0,05 А, изменение тока на ±0,05 А, включение лампы накаливания 10 Вт, 220 В
Максимальный суммарный ток в первичной обмотке трансформатора реле, А	1,5
Наибольший допустимый ток размыкания исполнительных контактов при 220 В, А	0,25

Принципиальная схема реле РИС-Э2М показана на рис. 7.27.

Техническая характеристика реле РИС-Э3М

Напряжение оперативного переменного тока, В	До 220
Допустимое количество сигналов, протекающих одновременно через реле (при суммарной величине тока 0,5 А)	10
Допустимый ток размыкания исполнительных контактов при напряжении 220 В переменного тока, А	0,1

Реле изготовляется отрегулированным на прием импульса от включения лампы 10 Вт 220 В при $R_{вх}$=51 Ом.

Принципиальная схема реле РИС-Э3М показана на рис. 7.28.

При проверке и испытании реле РИС-Э2М и РИС-Э3М в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

1. Проверить правильность включения реле в схему сигнализации. Положительный полюс цепей подводится к зажимам *4* и *16* реле

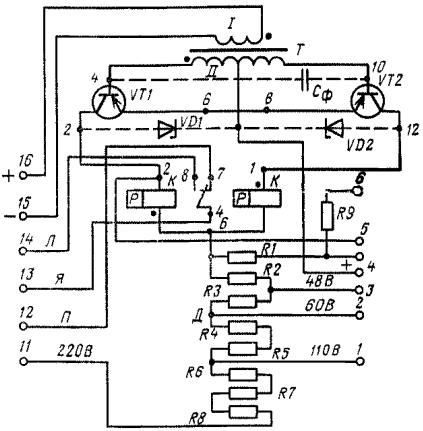


Рис. 7.27. Принципиальная схема реле РИС-Э2М

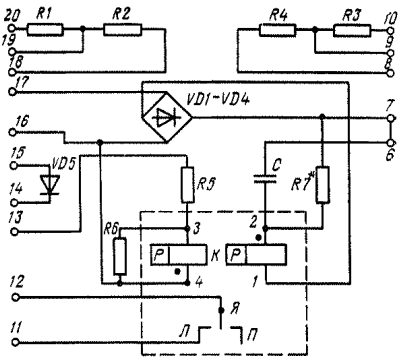


Рис. 7.28. Принципиальная схема реле РИС-Э3М

РИС-Э2М. При перемене полярности у зажимов токовой обмотки трансформатора (зажимы *15* и *16*) реле будут замыкать контакты (зажимы *14* и *13*) не при нарастании тока в цепи (положительный импульс), а при его уменьшении (отрицательный импульс). Кроме того, замыкание зажимов *5* и *6* не будет возвращать реле в исходное состояние. При перемене полярности питания на зажимах *4* и *3*; *4* и *2*; *4* и *1*; *4* и *11* реле работать не будет.

2. Проверить исправность и произвести регулировку поляризованных реле (типа ТРМ в реле РИС-Э2М) аналогично указаниям для реле РП-4 и РП-5 (см. 7.4).

3. Проверить и отрегулировать реле РИС-Э2М, собрав схему испытаний (рис. 7.29).

Проверить ток срабатывания реле. Потенциометром *R1* установить номинальное напряжение. При отсутствии тока в цепи *R2—PA2* и при включенной кнопке *SB1* реостатом *R3* установить ток 30—35 мА по миллиамперметру *PA1*. Отпустить кнопку и снова включить ее. По загоранию лампы *H* определяют срабатывание реле. Проверить, что при отпускании кнопки *SB1* лампа *H* гаснет. Снова замкнуть кнопку *SB1* и проверить, что при замыкании кнопки *SB2* лампа также гаснет. Реостатом с помощью амперметра *PA2* установить ток 1,5 А. Определить ток в цепи *R3—SB1*, при котором в момент нажатия кнопки срабатывает реле. Этот ток не должен превышать 50 мА. Так же проверяется возврат реле при включении кнопки *SB2* и отключении *SB1*.

Проверить работу реле при повышенном (1,15 $U_{ном}$) и пониженном (0,8 $U_{ном}$) напряжении, регулируя потенциометром *R1* напряжение в сети оперативного тока. Во всех случаях ток срабатывания не должен превышать 50 мА при включении кнопки *SB1*.

Если реле не срабатывает или срабатывает при пусковом токе более 50 мА, наиболее вероятная неисправность — дефекты в транзисторах *VT1, VT2* (см. рис. 7.27) или неисправность делителя *Д*.

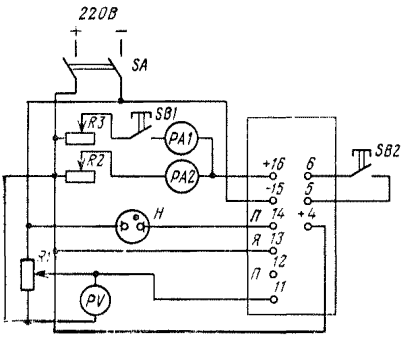


Рис. 7.29. Схема проверки реле РИС-Э2М

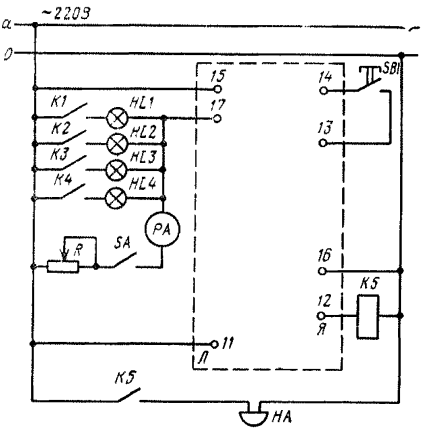


Рис. 7.30. Схема проверки реле РИС-Э3М, включенного в схему сигнализации

В практике наладки применяют дополнительную установку стабилитронов *VD1* и *VD2* типа Д813 параллельно цепи коллектор-эмиттер транзисторов для ограничения импульса напряжения при коммутации реле и предупреждения по этой причине повреждения транзисторов *VT1* и *VT2*.

4. Проверку реле РИС-Э3М рекомендуется производить совместно с проверкой схемы сигнализации (рис. 7.30), поставив перемычки *16—20—10; 17—18—8* и *7—6* (см. рис. 7.28). При этом, наряду с изложенным в п.п. 1,2, следует проверить правильность работы элементов схемы реле при замыкании одного из контактов *K1—K4* реле защиты (см. рис. 7.30), проверить съем сигнала нажатием кнопки *SB1*. *R* должно быть 51 Ом, лампа сигнализации 10 Вт 220 В.

Настройку производить подбором сопротивления резистора *R7** (см. рис. 7.28), а резистором *R* (см. рис. 7.30) установить предварительный ток 0,5 А и контактом реле защиты *K1—K4* включить одну из ламп *HL1—HL4*. При этом реле должно сработать и выдать сигнал (срабатывает *K5* и звонит *HA*). Если реле не сработало, нужно уменьшить сопротивление резистора *R7** (см. рис. 7.28), а если сработало сразу и сработало также после возврата при нажатии кнопки *SB1*, то нужно увеличить сопротивление резистора *R7**.

Проверить срабатывание реле при отсутствии предварительного тока (отключен рубильник *SA*). Если реле не срабатывает, следует уменьшить сопротивление резистора *R7**. В этом случае надо повторно проверить работу реле при поданном предварительном токе.

При неудовлетворительной работе реле проверить диоды выпрямителя *VD1—VD4*, целость резисторов и соответствие их номинальных данных, целостность контактных соединений.

7.13. РЕЛЕ ПОВТОРНОГО ВКЛЮЧЕНИЯ РПВ-58 И РПВ-258

Принципиальные электрические схемы реле показаны на рис. 7.31.

Техническая характеристика реле РПВ-58 и РП-258

Номинальное напряжение, В	110 или 220
Номинальные токи удержания промежуточного реле, А	0,25; 1,0; 2,5; 4
Выдержка времени срабатывания реле времени (регулируемая), с:	
РПВ-58	0,5—9
РПВ-258	1,0—20
Время заряда конденсатора (готовность устройства к последующему действию) при нормальных условиях, с:	
РПВ-58	20—30
РПВ-258	60—100
Напряжение надежной работы реле, % $U_{ном}$	80
Время заряда конденсатора при напряжении 80 % $U_{ном}$, мин:	
РПВ-58	2
РПВ-258	4
Разрывная мощность второго замыкающего контакта (цепь ускорения защиты) в цепи постоянного тока с индуктивной нагрузкой при напряжении до 250 В и токе до 0,5 А, Вт	25
Мощность, потребляемая токовой обмоткой при номинальном токе, Вт, не более	1,5
Ток удержания (в отношении к номинальному) якоря в притянутом положении при снятии напряжения с обмотки напряжения, $I_{уд}/I_{ном}$	0,9
Отношение допустимого тока к номинальному токовой обмотки и последовательно включенного с ней контакта $I_{доп}/I_{ном}$	3
Время протекания допустимого тока, с, не более	5

При проверке и регулировке реле РПВ в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

1. У промежуточного двухобмоточного реле типа КДР1 проверить раствор контактов (1,5—1,8 мм); провал контактов (не менее 0,5 мм)

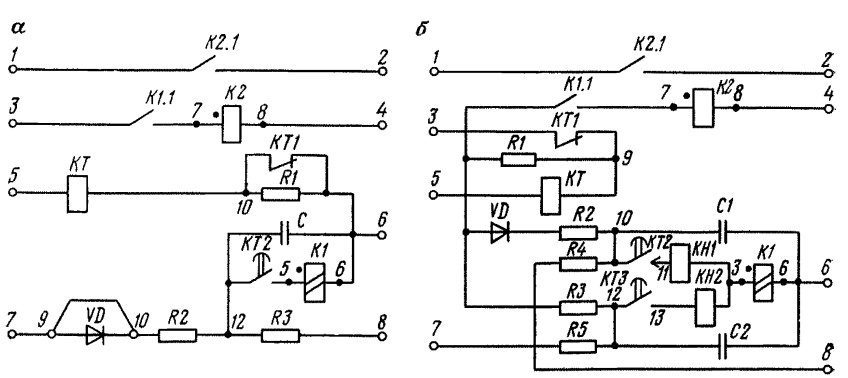


Рис. 7.31. Принципиальные электрические схемы реле:
а — РПВ-58; *б* — РПВ-258

и убедиться в том, что якорь удерживается в притянутом состоянии при протекании через обмотку реле тока 0,9 $I_{ном}$.

2. Проверить работу реле времени в соответствии с указаниями 7.11.

3. Измерить время зарядки конденсатора *С* (готовность реле к повторному действию) при установленной перемычке между зажимами *5—7* реле РПВ-58 (см. рис. 7.31, *а*). Зафиксировать время заряда по секундомеру от момента подачи напряжения на зажимы *5—6* до момента срабатывания реле *К*. Замыкание основного контакта реле времени *КТ2* (при любой его уставке) не должно приводить к срабатыванию реле *К*, если время с момента подачи напряжения на зажимы *5—6* до момента замыкания основного контакта не превышает 22 с. Реле *К* должно срабатывать при времени 26 с.

При напряжении 0,8 $U_{ном}$ реле *К* должно сработать не ранее чем через 90 с после замыкания основного контакта *КТ2* реле времени *КТ*.

4. Проверить сигнальные реле *КН1* и *КН2* (рис. 7.31, *б*), встроенные в реле РПВ-258. При этом ток срабатывания реле должен быть в пределах 0,7—1,0 $I_{ном}$, воздушный зазор между выпуклостью якоря и сердечником 1—2 мм.

Регулировку производят перемещением скобы относительно крепящих ее винтов. В случае необходимости калибровки изменяют нажатие пружины путем подгибания заднего хвостовика скобы. При надетом кожухе устройство возврата должно четко возвращать указатели в исходное положение.

5. У реле РПВ-258 дополнительно проверить реле времени *КТ* (см. 7.11), имеющее уставку проскальзывающего контакта 1 с. Подать «минус» к зажиму *5* через 62 с после подачи номинального напряжения к зажимам *3—6*. При этом замыкание проскальзывающего контакта реле *КТ2* не должно вызывать срабатывания реле *К* (реле *КН1* может срабатывать).

Замыкание проскальзывающего контакта реле *КТ2* с уставкой выдержки времени 9 с должно приводить к срабатыванию реле *К* и *КН*, если реле времени будет пущено через 86 с после подачи номинального напряжения к зажимам *3—6*. При этом якорь реле *К* должен удерживаться в притянутом состоянии при протекании тока, равного 0,9 номинального тока удержания, через токовую обмотку реле *К*.

При срабатывании *КН1* должен выпасть флажок, а якорь реле вернуться в исходное положение.

Время заряда конденсатора *С1* регулируется аналогично реле РПВ-58.

Замыкание проскальзывающего контакта с уставкой выдержки времени 9 с должно приводить к срабатыванию реле *К* и *КН1*, если реле времени будет запускаться через 180±10 с после подачи напряжения 80 % $U_{ном}$ к зажимам *3—6*.

Замыкание конечного контакта *КТ3* реле (при любой уставке) не должно приводить к срабатыванию реле *К* (реле *КН2* может срабатывать), если время с момента подачи номинального напряжения к зажимам *3—6* до момента замыкания конечного контакта не превышает 63 с. Реле *К* и *КН2* должны срабатывать, если указанное время равно 85 с. Замыкание конечного контакта *КТ3* реле должно вызывать срабатывание

реле *К* и *КН2*, если время с момента подачи напряжения 60 % $U_{ном}$ до момента замыкания конечного контакта равно 190 с. При испытании уставка проскальзывающего контакта реле *КТ2* должна быть на 4—6 с больше уставки конечного контакта, чтобы промежуточное реле *К* не сработало от замыкания проскальзывающего контакта.

При отключении тока якорь реле *К* должен возвращаться в исходное положение.

После каждого измерения конденсатор *С2* необходимо разряжать.

7.14. РЕЛЕ НАПРЯЖЕНИЯ ОБРАТНОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ РНФ-1М

Реле РНФ-1М (рис. 7.32) номинальным напряжением 100 В обеспечивает плавную регулировку уставок по напряжению срабатывания обратной последовательности в пределах 6—12 В (линейное напряжение). Разброс напряжения срабатывания на любой уставке не превышает 5 %.

Реле длительно выдерживает напряжение 1,1 $U_{ном}$ в нормальном режиме и режим работы при обрыве любой фазы.

Коммутационная способность контактов реле в цепи постоянного тока с индуктивной нагрузкой составляет 60 Вт при напряжении до 250 В или токе до 2 А. Контакты реле допускают длительное протекание тока до 2 А.

При проверке и регулировке реле РНФ-1М в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

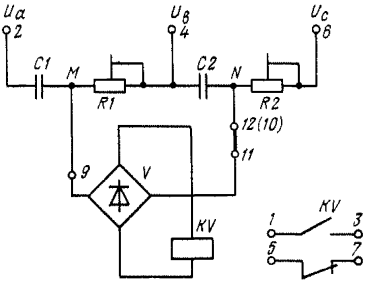
1. Проверить работу механической части реле, произвести регулировку и калибровку исполнительного органа (реле РН-50) по 7.6.

2. Проверить настройку фильтра напряжения обратной последовательности (ФНОП) способом имитации двухфазных коротких замыканий различных фаз на входе. Фильтр напряжения считается настроенным, если напряжение на его выходе при имитации всех видов двухфазных коротких замыканий отличается от среднего значения не более чем на 2—3 %. Вместо напряжения на выходе фильтра можно измерять напряжение на его входе при срабатывании исполнительного реле. При этом допускается отклонение напряжения 2—3 %.

При больших отклонениях фильтр регулируют. Для этого снимают перемычку *11—12*, закорачивают зажимы *2* и *6* и подают на зажимы *2—4* напряжение $U_{вх}=100$ В. Вольтметром с входным сопротивлением 20 кОм/В измеряют напряжение на всех элементах фильтра и на выходных зажимах. Изменяя величину сопротивления резисторов *R1* и *R2*, добиваются значения напряжений на зажимах $U_{4-9}=U_{4-12}=U_{9-12}=86{,}5\pm\pm0{,}8$ В; $U_{2-9}=U_{6-12}=50\pm0{,}5$ В, т. е. регулируют их с допуском 1 %. Это будет соответствовать отношению напряжений на элементах плеч фильтра 86,5/50, равному $\sqrt{3}$, а напряжение на выходе — $\sqrt{3}/2\,U_{вх}$, т. е. 86,5 В.

3. Проверить калибровку реле по шкале уставок путем имитации двухфазного короткого замыкания и изменения напряжения на входе фильтра от нуля до срабатывания исполнительного органа. При этом измерить напряжения срабатывания и возврата реле, а также коэффициент возврата.

Рис. 7.32. Принципиальная схема реле РНФ-1М



Порядок проверки следующий. Закоротить зажимы *4* и *6*, поставить перемычку *11—12*, вольтметр включить на зажимы *2* и *4*. Изменяя напряжение на зажимах *2* и *4*, проверить калибровку исполнительного органа реле на напряжение срабатывания согласно табл. 7.31. При несоответствии напряжений срабатывания или коэффициента возврата (менее 0,75) произвести регулировку угла предварительного закручивания спиральной пружины, начального и конечного положения якоря и контактов исполнительного органа согласно указаниям 7.1 и 7.6.

4. Проверить небаланс ФНОП. Для этого нужно снять перемычку *11—12*, на вход ФНОП подать трехфазное напряжение прямой последовательности и измерить напряжение на выходе фильтра, т. е. на клеммах *9—12*. Напряжение небаланса не должно превышать 1 В (повышенное напряжение небаланса может быть вызвано не только неточной настройкой фильтра, но и высшими гармониками подводимого напряжения, несимметрией подводимых напряжений, различной частотой сети при проверке рабочим напряжением и при проверке настройки фильтра).

Подать на фильтр напряжение обратной последовательности, что достигается перекрещиванием двух фаз на входе фильтра. На выходе ненагруженного фильтра напряжение должно быть равно $1{,}5\,U_л$, т. е. 150 В при 100 В на входе.

После восстановления цепей напряжения вторично проверить напряжение небаланса на выходе фильтра.

5. Проверить надежность работы контактов реле при подаче на вход фильтра напряжения до 110 В при имитации двухфазного короткого замыкания фаз *C* и *A*.

Таблица 7.31

Напряжение срабатывания реле типа РНФ-1М

Точка шкалы $U_{2л} = \frac{U}{\sqrt{3}}$ (линейное), В	Напряжение U на зажимах *2* и *4*, В	Срабатывание по напряжению обратной последовательности (линейному), В
6	10,4 ± 0,8	6 ± 0,5
7,5	13 ± 1	7,5 ± 0,6
9	15,5 ± 1,25	9 ± 0,7
10,5	18,2 ± 1,45	10,5 ± 0,85
12	20,8 ± 1,65	12 ± 0,95

7.15. РЕЛЕ ТОКА ОБРАТНОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ РТФ-1М

Техническая характеристика реле РТФ-1М

Номинальный ток прямой последовательности частотой 50 Гц, А	1 или 5
Ток небаланса (мА) на выходе фильтра при токе прямой последовательности 1,5 $U_{ном}$, не более	1
Диапазон уставок фазного тока (А) обратной последовательности для реле с номинальным током:	
1 А	0,3—1,2
5 А	1,5—6
Отклонение тока срабатывания от уставки, %, не более	±8
Разброс тока срабатывания на любой уставке, %, не более	5
Коэффициент возврата, не менее	0,7

Реле обеспечивает четкий возврат при переходе двухфазного к. з. в симметричное трехфазное при токах свыше $3I_{ном}$ и длительно выдерживает прохождение по входным цепям двукратного номинального тока прямой последовательности.

Коммутационная способность контактов реле соответствует данным реле РНФ-1М (см. 7.14).

Принципиальная схема реле РТФ-1М показана на рис. 7.33.

При регулировке и настройке реле РТФ-1М в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

1. Проверить исполнительный орган — реле напряжения РН-50 согласно 7.6. Снять накладку *11—12*. При подаче синусоидального тока через зажимы *11* и *12* срабатывание реле должно происходить при токе около 0,011 А на первой уставке и 0,022 А на последней уставке.

2. Произвести настройку фильтра тока обратной последовательности (ФТОП) однофазным током:

а) в одну первичную обмотку трансформатора тока *TA1* и одну трансреактора *TA2* подать однофазный синусоидальный ток $2I_{ном}$ так, чтобы направление тока в них было встречным (например, на выводы *5—6*), и при отсоединенной нагрузке измерить падение напряжения на резисторах *R1* и *R2* и напряжение на выходе фильтра $U_ф$ вольтметром

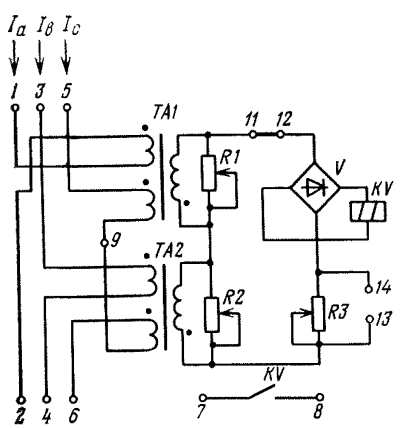


Рис. 7.33. Принципиальная схема реле РТФ-1М

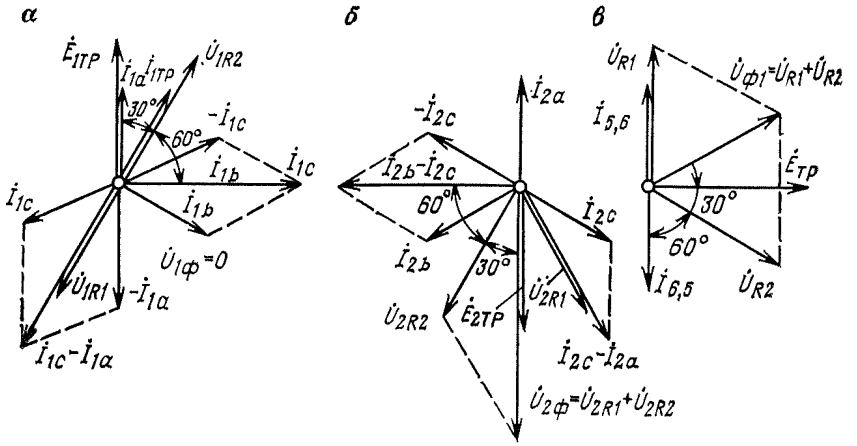


Рис. 7.34. Векторная диаграмма ненагруженного ФТОП реле РТФ-1М: *а* — при подведении к фильтру токов прямой последовательности; *б* — то же, обратной последовательности; *в* — то же, однофазного тока (токи в первичных обмотках *TA1* и *TA2* направлены встречно)

с большим внутренним сопротивлением ($R_{вн} \geqslant 1000$ Ом/В). Как видно из векторной диаграммы (рис. 7.34), все три напряжения $\dot{U}_{R1}$, $\dot{U}_{R2}$ и $\dot{U}_{\phi 1}$ должны быть равны. Так как при изменении сопротивления резистора *R2* изменяется не только значение падения напряжения на нем, но и фаза этого напряжения по отношению к току в первичной обмотке трансреактора *TA2*, а при изменении сопротивления резистора *R1* изменяется только значение падения напряжения на нем (угол практически не меняет своего значения), то регулировку нужно начинать с изменения сопротивления резистора *R2*. Затем, изменяя сопротивление резистора *R1*, уравнять падения напряжения $\dot{U}_{R1}$ и $\dot{U}_{R2}$ и измерить напряжение на выходе фильтра $\dot{U}_{\phi}$. Если полученное значение $\dot{U}_{\phi}$ отличается от $\dot{U}_{R1}$ и $\dot{U}_{R2}$, то сначала необходимо регулировать резистором *R2*. Причем, если $\dot{U}_{\phi} > \dot{U}_{R2}$, то сопротивление резистора *R2* надо увеличить, а при $\dot{U}_{\phi} < \dot{U}_{R2}$, наоборот, уменьшить. Затем *R1* изменить до получения равенства $\dot{U}_{R1} = \dot{U}_{R2}$ и измерить $\dot{U}_{\phi}$. Эти действия произвести несколько раз, до тех пор пока значения $\dot{U}_{R1}$, $\dot{U}_{R2}$ и $\dot{U}_{\phi}$ не станут одинаковыми. Расхождение не должно превышать 3—5 %;

б) при наличии приборов для измерения углов сдвига с малым потреблением в цепях напряжения (например, ВАФ-85 или фазоиндикатор из комплекта УПЗ-2) настройку фильтра удобно производить, измеряя угол сдвига между первичным током и напряжением $\dot{U}_{R1}$, который должен быть равен 60°, или между напряжениями $\dot{U}_{R1}$ и $\dot{U}_{R2}$, который должен быть равен 120°. Величину угла регулируют, изменяя сопротивление резистора *R2*. Затем, как и в первом случае, сопротивление резистора *R1* изменяют до получения равенства $\dot{U}_{R1} = \dot{U}_{R2}$ и измеряют $\dot{U}_{\phi}$. В этом случае будет примерно $\dot{U}_{\phi} = \dot{U}_{R1} = \dot{U}_{R2}$. Значительная разница между величинами $\dot{U}_{\phi}$ и $\dot{U}_{R1} = \dot{U}_{R2}$ может быть вызвана погрешностью измерения

угла за счет класса точности приборов (у ВАФ-85 точность установки угла ±5°, у фазоиндикатора ±10°). Для компенсации неточности установки угла желательно пользоваться поправочной кривой в контрольных точках (для приборов);

в) после настройки фильтра любым из приведенных способов повторить проверку при подаче тока в другие первичные обмотки *ТА1* и *ТА2*, поставив перемычку между выводами *2—3* (см. рис. 7.33) и подав синусоидальный ток на выводы *1—4*. При удовлетворительной настройке фильтра разница в измерениях не должна превышать 3—5 %.

3. Проверить реле. Для этого необходимо иметь определенную уставку по току срабатывания, которая задается обычно во вторичных токах $I_ф$, и максимальный ток трехфазного к. з. для оценки поведения реле на отсутствие ложных срабатываний:

а) на исполнительном реле тока установить необходимую уставку и нужный диапазон регулировки тока (×1 или ×2). Регулировку заданной уставки по току обратной последовательности производить при имитации двухфазного к. з. между любыми фазами изменением тока на выходе фильтра при срабатывании исполнительного реле тока. Ток срабатывания реле в фазных токах обратной последовательности подсчитывается по формуле

$$I_{2ф} = I_{ср}/\sqrt{3}; \qquad (7.8)$$

б) проверить ток возврата реле и отсутствие вибрации контактов исполнительного реле при подаче на вход фильтра токов от 1,05 $I_{ср}$ до $I_{к.з\,max}$. При появлении вибрации устранить ее уменьшением конечного зазора между якорем и магнитопроводом. Определить коэффициент возврата реле;

в) оценить реакцию реле на отсутствие ложных срабатываний при максимальном токе трехфазного к. з. косвенным методом — проверкой линейности ФТОП. Для этого к фазам реле *АВ*, *ВС*, *СА* поочередно подводят ток $I_{к.з.max}$ и измеряют ток в исполнительном реле или напряжение на выходе фильтра. Наибольшая разность двух любых замеров тока или напряжения не должна превышать соответственно значений $I_{ср}$ и $U_{ср}$ реле напряжения;

г) определить вторичный ток или напряжение срабатывания исполнительного реле после проверки настройки реле. Приборы для измерения тока (напряжения) срабатывания должны быть с небольшим потреблением (например, ВАФ-85) и желательно того же типа, который будет применен для проверки реле под нагрузкой.

4. Произвести в лабораторных условиях проверку электрических характеристик реле трехфазным током по следующей методике:

а) проверить ток небаланса ФТОП, закоротив зажимы *2*, *4*, *6*, убрав перемычку *11—12* и подключив вместо нее миллиамперметр с внутренним сопротивлением не более 400 Ом. На зажимы *1*, *3* и *5* подают симметричный трехфазный ток прямой последовательности 1,5 $I_{ном}$. Ток небаланса при замкнутых зажимах *13* и *14* должен быть не более 1 мА. При незначительном превышении допустимого значения тока небаланса его уменьшают совместной регулировкой в небольших пределах величины сопротивления резисторов *R1* и *R2*. При большом значении тока неба-

ланса выполняют настройку фильтра, которую удобно начинать с трансреактора *ТА2*. Для этого следует закоротить зажимы *4* и *6* и при снятой перемычке *11—12* через зажимы *3* и *5* пропустить синусоидальный ток $(1 \div 1{,}3)\, I_{ном}$. Сопротивление резистора *R2* подобрать таким образом, чтобы напряжение на нем опережало ток через первичные обмотки трансреактора на 60°. Затем подать ток на зажимы *5* и *6* и подобрать сопротивление резистора *R1* так, чтобы значения напряжений на резисторах *R1* и *R2* были равны. Окончательную проверку осуществляют трехфазным током;

б) отрегулировать уставки исполнительного органа при установленной перемычке *13—14*. Зажимы *2* и *4* закоротить, подать ток на зажимы *1* и *3*. Ток обратной последовательности при срабатывании реле определяют по выражению (7.8).

На каждой уставке следует подобрать положение указателя шкалы, соответствующее срабатыванию при нужном значении тока;

в) сняв перемычку *13—14*, подобрать значение добавочного резистора *R3* таким, чтобы ток срабатывания реле увеличился в 2 раза;

г) проверить четкость работы контактов реле в диапазоне токов от $1{,}2\, I_{сраб}$ до $20\, I_{ном}$. При нечеткой работе контактов отрегулировать реле РН-50.

5. Проверить реле при рабочем токе не менее 20 % $I_{ном}$ ТТ защищаемого присоединения при симметричной нагрузке:

а) измерить значение токов трех фаз и ток небаланса в нулевом проводе (если он исполняется в защите), определить чередование фаз тока, поданного на реле;

б) измерить ток небаланса на выходе ФТОП и сравнить с заводскими данными. При необходимости проанализировать форму кривой тока небаланса;

в) измерить ток на выходе ФТОП при кратковременном изменении фаз тока на входе фильтра, проверив при этом работу контактов исполнительного реле;

г) восстановить схему токовых цепей. Повторно проверить ток небаланса на выходе ФТОП. При неизменной нагрузке значение его не должно отличаться от значения, полученного при измерении по п. «а»;

д) при необходимости определить коэффициент отстройки от сверхтоков при трехфазном симметричном к. з. по формулам

$$I^{(3)}_{нб.\,к.\,з} = \frac{I_{нб.\,изм}}{I_{нагр}}\, I^{(3)}_{к.\,з.}; \qquad (7.9)$$

$$K_{отс} = \frac{I_{ср.\,исп.\,р}}{I^{(3)}_{нб.\,к.\,з.}}, \qquad (7.10)$$

где $I^{(3)}_{нб.\,к.\,з.}$ — ток небаланса при трехфазном симметричном коротком замыкании, мА.

Измерение тока в фазах, в нулевом проводе, на выходе фильтра ФТОП и снятие векторной диаграммы производят с помощью прибора ВАФ-85.

Причины повышенного значения тока небаланса на выходе ФТОП при правильной его настройке те же, что и у реле РНФ-1М.

7.16. РЕЛЕ НАПРАВЛЕНИЯ МОЩНОСТИ ОБРАТНОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ РМОП-2

Техническая характеристика реле РМОП-2

Номинальное линейное напряжение, В	100
Номинальный ток, А	1 или 5
Мощность в симметричном режиме при номинальных величинах тока и напряжения прямой последовательности на фазу (В·А) не более, в цепи:	
тока	6
напряжения	15
Коэффициент возврата, не более:	
пускового реле тока	0,8
реле направления мощности	0,5

Чувствительность пускового органа реле по току обратной последовательности при изменении числа витков обмоток промежуточных трансформаторов тока и угла закручивания противодействующей пружины в пределах шкалы можно регулировать от 0,2 до 0,8 номинальной. При этом токи срабатывания обратной последовательности на уставках пускового органа имеют значения, указанные в табл. 7.32, с возможным отклонением ±5 %.

Максимально допустимый вторичный ток трехфазного короткого замыкания не должен превышать 5, 18 и 30 $I_{ном}$ при установке переключателя отпаек трансформаторов *TA1* и *TA2* соответственно в положения *6*, *7*, *8* (рис. 7.35, *а*). При дальнейшем увеличении тока в цепях ФНОП возникают явления феррорезонанса.

Реле длительно выдерживает:

в симметричном режиме прямой последовательности напряжение 1,1 $U_{ном}$ и ток 2 $I_{ном}$;

обрыв любой из фаз цепи при напряжении 1,1 $U_{ном}$ и симметричном трехфазном токе прямой последовательности 1,1 $I_{ном}$;

симметричный трехфазный ток обратной последовательности величиной 0,9 $I_{ном}$ при симметричном трехфазном напряжении прямой последовательности 1,1 $U_{ном}$.

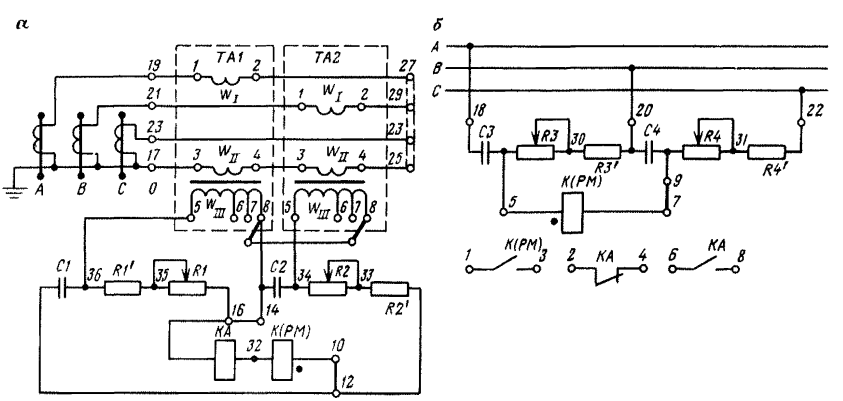


Рис. 7.35. Принципиальная схема реле типа РМОП-2:
а — фильтр тока обратной последовательности; *б* — фильтр напряжения обратной последовательности

В симметричном трехфазном режиме реле термически и динамически стойко при токах до $30\,I_{ном}$ в течение 1 с.

Разрывная мощность контактов в цепи постоянного тока с индуктивной нагрузкой при напряжении до 250 В и токе до 2 А составляет 60 Вт для пускового реле тока и 50 Вт для реле направления мощности.

При проверке и регулировке реле РМОП-2 в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

1. Отрегулировать ФТОП. Для этого установить перемычки трансформаторов *TA1* и *TA2* на отпайке *8*, разомкнуть зажимы *10*, *12* и включить между ними миллиамперметр с внутренним сопротивлением не более 400 Ом. Затем на зажимы *19*, *21*, *23*, *17* (зажимы *23*, *25*, *27*, *29* закоротить) подать симметричный трехфазный ток прямой последовательности (*A*, *B*, *C*, *0* соответственно), равный $3I_{ном}$ на фазу.

Отрегулировать резисторы *R1* и *R2* так, чтобы ток небаланса по миллиамперметру не превышал 1,5 мА. Зафиксировать движки резисторов в данном положении.

Настройка ФТОП однофазным напряжением производится также при отключенной нагрузке. Переключателями отпаек разомкнуть вторичные обмотки *TA1* и *TA2*. На зажимы *12*, *16* подать напряжение 100 В. Оба плеча фильтра при этом включены параллельно. Изменением значения сопротивления резисторов *R1* и *R2* следует добиться распределения напряжений на элементах фильтра в соответствии с отношением

$$\frac{U\left(R1+R1'\right)}{U_{C1}}=\frac{U_{C2}}{U\left(R2+R2'\right)}=$$

$$=\frac{86\pm 2}{50\pm 1}\approx\sqrt{3}$$

с точностью до 2 %.

Таблица 7.32

Токи срабатывания обратной последовательности на уставках пускового органа

Зажимы трансформаторов	Ток срабатывания (А) на уставках							
	1	2	3	4	5	6	7	8
5—6	1,0/0,2	1,16/0,232	1,24/0,248	1,35/0,27	1,45/0,29	1,57/0,314	1,68/0,336	1,74/0,348
5—7	1,58/0,316	1,8/0,36	1,97/0,394	2,15/0,43	2,34/0,468	2,5/0,5	2,68/0,536	2,84/0,568
5—8	2,25/0,45	2,5/0,5	2,75/0,55	3/0,6	3,25/0,65	3,5/0,7	3,75/0,75	4/0,8

Примечание. В числителе и знаменателе даны значения $I_{ср}$ для реле с $I_{ном}$, равным соответственно 5 и 1 А.

Измерение напряжений на элементах фильтра выполняют высокоомным вольтметром (не менее 1 кОм/В). Если изменением значения сопротивления резисторов *R1* и *R2* не удается добиться требуемых соотношений, то следует произвести поэлементную проверку фильтра, как и для ФНОП (см. ниже п. 2).

Проверку промежуточных трансформаторов тока следует начинать с проверки идентичности и правильности включения их обмоток, подав ток в первичные обмотки *TA1* и *TA2* при различном сочетании одно- и двухфазного питания. При проверке в первичные обмотки подается одинаковый для всех видов питания ток $I_{перв}=(1\div 2)I_{ном}$. Вторичный ток измеряется миллиамперметром класса 0,5 с внутренним сопротивлением не более 40 Ом при установке рабочих ответвлений на рабочих обмотках *TA1* и *TA2*. Все измерения производят на одном пределе прибора. Результаты измерения вторичных токов при одинаковом значении $I_{перв}$ должны соответствовать следующим данным.

Токовая цепь . . .	*A*—0	*B*—0	*C*—0	*A*—*B*	*B*—*C*	*C*—*A*
Относительное значение вторичного тока, измеренное миллиамперметром . . .	$I_{втор}/3$	$2I_{втор}/3$		0		$I_{втор}$

За ток $I_{втор}$ принято значение вторичного тока одного из промежуточных трансформаторов тока при прохождении тока $I_{перв}$ по одной из его первичных обмоток, включенной в фазный провод.

Несоответствие значений вторичных токов может быть вызвано неодинаковым включением ответвлений на вторичных обмотках *TA1* и *TA2*, различием коэффициентов трансформации между первичными и вторичными обмотками *TA1* (*TA2*) или неисправностью *TA1* или *TA2* (обрыв обмотки, короткозамкнутые витки).

Для выявления короткозамкнутых витков необходимо на каждом промежуточном трансформаторе снять характеристику намагничивания со стороны вторичной обмотки. Внутреннее сопротивление вольтметра должно быть не менее 1 кОм/В. При обнаружении в промежуточном трансформаторе тока короткозамкнутых витков его необходимо заменить.

Для каждого вида одно- или двухфазного питания (кроме питания *A*—*B*) на основе результатов измерений вторичных токов следует определить коэффициент трансформации. Значения коэффициентов трансформации не должны различаться более чем на 10 %.

2. Отрегулировать ФНОП. Разомкнув зажимы *7*—*9* (см. рис. 7.35, *б*) и подключив к зажимам *5*—*9* вольтметр с внутренним сопротивлением не менее 5000 Ом/В, подать на зажимы *18*, *20*, *22* (фазы *A*, *B*, *C* соответственно) симметричное трехфазное напряжение прямой последовательности $U_л=100$ В. Далее отрегулировать резисторы *R3* и *R4* так, чтобы напряжение небаланса на зажимах *5*, *9* не превышало 2,6 В (при подключенной перемычке *7*—*9* не более 1,5 В). Зафиксировать движки резисторов в данном положении, снять напряжение и поставить перемычку между зажимами *7*, *9*

При отсутствии источника симметричного трехфазного напряжения проверку можно произвести косвенным методом без нагрузки: снять пе-

ремычку *7—9*, подать однофазное напряжение 100 В на зажимы *18*, *20—22* (*B*, *C*, *A*) и высокоомным вольтметром измерить напряжение на *C3*, *R3—R3'*, *R4—R4'*, *C4*. При правильно настроенном фильтре (с помощью резисторов *R3* и *R4*) должны соблюдаться соотношения: $U_{(R3+R3')} = U_{C4}$; $U_{C3} = U_{(R4+R4')}$, т. е.

$$\frac{U_{(R3+R3')}}{U_{C3}} = \frac{U_{C4}}{U_{(R4+R4')}} = \frac{86 \pm 2}{50 \pm 1} \approx \sqrt{3} \pm 2\ \%.$$

Если регулированием сопротивлений резисторов не удастся добиться требуемых соотношений, следует проверить правильность внутренних соединений ФНОП и выполнить поэлементную проверку фильтра: измерить активные сопротивления и емкости фильтра методом амперметра — вольтметра при подаче переменного напряжения 100—150 В.

Измеренные значения

$$R = \frac{U}{I}; \qquad C = \frac{3180}{X_c},$$

где R — сопротивление (Ом) и C — емкость (мкФ), сравнивают с заводскими данными.

3. Проверить регулировку пускового органа (реле серии РТ-40) в соответствии с указаниями 7.6. Зазоры между полкой якоря и полюсами магнитопровода (в притянутом положении якоря) должны быть одинаковыми и находиться в пределах 0,35—0,5 мм.

4. Проверить токи срабатывания реле по реостатной схеме, подключив реле на зажимы *21*, *29* и установив переключатель отпаек в положение *8* (см. рис. 7.35, *а*). Значение токов срабатывания реле (подаваемых на зажимы *21*, *29*) на различных уставках приведены в табл. 7.33. Коэффициент возврата не менее 0,8. Ток срабатывания пускового органа и коэффициент возврата калибруют совместной регулировкой контактов реле и угла предварительного закручивания противодействующей пружины и выбором начального и конечного положения якоря. Угол предварительного закручивания пружины должен быть не менее 30°.

5. Отрегулировать орган направления мощности в соответствии с указаниями 7.10. При проверке «самохода» от тока и напряжения допускается «самоход», который можно скомпенсировать закручиванием спиральной пружины на угол не более 10°.

Для проверки «самохода» от тока закоротить зажимы *18*, *20*, *22*, разомкнуть зажимы *10*, *12* и через обмотки реле (зажимы *10*, *14*) пропустить ток не более 0,8 А. «Самоход» устраняют при угле закручивания спиральной пружины, равном нулю, поворотом сердечника магнитопровода, после чего схему возвращают в первоначальное состояние.

Для проверки «самохода» от напряжения закоротить зажимы *20*, *22*, на зажимы *18*, *20* подать напряжение 100 В и разомкнуть первичные цепи промежуточных трансформаторов тока. «Самоход» от напряжения

Таблица 7.33

Токи срабатывания пускового органа реле РМОП-2, измеренные на входе фильтра тока обратной последовательности

Отпайка вторичных обмоток трансформаторов тока	Токи срабатывания (А) на уставках							
	1	2	3	4	5	6	7	8
5—6	1,6—1,8 / 0,33—0,25	1,9—2,05 / 0,35—0,42	2,05—2,2 / 0,41—0,44	2,25—2,4 / 0,44—0,48	2,4—2,6 / 0,48—0,52	2,6—2,8 / 0,52—0,56	2,8—3,0 / 0,56—0,6	2,9—3,0 / 0,58—0,63
5—7	2,6—2,8 / 0,52—0,56	3,0—3,2 / 0,6—0,64	3,3—3,5 / 0,66—0,7	3,6—3,85 / 0,71—0,77	3,9—4,25 / 0,78—0,84	4,15—4,5 / 0,83—0,9	4,5—4,8 / 0,89—0,96	4,7—5,1 / 0,94—1,02
5—8	3,7—4 / 0,75—0,81	4,1—4,5 / 0,84—0,9	4,6—4,9 / 0,91—0,99	5,0—5,4 / 1,0—1,08	5,4—5,8 / 1,08—1,16	5,8—6,3 / 1,15—1,26	6,2—6,7 / 1,24—1,35	6,6—7,2 / 1,32—1,44

Примечание. В числителе и знаменателе даны значения $I_{ср}$ для реле с $I_{ном}$, равным соответственно 5 и 1 А.

устраняют поворотом сердечника магнитопровода и перемещением катушек на якоре магнитопровода. Если при устранении «самохода» изменялось положение сердечника, то нужно вновь проверить «самоход» от тока и при необходимости произвести повторную регулировку.

6. Проверить угол максимальной чувствительности. Собрать схему (рис. 7.36), закоротить зажимы *20, 22*, пропустить через зажимы *21, 29* номинальный ток (1 или 5 А в зависимости от исполнения реле), подать на зажимы *18, 20* напряжение 100 В, определить зону срабатывания реле. Угол максимальной чувствительности (между векторами тока и напряжения обратной последовательности), подсчитанный как середина зоны срабатывания, должен составлять минус 110±10°. Проверку производить при полностью включенных вторичных обмотках трансформаторов (отпайки *5—8*, см. рис. 7.35 *а*) и непритянутом якоре пускового органа. Векторная диаграмма токов и напряжений в цепях реле РМОП-2 при угле максимальной чувствительности показана на рис. 7.37. **Зона действия** реле должна быть не менее 160±10°.

7. Проверить мощность **срабатывания** реле при полностью включенных вторичных обмотках трансформаторов, угле максимальной чувствительности и

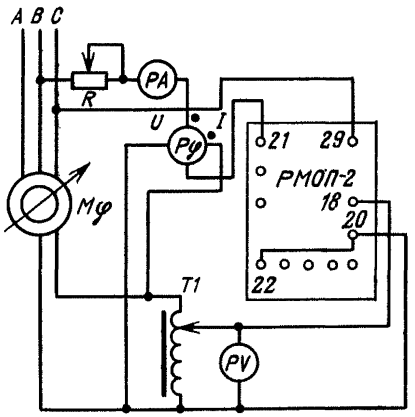


Рис. 7.36. Схема проверки угла максимальной чувствительности реле РМОП-2

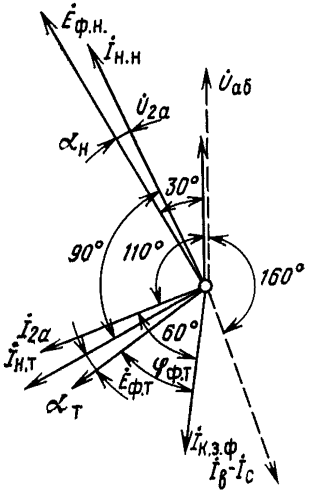


Рис. 7.37. Векторная диаграмма токов и напряжений в цепях реле РМОП-2 при угле максимальной чувствительности

токе 0,346 $I_{ном}$ путем плавного повышения напряжения от нуля до срабатывания реле. Мощность обратной последовательности при срабатывании реле

$$P_{2\,сраб} = 0{,}192 U_р I_р.$$

не должна превышать значений 0,6(3), 1,1(5,5), 1,6 (8) В·А на фазу при положении перемычек *5—6*, *5—7*, *5—8* соответственно. В скобках даны значения при $I_{ном}=5$ А. Регулировку мощности срабатывания производят изменением натяжения возвратной пружины индукционного элемента, угол закручивания пружины должен быть около 90°

8. При угле максимальной чувствительности, номинальном напряжении и при подаче тока 20 $I_{ном}$ проверить отсутствие вибрации подвижной системы и контактов при замыкании.

9. Реле не должно срабатывать при протекании симметричного трехфазного тока обратной последовательности *OABC* (зажимы *17*, *19*, *21*, *23* соответственно, см. рис. 7.35, *а*), равного $I_ф$ не более 1,3 А для реле с $I_{ном}=5$ А и $I_ф$ не более 0,26 А для реле с $I_{ном}=1$ А, и симметричном трехфазном напряжении прямой последовательности *ABC* (зажимы *18*, *20*, *22* соответственно, см. рис. 7.35, *б*), равного 100 В.

Реле не должно срабатывать при протекании симметричного трехфазного тока прямой последовательности *ABCO* (зажимы *19*, *21*, *23*, *17* соответственно), равного $I_ф=3\,I_{ном}$, и симметричном трехфазном линейном напряжении обратной последовательности *CAB* (зажимы *18*, *20*, *22* соответственно), равном $U_{2л}=0{,}5\,U_{ном}$.

7.17. РЕЛЕ ОБРЫВА ФАЗ Е-511

Техническая характеристика реле Е-511

Номинальное напряжение переменного тока, В . . .	100, 220, 380
Потребляемая мощность при номинальных напряжениях, В·А, не более	6; 8,5; 10
Количество контактов	1з + 1р
Длительно допустимый ток контактов, А	2,5

Контакты реле коммутируют нагрузку мощностью 30 Вт при напряжении 220 В постоянного тока или мощностью 100 В·А при напряжении 220 В переменного тока.

Реле срабатывают при обрыве одной, двух и трех фаз и не срабатывают при симметричном понижении напряжения до 0,6 $U_{ном}$ в трех фазах. Принципиальная схема реле показана на рис. 7.38.

При проверке и регулировке реле Е-511 в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

1. Проверить и отрегулировать механическую часть реле, обращая особое внимание на состояние контактной системы регулируемых резисторов. Проверку состояния подвижной контактной системы производить согласно указаниям по проверке реле напряжения и промежуточных реле (см. 7.3 и 7.6).

2. Проверить и отрегулировать работу реле под напряжением. Для этого подключить реле к трехфазной сети согласно порядку чередования фаз и изменив порядок чередования, проверить четкость срабатывания реле.

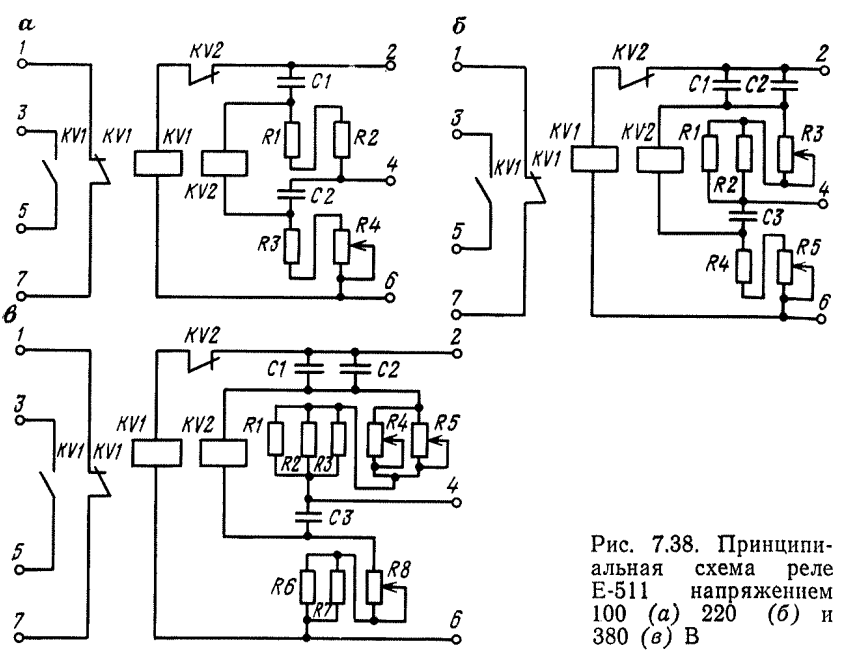
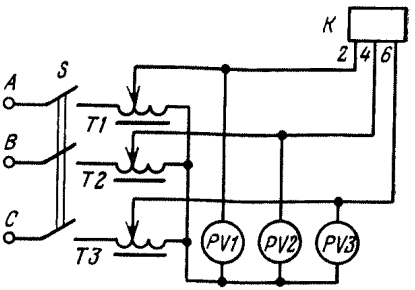


Рис. 7.38. Принципиальная схема реле Е-511 напряжением 100 (*а*) 220 (*б*) и 380 (*в*) В

Рис. 7.39. Схема для проверки реле Е-511



Подключить реле по схеме (рис. 7.39) и, регулируя величину напряжения от 0,85 до 1,1 $U_{ном}$, проверить четкость работы реле при измененном порядке чередования фаз и при снижении напряжения ниже допустимого (ниже 0,6 $U_{ном}$). При необходимости произвести регулировку переменными резисторами.

7.18. РЕЛЕ ПОНИЖЕНИЯ РЧ-1 И ПОВЫШЕНИЯ РЧ-2 ЧАСТОТЫ. ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО ВУ-3

Технические характеристики реле РЧ-1 и РЧ-2

Диапазон уставок, Гц, на частоту:		
срабатывания	50—45	50—55
возврата	46—50	55—50
Разность между частотой срабатывания и возврата на любой уставке (при отключенной цепи возврата), Гц, не более	0,05	
Время срабатывания, с, не более	0,15; 0,3; 0,5	0,1
Время возврата, с, не более	0,15	
Разрывная мощность контактов, соединенных последовательно:		
при постоянном токе, Вт	60	
при переменном токе, В·А	300	
Предельный ток, А:		
отключения	2	
включения	5	

Принципиальная схема реле РЧ-1 показана на рис. 7.40. В схеме реле РЧ-2 есть небольшие отличия от схемы реле РЧ-1: вместо резистора *R12* включен конденсатор *C2′*, вместо конденсатора *C2* — резистор *R12′* (на схеме показаны пунктиром).

При регулировке и калибровке реле типа РЧ в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

1. Отрегулировать выходное реле *K* при отпущенном якоре. Зазор между якорем и плоскостью заднего керна сердечника должен быть не более 0,05 мм. Регулировку производить перемещением сердечника вверх или вниз при отпущенных винтах, крепящих его к скобе. Зазор между якорем и плоскостью немагнитной пластинки на керне сердечника должен быть около 1 мм. Раствор контактов — не менее 1 мм, провал (при притянутом якоре) от 0,2 до 0,3 мм. Регулировка заключается в под-

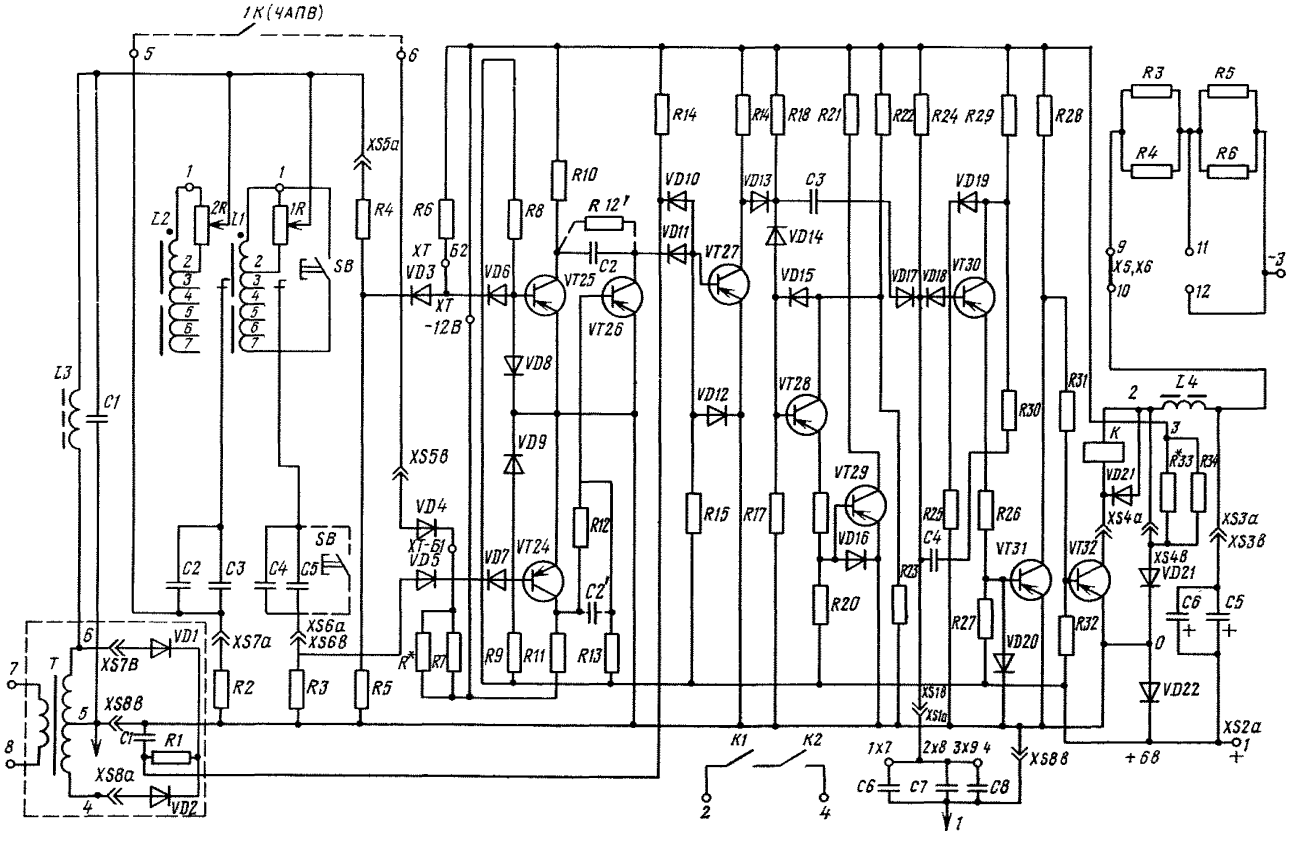


Рис. 7.40. Принципиальная схема реле РЧ-1

гибании упорной пластинки и пластинки неподвижного контакта в месте их закрепления в изоляционных колодках. Зазор между пластинкой подвижного контакта и рамкой толкателя при отпущенном якоре должен быть 0,2—0,3 мм. Давление пластинки неподвижных замыкающих контактов на упорные пластинки должно быть около 0,2 Н.

2. Проверить калибровку исполнительного органа. Напряжение срабатывания на постоянном токе должно составлять 14—16,5 В, напряжение возврата — не менее 1,5 В. Для проверки калибровки реле используют схемы проверки промежуточных реле (см. 7.3).

3. Проверить цепи питания, измерив напряжения в схеме реле между лепестками на зажимах печатной платы:

XS (2а—8в)	4,8—6,4 В
XS (4а—8в)	18,7—24,3 В
XS (8в—XT — минус 12 В)	2—12,5 В

Напряжение между лепестками *XS 8в—XT*—12 В подгонять с помощью резистора *R*33*. При значительных отклонениях измеренных напряжений от нормальных проверить исправность резисторов *R4*, *R5*, *R6*, *R33*, *R34*; *стабилитронов VD22, VD21*, конденсаторов *C5*, *C6*.

Проверить исправность цепей переменного напряжения, подключив необходимые отпайки ступенчатого изменения уставок дросселей измерительных цепей срабатывания и возврата реле. Подать на выводы *7* и *8* реле переменное напряжение $U_{ном}$ частотой 50 Гц.

Измерить напряжения в точках схемы, указанных в табл. 7.34, относительно нулевой шинки (тока *XS8B* разъема). Напряжения измерять вольтметром с внутренним сопротивлением не менее 1 кОм/В (допусти-

Таблица 7.34

Напряжения в контрольных точках схемы реле частоты

Обозначение точки на схеме (см. рис. 7.40)	Расположение точки	Напряжение в точке схемы относительно нулевой шинки, В
XS7а	Вывод измерительной цепи возврата, точка *7а* разъема	38,0
XS8а	Вывод вторичной обмотки входного трансформатора *T*, точка *8а* разъема	41,0
XS7в	Вывод вторичной обмотки входного трансформатора, точка *7в* разъема	37,5
XS5а	Движки резисторов плавного регулирования *1R* и *2R*, точка *5а* (*4в*) разъема	56,0
«Минус»	Переключатель уставок реле в измерительной цепи возврата	110,0
XS6а	Выход измерительной цепи срабатывания, точка *6а* разъема	36,0
«Минус»	Переключатель уставок реле в измерительной цепи срабатывания	110,0

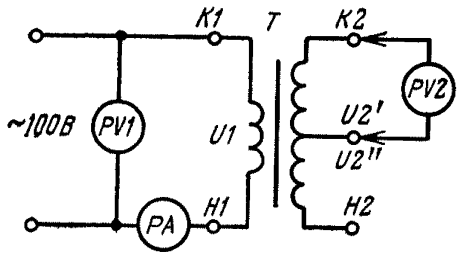


Рис. 7.41. Схема проверки трансформатора реле РЧ-1 и РЧ-2

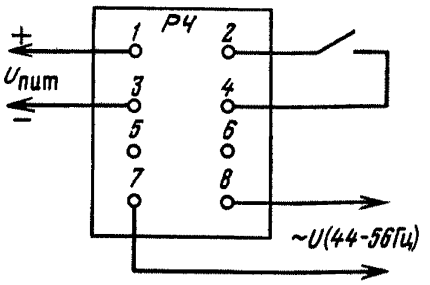


Рис. 7.42. Схема включения реле РЧ-1 и РЧ-2 при проверке калибровки

мые отклонения ±20 %). При значительных отклонениях измеренных напряжений от нормы необходимо проверить работу элементов схемы.

4. При необходимости проверить работу элементов схемы:

а) съемного блока на соответствие значениям напряжений на транзисторах (напряжения эмиттер-коллектор установленным значениям,

Таблица 7.35

Напряжение на транзисторах

Режим работы реле	Напряжение на транзисторах (эмиттер-коллектор), В							
	VT24	*VT25*	*VT27*	*VT28*	*VT29*	*VT30*	*VT31*	*VT32*
В цепь питания схемы реле подано номинальное напряжение				Не более 0,5				—22
В измерительную цепь и цепь питания подано номинальное напряжение. Частота сети выше уставки (не обеспечивает срабатывания реле)	—2,5	—5,5	—11,5	—0,3	—10,5	—5,5	—0,3	—22
В измерительную цепь и цепь питания подано номинальное напряжение. Частота сети ниже уставки (обеспечивает срабатывание реле)	—2,5	—5,5	—11,5	+0,45	—12	+0,45	—2,8	—0,05

Таблица 7.36

Напряжение на отпайках дросселей

Реле	Напряжение на отпайках дросселей *L1* и *L3*					
	1—2	*1—3*	*3—4*	*3—5*	*3—6*	*3—7*
РЧ-1	2,4—2,5	92	1,8—2,0	3,8—4,2	5,8—6,4	8—8,5
РЧ-2	2,2—2,3	92,5	1,7—1,9	3,5—3,9	5,3—5,9	7,3—7,8

табл. 7.35). Если напряжение отличается, то проверяют наличие контактов в разъеме, исправность и правильность включения диодов и транзисторов, сопротивления резисторов;

б) входного трансформатора по схеме, показанной на рис. 7.41. Ток холостого хода трансформатора не должен превышать 4 мА при напряжении на первичной обмотке 100 В частотой 50 Гц. Вторичные напряжения должны быть равны для реле РЧ-1 и РЧ-2 соответственно 45—52 и 30—35 В;

в) дросселя *L3* фильтра (см. рис. 7.40). Полное сопротивление дросселя, измеренное методом амперметра-вольтметра при напряжении на нем 100 В, должно находиться в пределах 1150—1400 Ом (ток через дроссель должен быть 70—90 мА);

г) дросселей *L1* и *L2*, подав напряжение 100 В на всю обмотку дросселя (отводы *1* и *7*). Измеренные напряжения на отпайках при выведенном шунте дросселя должны соответствовать данным табл. 7.36.

5. Проверить калибровку реле. На зажимы *7*, *8* (рис. 7.42) реле подать напряжение переменного тока от генератора промышленной частоты, позволяющего плавно регулировать частоту в пределах 44—56 Гц и величину напряжения 10—150 В; на зажимы *1* и *3* подать номинальное напряжение постоянного тока с соблюдением полярности. Форма кривой напряжения переменного тока должна быть практически синусоидальной. Параллельно реле частоты подключить частотомер. Калибровка реле РЧ-2 аналогична калибровке реле РЧ-1. Дополнительно следует подать напряжение 100 В переменного тока на выводы *7*, *8* и измерить напряжение между точками *4—5* и *5—6* (оно должно составлять 30—35 В). Кроме того, измерить напряжения на отпайках дросселей *L1* и *L2* (см. рис. 7.40) при подаче на всю обмотку дросселя 100 В, 50 Гц и отсоединенных резисторах *1R* и *2R* при полностью выведенном магнитном шунте (они должны соответствовать данным, приведенным в табл. 7.36).

Все электрические измерения производить приборами класса точности не ниже 1, измерение частоты — частотомером с погрешностью не более 0,1 Гц и вольтметром с внутренним сопротивлением не менее 20 кОм/В.

6. Проверить частоту срабатывания и возврата. Подать на зажимы *7*, *8* и *1*, *3* (см. рис. 7.42) номинальное напряжение переменного и постоянного тока, как указано выше. Установить переключатели ступенчатого изменения уставок на номинальные уставки (для реле РЧ-1

45 и 46 Гц, для реле РЧ-2 50 Гц), рукоятки потенциометров *1R* и *2R* (см. рис. 7.40) повернуть в крайнее левое положение. Поворачивая рукоятки потенциометров вправо до упора, проверить часто́ты срабатывания и возврата. При этом разность между ними при крайних положениях потенциометров (ширина шкалы) должна составлять 1 Гц. Уставки срабатывания (возврата) определяют как среднее арифметическое измеренных (не менее пяти) значений частоты срабатывания (возврата) при прямом и обратном подключении проводов к генератору переменного напряжения.

Реле РЧ-1 должно срабатывать при частоте 44,95—45 Гц, а возвращаться (при закороченных зажимах *6* и *5* см. рис. 7.42) при частоте 45,95—46 Гц. Реле РЧ-2 должно срабатывать и возвращаться при частоте 49,9—50 Гц. Регулировку частоты срабатывания и возврата выполняют перемещением шунта в зазоре дросселя.

Зависимость частоты срабатывания при колебаниях напряжения нужно устанавливать с помощью резистора *R**, расположенного на специальных лепестках (точки *XS—12*, *XT—Б1* и *XT-Б2* на печатной плате сменного блока).

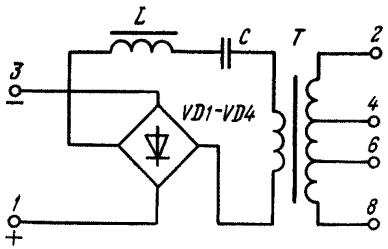
7. Проверить частоту срабатывания и возврата реле на рабочих уставках при $0{,}2U_{ном}$ и $1{,}3U_{ном}$ для реле РЧ-1 и $0{,}2U_{ном}$ и $1{,}5U_{ном}$ для реле РЧ-2. При изменении напряжения сети от $0{,}2—1{,}3U_{ном}$ для реле РЧ-1 и $0{,}45—1{,}5U_{ном}$ для реле РЧ-2 изменение частоты срабатывания (возврата) должно быть соответственно не более плюс 0,2 Гц и минус 0,3 Гц.

8. Проверить время срабатывания реле РЧ-1 на рабочей уставке. Перемычки уставки выдержки времени реле установить в положение, соответствующее времени срабатывания. С помощью рубильника (промежуточного реле или ключа) подать на выводы *7* и *8* реле переменное напряжение 100 В, частота которого на 0,3—0,5 Гц ниже частоты срабатывания. На один из полюсов этого рубильника завести цепь пуска секундомера, чтобы он запускался при подаче напряжения на реле. Останов секундомера осуществляется непосредственно контактом реле частоты (зажимы *2—4* реле). Измерения производить не менее пяти раз. Время срабатывания должно быть не более 0,15 с на первой уставке, 0,23—0,3 с на второй уставке и 0,4—0,5 с на третьей.

Проверить время срабатывания реле РЧ-2 на рабочей уставке при $U_{ном}$. Для этого к конденсаторам *C4* и *C5* (см. рис. 7.40) на время проверки через ключ подключить дополнительный конденсатор такой емкости, чтобы частота срабатывания реле была на 0,3 Гц ниже частоты соответствующей уставки реле. При разомкнутом ключе подается частота на 0,1 Гц ниже частоты срабатывания реле, после чего ключом подключается дополнительная емкость. Время с момента замыкания ключа до момента замыкания цепи выходных контактов на зажимах реле *2, 4* и определяет время работы реле (должно быть не более 0,1 с).

9. Проверить работу реле при снятии и подаче переменного рабочего напряжения при поданном оперативном напряжении. Проверить работу реле при снятии и подаче оперативного напряжения при наличии напряжения контролируемой сети. Проверить работу реле при од-

Рис. 7.43. Принципиальная схема устройства ВУ-3



новременном снятии и подаче оперативного и рабочего напряжения. Реле не должно срабатывать.

10. Проверить действие кнопки проверки работоспособности *SB*. Выставить наиболее дальние уставки на частоту срабатывания 45 Гц для РЧ-1 или 55 Гц для РЧ-2 и подать на реле номинальные напряжения постоянного и переменного тока. При нажатии кнопки реле должно сработать.

При работе реле частоты, имеющем устройство ВУ, проверки производить совместно с ним.

Техническая характеристика вспомогательного устройства ВУ-3

Напряжение питания переменного тока, В	100, 127, 220
Напряжение выпрямленного тока, В	100±4
Диапазон изменения напряжения питания, обеспечивающий нормальную работу	0,4—1,3
Потребляемая мощность (при включенном реле частоты), В·А, не более	15

Принципиальная схема устройства ВУ-3 показана на рис. 7.43.

Наладку устройства ВУ-3 производят аналогично указаниям по проверке блоков питания (см. 7.23).

7.19. ТРЕХФАЗНОЕ РЕЛЕ НАПРЯЖЕНИЯ РНБ-231

Техническая характеристика

Номинальное напряжение переменного тока, В	100
Уставки напряжения срабатывания, В	40—75
Точность уставок, %	±5
Коэффициент возврата, не более	1,2
Мощность, потребляемая каждой обмоткой при номинальном напряжении, В·А	0,5
Длительно допустимое напряжение	1,1 $U_{ном}$
Разрывная мощность контактов в цепи постоянного тока с индуктивной нагрузкой при напряжении до 220 В и токе до 2 А, Вт	50

При проверке и регулировке реле РНБ-231 в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

1. Отрегулировать подвижную контактную систему реле, которая должна поворачиваться свободно, без трения. При затираниях проверить чистоту зазоров и подшипников. Зазоры между стаканчиком и полюсами магнитопровода должны быть примерно одинаковыми над всеми полюсами реле. Осевой люфт подвижной системы должен составлять

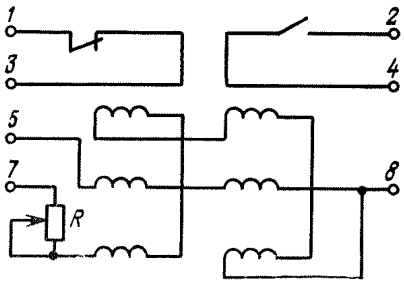


Рис. 7.44. Схема электрических соединений реле РНБ-231

примерно 0,2—0,3 мм, раствор контактов 1—1,5 мм, угол встречи контактов 50—60°, провал контактов 1—1,5 мм. Провал регулировать изменением положения заднего и переднего контактных упоров. В конце совместного хода контактов контактные пластинки должны ложиться на задний упор, одновременно с этим подвижный упор на оси реле должен коснуться неподвижного упора, расположенного на контактной плате реле.

2. Отрегулировать и при необходимости откорректировать электрические параметры реле. Отвинтить на один-два оборота винты, крепящие пластмассовый диск регулировки натяжения пружины. Повернуть диск таким образом, чтобы подвижная система находилась в равновесии, а подвижные контакты не касались неподвижных. Подключить цепи обеих обмоток параллельно к источнику напряжения 55—56 В, резистором *R* (рис. 7.44) добиться отсутствия вращающего момента на подвижной системе реле и зафиксировать резистор в этом положении. Подключить обмотки реле к источнику регулируемого симметричного трехфазного напряжения. Обмотки реле включить на междуфазные напряжения, сдвинутые под углом 60°, причем на зажимы *7—8* должно подаваться опережающее по фазе напряжение. Реле откалибровать на напряжение срабатывания: напряжение плавно снизить со 100 В до напряжения срабатывания реле.

Если напряжение срабатывания отличается от уставки более чем на 5 %, подобрать новое положение диска, соответствующее срабатыванию, и нанести контрольную метку.

3. Проверить коэффициент возврата реле, плавно повышая напряжение от нуля до размыкания контакта *1—3*. Практически коэффициент возврата равен примерно 1,04 (не более 1,2).

4. Проверить время срабатывания реле на каждой уставке при сбросе напряжения со 100 В до напряжения: на уставке 75 В — до 60 В; на уставке 60 В — до 48 В; на уставке 45 В — до 36 В. Время срабатывания не должно превышать 0,05 с.

7.20. КОМПЛЕКТЫ ЗАЩИТ СЕРИИ КЗ

Комплекты защит КЗ-9, КЗ 12÷КЗ-15, КЗ-17 изготовляют на напряжение постоянного оперативного тока 24, 48, 110 и 220 В.

Комплекты защит типов КЗ-6 и КЗ-7 изготовляют на переменный ток (100 В, 50 Гц) 1 или 5 А и постоянный ток 110 и 220 В.

Таблица 7.37

Технические характеристики реле направления мощности, входящих в комплекты защит КЗ-14, КЗ-15 и КЗ-38

Комплект защиты	Номинальный ток, А	Угол максимальной чувствительности $\varphi_{м.ч}$, эл. градус	Минимальное напряжение срабатывания при $\varphi_{м.ч}$ и токе $I_р = I_{ном}$, В
КЗ-14, КЗ-38	5; 1	-30 ± 5	0,9
		-45 ± 5	1,2
КЗ-15А (первое исполнение)	1; 5	70 ± 5	0,3
КЗ-15Б (второе исполнение)	1; 5	70 ± 5	0,9

Примечание. Угол закручивания возвратной пружины откалиброванного реле мощности в комплекте КЗ-14 и КЗ-15 равен соответственно 120 и 60°.

Реле тока комплектов защит имеют максимальные уставки на ток срабатывания от 0,2 до 200 А. Все технические характеристики реле тока, входящие в комплект серии КЗ, соответствуют техническим характеристикам реле максимального тока серии РТ-40.

Технические характеристики реле направления мощности комплектов защит КЗ-14, КЗ-15 и КЗ-38 приведены в табл. 7.37. Остальные технические характеристики реле мощности, установленные в комплектах КЗ-14 и КЗ-38, соответствуют техническим характеристикам реле РБМ-171, в комплекте КЗ-15А — РБМ-171, КЗ-15Б — РБМ-177.

Указательные реле комплектов защит КЗ-12, КЗ-14, КЗ-17 имеют токи срабатывания от 0,01 до 2 А.

Указательные реле для комплектов защит КЗ-9, КЗ-13, КЗ-15 и КЗ-17 применяют в зависимости от номинального напряжения оперативного тока согласно табл. 7.38.

Номинальный ток срабатывания указательных реле комплектов КЗ-35÷КЗ-38 равен 0,05 А.

В комплекте КЗ-6, КЗ-7 указательные реле имеют ток срабатывания 0,05 А при напряжении 110 В постоянного тока и 0,025 А при напряжении 220 В.

Таблица 7.38

Исполнение указательных реле комплектов защит КЗ-9, КЗ-13, КЗ-15, КЗ-17

Напряжение оперативного постоянного тока, В	Исполнение указательного реле по номинальному току срабатывания, А		
	КЗ-9	КЗ-13, КЗ-17	КЗ-15
24	0,15	0,15	0,25
48	0,075	0,1	0,15
110	0,025	0,05	0,075
220	0,005	0,025	0,05

Остальные технические данные указательных реле, установленных в комплектах серии КЗ, соответствуют техническим данным реле серии РУ-21.

Реле времени комплектов защиты КЗ-12÷КЗ-15, КЗ-17 могут выполняться с диапазоном уставок на время срабатывания 0,25—3,5 с или 0,5—9 с, а реле времени КТ2 комплекта КЗ-15 — только на 0,5—9 с.

Ток срабатывания реле времени и промежуточного реле комплектов защиты КЗ-35÷КЗ-38 составляет 2,5 и 5 А (в зависимости от способа соединения секций первичных обмоток насыщающихся трансформаторов).

Реле времени комплектов КЗ-35÷КЗ-38 по максимальной выдержке времени могут быть выполнены на 4 или 10 с.

Технические данные реле времени, установленного в комплекте типа КЗ-12, соответствуют данным реле РВ-127 или РВ-133, в комплекте КЗ-13, КЗ-14, КЗ-17 — РВ-128 или РВ-132, в комплекте КЗ-15 — РВ-132, РВ-124 или РВ-134; в комплекте КЗ-35÷КЗ-38 — РВМ-12 или РВМ-13.

Промежуточное реле комплекта типа КЗ-9 выполняется на номинальный ток удерживания 1, 2 или 4 А.

Технические данные промежуточных реле, установленных в комплектах КЗ-6, КЗ-9/2, КЗ-13, КЗ-15, КЗ-17, соответствуют техническим данным реле РП-251, в комплекте КЗ-9 — РП-253, в комплектах КЗ-35, КЗ-37, КЗ-38 — реле РП-341, в комплекте КЗ-36 — реле РП-341 или РП-321.

Принципиальные схемы комплектов защит показаны на рис. 7.45—7.57.

Комплекты смонтированы в виде отдельных блоков, в цоколях которых установлены реле. В зависимости от типа комплекта (его назначения) изменяется состав комплекта.

Подготовительные работы при наладке комплектов защит.

1. Приступая к наладке защит, необходимо кроме принципиальной и монтажной схем защиты получить у заказчика следующие данные: коэффициенты трансформации и схемы соединения трансформаторов тока и напряжения; токи срабатывания и время действия каждой ступени защиты; мощность срабатывания и угол максимальной чувствительности реле направления мощности; максимальный ток к. з. на линии для проверки отсутствия вибрации контактов реле мощности и токовых реле; максимальный ток к. з. на шинах подстанции «за спиной».

Для защиты от замыканий на землю принимают максимальные токи однофазного и в защите от междуфазных к. з. — максимальные токи двухфазного к. з.

2. Рассчитать вторичные токи настройки токовых реле, проанализировать схему включения реле мощности.

3. Проверить соответствие выполнения монтажа панели принципиальной и монтажной схемам.

4. Произвести внешний осмотр и ревизию механической части элементов защиты. При ревизии комплектов защит особое внимание обратить на надежность паек внутреннего монтажа. Полная ревизия реле в комплекте невозможна из-за малых расстояний между ними, поэтому каждое реле вынимают из цоколя. При снятых реле проверяют отсутствие поломок в токопроводящих пружинных контактах. При последую-

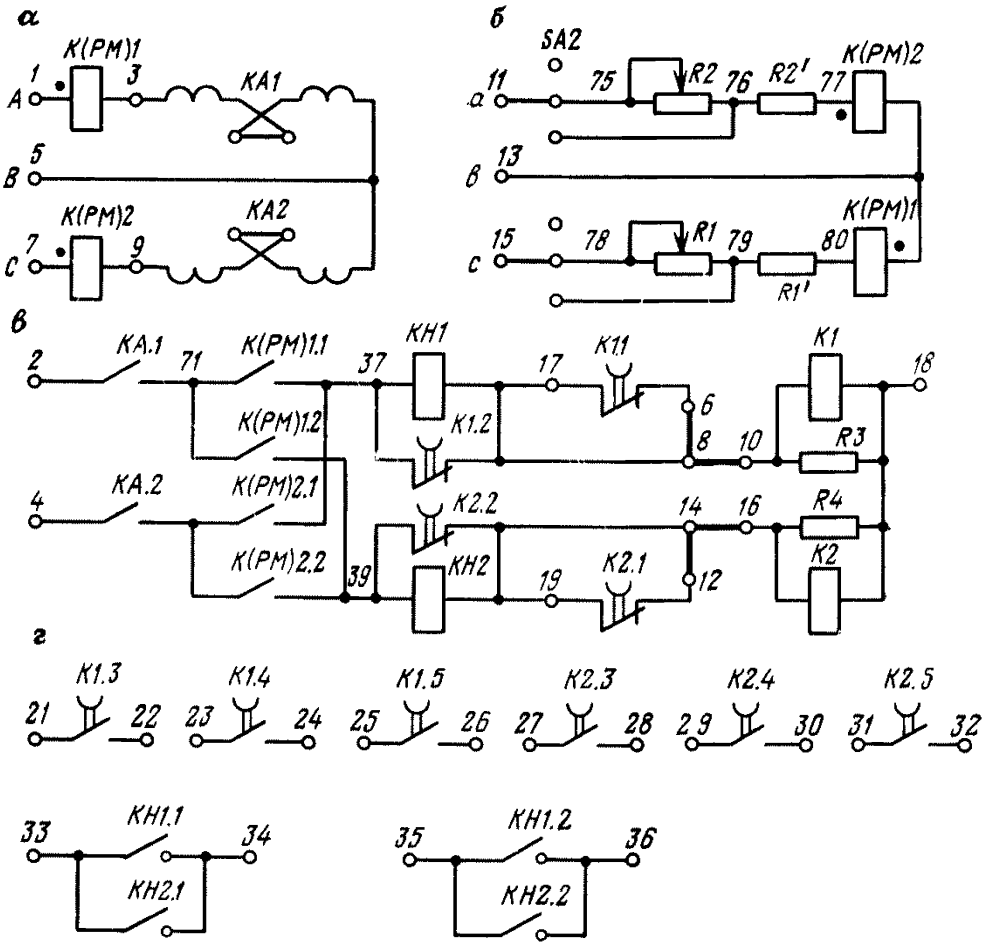


Рис. 7.45. Принципиальная схема комплекта защиты КЗ-6:
а — цепей переменного тока; *б* — цепей переменного напряжения; *в* — цепей постоянного тока; *г* — цепей сигнализации

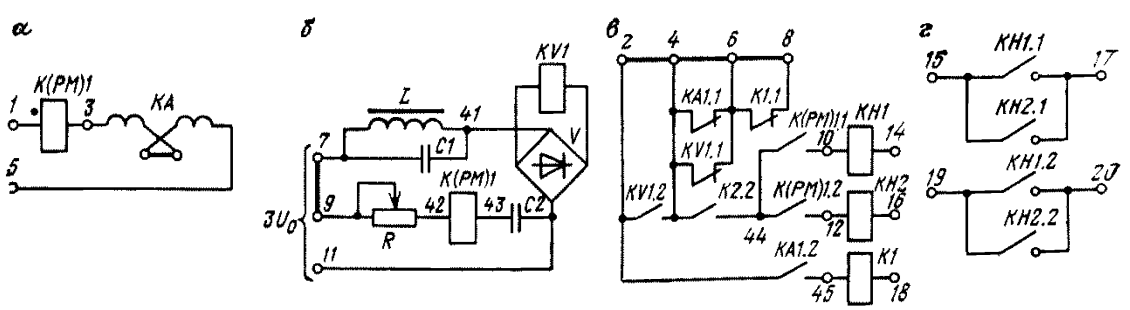


Рис. 7.46. Принципиальная схема комплекта защиты КЗ-7:
а — цепей переменного тока; *б* — цепей переменного напряжения; *в* — цепей постоянного тока; *г* — цепей сигнализации

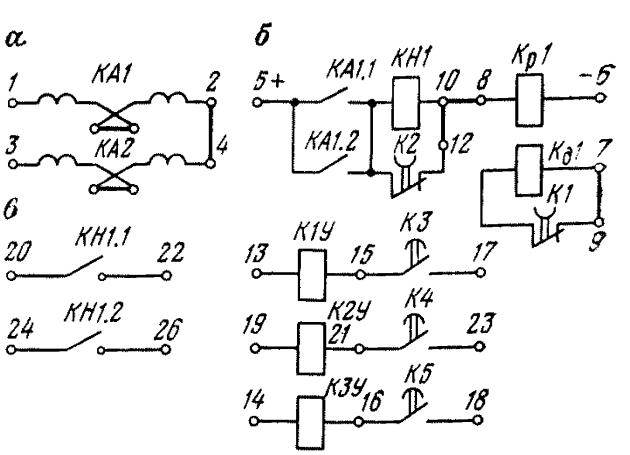


Рис. 7.47. Принципиальная схема комплекта защиты типа КЗ-9:
а — цепей переменного тока; *б* — цепей оперативного постоянного тока; *в* — цепей сигнализации

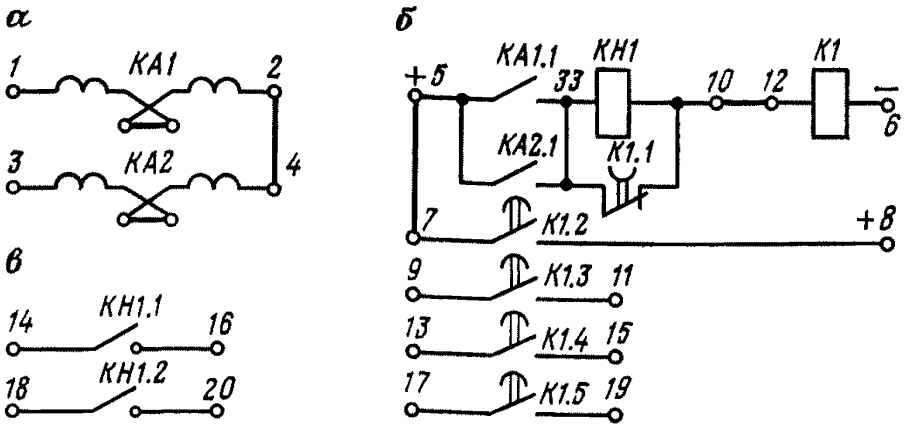


Рис. 7.48. Принципиальная схема комплекта защиты КЗ-9/2:
а — цепей переменного тока; *б* — цепей оперативного тока; *в* — цепей сигнализации

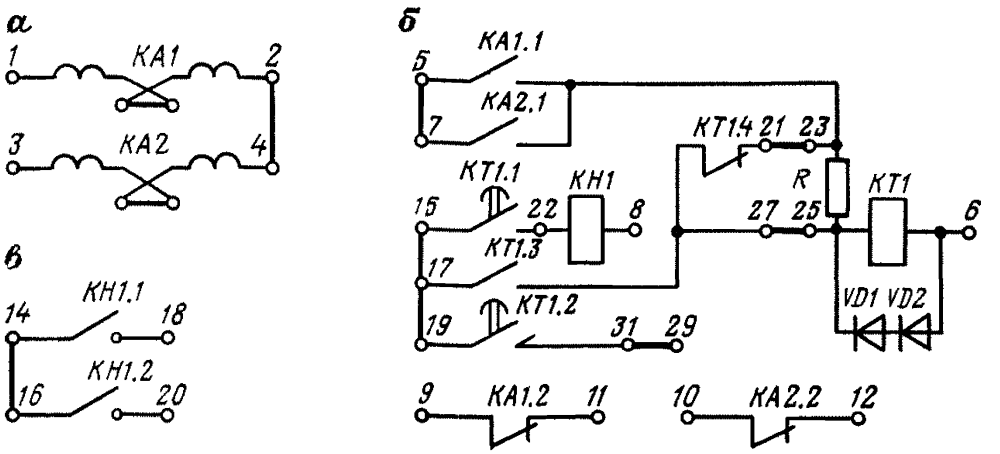


Рис. 7.49. Принципиальная схема комплекта защиты КЗ-12:
а — цепей переменного тока; *б* — цепей оперативного постоянного тока; *в* — цепей сигнализации

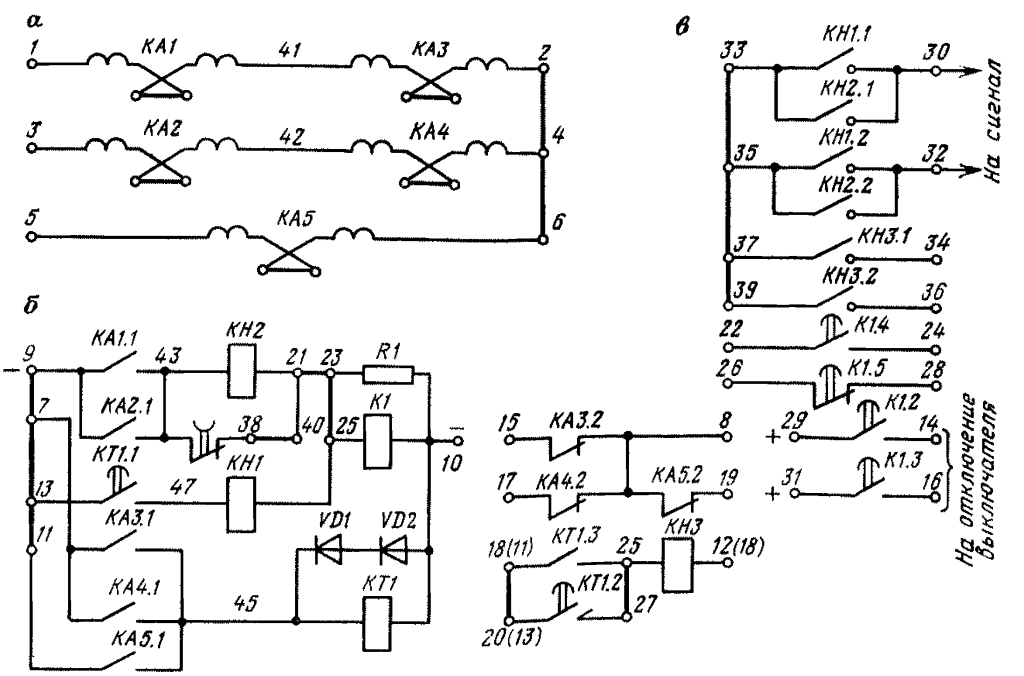


Рис. 7.50. Принципиальная схема комплекта защиты КЗ-13:
а — цепей переменного тока; *б* — цепей оперативного постоянного тока; *в* — цепей сигнализации

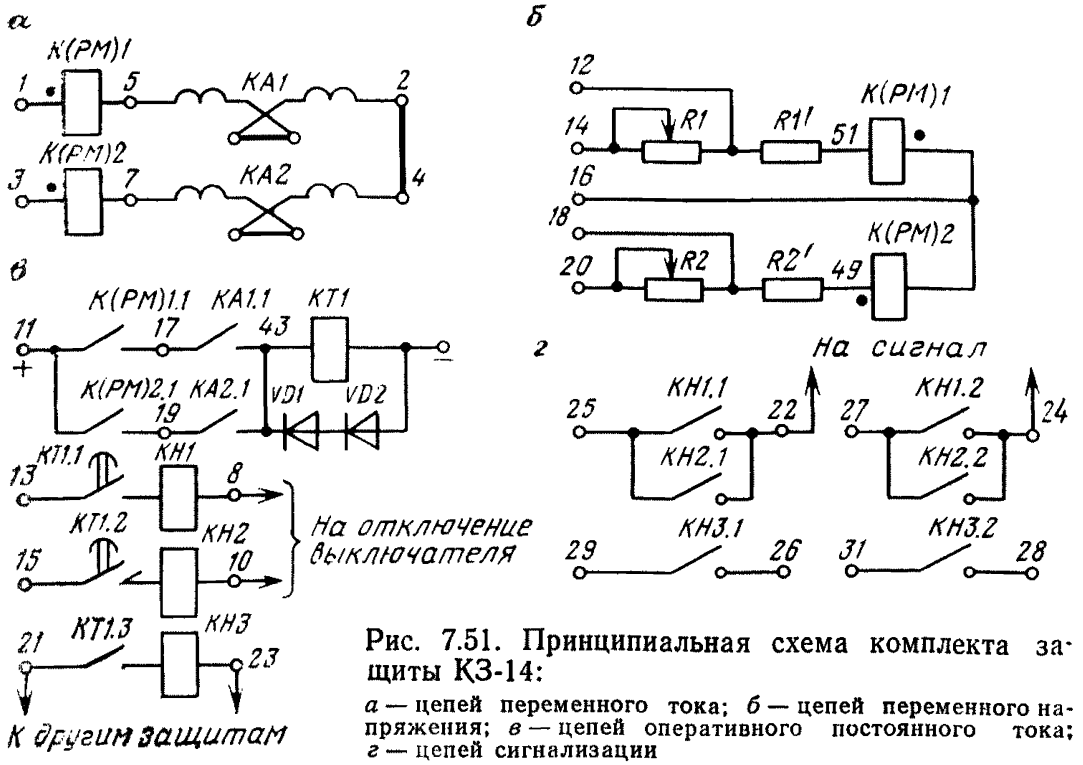


Рис. 7.51. Принципиальная схема комплекта защиты КЗ-14:

а — цепей переменного тока; *б* — цепей переменного напряжения; *в* — цепей оперативного постоянного тока; *г* — цепей сигнализации

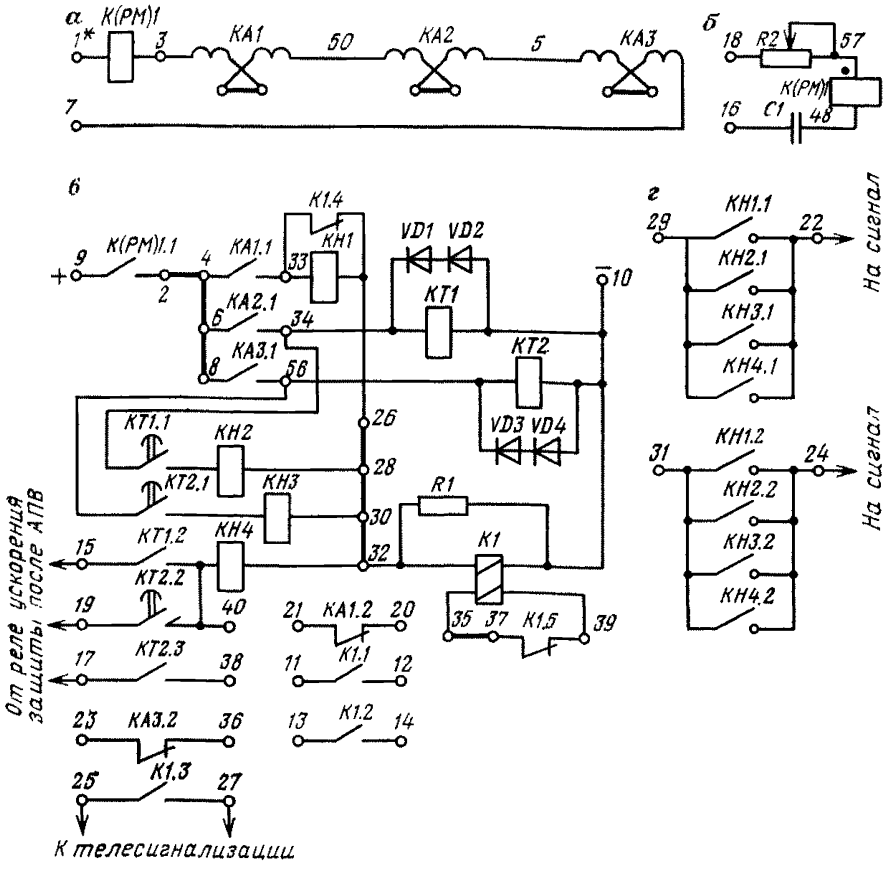


Рис. 7.52. Принципиальная схема комплекта защиты КЗ-15:

а — цепей переменного тока; *б* — цепей переменного напряжения; *в* — цепей оперативного постоянного тока; *г* — цепей сигнализации

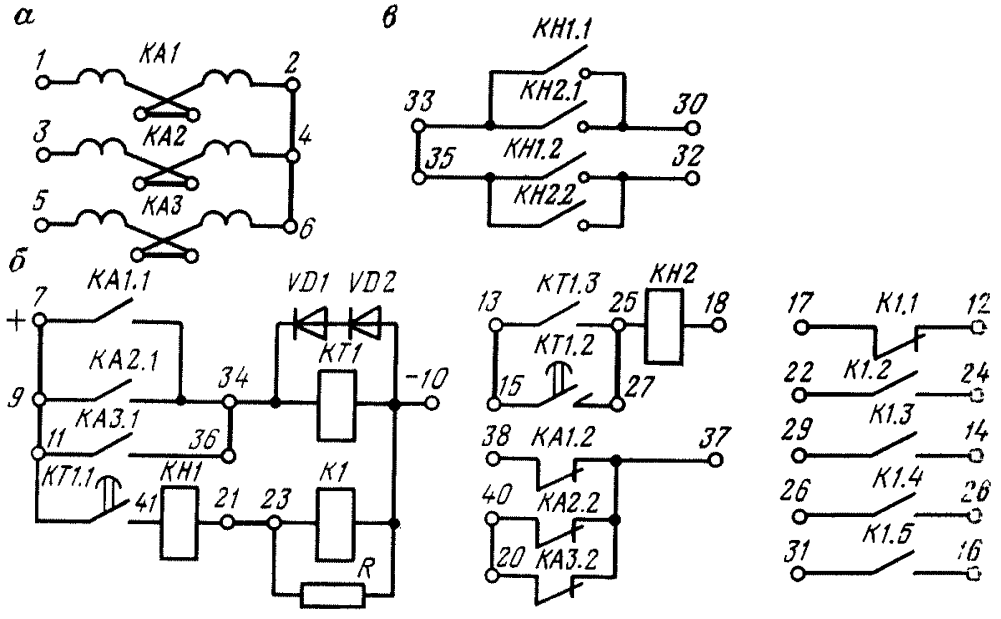


Рис. 7.53. Принципиальная схема комплекта защиты КЗ-17:
а — цепей переменного тока; *б* — цепей оперативного постоянного тока; *в* — цепей сигнализации

щей установке токовых реле и реле мощности особое внимание следует обратить на затяжку крепящих винтов, так как они являются одновременно и токоведущими.

Проверка элементов, входящих в состав комплектов защит.

1. Проверить соответствие основных параметров реле, входящих в состав комплектов защит, их техническим характеристикам. При необходимости реле отрегулировать и проверить повторно. Проверку и регулировку реле производить, руководствуясь указаниями, относящимися

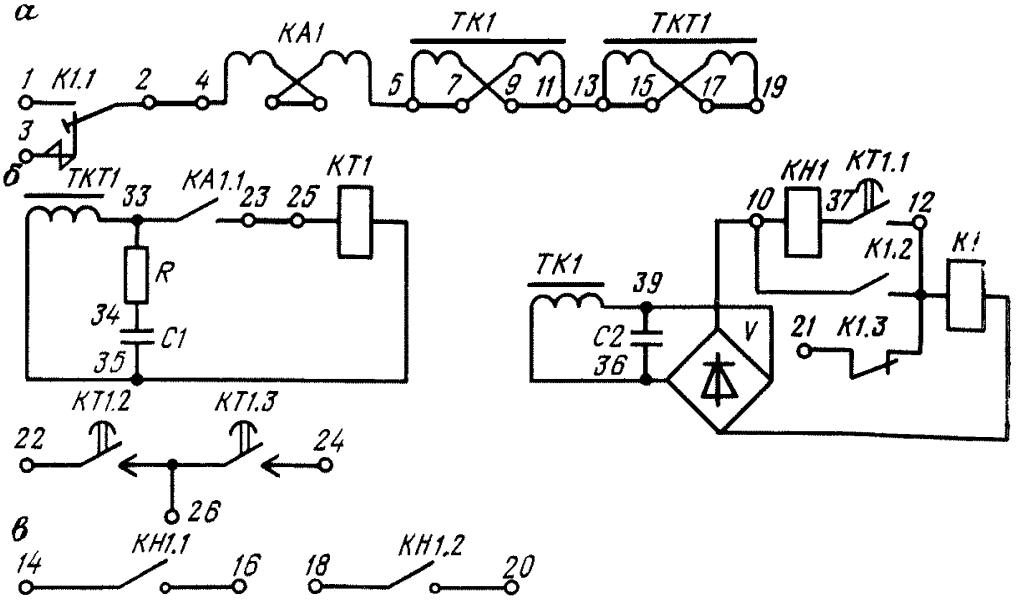


Рис. 7.54. Принципиальная схема комплекта защиты КЗ-35:
а — цепей переменного тока; *б* — цепей оперативного переменного тока; *в* — цепей сигнализации

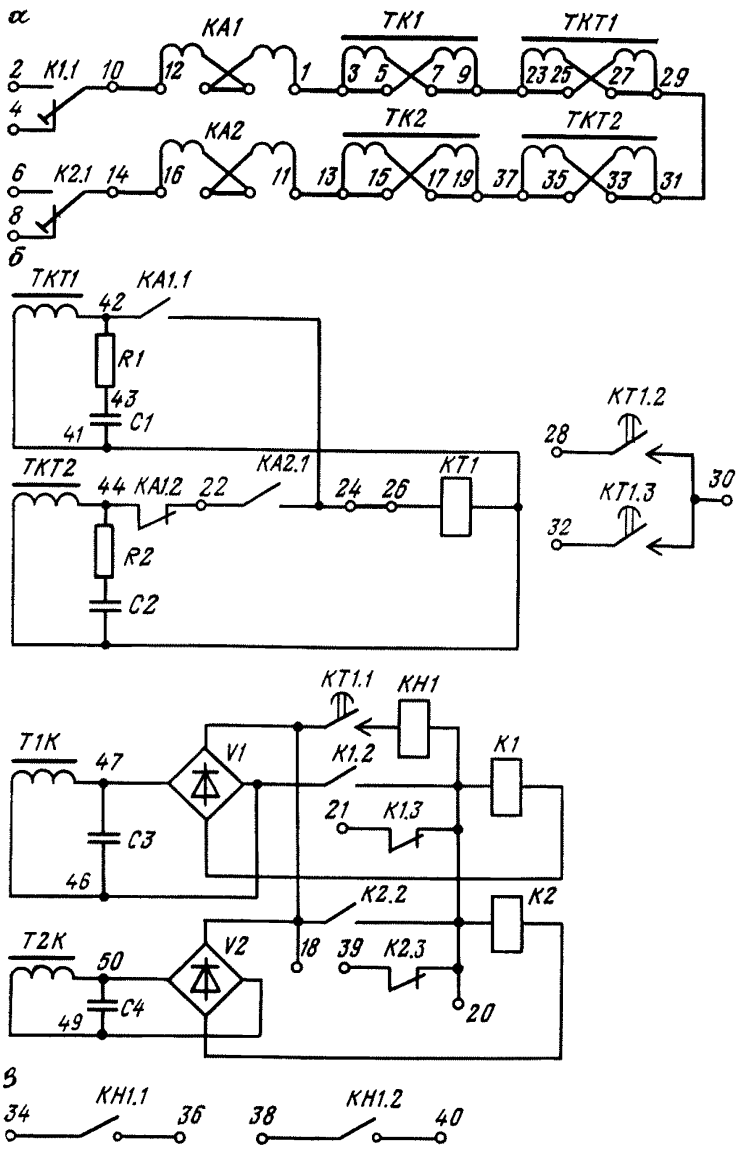


Рис. 7.55. Принципиальная схема комплекта защиты КЗ-36:
а — цепей переменного тока; *б* — цепей оперативного тока; *в* — цепей сигнализации

к отдельному исполнению реле, согласно данным табл. 7.39 с учетом приведенных ниже уточнений.

2. При проверке калибровки реле РН-57 для получения коэффициента возврата не менее 0,9 допускается производить регулировку положения якоря правым упорным винтом и подгибанием замыкающих контактов. Напряжение срабатывания должно быть в пределах ±5 % от уставки шкалы. Во избежание вибрации подвижной системы реле рекомендуется калибровать так, чтобы расстояние от притянутого якоря

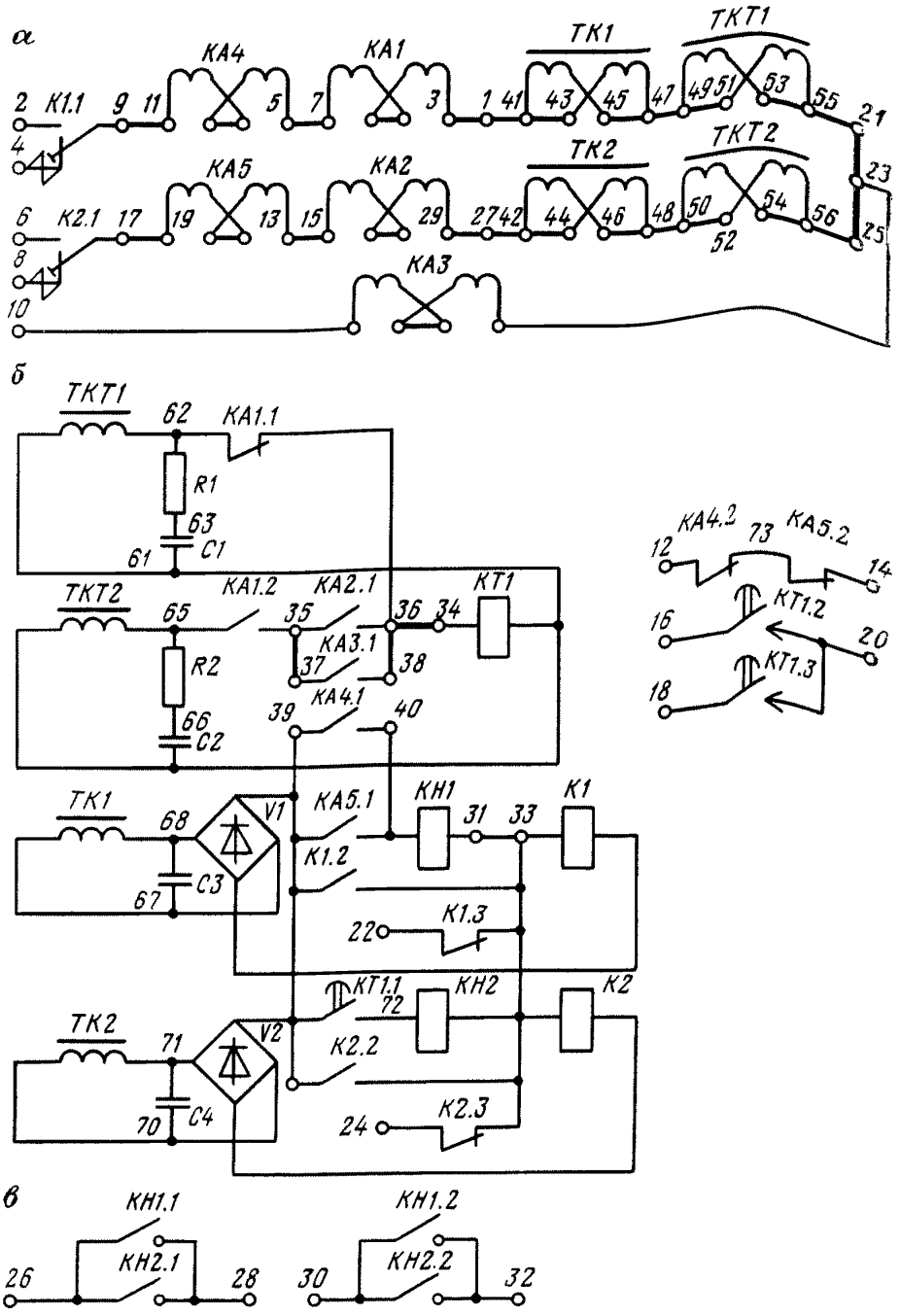


Рис. 7.56. Принципиальная схема комплекта защиты КЗ-37:
а — цепей переменного тока; *б* — цепей оперативного переменного тока; *в* — цепей сигнализации

до правого упора было 0,5—1 мм (при калибровке реле на уставке 4 В). Тогда на уставке 8 В якорь будет лежать на упорах.

Замыкающие контакты должны замыкаться без вибрации при напряжении от 1,2 $U_{уст}$ до 100 В. Размыкающие контакты реле при отсутствии внешних толчков и вибрации должны надежно замыкать цепь при напряжении до 0,85 $U_{сраб}$.

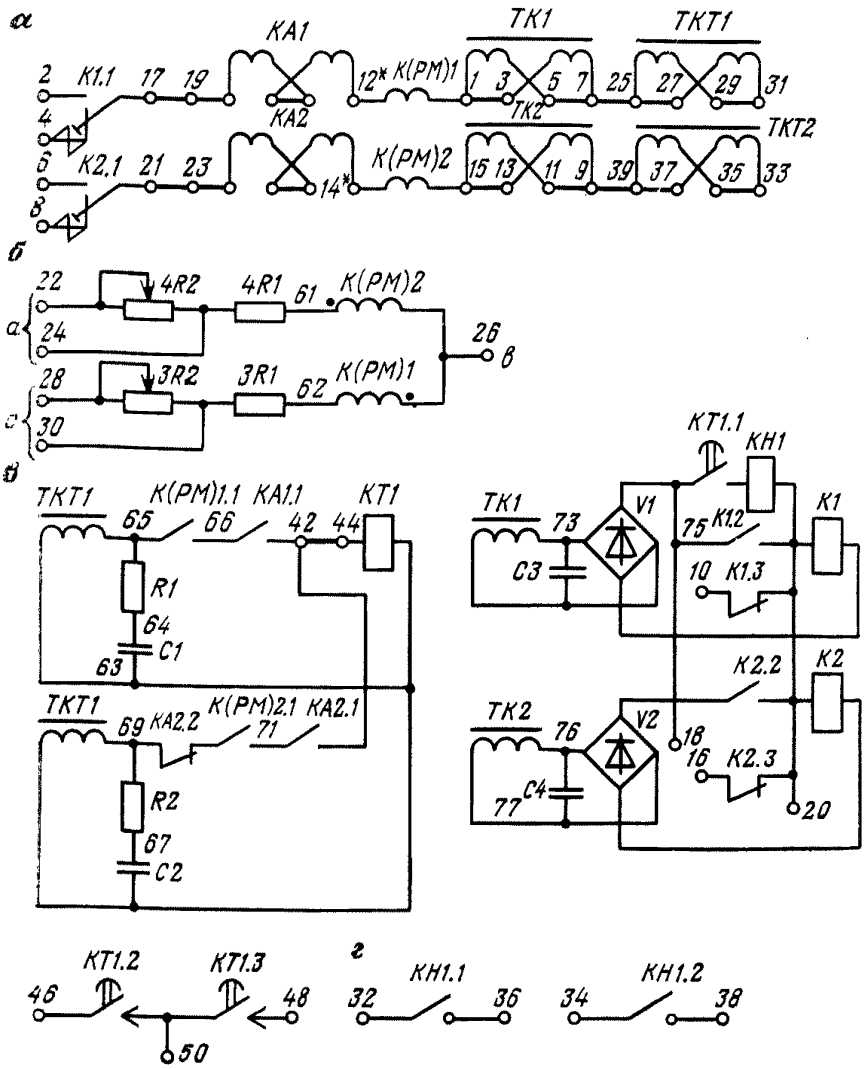


Рис. 7.57. Принципиальная схема комплекта защиты КЗ-38: *а* — цепей переменного тока; *б* — цепей напряжения переменного тока; *в* — цепей оперативного переменного тока; *г* — цепей сигнализации

3. При проверке калибровки реле КДР-1 межконтактный зазор должен быть не менее 1 мм, провал неподвижных размыкающих и замыкающих контактов в пределах 0,2—0,4 мм, напряжение срабатывания реле не более 70 % $U_{ном}$, а напряжение возврата — не менее 1,5 % $U_{ном}$. При подаче номинального напряжения время срабатывания реле должно быть не более 0,03 с. Регулировку напряжения срабатывания и возврата, времени срабатывания производить изменением хода якоря и давления контактных пружин. Для увеличения времени срабатывания реле или уменьшения времени его возврата надо увеличить давление контактных пружин.

4. Проверить диоды Д-226 (прямое падение напряжения не более 1 В при выпрямленном токе $I_{выпр}$=300 мА, обратный ток не более 30 мкА при напряжении $U_{обр}$=400 В постоянного тока).

Таблица 7.39

Объем основных проверок реле, входящих в состав комплектов защит серии КЗ

Реле	Объем проверки	Указания по проверке согласно разделу	Особые условия
РТ-40	1. Ток срабатывания на минимальной и максимальной уставках	7.6	Время срабатывания должно быть не более 0,03 с при подаче $3I_{уст}$
	2. Коэффициент возврата	—	
	3. Отсутствие вибрации контактов	—	
РН-57	1. Напряжение срабатывания	7.6 с учетом уточнений настоящего параграфа	Время срабатывания должно быть не более 0,04 с при 2 $U_{уст}$. Длительность нахождения реле под напряжением переменного тока не должна превышать 6 с
	2. Время срабатывания		
	3. Коэффициент возврата		
ЭВ-124 ЭВ-132	1. Время срабатывания на уставках	7.11	—
ЭВ-134	2. Напряжение срабатывания и возврата реле	То же	
РВМ-13	1. Время срабатывания	7.11	
	2 Ток срабатывания и возврата	—	
РП-251	1. Напряжение срабатывания и возврата	7.3	Время срабатывания при $U_{ном}$ должно быть в пределах 0,11—0,12 с
	2. Время срабатывания	—	
РП-341	1. Ток срабатывания	7.3	
	2. Коэффициент возврата	—	
	3. Правильность взаимодействия замыкающих и размыкающих усиленных контактов	—	
РУ-21	1. Ток срабатывания	7.5	—
	2. Надежность работы контактной системы	—	

5. Проверить реле мощности, определив правильность выбора направления мощности, напряжение срабатывания и коэффициент возврата согласно 7.10 и приведенному ниже. В комплектах защит КЗ-14, КЗ-15 обеспечить при регулировке реле мощности:

а) раствор между подвижным *7* и неподвижным *6* контактами (рис. 7.58) 1—1,5 мм, а расстояние от неподвижного контакта до упора ограничителя *3* от 0,3 до 0,7 мм;

б) провал контактов около 0,7 мм. Дальнейший ход подвижного контакта невозможен потому, что подвижная система реле упирается в ограничитель хода *4*;

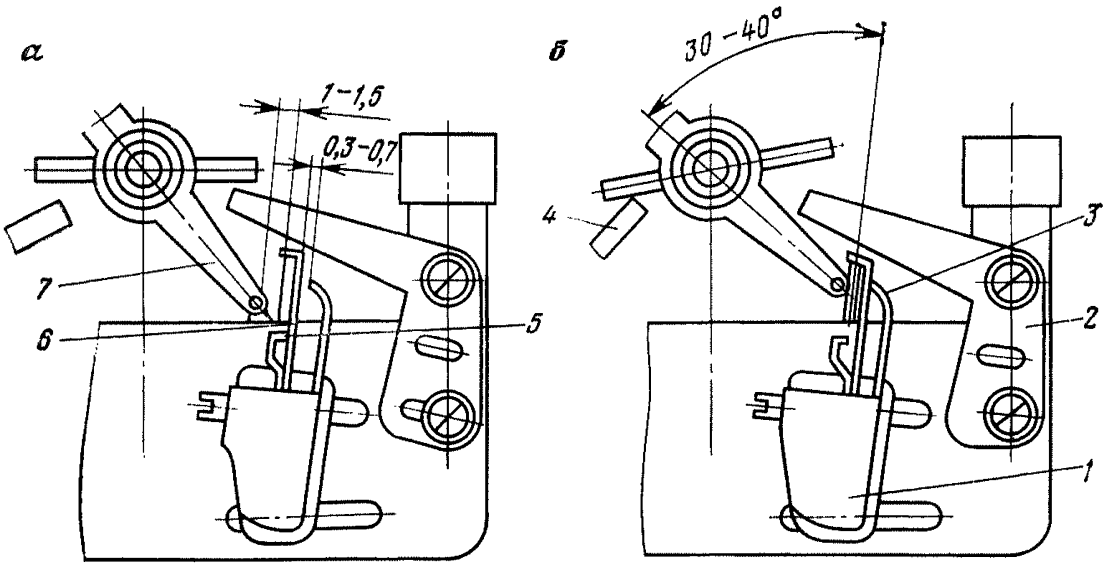


Рис. 7.58. Контактная система реле направления мощности при разомкнутом *(а)* и замкнутом *(б)* состояниях контактов:
1 — контактная колодка; *2, 4* — упоры; *3* — задний упор; *5* — контактная пластина неподвижного контакта; *6* и *7* — неподвижный и подвижный контакты

в) начало замыкания контактов в точке, отстоящей от конца неподвижного контакта на 1—1,5 мм;

г) калибровку реле мощности изменением угла закручивания пружины на напряжение срабатывания не более значений, приведенных в табл. 7.37.

6. При устранении самохода в защитах от междуфазных к. з. самоход у реле мощности устранить до значения максимального тока к. з. на шинах «за спиной» и проверить, что самоход от напряжения компенсируется затяжкой пружины на 90°, т. е. что при такой затяжке пружины и подаче напряжения до 110 В реле не замкнет свои контакты. В защитах от замыканий на землю самоход у реле мощности устранить до тока срабатывания наиболее чувствительной ступени защиты, чтобы не допустить возможного загрубления реле при дальних к. з. на границе зоны срабатывания защиты. Устранение самохода по напряжению и при больших значениях тока для этой защиты необязательно. Проверку производить при полностью ослабленной моментной пружине с обязательной предварительной отметкой заводской затяжки пружины и снятых неподвижных контактах. Если самоход не устраняется при повороте стального сердечника со срезом по образующей, то его можно устранить, шунтируя одну из обмоток напряжения, расположенных на внешнем магнитопроводе, резистором сопротивлением не менее 3000 Ом и мощностью не менее 2 Вт. Сопротивление резистора подобрать при проверке, после чего резистор припаять к выводам обмотки.

7. В комплекте КЗ-6 проверить угол максимальной чувствительности $\varphi_{м.ч}$ реле РБМ-271. На зажимы *13, 15* (см. рис. 7.45) и *11, 13* подать напряжение 100 В, на зажимы *1—5* и *5—7* — номинальный ток. Угол $\varphi_{м.ч}$ должен составлять 30±5° при установке перемычки *SA1* в положение

15—79 или *SA2* в положение *11—76* и 45±5° при установке перемычки *SA1* в положение *15—78* или *11—75*.

8. В комплекте КЗ-7 проверить угол $\varphi_{м.ч}$ реле РБМ-278. На зажимы *9*, *11* подать напряжение 100 В, на зажимы *1*, *5* — номинальный ток. Угол $\varphi_{м.ч}$ должен составлять 70±5°.

Длительность нахождения реле мощности РБМ-278 под напряжением 100 В переменного тока не должна превышать 1 мин.

Проверка взаимодействия элементов комплектов защит КЗ-6, КЗ-7.

1. Установить минимальные уставки реле тока и максимальные уставки реле напряжения.

2. Комплект защиты КЗ-6 проверить в следующем порядке:

а) установить перемычку между зажимами *2* и *4* (см. рис. 7.45);

б) на зажимы *2* и *18* подать напряжение оперативного постоянного тока, равное $0{,}75U_{ном}$;

в) на зажимы *13* и *15* подать номинальное напряжение переменного тока;

г) кратковременно подать на зажимы *1—5* переменный ток не менее $1{,}2I_{уст}$ реле тока и не менее $0{,}2I_{ном}$ реле мощности при угле сдвига фаз между током и напряжением, равном углу максимальной чувствительности реле направления мощности. При этом должны срабатывать: реле тока *КА1*, реле направления мощности *К(РМ)1*, промежуточное реле *К1* и указательное реле *КН1*. При подаче переменного тока и напряжения необходимо соблюдать полярность зажимов реле направления мощности;

д) на зажимы *1—5* подать переменный ток аналогично предыдущему, но предварительно повернув фазу тока на 180°. При этом должны срабатывать реле тока *КА1*, реле направления мощности К (РМ) 1, промежуточное реле *К2* и указательное реле *КН2*;

е) проделать все указанные операции при подаче напряжения переменного тока на зажимы *11*, *13* и переменного тока на зажимы *5*, *7*. Работа элементов должна происходить в такой же последовательности, как и в предыдущих случаях.

3. Комплект защиты КЗ-7 проверить в следующем порядке:

а) включить обмотку внешнего промежуточного реле РП-251 (соответствующего исполнения по номинальному напряжению постоянного тока) между зажимами *8* и *18* (см. рис. 7.46);

б) на зажимы *4*, *18* подать напряжение оперативного постоянного тока, равное $0{,}75U_{ном}$ (перемычки *2—4*, *4—6* и *6—8* разомкнуть). При этом должно сработать внешнее промежуточное реле;

в) замыкая от руки контакты *KV1.2* и *КА1.2*, убедиться в срабатывании кодового реле *К1* и отключении дополнительного промежуточного реле;

г) установить перемычку между зажимами *7* и *9*, а внешнее промежуточное реле подключить к зажимам *14* и *18*;

д) кратковременно (не более 6 с) на зажимы *1*, *5* и *9*, *11* подать соответственно переменный ток $1{,}2I_{уст}$ реле тока, но не менее $0{,}2I_{ном}$, и подать напряжение переменного тока при угле сдвига фаз между током и напряжением, равном $\varphi_{м.ч}$ реле направления мощности. При этом должны сработать все реле, кроме указательного реле *КН2*.

При подаче переменного тока и напряжения необходимо соблюдать полярность зажимов реле направления мощности;

е) внешнее промежуточное реле подключить к зажимам *16* и *18*; на зажимы *1—5* подать переменный ток (см. п. 3, д), предварительно повернув фазу тока на 180°. При этом должны сработать все реле, кроме указательного *КН1*.

4. Определить время срабатывания комплектов защиты КЗ-6 и КЗ-7. В комплекте защиты КЗ-6 сумма наибольших значений общего времени срабатывания реле направления мощности РБМ-271 и выходного промежуточного реле РП-251, измеренная в соответствии с указаниями 7.10 и 7.3, должна быть не более 0,19 с.

В комплекте защиты типа КЗ-7 сумма наибольших значений общего времени срабатывания реле напряжения типа РН-57 и промежуточного реле КДР-1, измеренная в соответствии с указаниями, приведенными в настоящем параграфе, должна быть не более 0,07 с.

Проверка взаимодействия элементов комплектов защит КЗ-9—КЗ-17 и КЗ-35—КЗ-38.

1. Установить в комплекте защиты минимальные уставки реле тока и максимальные уставки реле времени.

2. К испытываемому комплекту подать напряжение постоянного тока, равное $0{,}8U_{ном}$ (если комплект предназначен для работы на постоянном оперативном токе), и переменный ток, равный $1{,}2I_{уст}$ реле тока; при наличии в комплекте реле мощности на его зажимы подать напряжение переменного тока, равное $1{,}2U_{сраб}$ (табл. 7.37) при угле сдвига фаз между током и напряжением, равном $\varphi_{м.ч}$ реле мощности. Ток в обмотку тока реле мощности подать равным номинальному, но не менее $1{,}2I_{уст}$ проверяемого реле тока.

3. Убедиться в правильности срабатывания реле комплекта защиты и выпадения флажков указательных реле, пользуясь принципиальной схемой данного комплекта.

4. Проверить отсутствие вибраций контактов реле напряжения, мощности и реле тока при срабатывании реле времени. При срабатывании реле времени контакты реле мощности должны работать надежно (вибрация не должна приводить к разрыву их цепи) при напряжении на реле мощности $1{,}2U_{сраб}$ (см. табл. 7.37) при $\varphi_{м.ч}$ и токе, равном $I_{ном}$.

5. Проверить четкость и надежность возврата указательных реле при нажатии на кнопку возврата при надетом на комплект кожухе.

6. Снять временную характеристику работы защиты с замером времени действия ее на выходное реле. Если первая ступень защиты без выдержки времени, проверить поведение реле мощности и выходного реле защит при подаче и сбросе обратной мощности на реле. На защиту подать заданный максимальный $I_{к.з}$ «за спиной», номинальное напряжение, угол между током и напряжением установить равным $\varphi_{м.ч}$ (+180°) и зафиксировать положение реле мощности и выходного реле. При сильном отбросе на контактной плате установить ограничительный упор.

Кроме того, провести комплексную проверку комплекта и проверку действия выходного реле на коммутационный аппарат, а также проверку комплекта рабочим током и напряжением.

7.21. УСТРОЙСТВО ЗАЩИТЫ ПРИ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЯХ НА ЗЕМЛЮ ЗЗП-1

Техническая характеристика устройства ЗЗП-1

Номинальное напряжение нулевой последовательности, В	100
Напряжение срабатывания при токах, вдвое превышающих ток срабатывания защиты, указанной на шкале реле, В	20—40
Ток срабатывания, (А) при +20 °С, $3U_0 = 100$ В и $U_{пит} = 24$ В на уставке:	
1	0,07±30 %
2	0,5±30 %
3	2,0±30 %
Напряжение питания тока, В:	
постоянного	24±20 %
выпрямленного	26±20 %
Угол максимальной чувствительности (эл. градус) при $3U_0 = 100$ В и $U_{пит} = 24$ В; на уставке:	
1	90^{+40}_{-10}
2 (при токе не более 0,2 А)	90±20
3 (при $2I_{сраб}$)	90±20

Защита не срабатывает при $3I_0=0$, $U_{пит}=0{,}65U_{ном}$ и $3U_0=50$ В.

Защита длительно выдерживает ток $3I_0=20$ А или напряжение $3U_0=100$ В при $U_{пит}=1{,}2U_{ном}$, кратковременно — 42 А в течение 1 с или 30 А в течение 2 с. Это соответствует первичному току в цепи ТЗЛ соответственно в 20 и 10 кА.

Принципиальная схема реле ЗЗП-1 показана на рис. 7.59.

При проверке и настройке устройства ЗЗП-1 в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

1. Измерить сопротивление изоляции. Для этого отсоединить все провода от реле на сборке зажимов «земля — сигнализация», вынуть съемный блок с полупроводниковыми приборами, зашунтировать конден-

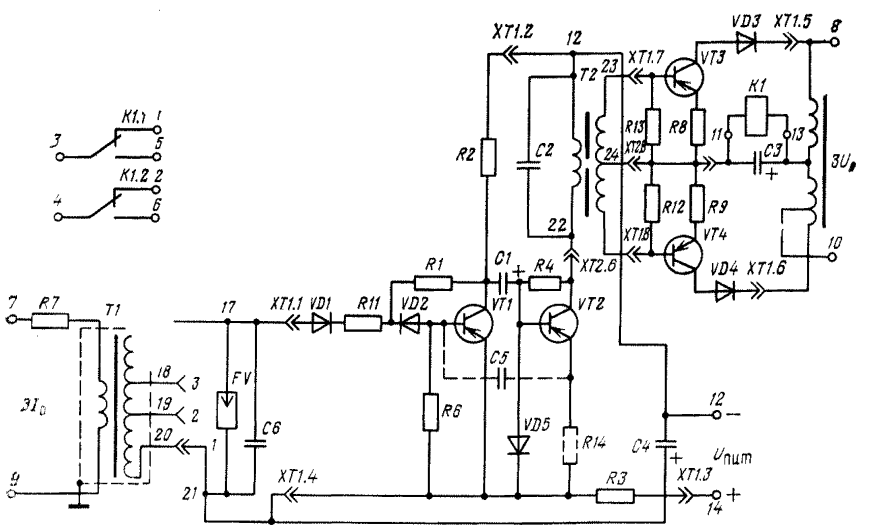


Рис. 7.59. Принципиальная схема устройства ЗЗП-1

саторы *С2* и *С3*, выходные выводы соединить группами: *1, 3, 5*; *2, 4, 6, 7, 9*; *8, 10*; *12, 14, 20* — установка 1. Проверить изоляцию цепей тока, напряжения, выходных между собой и по отношению к корпусу и панели. Отдельно проверить изоляцию обмотки *Т2* (точки *23, 24, 25* на колодке) относительно корпуса и другой его обмотки (группа *12, 14, 20*). Проверку изоляции производить мегаомметром напряжением 1000 или 2500 В. Сопротивление изоляции между группами, а также между ними и корпусом должно быть не менее 10 МОм.

После этого вставить съемный блок и мегаомметром напряжением 500 В проверить изоляцию относительно корпуса всех групп, объединенных между собой. Сопротивление изоляции должно быть не менее 1 МОм.

2. Проверить регулировку зазоров контактов реле РП-210. При отпавшем якоре воздушные зазоры должны быть:

а) между якорем и плоскостью керна сердечника со стороны оси не более 0,05 мм. Регулировку производить перемещением сердечника вдоль скобы при отпущенных винтах, крепящих магнитную систему;

б) между якорем и плоскостью керна сердечника, на котором установлена катушка,— не менее 1 мм. Зазор регулировать винтом и измерять с внутренней стороны керна сердечника.

Величина растворов контактов должна быть не менее 1 мм. Регулировку выполняют подгибанием неподвижных контактных пластин и упорных пластинок. Измеряют зазор между вершинами серебряных контактов.

Прогиб подвижных контактных пластинок по отношению к точке их закрепления должен быть 0,3—0,6 мм. Нижний прогиб замыкающих контактов у реле РП-210 определяют по наличию зазора не менее 0,25 мм между медной пластинкой на переднем крае сердечника и якорем в момент, когда все замыкающие контакты замкнуты.

Провал контактов определяется наличием зазора не менее 0,3 мм между торцом регулировочного винта и верхней плоскостью якоря в момент, когда все контакты замкнуты.

Величину провалов регулируют, подгибая контактные пластинки в месте закрепления их в колодках с помощью пинцета с закругленными кромками.

3. Проверить калибровку реле РП-210. Определить напряжение срабатывания (18±0,5 В) и возврата (не ниже 5 В) при подаче постоянного напряжения на выводы *11—13* устройства. Напряжения срабатывания и возврата реле регулируют изменением воздушного зазора между якорем и сердечником.

4. Снять основные характеристики защиты (рис. 7.60) совместно с ТТНП. В качестве первичной обмотки используют провод, проходящий через ТТНП и предназначенный для имитации тока нулевой последовательности. Перед снятием характеристики, для исключения влияния остаточного намагничивания, через ТТНП плавно подать ток от 0 до 9 А и снизить его до 0 (первичный) 2—3 раза.

Порядок проверки следующий:

а) определить напряжение на обмотке выходного реле *К1* (см. рис. 7.59) при подаче напряжения $3U_0$ на выводы *8—10* реле в целях

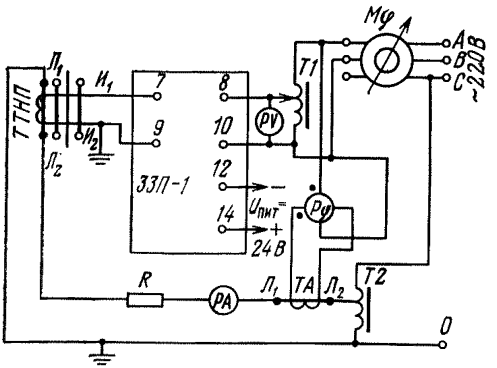


Рис. 7.60. Схема снятия характеристик устройства ЗЗП-1

контроля исправности полупроводниковых приборов *VD3*, *VT3*, *VD4*, *VT4*. При этом транзисторы проверяют на закрывание.

Плавно поднять напряжение от 0 до 100 В при $3I_0=0$ и $U_{пит}=19$; 24; 29 В. Напряжение на обмотке реле (выводы *11—13*) не должно превышать 2 В. Измерение производить прибором с входным сопротивлением не менее 1000 Ом/В;

б) проверить напряжение срабатывания при двукратном токе срабатывания и номинальном напряжении питания плавным увеличением напряжения на зажимах *8—10*. Напряжение срабатывания должно находиться в пределах 20—40 В;

в) проверить ток срабатывания при $3U_0=100$ В и номинальном напряжении питания увеличением тока в первичной обмотке ТТНП;

г) снять вольт-амперные характеристики $I_{с.з}=f(3U_0)$ при $\alpha=90°$ (ток отстает от напряжения) и $U_{пит}=24$ В на трех уставках при новом включении и на рабочей уставке при плановой проверке.

Уставка реле ЗЗП-1 зависит от параметров ТТНП и может значительно отличаться от данных по шкале. Для трансформаторов тока типа ТФ рекомендуется две вторичные обмотки соединить последовательно. Реле ЗЗП-1 может считаться исправным, если его вольт-амперные характеристики при напряжении $3U_0=100$ и 50 В отличаются не более чем на 20 % от заводских или ранее снятых.

д) снять угловые характеристики при $3U_0=100$ В и $U_{пит}=24$ В на всех уставках при новом включении и на рабочей уставке при плановой проверке $I_{с.з}=f(\varphi)$. Питание цепей $3U_0$ производить через фазорегулятор (зажимы *8—10*), плавно изменяя угол сдвига фаз тока и напряжения при токе не менее 0,2 А на уставке *1* и не менее $2I_{сраб}$ на уставках *2* и *3*. По фазометру фиксировать значения углов, при которых происходит срабатывание устройства. Ширина зоны срабатывания определяется разностью полученных значений углов, а угол $\varphi_{м.ч}$ — их полусуммой. Зона срабатывания должна быть $180\pm20°$. При этом первичный ток должен опережать напряжение $3U_0$. Данная характеристика позволяет судить о правильности включения защиты и исправности транзисторов при работе в режиме усиления.

5. В случае несоответствия полученных значений параметров техническим данным заменить съемную печатную плату и проверить основные узлы (элементы) устройства. При этом необходимо иметь в виду, что:

а) э. д. с. на полностью включенной вторичной обмотке *Т2* при первичном токе 20 мА должна быть в пределах 0,8—1,1 В, при первичном токе 80 мА — в пределах 5,8—8,0 В;

б) ток холостого хода автотрансформатора *Т2* должен быть не более 18 мА, а э. д. с. на вторичных полуобмотках при нормальном напряжении на первичной обмотке должны находиться в пределах 57—65 В и отличаться друг от друга не более чем на 5 В;

в) при токе в первичной обмотке *Т2*, равном 3 мА, падение напряжения на ней должно быть в пределах 12,4—15,5 В. Э. д. с. во вторичных полуобмотках должны находиться в пределах 0,73—0,81 В и отличаться друг от друга не более чем на 0,03 В.

Все э. д. с. и напряжения следует измерять вольтметром с внутренним сопротивлением 0,5—1,0 МОм (например, В3-2А).

Ток утечки конденсатора *С1* при напряжении 10 В не должен превышать 33 мкА. Ток утечки определяют микроамперметром через 1 мин после подачи напряжения на конденсатор.

Для проверки защиты под нагрузкой необходимо произвести следующее.

1. Определить для каждого ТН 6—10 кВ полярность обмоток. Для этого со стороны высокого напряжения вынуть предохранитель одной из фаз, а первичную обмотку ТН этой фазы закоротить.

Построить векторную диаграмму расположения вектора напряжения на открытом треугольнике (что соответствует вектору $3U_0$ при замыкании на землю) относительно вторичного линейного напряжения неотключенных фаз ТН. Концы открытого треугольника промаркировать.

3. Для проверки ориентировки по направлению ЗЗП-1 его цепи отключить от ТН и на устройство ЗЗП-1 подать от постороннего источника напряжение 100 В, совпадающее по фазе с вектором напряжения на открытом треугольнике, определенным, как указано выше.

4. По испытательному токовому проводнику подать ток не менее $2I_{с.з}$, вектор которого на 90° опережает вектор напряжения в направлении от шин в сторону линии. Реле должно надежно срабатывать, иначе требуется изменить полярность трансформатора тока.

5. Уставку на ЗЗП-1 выбирать из условия обеспечения коэффициента чувствительности, равного 2:

$$I_{с.з} = \frac{I_{\Sigma} - I_{Сл}}{2}, \qquad (7.11)$$

где I_{Σ} — полный (суммарный) ток замыкания на землю, А; $I_{Сл}$ — емкостный ток линии, на которой установлена защита, А;

$$I_{C_л} = 3U_{ф}WC_{л}. \qquad (7.12)$$

Предпочтение отдается более грубой уставке, менее подверженной помехам.

6. Произвести опробование действия защиты на отключение выключателя.

7. Проверить действие защиты при искусственном однофазном замыкании на землю.

7.22. УСТРОЙСТВО СИГНАЛИЗАЦИИ УСЗ-2/2

Устройство УСЗ-2/2 номинальным напряжением питания цепей постоянного тока 110 и 220 В не фиксирует однофазные замыкания длительностью менее 40 мс при $5I_{ср}$. В табл. 7.40 приведен с допустимыми отклонениями ±30 % ток срабатывания устройства для каждой частоты при $U_{пит}=110$ В, температуре окружающей среды +20 °С и сопротивлении соединительных проводов менее 1,0 Ом.

Коэффициент возврата выходного реле не менее 0,2.

Устройство термически устойчиво при напряжении питания, равном $U_{пит}$, и токе 42 А в течение 1 с или 30 А в течение 2 с (что соответствует первичному току в ТЗЛ, равному 15 кА в течение 1 с и 10 кА в течение 2 с), а также при длительном первичном токе $3I_0=30$ А и $U_{пит}=100$ В.

Принципиальная схема устройства УСЗ-2/2 показана на рис. 7.61.

Сопротивление кабеля, соединяющего устройство с ТТНП, не должно превышать 1,5 Ом.

Если сопротивление более 0,5 Ом, ток $3I_0$ от ТТНП подавать на зажимы *X2.7—X2.13* устройства; если сопротивление проводов менее 0,5 Ом, то последовательно с первичной обмоткой согласующего трансформатора следует включать сопротивление *R10* и ток $3I_0$ от ТТНП подавать на зажимы *X2.3—X2.7* устройства.

Питание схемы защиты осуществляется постоянным или выпрямленным (по схеме трехфазного выпрямления с обязательным включением фильтра *LC* для уменьшения пульсаций до 5 %) напряжением 110 В±20 %. Для защиты схемы устройства от перенапряжений рекомендуется включать последовательно с группой устройств УСЗ-2/2 дроссель с активным сопротивлением 100—500 Ом, выполненный из трансформаторной стали Ш9 или Ш12, с зазором 2—3 мм.

Провод, заземляющий кабельную воронку, должен проходить через окно ТТНП и на выходе подсоединяться к контуру заземления. На кабель от воронки до места установки ТТНП и на заземляющий провод должна быть наложена изоляционная лента для изоляции железа ТТНП от брони кабеля, брони и воронки от хомутов или скоб, крепящих кабель.

При проверке и наладке устройства УСЗ-2/2 в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

Таблица 7.40

Первичный ток срабатывания устройства УСЗ-2/2

Уставка, А	Первичный ток срабатывания (А) при частоте, Гц						
	50	150	250	350	550	650	2000
25	⩾5	1,74	0,95	0,61	0,48	0,57	⩾2
50	⩾10	2,8	1,4	0,85	0,73	0,98	⩾3,2
100	⩾20	5,1	2,5	1,35	1,47	2,05	⩾6,5
250	⩾50	10,4	4,85	2,44	3,4	4,95	⩾16

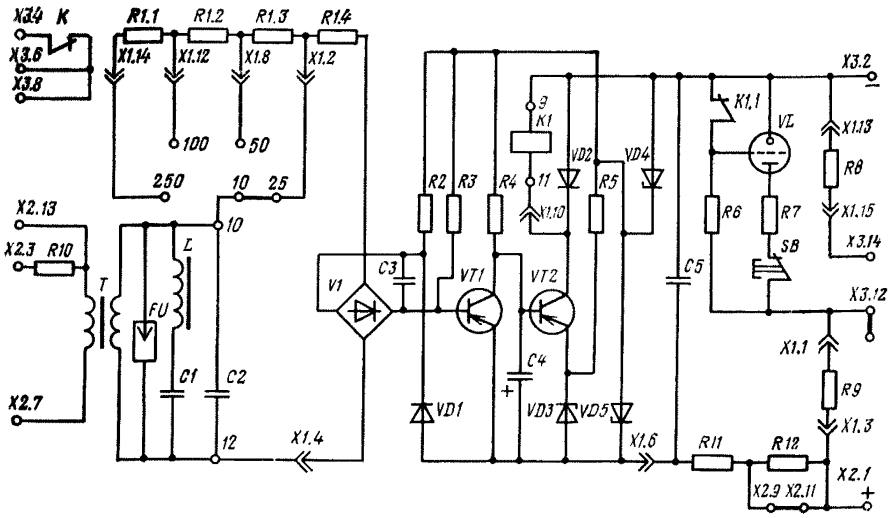


Рис. 7.61. Принципиальная схема устройства УСЗ-2/2

1. Измерить сопротивление изоляции. На зажимах панели, на которой смонтировано реле, опустить мостики (вывернуть штекеры), отсоединить все провода и жилы кабелей, отходящие к другим панелям и к ТТНП. Выводы устройства (реле) соединить между собой группами: *X2.1—X3.2*; *X3.6—X3.8*; *X2.3—10, 12*; *3*; *10*; *X3.12—X3.14*. Съемные панельки, на которых выполнен монтаж полупроводниковых приборов, вынуть. Измерить мегаомметром на напряжение 1000 В изоляцию по отношению к панели защиты и между цепями. Сопротивление изоляции должно быть не менее 10—15 МОм. Затем объединить все зажимы каждого устройства и в них поочередно вставить съемные панельки и мегаомметром на напряжение 500 В повторно измерить сопротивление изоляции по отношению к корпусу устройства. Если сопротивление изоляции при вставленной панельке существенно (в 2 раза) снижается, соответствующую панельку следует заменить.

Произвести испытание электрической прочности изоляции устройства УСЗ-2/2 напряжением переменного тока 1000 В в течение 1 мин при вынутых съемных панельках.

2. Проверить ТТНП и их цепи. Дополнительно к объему, указанному в 4.8 и инструкции по проверке трансформаторов тока, путем осмотра проверить на каждом присоединении правильность выполнения монтажа ТТНП, правильность выполнения заземления оболочки кабеля и изоляции кабельной воронки от заземленных конструкций. Убедиться в наличии испытательного провода, пропущенного через окно ТТНП. Проверить изоляцию сердечника ТТНП и крепящих скоб или хомутов, расположенных выше места установки ТТНП, относительно брони кабеля мегаомметром на напряжение 2500 В. Сопротивление изоляции не нормируется, но оно должно быть порядка десятков МОм. Сопротивление изоляции вторичных цепей ТТНП проверить мегаомметром на напряжение 500—1000 В. Оно должно быть не менее 1 МОм.

3. Проверить выходное реле РП-221, отрегулировать зазоры и контакты реле. Проверить легкость хода якоря: люфт на оси должен быть не более 0,8 мм. Проверить и отрегулировать зазоры и провалы контактной системы согласно указаниям 7.21 (наладка ЗЗП-1).

Определить напряжение срабатывания и возврата реле, подавая регулируемое постоянное (выпрямленное) напряжение на зажимы от того источника, от которого питается устройство, и вынуть съемную панельку. Напряжение срабатывания не должно быть выше 16—17 В, а напряжение возврата — не ниже 1,5 В. Это будет соответствовать току срабатывания 9—10 мА.

4. Проверить цепи сигнализации устройства. Для этого вынуть съемную панельку и на зажимы *X2.1—X3.2* подать напряжение $0{,}8U_{ном}$ постоянного (выпрямленного) тока. Нажимая на якорь выходного реле (т. е. размыкая его размыкающие контакты), проверить зажигание тиратрона МТХ-90. Отпустить якорь выходного реле, при этом тиратрон должен продолжать гореть до снятия с него напряжения кнопкой *SB*. Если тиратрон не загорается, проверить исправность резисторов *R8*, *R7* и кнопки *SB*, контактов выходного реле. При исправности указанных элементов увеличить напряжение питания устройства до $1{,}5U_{ном}$ и проверить зажигание тиратрона. Если тиратрон зажигается, а размыкающие контакты выходного реле замкнуты, следует заменить тиратрон.

Проверить действие сигнальной лампы указательного реле при нажатии на якорь выходного реле.

5. Проверить основные электрические характеристики. При вставленной панельке подать на зажимы *X2.1—X3.2* напряжение питания $U_{ном}=20$ %. Замерить напряжение на зажимах *9* и *11*. Это напряжение, характеризующее $I_{к0}$ транзистора *VT2*, должно быть не более 1 В. Если напряжение отличается от допустимого, то надо заменить панельку и проверить исправность ее элементов.

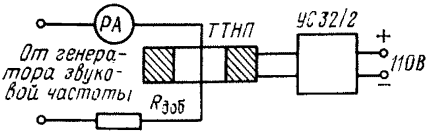
Снять характеристику зависимости тока срабатывания от частоты тока при постоянном значении напряжения питания схемы для различных уставок устройства (25, 50, 100, 250 А) на частотах 50, 250, 350, 550, 2000 Гц.

Измерение производить по схеме, показанной на рис. 7.62, с помощью переносного ТТНП такого же типа, от которого питается данное устройство. Момент срабатывания фиксируется по зажиганию тиратрона. При этом целесообразно на зажимах *10—12* (вторичной обмотке согласующего трансформатора) измерить напряжение в момент срабатывания.

Из-за незначительной мощности генератора звуковой частоты для получения больших первичных токов (приведенному к одному первичному витку) следует намотать через окно ТТНП 20—50 первичных витков. Первичный ток, приведенный к одному витку, равен произведению показаний амперметра на число намотанных витков *w1*.

Полученные токи срабатывания $I_{с.з}$ ($3I_{0.с.з}$) при $U_{пит}=U_{ном}$ должны соответствовать данным табл. 7.40. При отличии полученных токов более чем на ±30 % для диапазона частот от 150 до 650 Гц съемную панель заменить. Если после замены панели токи срабатывания не укладываются в допустимые пределы, проверить элементы: согласующий трансформатор *T* (см. рис. 7.61), дроссель *L*, конденсаторы

Рис. 7.62. Схема снятия характеристик устройства УСЗ-2/2 с переносным ТТНП



C1 и *C2*, транзисторы *VT1* и *VT2*, диоды *VD1* и *VD2*, резисторы схемы. Для проверки трансформатора подать ток в первичную обмотку величиной 0,3 А, при этом ток во вторичной обмотке должен быть 5,2—6,3 мА. Схема проверки трансформатора показана на рис. 7.63, *а*. Дроссель можно проверять по схеме на рис. 7.63, *б*. Ток дросселя должен быть (1,0—1,5); (4,8—5,9); (12—14,5) мА при напряжениях соответственно 1; 4; 10 В.

Конденсатор *C1* (МБГО, 400 В, 4 мкФ, см. рис. 7.61) при проверке должен иметь емкость 3,5—4,4 мкФ. Конденсатор *C2* (К400-У9, 0,1 мкФ, 400 В) практически не должен иметь утечки.

6. Проверить устройство первичным током от постороннего источника. Подключить к устройству УСЗ-2/2 все цепи: токовые, питания и сигнализации. Установить на переключателе уставок рабочую уставку. Через испытательный провод от постороннего источника подать ток частотой 50 Гц. Плавно увеличивая ток до момента срабатывания выходного реле, проверить действие указательного реле или сигнальной лампы. Полученные значения тока срабатывания не должны отличаться от значений, полученных при снятии частотных характеристик, более чем на 10 %. Если разница составит более 10 %, проверить ТТНП, правильность прокладки проводника, заземляющего оболочку кабеля, и правильность выполнения изоляции кабельной воронки.

7. Проверить устройство УСЗ-2/2 путем имитации искусственного замыкания на землю вблизи шин на одном из присоединений. Измерить напряжение на контурах входного блока (зажимы *10—12*) всех реле (устройств). На поврежденном присоединении напряжение на зажимах *10—12* должно быть не менее чем в 2—3 раза больше напряжения, соответствующего моменту срабатывания, который измерялся при снятии частотных характеристик, что соответствует значению коэффициента чувствительности 2—3. Измеренные напряжения при неповрежденных присоединениях должны быть в 2—3 раза меньше, что соответствует значению коэффициента отстройки 2—3. Если на поврежденном присоеди-

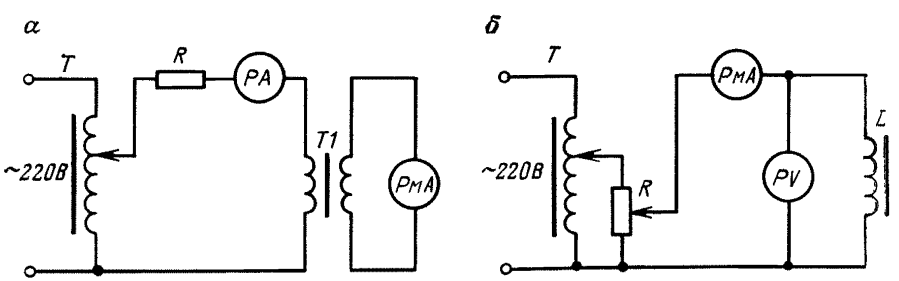


Рис. 7.63. Схема проверки трансформатора (*а*) и дросселя (*б*) устройства типа УСЗ-2/2

нении коэффициент чувствительности менее 2 при коэффициенте отстройки более 4 на неповрежденных присоединениях, изменяют уставки устройств на меньшие, т. е. в сторону чувствительности. Если на поврежденном присоединении коэффициент чувствительности более 5—6, а на неповрежденных присоединениях коэффициент отстройки менее 2, изменяют уставки на всех присоединениях на большие, более грубые.

При невозможности проведения искусственного замыкания одной фазы на землю целесообразно, включив систему сигнализации в работу, при первом длительном устойчивом замыкании на землю провести указанные выше измерения и отрегулировать уставки реле.

7.23. БЛОКИ ПИТАНИЯ

При ревизии блоков в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо проверить: надежность крепления элементов блоков (трансформатора, переключателей, выпрямителя, конденсаторов); затяжку всех винтовых соединений и качество паек; исправность диодов путем измерения их сопротивления в прямом и обратном направлениях; схемы блоков на соответствие их принципиальным и соответствие параметров элементов схемы номинальным значениям.

Конкретные методы проверки блоков приведены ниже отдельно для каждого.

7.23.1. Блоки питания и заряда БПЗ-401, БПЗ-402

Технические характеристики блоков питания и заряда

	БПЗ-401	БПЗ-402
Уставка по току наступления феррорезонанса, А	—	4,65; 6; 6,5; 9,3; 12; 17
Номинальное напряжение, В		
входное	100, 110, 127, 220	—
выходное	110, 220	
заряда	400±5 %	
Время заряда конденсаторов емкостью 200 мкФ до напряжения $0{,}8U_{уст}$, мс, не более	70	
Длительно допустимое сопротивление нагрузки (режим блока питания), Ом:		
уставка по выходному напряжению 110 В	150	130
то же, 220 В	600	520
Минимально допустимое сопротивление нагрузки, Ом:		
уставка по выходному напряжению 110 В	50	
то же, 220 В	200	
Пятисекундный первичный ток термической устойчивости при минимально допустимом сопротивлении нагрузки, А	—	75
Максимальная емкость заряжаемых конденсаторов, мкФ	2000	
Потребляемая мощность, В·А, не более	400	550

Феррорезонанс в блоке БПЗ-402 наступает при $I_{уст}\pm 10$ % и м. д. с., равной 1020 ± 100 А.

Время заряда в блоке БПЗ-401 определяется при $U_{ном}$ и в блоке БПЗ-402 при первичном токе $3I_{уст}$ по току наступления феррорезонанса.

Питание блоков осуществляется от источника бесконечной мощности (сопротивление цепи питания не должно превышать 0,2 Ом).

Блок питания БПЗ-401 длительно выдерживает при отсутствии нагрузки включение на напряжение, равное 110 % номинального первичного.

Блок БПЗ-402 длительно выдерживает при токе нагрузки, равном нулю (цепь нагрузки разомкнута): до наступления феррорезонанса токи, не превышающие токов наступления феррорезонанса; в режиме феррорезонанса — 550 А. При длительно допустимом сопротивлении нагрузки 2550 А.

Сопротивление электрической изоляции между токоведущими частями и корпусом блоков в обесточенном состоянии должно быть не менее 10 МОм.

Принципиальная схема блоков БПЗ-401 и БПЗ-402 приведена на рис. 7.64 и 7.65.

При проверке и испытании блока БПЗ-401 в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

1. Собрать схему испытания (рис. 7.66, *а*, положение перемычек на плате трансформатора на рис. 7.67).

2. Проверить работу реле *К* типа РП-7 (см. рис. 7.64) совместно со схемой блока. Питание подать на зажимы *1—2*. При этом раствор контактов реле должен быть не менее 0,4 мм; напряжение срабатывания не выше $0{,}7I_{ном}$, измеренного на входе блока, и коэффициент возврата не менее 0,25.

3. Проверить выпрямленное напряжение блока в соответствии с табл. 7.41.

4. Проверить напряжение заряда. Подать напряжение на вход блока 100, 110, 127, 220 В (перемычки — см. рис. 7.67 соответственно в положениях *ж*, *е*, *д*, *з*) — напряжение заряда должно быть 400±20 В (при этом рубильники *S1* и *S2* разомкнуты, *S3* замкнут).

Таблица 7.41

Выпрямленное напряжение блока питания типа БПЗ-401

Первичное напряжение, В	Положение перемычек на плате трансформатора (см. рис. 7.67)	Выпрямленное напряжение (В) при сопротивлении нагрузки (Ом) и при указанном положении рубильника (см. рис. 7.68)			
		Уставка 110 В		Уставка 220 В	
		∞	50	∞	200
		S1, *S2*, *S3* разомкнуты	*S1* замкнут, *S2*, *S3* разомкнуты	*S1*, *S2*, *S3* разомкнуты	*S1*, *S3* разомкнуты, *S2* замкнут
100, 110 127	*а*, *б*, *в*, *г*	Не более 130	Не менее 95	—	—
220	*з*	—	—	Не более 260	Не менее 190

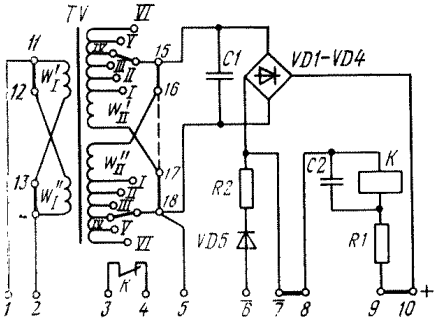


Рис. 7.64. Принципиальная электрическая схема блока питания и заряда БПЗ-401

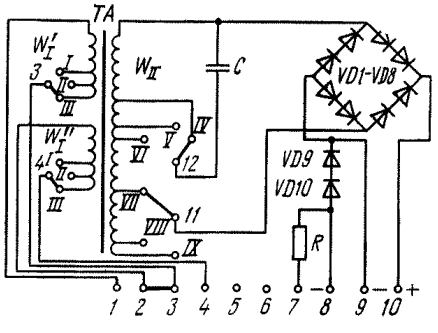


Рис. 7.65. Принципиальная электрическая схема блока БПЗ-402

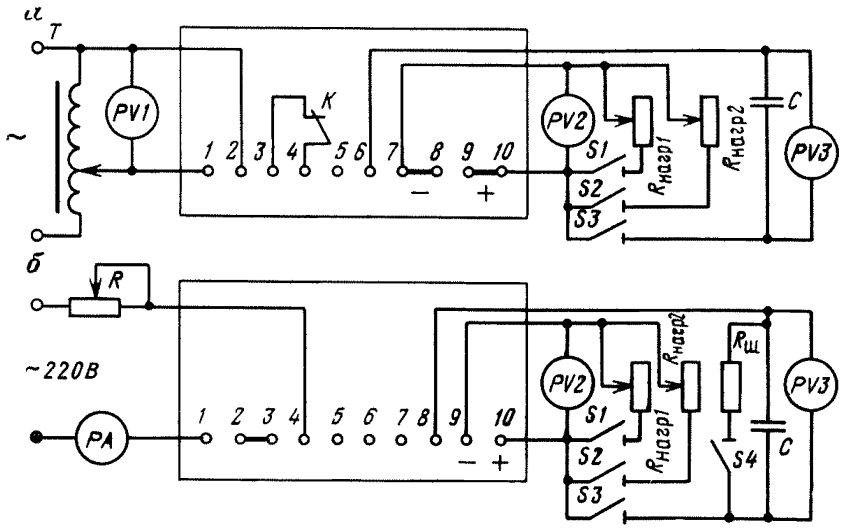


Рис. 7.66. Схема испытания блоков серии БПЗ-400:

а — БПЗ-401; *б* — БПЗ-402; *PA* — амперметр ЭМ (класс 1); *PV1* — вольтметр ЭМ класс 1); *PV2* — вольтметр *МЭ* (класс 1); *PV3* — вольтметр электростатический (класс 1); *R* — реостат (30 Ом, 10 А); *T* — трансформатор РНО-250 или ЛАТР; *S1, S2, S3* — рубильники; $R_{\text{нагр 1}}=50$ Ом; $R_{\text{нагр 2}}=300$ Ом — сопротивления нагрузки; *C* — емкость 200 мкФ, 400 В; $R_{\text{ш}}$ — резистор 30 кОм±10 %

При проверке и испытании блока БПЗ-402 в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

1. Проверить ток наступления феррорезонанса, собрав схему, показанную на рис. 7.66, *б* (рубильники *S1, S2, S3* разомкнуты). При плавном увеличении тока в первичной обмотке и отсутствии нагрузки значение тока феррорезонанса должно быть равно 4,6±0,5; 6±0,6; 3,5±±0,5 А (перемычки соответственно в положениях *а, б, в*, рис. 7.68).

Момент наступления феррорезонанса контролируют по резкому броску вторичного напряжения.

Если ток не соответствует приведенным значениям, надо подключить перемычку на плате трансформатора блока в положение *12—V* или *12—IV*.

2. Проверить значение выпрямленного напряжения в соответствии с табл. 7.42. Присоединения при испытании выполнить к зажимам (см. рис. 7.66, *б*) *1, 4* со стороны питания и к зажимам *9—10* со стороны нагрузки.

3. Проверить напряжение заряда конденсатора *C* (емкость 200 мкФ). При сборке схемы рубильники *S1* и *S2* разомкнуты, рубильник *S3* замкнут; рубильник *S4* размыкается после точной установки первичного тока непосредственно перед измерением напряжения заряда.

При первичном токе 14 А и положении перемычек на плате трансформатора по рис. 7.68, *г* напряжение заряда должно быть 400±20 В. При этом клемму 11 на плате трансформатора соединить с клеммами IX, VIII, VII для получения напряжения заряда, наиболее близкого по норме.

4. Проверку блока на соответствие пунктам *1* и *2* допускается производить по схеме с питанием от трансформатора типов ЛАТР или РНО-250 вместо реостата *R* (см. рис. 7.66, *б*).

Проверку блока производить с закрепленным винтами кожухом блока.

На рис. 7.69 показаны кривые зависимости напряжения на входе блока БПЗ-402 от первичного тока без нагрузки на выходе.

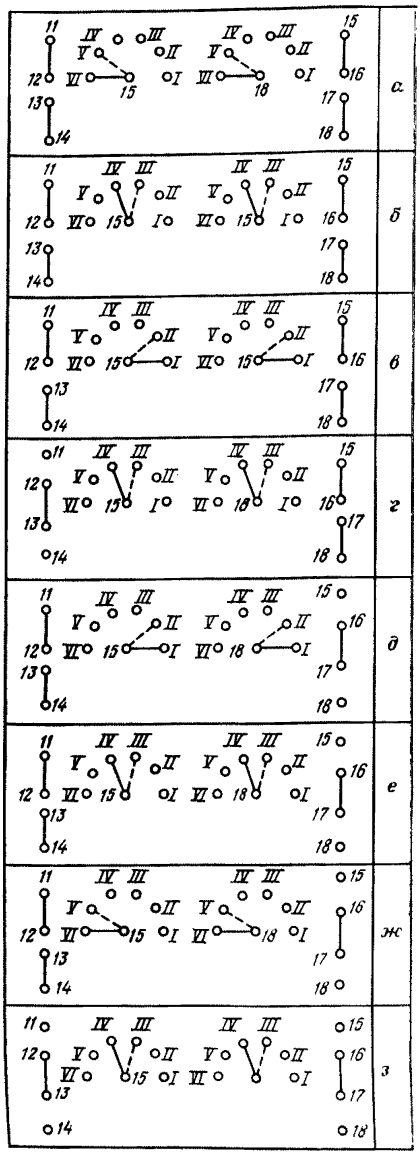


Рис. 7.67. Положения перемычек на плате трансформатора блока типа БПЗ-401

5. Для блоков, заряжающих конденсаторы, определить время заряда до напряжения $0{,}8U_{ном}$, если выключатели снабжены устройствами АПВ.

Проверить совместную работу блоков и конденсаторов действием на электромагниты включения (отключения).

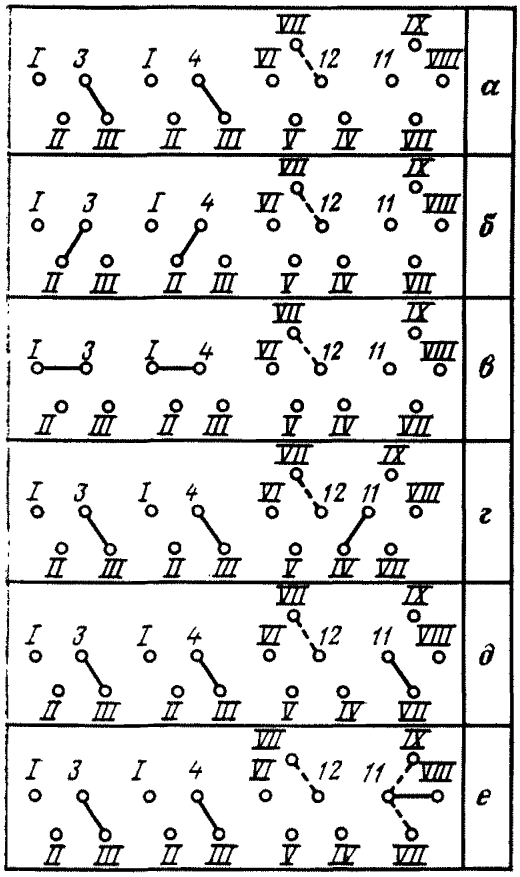
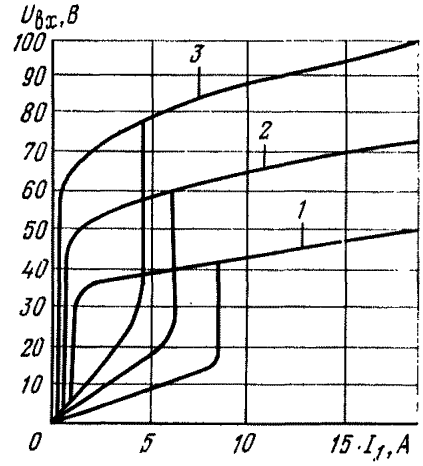


Рис. 7.68. Положения перемычек на плате трансформатора блока типа БПЗ-402

Рис. 7.69. Зависимости напряжения на входе блока БПЗ-402 от первичного тока без нагрузки на выходе при числе витков:
1 — 120; *2* — 170; *3* — 220



При периодической наладке снятие характеристики холостого хода и нагрузочной характеристики производить на рабочих уставках, испытание по пункту 2 для блока БПЗ-401 и по пункту 1 для блока БПЗ-402 допускается не производить.

Таблица 7.42

Выпрямленное напряжение блоков питания БПЗ-402

Номинальное выпрямленное напряжение, В	Первичный ток, А	Положение перемычек на плате трансформаторов (см. рис. 7.68)	Выпрямленное напряжение (В) при сопротивлении нагрузки (Ом) и положении рубильников (см. рис. 7.66, *б*)		
			∞	50	200
			S1, *S2*, *S3* разомкнуты	*S1* замкнут, *S2*, *S3* разомкнуты	*S2* замкнут, *S1*, *S3* разомкнуты
110	5	*г*	Не более 130	Не менее 95	—
220	8	*д*	Не более 160	—	Не менее 190

7.23.2. Блоки питания БПТ-1002 и БПН-1002

В блоке БПТ-1002 (рис. 7.70) магнитодвижущая сила, соответствующая наступлению феррорезонанса, составляет 840±100 А, номинальное выходное напряжение 110, 220 В, выходное напряжение при протекании тока 10 А и сопротивлении нагрузки 10 Ом — ∞ составляет на уставке 110 от 90 до 130 В, на уставке 220 — от 180 до 260 В.

Блок выдерживает на входе в течение 5 с ток 5 А и в течение 1 с ток 20 А на уставке по току феррорезонанса «5А» при нагрузке 10 Ом — для уставки выходного номинального напряжения 110 В и 40 Ом — для уставки номинального выходного напряжения 220 В.

Блок питания в длительном режиме работы выдерживает без нагрузки протекание по первичной обмотке трансформатора блока токов, не превышающих токов наступления феррорезонанса, а также после наступления феррорезонанса 9,5 А при полном числе витков первичной обмотки трансформатора блока.

Длительно допустимый ток нагрузки блока 7,5 и 3,5 А для уставки выходного напряжения соответственно 110 и 220 В.

Потребляемая мощность нагрузки не более 2200 В·А (при нагрузке 10 Ом не более 2000 В·А).

Положения перемычек на плате дросселя для разных уставок выходного напряжения блока типа БПТ-1002 показаны на рис. 7.71.

Блок БПН-1002 (рис. 7.72) имеет номинальное входное напряжение 100, 110, 127, 220, 380 В и номинальное выходное 110, 220 В.

Выходное напряжение блока соответствует:

а) 80—140 В при $U_{вых.ном}$=110 В, изменении $U_{вх}$ от 85 до 110 % $U_{вх.ном}$, сопротивлении нагрузки 5 Ом — ∞;

б) 160—280 В при $U_{вых.ном}$=220 В, изменении $U_{вх}$ от 85 до 110 % $U_{вх.ном}$, сопротивлении нагрузки 20 Ом — ∞.

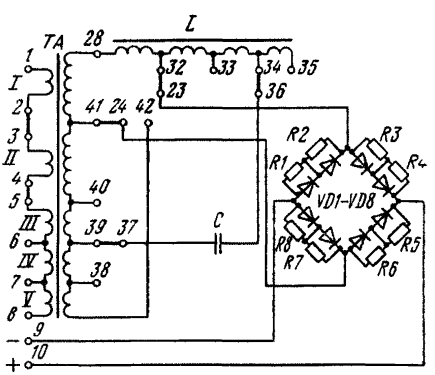
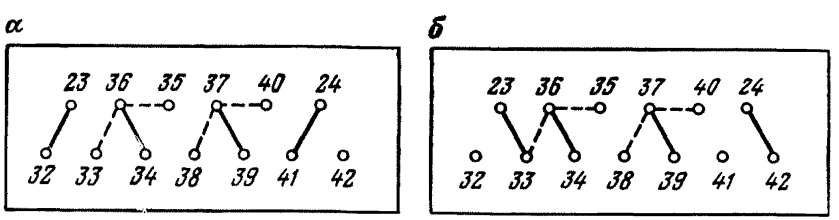


Рис. 7.70. Принципиальная схема блока питания БПТ-1002

Рис. 7.71. Положения перемычек на плате дросселя для уставок (*а* — 220 В; *б* — 110 В) выходного напряжения блока БПТ-1002



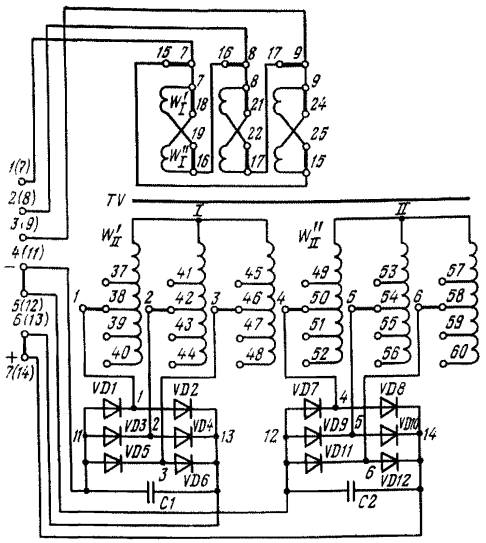


Рис. 7.72. Принципиальная схема блока питания БПН-1002

В длительном режиме блок выдерживает 110 % $U_{вх.\,ном}$ при $R_{нагр} \geqslant$ $\geqslant$18 Ом для $U_{вых.\,ном}$=110 В и при $R_{нагр} \geqslant$72 Ом для $U_{вых.\,ном}$= =220 В.

В течение 5 с блок допускает подключение $R_{нагр} \geqslant$5 Ом для $U_{вых.\,ном}$=110 В и $R_{нагр} \geqslant$20 Ом для $U_{вых.\,ном}$=220 В.

Мощность, потребляемая блоком при $U_{вых\ ном}$, не более 25 В·А на фазу в режиме холостого хода. При $R_{нагр}$, указанном для кратковременного режима, не более 1350 В·А на фазу.

Сопротивление изоляции блоков питания не менее 50 МОм.

Положения перемычек и переключателей блока БПН-1002 показаны на рис. 7.73 и 7.74, схема включения блоков питания — на рис. 7.75.

При проверке и испытании блоков в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

1. Проверить ток феррорезонанса блока БПТ-1002. Установить перемычки на плате дросселя в положение, показанное на рис. 7.71. Собрать схему проверки тока феррорезонанса блока питания БП-1002 (рис. 7.76). Плавно увеличивая первичный ток при отсутствии нагрузки (переключатели *S1* и *S2* разомкнуты), измерить ток феррорезонанса, который должен быть равен 8,4±1; 5,6±0,67; 4,8±0,53; 4,5±0,53 и 4,2± ±0,5 А при подаче питания на зажимы трансформатора *1—2*, *1—4*, *1—6*, *1—7* и *1—8* (см. рис. 7.70) соответственно. Момент наступления феррорезонанса определяют по резкому броску выходного напряжения блока питания. Если ток феррорезонанса не соответствует приведенным данным, произвести переключение перемычек на плате дросселя в положение *37—40*, *33—36* или *37—38*, *35—36*, а при значительных отличиях тока феррорезонанса — проверить соответствие емкости конденсатора *C* (с помощью моста или методом амперметра — вольтметра) его номинальному значению — 100 мкФ.

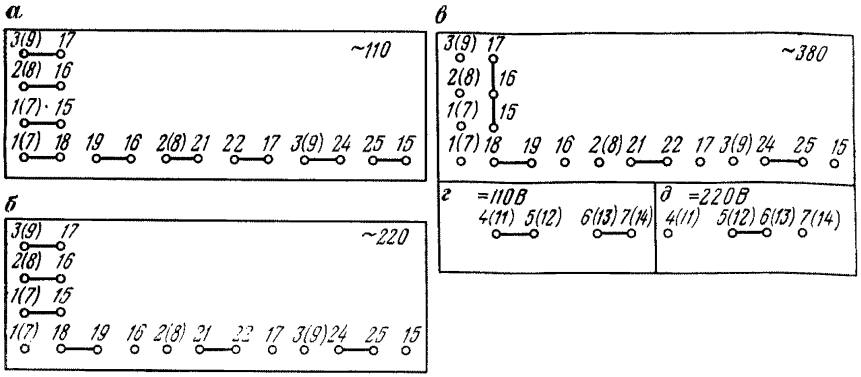


Рис. 7.73. Положения перемычек на плате трансформатора блока БПН-1002 для установки номинального входного (*а, б, в*) и выходного (*г, д*) напряжений

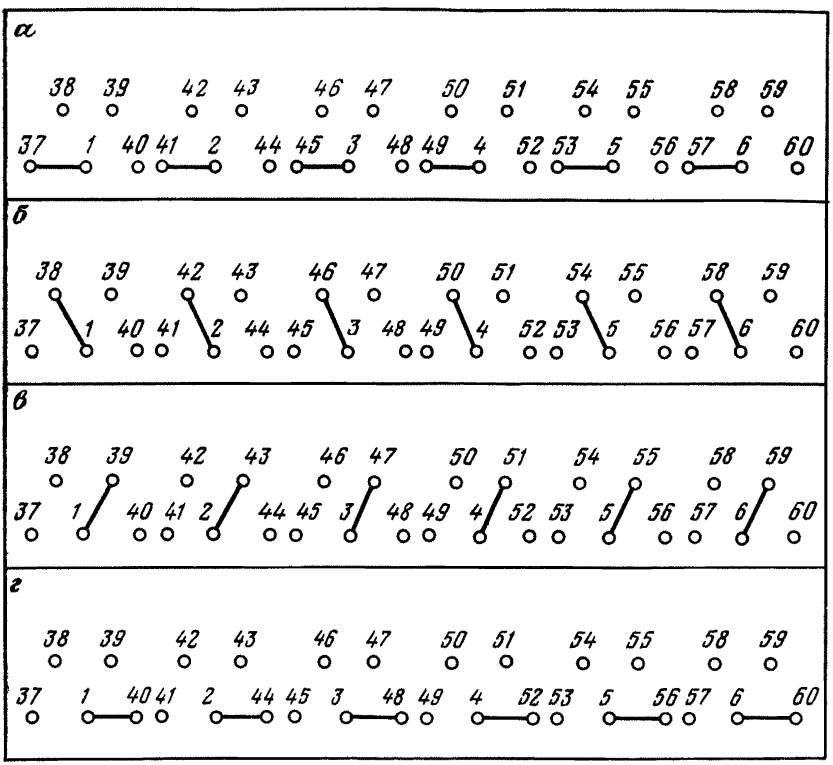


Рис. 7.74. Положения переключателей вторичных обмоток трансформатора блока БПН-1002 для установки входного напряжения (В):
а — 127; *б* — 110; *в* — 100; *г* — менее 100

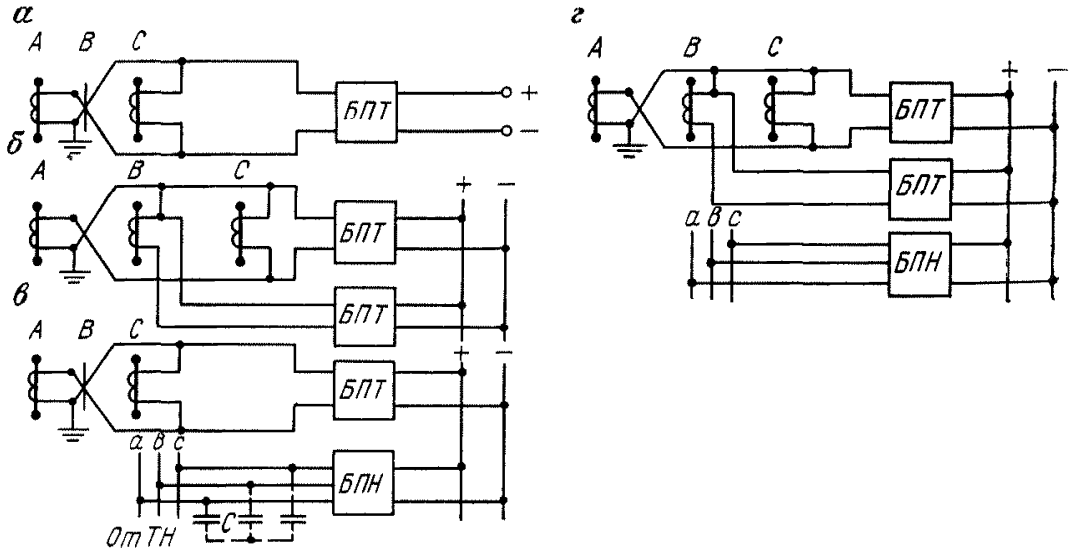


Рис. 7.75. Схемы включения блоков питания:

а — блока БПТ-1002 на разность фазных токов; *б* — двух блоков БПТ-1002, один из которых включен на разность фазных токов, другой — на третий фазный ток; *в* — групповой блок питания, в котором блок БПТ-1002 включается на разность фазных токов, а блок БПН-1002 — на трансформатор напряжения или в сеть собственных нужд; *г* — групповой блок питания, в котором два блока БПТ-1002 включены по схеме *«б»*, блок БПН по схеме *«в»* (для случая, когда блок БПН-1001 не может обеспечить отдаваемую мощность при однофазном к. з. фазы *В*)

2. Проверить нагрузочную характеристику блока БПТ-1002. Измерить среднее значение выходного напряжения при пропускании первичного тока 10 А через всю первичную обмотку. Допустимые значения выходного напряжения:

а) при положении перемычек на плате в соответствии с рис. 7.71, *а* и нагрузке 10 Ом 91—128 В (для старых исполнений блоков дополнительно перемкнуть *19—21—23*; *15—14—16*; *17—13—18*; *20—22—24*);

б) при положении перемычек в соответствии с рис. 7.71, *б* и нагрузке 40 Ом 182—256 В (для старых исполнений блоков дополни-

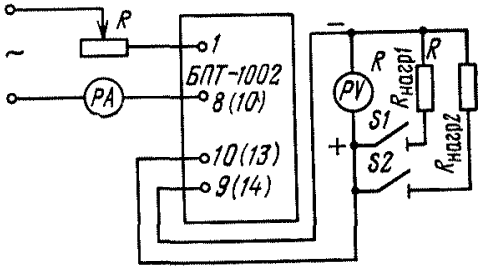


Рис. 7.76. Схема проверки тока феррорезонанса блока питания БПТ-1002

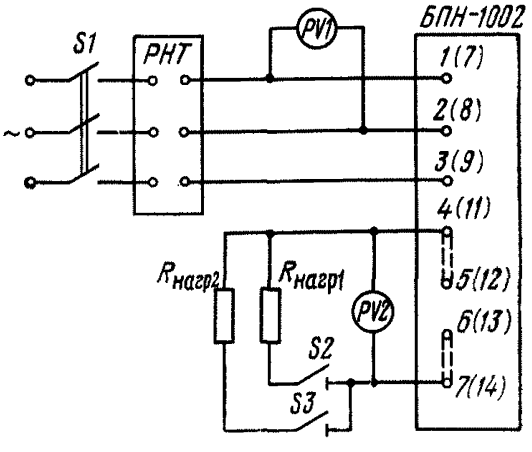


Рис. 7.77. Схема испытания блока питания типа БПТ-1002 при симметричном напряжении: *РНТ* — автотрансформатор напряжения (РН не менее 1 500 В·А на фазу), *PV1* — вольтметр ЭМ, *PV2* — вольтметр МЭ; $R_{нагр1}$ и $R_{нагр2}$ — сопротивления нагрузки, равные соответственно 20 и 5 Ом, *S1*, *S2*, *S3* — рубильники

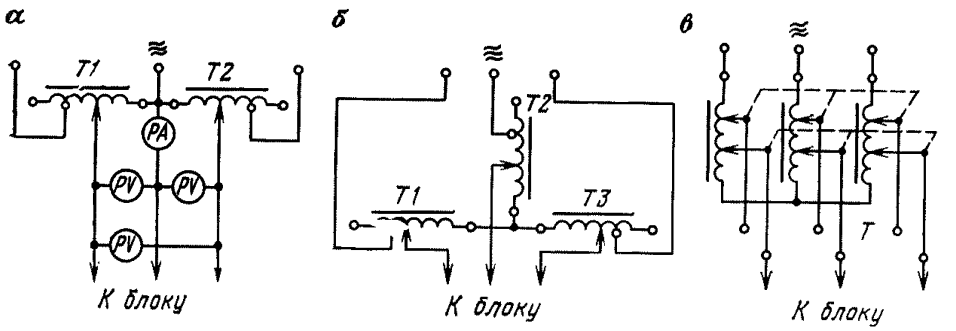


Рис. 7.78. Схемы включения регулировочных автотрансформаторов для проверки трехфазных блоков питания в режиме:
а — симметричном; *б* — несимметричном (с автотрансформаторами ЛАТР-1), *в* — то же, с трехфазным автотрансформатором РНТ-220 В

тельно перемкнуть *23—15—17*, *16—18—24*). При испытании нагрузку подключить на время, не более 5 с.

При сомнениях в исправности блока проверить исправность выпрямителя (допустимый обратный ток диодов должен быть не более 3 мА).

Если кожух блоков БПТ выполнен из ферромагнитного материала, все проверки необходимо производить с надетым кожухом.

3. Проверить работу блока питания БПТ-1002 на холостом ходу. Собрать схему испытаний блока (рис. 7.77) и отрегулировать напряжение по одной из схем, показанных на рис. 7.78. Плавно увеличивая напряжение на входе блока до 10—15 % $U_{ном}$, измерить ток холостого хода и выходное напряжение. Ток холостого хода должен составлять не более 10—25 %, а выходное напряжение — от 10 до 15 % значений при номинальном напряжении.

Величина тока холостого хода может быть завышенной вследствие ошибки в монтаже блока (перемена полярности секционированных обмоток и др.); пробоя диодов выпрямленного моста или наличия короткозамкнутых витков в обмотках трансформатора. Уменьшение выходного напряжения может быть вызвано теми же причинами, а также обрывом в одном из диодов или в пайке (что снижает выходное напряжение в 2 раза).

При последовательном соединении секций первичной обмотки напряжение на каждой секции должно составлять 50 % входного напряжения. Если при таком соединении секций ток холостого хода остается больше нормального, то причина заключается либо во встречном включении секций, либо в наличии межвиткового замыкания в одной из обмоток. При отключении неисправных диодов (отключением накладок) ток холостого хода резко снижается.

4. Проверить нагрузочную характеристику блока БПН-1002. При подаче на вход блока симметричного трехфазного напряжения измеренное среднее значение выходного напряжения должно соответствовать данным табл. 7.43.

5. Для блоков, заряжающих конденсаторы, определить время заряда до напряжения $0{,}8U_{ном}$, если выключатели снабжены устройствами АПВ.

Таблица 7.43

Значения выходного напряжения для проверки нагрузочной характеристики блока БПН-1002

Входное напряжение трансформатора, В	Положения перемычек на плате трансформатора		Средние значения выходного напряжения (В) при положении перемычек на выходных зажимах (по рис. 7.70)			
	Первичные обмотки по рис. 7.73	Вторичные обмотки по рис. 7.74	*4—5* (*11—12*)	*6—7* (*13—14*)	*5—6* (*12—13*)	
			и сопротивлении нагрузки, Ом			
			∞	5	∞	20
120 121 110 104	*а*	*а* *б* *в* *г*	Не более 138	—	Не более 276	—
220 380	*б* *в*	*в*				
108 93,5 85 86	*а*	*а* *б* *в* *г*	—	Не менее 81	—	Не менее 162

6. Проверить действие элементов защиты, а также электромагнитов отключения (включения) при питании оперативных цепей от блоков питания.

При периодической наладке снимать характеристики холостого хода и нагрузочной характеристики следует на рабочих уставках.

7.23.3. Блок питания стабилизированным напряжением БПНС-1

Техническая характеристика блока БПНС-1

Номинальное напряжение питания, В	100, 230, 400
Выпрямленное напряжение (в режиме х.х. или с нагрузкой сопротивлением до 30 Ом), В	220±5
Допустимый диапазон изменения трехфазного напряжения сети при выходной мощности, Вт:	
до 1200	$0{,}5—1{,}1U_{ном}$
до 1500	$0{,}6—1{,}1U_{ном}$
Допустимый диапазон изменения неполнофазного напряжения сети $U_{ном}$ при выходной мощности, Вт:	
до 1200	$0{,}7—1{,}1U_{ном}$
до 1500	$0{,}8—1{,}1U_{ном}$
Диапазон изменения выпрямленного напряжения	$0{,}85—1{,}1U_{ном}$
Выходная мощность, Вт:	
длительная	650
в течение 1 ч	800
кратковременная (в течение 1 с)	1500

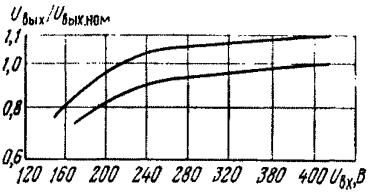


Рис. 7.79. Характеристики блока БПНС-1

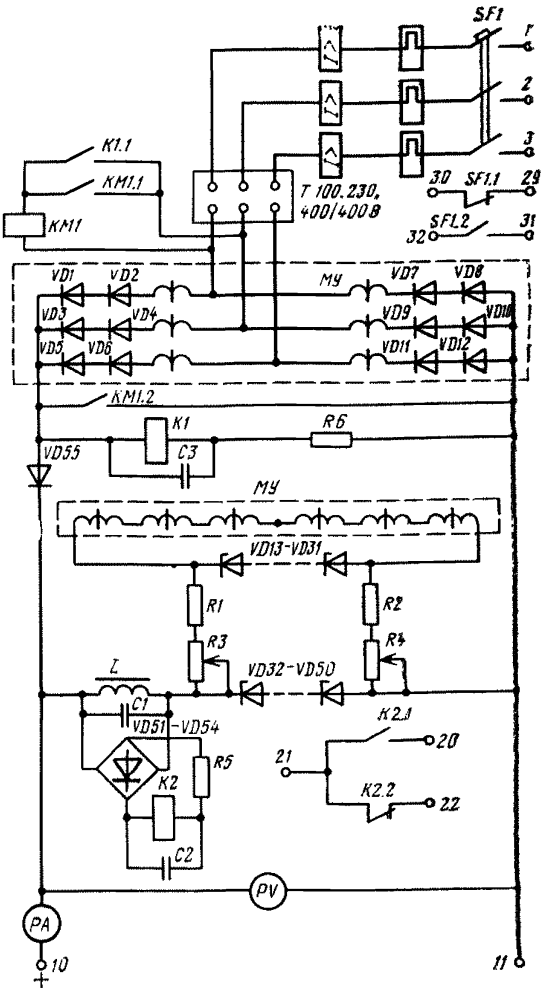


Рис. 7.80. Принципиальная схема блока питания БПНС-1

На рис. 7.79 показаны зависимости — характеристики блока БПНС-1, на рис. 7.80 — его схема.

Для питания вторичных цепей от двух блоков БПНС-1 блоки включают на разные ТСН и соединяют параллельно на стороне выпрямленного тока.

Используя блоки БПНС-1 совместно с токовыми блоками, например БПТ-1002, можно получить источник оперативного тока для всех видов защиты от к. з.

При проверке и испытании блока БПНС-1 в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

1. Проверить монтажную схему блока, состояние и регулировку контактной системы реле *К1* и *К2* в соответствии с указаниями по регулировке, калибровке данного типа реле в описании настоящего раздела или инструкции завода-изготовителя.

Проверить электрические характеристики реле, а также исправность выпрямителя с помощью омметра.

Произвести наладку автомата *SF1* и контактора *KM1* согласно указаниям п. 6.

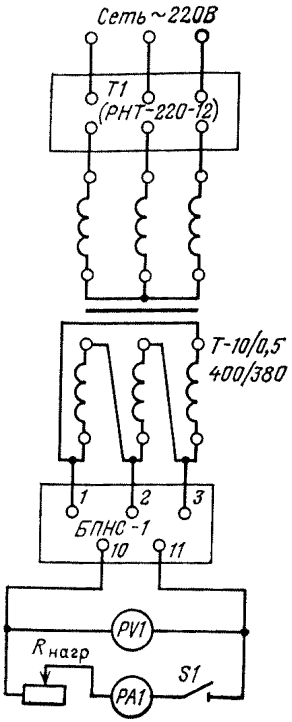


Рис. 7.81. Схема испытания блока БПНС-1

2. Проверить изоляцию токоведущих частей блока БПНС-1 относительно корпуса (между вводными зажимами и корпусом) мегаомметром 500 В. Она должна быть не менее 20 МОм. При этом вводной автомат должен быть включен, а диоды, стабилитроны и конденсаторы — зашунтированы.

3. Проверить работу защиты диодов от перегрузок и токов к. з. на стороне выпрямленного напряжения. Подать на вход блока (зажимы *1*, *2*, *3*) трехфазное номинальное напряжение. Создать искусственное короткое замыкание на выходе (зажимы *10—11*). При этом автомат *SF1* должен отключить блок питания от сети. При необходимости измерить время отсечки электросекундомером.

4. Проверить работу защиты от превышения напряжения на выпрямителях. При номинальном напряжении питания блока установкой перемычки имитировать повреждение стабилитронов цепей управления блока. При чрезмерном повышении напряжения на диодах *VD1—VD12* должны сработать реле *K1* и пускатель *KM1*, затем автомат *SF1* отключит блок от сети.

5. Проверить работу блока БПНС-1 на холостом ходу (рис. 7.81). Подать на вход трехфазное напряжение 0,5 $U_{вх.ном}$. При разомкнутом рубильнике *S1* отрегулировать резисторы блока *R3* и *R4* (см. рис. 7.80) так, чтобы напряжение на выходе блока было в пределах 187—195 В.

Увеличить напряжение питания до $1{,}1U_{вх.ном}$. При этом напряжение на выходе блока должно быть не более 242 В.

6. Проверить нагрузочную характеристику блока при номинальной нагрузке. Регулируя напряжение питания от 0,5 до $1{,}1U_{вх.ном}$ при замкнутом рубильнике *S1* (см. рис. 7.81) на нагрузку сопротивлением 40 Ом, измерить выходное напряжение при $0{,}5U_{вх.ном}$ и $1{,}1\ U_{вх.ном}$. Значения выходных напряжений должны находиться в пределах зоны разброса, в границах кривых (рис. 7.82).

При обнаружении несоответствия характеристик проверить исправность стабилитронов *VD13—VD50* (см. рис. 7.80), резисторов схемы ста-

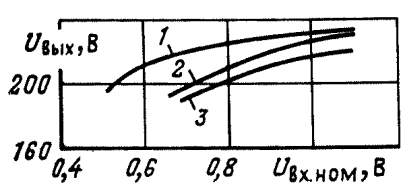


Рис. 7.82. Кривые зависимости выходного напряжения блока БПНС-1 от входного при $R_{нагр}=40$ Ом:

1 — входное напряжение трехфазное симметричное; *2* — режим однофазного короткого замыкания питающей сети; *3* — режим обрыва фазы питающей сети

билизации *R1—R4* и магнитного усилителя. При проверке магнитного усилителя следовать указаниям инструкции завода-изготовителя.

7. Проверить работу блока при несимметричных режимах. Регулируя напряжение питания в пределах $0{,}7—1{,}1U_{\text{вх. ном}}$, замерить выходное напряжение на холостом ходу. Подключить нагрузку 40 Ом и, регулируя напряжение питания в тех же пределах, замерить выходное напряжение. Значения выходных напряжений, полученных на холостом ходу и номинальной нагрузке, должны быть в пределах зоны разброса кривых (см. рис. 7.79).

8. Нельзя включать блок питания на напряжение при разомкнутой цепи управления блока.

9. Выполнить проверку совместной работы блоков БПНС-1 и БПТ-1002 для снятия внешних характеристик при одно- или трехфазном питании и входных характеристик при различных нагрузках.

10. Все измерения при испытании производить вольтметром магнитоэлектрической системы класса точности не ниже 1,0.

11. Определить время заряда для блоков, заряжающих конденсаторы до напряжения $0{,}8U_{\text{ном}}$, если выключатели снабжены устройствами АПВ.

12. Проверить действие элементов защиты и работу электромагнитов отключения (включения) при питании оперативных цепей от блоков питания.

Снятие характеристики холостого хода и нагрузочной характеристики при периодической наладке производить на рабочих уставках.

7.23.4. Блоки питания БПРУ-66 и КВУ-66

Техническая характеристика БПРУ-66 и КВУ-66

Напряжение питания, В:	
БПРУ-66/220 (КВУ-66-2)	220
БПРУ-66/380 (КВУ-66-3)	380
Номинальное выпрямленное напряжение, В	220
Максимальная величина импульса выпрямленного тока, А	300
Длительность импульса нагрузки, с	1
Минимально допустимое время между импульсами, с	0,5
Количество импульсов в цикле, не более, при токе, А:	
300	4
150	6
Время между циклами, мин	10
Диапазоны регулирования тока, А	150—300 (КВУ-66); 55—150 (БПРУ-66)

Первое основное отличие устройств БПРУ-66/380 и КВУ-66-3 от устройства БПРУ-66/220 В и КВУ-66-2 (рис. 7.83) — схема выпрямления: трехфазная однополупериодная, у которой отрицательным полюсом служит заземляющий нулевой провод сети 380 В. Это снижает надежность работы, так как замыкание «+» на землю вызывает к. з. и отключение, тогда как сеть выпрямленного тока от блока БПРУ-66/220 при замыкании на землю может продолжать работу. Заземление «—» выпрямленного

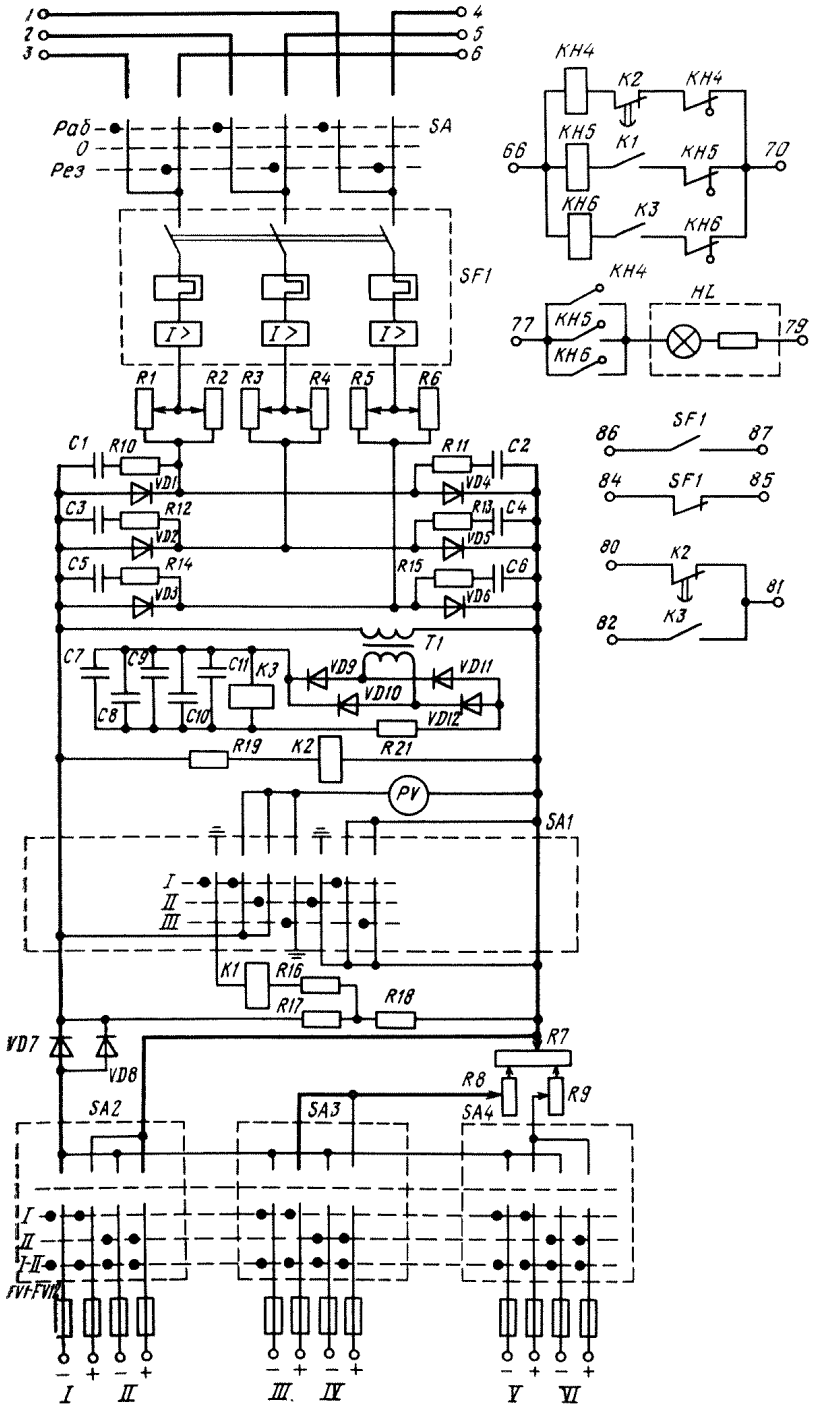


Рис. 7.83. Принципиальная электрическая схема блока питания БПРУ-66/220

тока повышает опасность для обслуживающего персонала, особенно в КРУ и КРУН.

Надежность включения выключателя от БПРУ-66/380 ниже, чем от БПРУ-66/220, из-за ухудшенной формы кривой выпрямленного напряжения.

Другое отличие БПРУ-66/380 — отсутствие контроля изоляции, вызванное глухим заземлением шинки «—», третье — иная схема защиты вентилей от перенапряжений. В остальном схема БПРУ-66/380 выполнена так же, как БПРУ-66/220, и отличается лишь значениями некоторых емкостей и сопротивлений.

Схемы комплектных выпрямительных устройств КВУ-66/3 и КВУ-66-2 аналогичны схемам БПРУ-66/380 и БПРУ-66/220, но в них отсутствуют сигнализация и защита.

При проверке и испытании блоков БПРУ-66 в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

1. Проверить монтажную схему блока, качество паек, состояние и регулировку контактной системы реле *К1* типа РН-51, реле *К2* типа РП252 и реле *К3* типа РЭС-22, а также их электрические характеристики. У реле РЭС-22 проверить ток срабатывания и ток отпускания, составляющие в зависимости от паспорта реле соответственно не более 10,5—36 мА и не менее 2,0—8,0 мА. Проверить целостность предохранителей *FV1—FV12* и исправность (на обрыв и короткое замыкание) переходов силовых вентилей *VD1—VD6* при отключенном от схемы гибком выводе сначала омметром, а затем путем подачи на вентиль в прямом и обратном направлениях выпрямленного напряжения 50 В от источника с внутренним сопротивлением 100—200 Ом.

2. Произвести наладку автомата *SF1* типа АП-50.

3. Проверить работу схемы сигнализации при неполнофазном режиме работы. Подать трехфазное номинальное напряжение питания на вход блока. Имитировать обрыв одной фазы питания или закоротить один из выпрямительных диодов *VD1—VD6*. Проверить надежность срабатывания реле *К3*.

4. Проверить надежность работы реле *К2* при подаче и отключении напряжения питания.

5. Проверить работу схемы сигнализации, подав напряжение на зажимы *66—70* и *77—79*. Имитируя срабатывание реле *К1*, *К2* и *К3*, проверить надежность срабатывания сигнальных реле *КН4*, *КН5*, *КН6* (блинкеров) и включение сигнальной лампы *HL*.

6. Проверить работу выпрямительного блока в режиме холостого хода, подав трехфазное номинальное напряжение на его вход. Выпрямленное напряжение должно составлять 296 В у блока БПРУ-66/220 (КВУ-66-2) и 258 В у блока БПРУ-66/380 (КВУ-66-3).

7. Проверить работу блока под нагрузкой, полностью введя регулировочные резисторы и подав номинальное трехфазное напряжение питания на вход блока. Собрать схему нагрузки блока. Проверить ток нагрузки в реальных режимах и напряжение на зажимах электромагнитов включения. Для замера токов и напряжений рекомендуется применять электронный осциллограф с послесвечением (например, типа С1-19).

8. Проверить действие элементов защиты и работу электромагнитов отключения (включения) при питании оперативных цепей от блоков питания.

9. Для блоков, заряжающих конденсаторы, определить время заряда до напряжения $0{,}8U_{ном}$, если выключатели снабжены устройствами АПВ.

7.24. БЛОКИ КОНДЕНСАТОРОВ БК-400

Блоки конденсаторов изготавливают на номинальное напряжение 400 В, напряжение заряда конденсаторов 385—400 В и номинальную емкость БК-401, БК-402 и БК-403 соответственно 40, 80 и 200 мкФ.

Цепь разъединительных диодов блока выдерживает обратное напряжение 500 В.

Блок конденсаторов (рис. 7.84, *а*) состоит из разделительного диода *VD* типа КД202м (Д226Б) и батареи из четырех, восьми или 20 конденсаторов *С* в блоке соответственно БК-401, БК-402 и БК-403 емкостью 10 мкФ каждый.

Блоки конденсаторов могут быть включены как с диодным, так и контактным разделением цепей. При диодном разделении цепей (рис. 7.84, *б*) при действии защиты *К1* разряжается только емкость *С1* первого блока, так как разряду емкости *С2* второго блока на катушку *YA1* препятствует диод *VD2*.

При контактном разделении цепей (см. рис. 7.84, *в*) в период работы защиты *К1* разряжается только емкость *С1* первого блока, так как разряд емкости *С2* второго блока на катушку *YA1* невозможен из-за разомкнутого контакта *К1*.

Заряд емкости блоков в нормальном режиме работы осуществляется от цепи зарядного устройства.

При наладке блоков БК-400 в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

1. Убедиться в исправности диодов.

2. Проверить исправность конденсаторов с помощью мегаомметра на 500 В. При проверке с помощью тестера (на большом пределе изме-

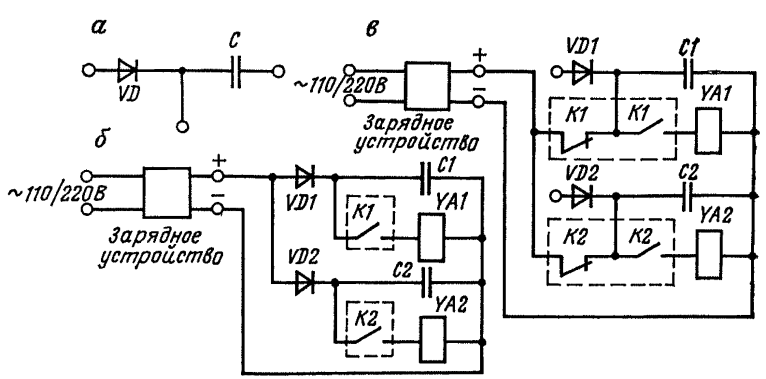


Рис. 7.84. Схемы электрических соединений блока конденсаторов: *а* — принципиальная; *б, в* — с диодным и контактным разделением цепей

рения сопротивления) у исправных конденсаторов сопротивление в начале измерения составляет единицы ом, после заряда конденсатора — сотни килоом.

3. Проверить совместную работу блока конденсаторов и зарядных устройств действием на электромагниты включения (отключения).

7.25. ЗАРЯДНЫЕ УСТРОЙСТВА УЗ-400, УЗ-401

Технические характеристики зарядных устройств УЗ-400 и УЗ-401

Номинальное напряжение питания, В	110, 220
Напряжение заряда конденсаторов, В	385—400
Время заряда конденсаторов (с) до напряжения 320 В:	
емкостью 40 мкФ	0,28
емкостью 80 мкФ:	
при сопротивлении $R6 = 0$	0,6
то же, $R6 = 3{,}9$ кОм	3,6
Потребляемая мощность в установившемся режиме при номинальном напряжении, В·А, не более	10
Емкость заряжаемых батарей, мкФ, не более	500

Устройство в нормальном режиме длительно выдерживает $1{,}1U_{ном}$.

Разрывная мощность контактов поляризованного реле в цепи постоянного тока с индуктивной нагрузкой не более 40 Вт при напряжении до 220 В и токе до 1,5 А.

При наладке зарядных устройств в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

1. Проверить исправность элементов схемы устройства (при новом включении или при обнаружении неисправностей). В устройстве УЗ-400 установить перемычки на зажимах *4—6* (рис. 7.85) при напряжении питания 220 В или на зажимах *2—4* и *6—8* при напряжении питания 110 В.

В устройстве УЗ-401 установить перемычки на зажимах *10—11* (рис. 7.86) при напряжении питания 220 В или на зажимах *8—9—10* и *2—11* при напряжении питания 110 В.

2. Измерить омметром сопротивление выпрямителей: прямое должно быть порядка нескольких ом, обратное — десятков килоом.

3. Собрать схему испытаний (рис. 7.87), проверить исправность трансформатора и его коэффициенты трансформации на всех отпайках. Проверить исправность защитных резисторов (см. рис. 7.86): в УЗ-400

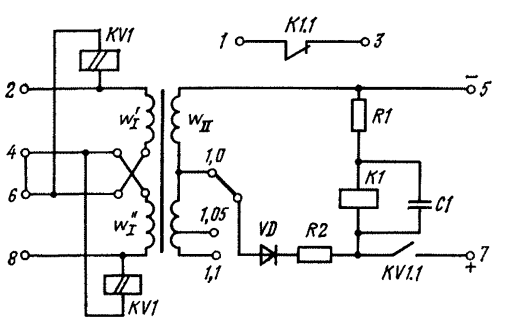


Рис. 7.85. Схема зарядного устройства УЗ-400

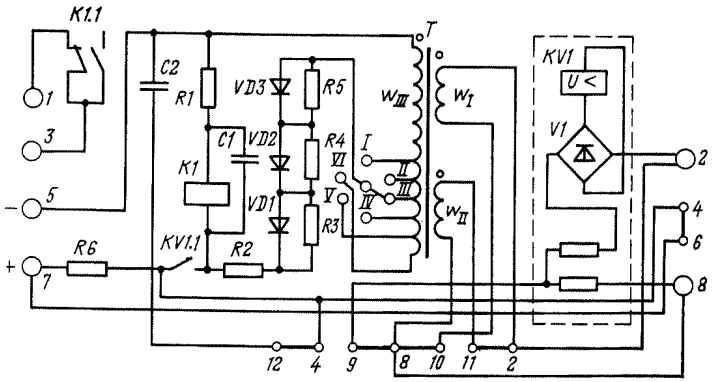


Рис. 7.86. Принципиальная схема зарядного устройства УЗ-401

R1=240 и *R2*=400 Ом; в УЗ-401 *R1*=240 и *R2*=200, *R3*=*R4*=*R5*= =270 кОм; *R6*=3,9 или 3,6 кОм.

4. Проверить работу реле минимального напряжения *KV1*. Реле должно замыкать контакты при напряжении не более 0,9 $U_{ном}$, размыкать их при напряжении 0,7—0,75 $U_{ном}$. Регулировку производить согласно указаниям по регулировке реле РН-50 (см. 7.6).

5. Подобрать отпайку вторичной обмотки трансформатора согласно табл. 7.44 так, чтобы при подаче на вход устройства номинального напряжения напряжение, замеренное непосредственно на вторичной обмотке трансформатора до выпрямителей, составляло 280—290 В, а напряжение на заряжаемых конденсаторах — не более 380—400 В. Выходное напряжение следует измерять вольтметром с большим внутренним сопротивлением (1—2 кОм/В).

6. Проверить настройку поляризованного реле *K1*. Установить накладку *12—4* в УЗ-401. Напряжение срабатывания регулировать положением правого контактного винта, напряжение возврата — положением левого контактного винта. При этом зазор в замыкающем контакте, замеренный щупом, должен быть не менее 0,4 мм. Если невозможно отрегулировать заданные параметры таким способом, то можно изменить зазор между полюсами постоянного магнита или переместить фарфоровую колодочку с подвижным контактом в зазоре между полюсами. Напряжение срабатывания или возврата замерять на зажимах *5* и *7*. Оно должно составлять соответственно 60 и около 220 В, коэффициент возврата реле должен быть не менее 0,25 и не более 4.

7. Проверить работу реле *K1* имитацией аварийных режимов (реле *K1* отпадает):

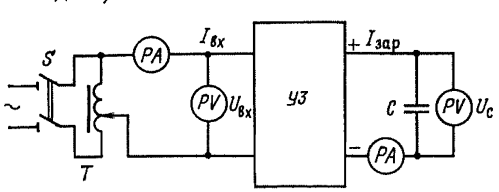


Рис. 7.87. Схема испытаний зарядных устройств

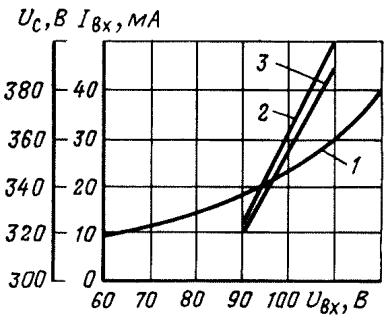


Рис. 7.88. Характеристики УЗ-400 на уставке трансформатора, равной 1: *1* — холостого хода $I_{вх}=f(U_в)$; *2* — $U_с=f(U_{вх})$ при $C=40$ мкФ; *3* — $U_с=f(U_{вх})$ при $C=100$ мкФ

а) закорачиванием всего выпрямителя (не отдельных диодов) при нормальном уровне входного и зарядного напряжений;

б) размыканием цепи заряда конденсатора;

в) закорачиванием выхода (кратковременно) в нормальном режиме;

г) снятием питания на входе устройства.

8. Определить потребляемую мощность зарядного устройства. При этом на переключателе размыкается выход вторичной обмотки повышающего трансформатора и на вход подается напряжение через ЛАТР. Потребляемая мощность при холостом ходе трансформатора *УЗ* (см. рис. 7.87) должна составлять 8—9 В·А.

9. При сокращенной программе проверки снять зависимость тока холостого хода трансформатора и зависимость напряжения на конденсаторной батарее от напряжения питания. Типовые кривые (рис. 7.88) могут служить показателем исправности устройства при ее сравнении с экспериментально снятой кривой.

При снятии характеристики холостого хода питание устройства производить по схеме реостатов. При этом следует отключить батарею конденсаторов и обмотки реле минимального напряжения; временно замыкая его контакты, отключить цепь обмотки поляризованного реле и его защитного сопротивления.

10. Определить время заряда конденсаторов до напряжения 0,8 $U_{ном}$, если выключатели снабжены устройствами АПВ.

Таблица 7.44

Выбор отпаек вторичной обмотки трансформатора зарядного устройства УЗ-401 (см. рис. 7.86)

Напряжение входа, В	Контактное разделение цепей (*C2*=0, перемычка *12—4* снята)		Диодное разделение цепей (*C2*=0,5 мкФ, перемычка *12—4* установлена)	
	R6=0 (перемычка *4—6* установлена)	*R6*=4 кОм (перемычка *4—6* снята)	*R6*=0 (перемычка *4—6* установлена)	*R6*=4 кОм (перемычка *4—6* снята)
90	VI	—	V	V
95	V	—	IV	IV
100	IV	VI	III	III
105	III	V	II	II
110	II	IV	I	I

11. Проверить совместную работу блока конденсаторов и зарядного устройства действием на электромагниты включения (отключения). Определить минимальное напряжение заряда, необходимое для четкого срабатывания электромагнитов.

При периодической наладке проверки по п. 2, 4, 7 производить на рабочей уставке при подключенной нагрузке.

7.26. ВЫПРЯМИТЕЛЬНЫЙ ЗАРЯДНО-ПОДЗАРЯДНЫЙ АГРЕГАТ ВАЗП-380/260-40/80

Техническая характеристика агрегата ВАЗП-380/260-40/80

Напряжение питания трехфазной сети, В	380 или 220
Колебание выпрямленного напряжения, %	±2
Диапазоны плавного регулирования напряжения (В) в режиме:	
I	380—260
II	260—220
III	8—2

При токах нагрузки более 40 А в I режиме и 80 А во II режиме агрегат переходит в режим стабилизации тока и не отключается от сети при снижении напряжения на выходе до 0,5 $U_{ном}$. Ток при этом не превышает 1,15 $I_{ном}$. Потребляемая мощность в I режиме — 20, во II — 27 кВ · А.

Принципиальная схема агрегата показана на рис. 7.89.

При ревизии и наладке агрегата ВАЗП-380/260-40/80 в дополнение к изложенному в 7.1 необходимо выполнить следующее.

1. Осмотреть агрегат, убедиться в отсутствии повреждений, проверить затяжку гаек и винтов; извлечь и осмотреть блоки системы управления и регулирования, убедиться в отсутствии механических повреждений.

2. Проверить схему внешних соединений, соответствие коммутационной аппаратуры и сечений кабелей проектным.

3. Измерить сопротивление изоляции токоведущих частей по отношению друг к другу и к земле. Перед проверкой включить *SF1* и *SF2*, поставить переключатели *SA3* и *SA4* в режим «Стабилизация напряжения 220—260 В», поставить *SA5* в положение «Включено», вставить предохранители *FU1* и *FU2*, отсоединить от корпуса конденсаторы *C2—C4*, *C14—C16* и закоротить вентили и тиристоры. Все панели блока управления тиристорами плотно вставить в гнезда разъемов. Сопротивление изоляции, измеренное мегаомметром на 1000 В, должно быть не менее 1 МОм.

4. Произвести испытание изоляции повышенным напряжением 1 кВ частотой 50 Гц между первичной и вторичной силовыми цепями, между первичной силовой цепью и корпусом, между цепями управления и силовыми цепями в течение 1 мин.

5. Проверить и отрегулировать работу переключателей *SA3—SA5*.

6. Проверить и отрегулировать автоматические выключатели *SF1* и *SF2* в соответствии с указаниями 6.1. Проверить работу устройства сигнализации положения выключателей, работу расцепителя автомата *SF2* при имитации срабатывания (от руки) реле защиты *K* от перегрузки.

7. Подготовить агрегат к включению под напряжение:

а) отключить провода постоянного тока от выхода агрегата;

б) повернуть ручку регулятора напряжения против часовой стрелки до упора;

в) включить переключатели *SA3* и *SA4* в положение «Режим II»;

г) проверить правильность чередования фаз (направление вращения фаз должно быть правое) и симметрии линейных напряжений на входе агрегата;

д) включить *SF2* и измерить линейные напряжения на трех выводах вторичной обмотки трансформатора *T6;*

е) включить *SF1*;

ж) переключить *SA5* в положение «Включено»;

з) установить регулятором напряжения необходимое напряжение на выходе агрегата.

8. Проверить работу агрегата на холостом ходу. Вращением ручки регулятора напряжения *R13* из крайнего левого положения в другую сторону напряжение на выходе должно плавно изменяться от 160—190 до 260—280 В. Если регулирование с помощью резистора *R13* неудовлетворительно, то верхний предел напряжения можно расширять с помощью резистора *R16*, сдвигая его подвижный контакт к точке *66*. Нижний предел напряжения можно расширять с помощью резистора *R3*, расположенного на панели ПФИ. При этом с помощью осциллографа надо контролировать управляющие импульсы, чтобы не допустить их асимметрии и появления паразитных импульсов.

В некоторых случаях в работе схем управления тиристорами происходят сбои в виде колебаний выпрямленного напряжения агрегата. Этот недостаток устраняют путем некоторого увеличения сопротивления или уменьшения емкости цепочек *R—C*, шунтирующих тиристоры.

9. Снять внешнюю характеристику агрегата $U_{вых}=f(I_{нагр})$ при его работе на активное сопротивление (например, жидкостный реостат).

Характеристику следует снимать при обоих крайних положениях регулятора напряжения *R13*. Правильность показания приборов агрегата надо проверять контрольным прибором класса точности не ниже 1,5. При изменении тока нагрузки от 0 до 80 А напряжение на выходе (статизм регулирования) не должно изменяться более чем на ±2 %. При дальнейшем увеличении тока нагрузки напряжение на выходе агрегата должно круто падать не менее чем на 50 % $U_{ном}$.

При снятии характеристики по мере необходимости следует корректировать уставку отсечки с помощью резистора *R14*. Внешняя характеристика агрегата показана на рис. 7.90. В случае возникновения качаний напряжения $U_{вых}$, необходимо уменьшить напряжение, снимаемое с резистора *R16* (U_{49-81}).

10. Настроить резервную защиту от перегрузки. На выходе агрегата установить напряжение 230 В. С помощью жидкостного реостата настроить реле РЭВ-572 на ток $I_{ср}$, равный 100 А. Значение тока проверять на стороне постоянного тока. При настройке реле обратная связь по току должна быть введена в работу.

Для устранения самопроизвольного отключения автомата цепей управления *SF1* (см. рис. 7.89) при переходных процессах в питающей цепи необходимо подключить начало первичной обмотки трансформатора *T7*

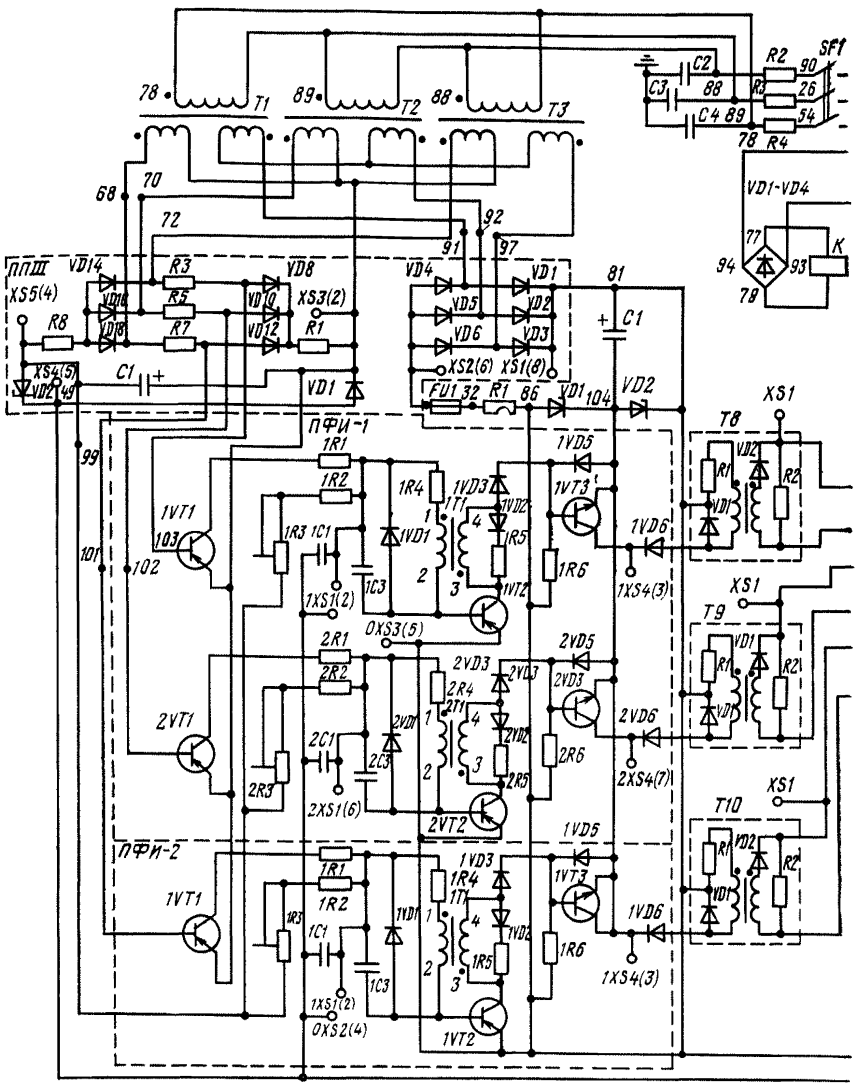
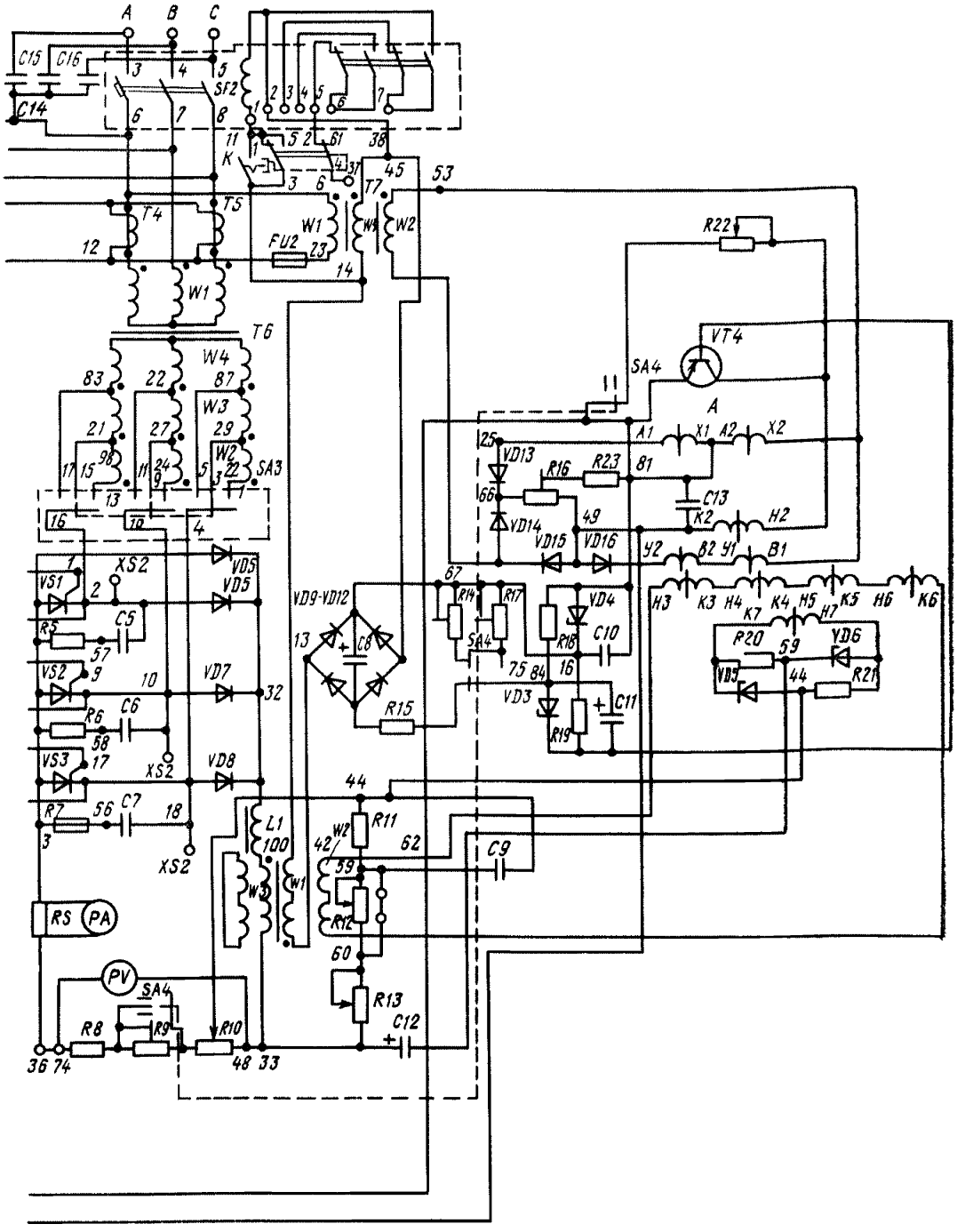


Рис. 7.89. Принципиальная схема агрегата ВАЗП-380/260-40/80

на фазу *B*, расцепитель автомата *SF2* подключить через замыкающий с выдержкой времени контакт реле времени параллельно первичной обмотке трансформатора *T7*, реле времени ЭВ-227 подключить через замыкающий контакт реле тока к зажиму *95* и корпусу, установить выдержку реле времени 0,3 с.

Для устранения неселективных отключений автомата *SF2* выполнить уставку канала ограничения тока 1,05 $I_{ном}$, а защиты на стороне переменного тока 1,25 $I_{ном}$. Емкость конденсатора *C11* канала ограничения



тока должна быть 100 мкФ ($U_{раб} \geqslant 30$ В); в схеме защиты переменного тока вместо реле РЭВ установить реле тока РТ-40/10 с питанием непосредственно от трансформаторов тока, установить ток срабатывания реле 1,25 $I_{ном}$.

Для обеспечения сигнализации отключения агрегата применяют реле напряжения РН-54 с уставкой срабатывания 300 В. Размыкающий контакт реле напряжения (зажимы 5, 7) использовать для сигнализации.

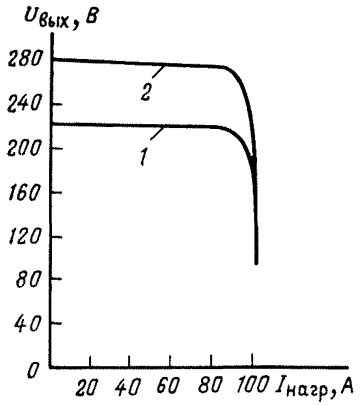


Рис. 7.90. Внешняя характеристика агрегата при $U_{вых}$ = =220 *(1)* и 276 *(2)* В

В агрегатах выпуска до 1974 г. дополнительно установить предохранитель ПП1-6 (с плавкой вставкой 6 А) для защиты трансформатора *T7*, для улучшения работы схемы управления переключить обмотку *W2* (зажимы *53—76*) трансформатора *T7* с отпайками 49 В на отпайку 36 В.

11. Проверить работу агрегата с аккумуляторной батареей:

а) убедиться в правильности подключения батареи к агрегату. Ручку регулятора напряжения *R13* повернуть в крайнее левое положение («Ниже») и включить агрегат. Ток на выходе агрегата должен быть равен нулю, а напряжение — напряжению аккумуляторной батареи;

б) повернуть ручку регулятора напряжения *R13* вправо («Выше») до появления тока нагрузки на выходе агрегата. При параллельной работе двух агрегатов на аккумуляторную батарею стабилизация напряжения не должна выходить за пределы 4 %;

в) проверить устойчивость и стабильность регулирования напряжения при резкой подаче нагрузки на аккумуляторную батарею. В качестве нагрузки можно применять электромагнит включения наиболее мощного выключателя. При этом агрегат, включенный на батарею, не должен отключаться от сети и не должно быть качаний тока выходного агрегата.

При отключении силового автомата из-за резких увеличений нагрузки (в случае работы агрегата с аккумулятором малой емкости) необходимо реле защиты РЭВ-518 заменить на реле тока РТ-40. Для отстройки защиты от обратной связи по току ввести выдержку времени 0,2—0,3 с посредством реле времени ЭВ-227.

12. Произвести наладку агрегата в режиме I, III аналогично наладке в режиме II.

При неудовлетворительной работе агрегата рекомендуется осуществить проверки:

а) канала формирования импульсов. Прибором Ц-4312 (или любым аналогичным) измерить напряжения в контрольных точках, ориентировочные значения которых для агрегатов выпуска после 1974 г. составляют между гнездами:

$XS5(4) - XS4(5) - 33$ В (на стабилитроне *VD2* типа Д816В)

$XS4(5) - XS3(2) - 10$ В (на стабилитроне *VD1* типа Д815Г)

$XS5(4) - XS3(2) - 43$ В

$XS4(5) - XS1(8) - 7{,}2 \pm 2$ В.

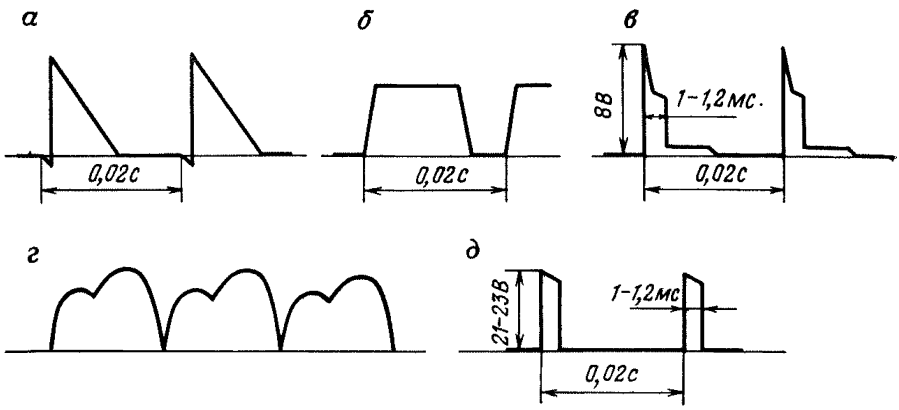


Рис. 7.91. Форма напряжений на элементах агрегата:
а — на конденсаторе *C1* (ПФИ) для модернизированных агрегатов на гнездах *XS1(2) — OXS2(4), 2XS1(6) — OXS2(4), 1XS1(2) — OXS2(4)* при U_d =260 В, I_d=80 А, U_c =380 В; *б* — на конденсаторе *C1* (ПФИ) для агрегатов выпуска до 1974 г.; *в* — на управляющих электродах тиристоров *VS1—VS3* при U_d=260 В, I_d=80 А, U_c = =380 В; *г* — на выходе агрегата; *д* — форма управляющего импульса для агрегатов выпуска до 1974 г. на первичной обмотке трансформатора *T1*; для модернизированных агрегатов на гнездах *OXS3(5) — 1XS4(3); OXS3(5) — 2XS4(7)*

Для агрегатов выпуска до 1974 г. напряжения составляют при $U_{пит}$= =390 В и $U_{вых}$=260 В:

0 — 49 (ст. 1)	— 12 В
49 — 52 (ст. 2)	— 10 В
49 — 83 (В1)	— 21 — 24 В
44 — 48	— 30 — 34 В
47 — 48	— 25 — 28 В

С помощью электронного осциллографа проверить форму напряжений в контрольных точках, которая должна соответствовать показанным на рис. 79.1. Проверить симметрию управляющих импульсов, асимметрия должна быть не более 1—2° (регулируется резистором *R3* на панелях ПФИ-1 и ПФИ-2);

б) тока управления магнитного усилителя (МУ). Для этого при холостом ходе агрегата снять регулировочную характеристику магнитного усилителя. Ток нагрузки МУ ($I_{нагр}$) измерять в цепи резистора *R16* (см. рис. 7.89). Ток управления подавать в обмотку *H7—K7* магнитного усилителя от постороннего источника (например, аккумуляторной батареи), ток изменять в пределах 0—10 мА. При этом токе снять также характеристики $U_{вых}=f(I_у)$ и $U_{у\,49-81}=f(I_у)$. Примерный вид этих зависимостей показан на рис. 7.92, *а, б, в*.

Для проверки моста сравнения снять характеристику $I_{у\,H7-K7}=$ $=f(U_{44-59})$. Для снятия характеристики достаточно определить одну точку при U_{44-59}=10 В и две-три точки при U_{44-59}=19—22 В (см. рис. 7.89). При этом необходимо, чтобы ток $I_{у\,H7-K7}$ не превышал допустимого значения тока стабилитронов *VD4* и *VD5*, равного 25 мА (рис. 7,92, *г*);

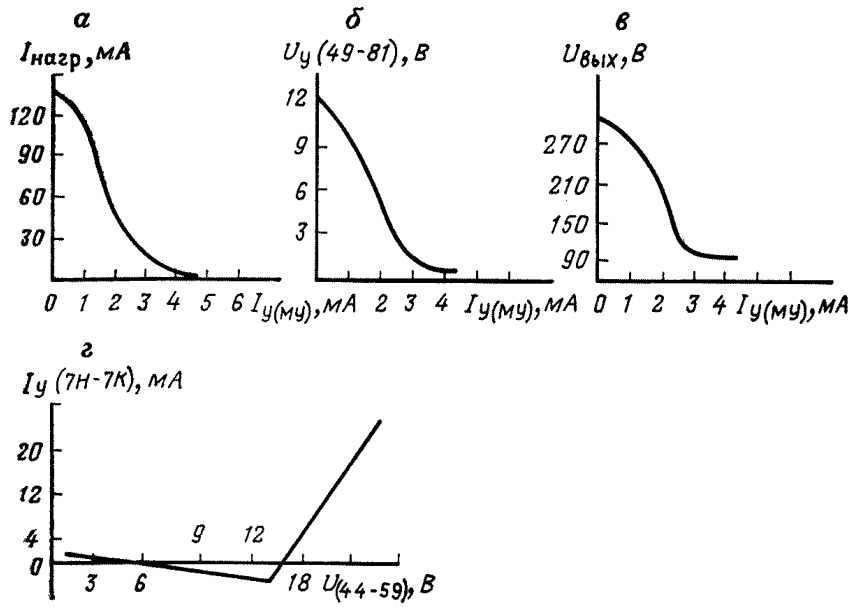


Рис. 7.92. Характеристики элементов агрегата:
а — регулировочная магнитного усилителя $I_{нагр}=f(I_у)$; *б* — напряжения управления от тока управления магнитного усилителя $U_{у\,(49-81)}=f(I_у)$; *в* — напряжения выхода агрегата от тока управления магнитного усилителя $U_{вых}=f(I_у)$; *г* — нелинейного моста (моста сравнения)

в) обратной связи по напряжению. На холостом ходу агрегата измерить ток в обмотке *Н7—К7* магнитного усилителя (см. рис. 7.89) в крайних положениях регулятора *R13*. Диапазон изменения тока управления должен находиться в линейной части характеристики $U_{у\,49-81}=f(I_у)$ или $I_{нагр}=f(I_у)$. Если ток управления выходит за пределы линейной части, то его следует регулировать с помощью резистора *R10* при работе в режиме II и *R9* при работе в режиме I;

г) обратной связи по току.

На выход агрегата подключить жидкостный реостат. В обмотку *Н2—К2* магнитного усилителя включить миллиамперметр со шкалой 0—40 мА. Включить агрегат и ручкой регулятора *R13* установить напряжение $U_{вых}=230$ В (сопротивление резистора *R14* должно быть равно 0). Установить ток на выходе агрегата 84 А с помощью жидкостного реостата. Увеличением значения сопротивления резистора *R14* добиться открытия стабилитрона *VD3* и *VD4*, при этом в обмотке *Н2—К2* магнитного усилителя начнет протекать ток, а напряжение выхода уменьшится. Это значение сопротивления необходимо зафиксировать, а ток выхода уменьшить до нуля.

После настройки отдельных узлов агрегата необходимо выполнить операции по пунктам 8—12.

14. При обнаружении несоответствия при проверках по п. 13 необходимо проверить исправность элементов выпрямительного агрегата. Проверить трансформаторы *Т1—Т10*, дроссели *L1* и *L2* и магнитный усилитель. На всех отпайках трансформаторов измерить коэффициенты транс-

формации, которые необходимо сравнить с заводскими. Предварительно измерить активное сопротивление обмоток и ток холостого хода трансформаторов. У трансформаторов тока проверить полярность обмоток и снять характеристики намагничивания. Дроссели *L1* и *L2* проверить на отсутствие обрыва путем измерения активного сопротивления, определить полярность обмоток. У магнитного усилителя проверить целостность обмоток и отсутствие витковых замыканий. Наличие индуцированного напряжения в одной из силовых обмоток при подаче на другую силовую обмотку напряжения 5—10 В свидетельствует о наличии витковых замыканий. Наличие витковых замыканий можно определить также по отклонению от нормированного значения коэффициента трансформации, по увеличенному местному нагреву, по увеличению тока намагничивания.

8. ПРОВЕРКА И НАЛАДКА СХЕМ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

8.1. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

В проверку схем релейной защиты входят: ознакомление с проектом, анализ принципиальных схем, проверка выполнения монтажных работ, измерение сопротивления изоляции, испытание повышенным напряжением вторичных цепей и проверка взаимодействия реле и коммутационной аппаратуры.

1. Для ознакомления с проектом необходимы пояснительная записка, комплект принципиальных и монтажных схем, заводские чертежи схем панелей и релейных щитов, план размещения электрооборудования, кабельные журналы и другие материалы по проекту.

При ознакомлении с размещением по месту оборудования, панелей, релейных щитов и источников питания оперативным током выписывают паспортные сведения об оборудовании, реле и другой аппаратуре, которые затем сопоставляют с заказной спецификацией проекта.

2. Подобранные принципиальные схемы для отдельных элементов электрической цепи (управления масляными выключателями, схемы защиты, автоматического включения резерва, центральная сигнализация и т. д.) подвергаются анализу в отношении:

соответствия аппаратуры релейной защиты, управления и сигнализации номинальному напряжению схемы и силовому оборудованию (устанавливаются коэффициенты трансформации трансформаторов тока, выходные параметры реле и т. п.);

соответствия шкалы уставок защиты и других параметров реле работе схемы и заданным уставкам проекта;

соблюдения технических требований, предъявляемых к схеме (взаимодействие и последовательность операций);

согласованности маркировки элементов вторичных цепей обозначениям первичных цепей и правильности маркировки шинок, контрольных кабелей и соединительных проводов;

оценки работы схемы по отдельным цепям (например, переменного тока и напряжения, оперативным цепям управления, блокировки, защиты) и в целом всего устройства в целях предупреждения возникновения ложных цепей или недопущения неправильной работы схемы при повреждении ее отдельных элементов.

Кроме того, дополнительно следует проверить:

в цепях сигнализации — параметры добавочных сопротивлений, правильность подключения цепей сигнальных реле, максимальное количество одновременно подаваемых сигналов;

в цепях защиты на переменном оперативном токе — правильность суммирования токов по фазам для направленной и дифференциальной защит, а для дифференциальной защиты силовых трансформаторов — схемы соединений трансформаторов тока, которые должны соответствовать группе соединения защищаемого трансформатора;

в цепях управления МВ работу схемы в различных положениях ключа управления, самовозврат схемы в исходное положение и блокировку от многократного включения и отключения МВ на короткое замыкание;

в цепях напряжения переменного тока — заземлены ли обмотки трансформаторов напряжения и имеют ли они защиту от токов короткого замыкания;

в цепях управления контакторами — работу блокировки от многократных включений двигателя на к. з. и обеспечение работы двигателя при потере напряжения в оперативных цепях постоянного тока.

Затем надо сверить все цепи монтажной схемы по элементам с принципиальной схемой и одновременно проверить соответствие и правильность маркировки принципиальных и монтажных схем. В отдельных случаях (наиболее ответственные элементы схем) целесообразно развернуть монтажные схемы в принципиальные и сверить их с принципиальной схемой по проекту. При необходимости в монтажную схему внести исправления.

3. Проверка выполнения монтажных работ состоит во внешнем осмотре монтажа вторичной коммутации; проверке соответствия монтажа всего устройства и способа прокладки контрольных кабелей ПУЭ и СНиП, а также установленного оборудования и аппаратуры проекту; выявлении наличия или дефектов измерительных зажимов в цепях отключения и включения, изоляционных прокладок между проводами и панелью; проверке и определении надежности крепления; наличия необходимых амортизационных прокладок, маркировки контрольных кабелей и надписей на наборах зажимов.

Проверка правильности выполнения монтажа обычно делится на два этапа. На первом этапе проверяют релейные панели, щиты управления и сигнализации, схемы коммутации привода МВ; на втором — внешние связи между панелями, щитами и приводами МВ. Чтобы исключить возникновение обходных цепей при прозвонке делают разрывы в схеме путем отключения схем внешних соединений, применением бумажных прокладок в размыкающихся контактах реле, отсоединением концов отдельных проводов и т. п. Когда все провода и их подсоединения хорошо просматриваются, визуально проверяют правильность подсоединения. При

прозвонке вторичных цепей используют блинкеры, лампочки или милливольтметр на 75 мВ с батарейкой, омметры и т. п. Прозвонка с помощью омметра позволяет одновременно проверить и омические сопротивления катушек аппаратов, установленных на панели. Так же осмотром проверяют надежность контактных соединений, наличие шайб и контргаек у выводов реле, паек концов многопроволочных проводов.

Для прозвонки цепей внешних связей между панелями и щитами применяют телефонные трубки и батареи.

Монтажная схема с исправлениями передается заказчику вместе с остальной технической документацией при сдаче объекта в эксплуатацию.

4. Измерение сопротивления изоляции производят мегаомметром на 1 000 В. При этом измеряется сопротивление изоляции жил кабеля, проводов, зажимов, катушек электромагнитов и контакторов, сигнальных контактов МВ, а также реле в полностью собранной схеме относительно земли (оболочки кабеля, корпуса панели или щита). Проверяется также сопротивление изоляции между различными электрически не связанными цепями, например между цепью электромагнита включения и цепями отключения, шинок управления, звуковой и световой сигнализации.

Если сопротивление изоляции какой-либо цепи ниже нормы или имеется замыкание на землю, участок с пониженным сопротивлением изоляции для облегчения обнаружения повреждения требуется разбить на более мелкие. Для повышения сопротивления изоляции элементы с пониженным сопротивлением изоляции рекомендуется заменять новыми.

Катушки электромагнитов, контакторы и реле, а также участки проводов на панелях с пониженным сопротивлением изоляции следует просушить горячим воздухом от воздуходувки, нагревателями или электрическими лампами.

При повреждении контрольного кабеля и отсутствии резервных жил кабель необходимо перезаделать или заменить, после чего повторно измерить сопротивление изоляции.

5. Испытание повышенным напряжением вторичных цепей при пусковой наладке производится напряжением 1 000 В переменного тока в течение 1 мин после проверки сопротивления изоляции при полностью собранных вторичных цепях. В случае отсутствия испытательной установки, а также при периодической наладке испытание повышенным напряжением частотой 50 Гц может быть заменено измерением сопротивления изоляции мегаомметром на напряжение 2 500 В.

Перед испытанием необходимо:

тщательно осмотреть всю аппаратуру, панели, кабели и зажимы, на которых будет подаваться повышенное напряжение, и принять меры безопасности;

отключить все заземления, которые имеются в схемах, и аппараты, испытательное напряжение которых ниже 1 000 В;

зашунтировать конденсаторы и катушки с большой индуктивностью (обмотки трансформаторов тока, электромагниты и катушки некоторых реле) во избежание появления резонанса напряжения и связанных с ним перенапряжений;

закоротить цепи полупроводниковых приборов и обмотки напряже-

ния приборов, счетчиков, реле напряжения и все высокоомные резисторы в схеме;

отсоединить все источники постоянного и переменного тока.

В целях уменьшения количества испытаний повышенным напряжением рекомендуется испытуемые цепи объединять перемычками в одну на контактах ключа, предохранителях, реле и сборках зажимов. Испытания производить в соответствии с указаниями разд. 3.

6. Проверку взаимодействия реле и коммутационной аппаратуры производят после испытания оборудования подстанции, аппаратуры и реле в следующем порядке:

а) составляют программу проверки взаимодействия реле и коммутационной аппаратуры применительно к схеме проверяемого устройства, в которой указывают последовательность и методику проведения отдельных поверочных операций по схеме, порядок их выполнения и перечень элементов схемы, которые должны при этом работать;

б) подают в схему оперативный ток, предварительно проверив полярность подаваемого напряжения, и проверяют взаимодействие реле и аппаратуры включением соответствующих цепей с помощью аппаратов управления или замыканием и размыканием от руки контактов реле в определенной последовательности согласно программе испытаний;

в) проверяют последовательность работы элементов схемы от пусковых до выходных отключающих реле;

г) в схемах, имеющих разделение цепей по фазам, проверяют последовательность работы реле пофазно и отсутствие связи между фазами или предусмотренную схемой взаимосвязь;

д) при наличии реле направления мощности проверяют работу схемы и выдержки времени в зависимости от состояния этих реле;

е) в схемах, действующих с выдержкой времени, проверяют выдержку времени при действии на отключение или включение;

ж) в защитах с несколькими ступенями времени оценивают взаимодействие элементов защиты, определяющих каждую ступень;

з) в схемах защиты, работа которых зависит от вида короткого замыкания, проверяют правильность взаимодействия реле имитацией всех предусмотренных видов коротких замыканий и перехода одного вида короткого замыкания в другой;

и) контролируют правильность действия блокировок;

к) в схемах с переключаемыми цепями тока и напряжения проверяют правильность переключения;

л) оценивают правильность работы схемы при возможных положениях разъединителей, переключателей, отключающих и других устройств, изменяющих схему, выдержку времени и т. п.;

м) проверяют, нет ли обходных цепей в схеме защиты при имитации перегорания предохранителей;

н) оценивают действие схемы сигнализации и блинкеров;

о) проверяют действие защиты и автоматики на отключение или включение выключателей и других аппаратов.

Проверку взаимодействия реле и аппаратуры в схемах управления, защиты, сигнализации и автоматики выполняют при напряжениях $U_{ном}$ и 0,8 $U_{ном}$. При этом работа всей аппаратуры должна быть четкой.

Для контроля различных видов защит в заключительной стадии проверяют защиту в полной схеме током от постороннего источника, током нагрузки и рабочим напряжением.

8.2. ВТОРИЧНЫЕ ЦЕПИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

8.2.1. Проверка вторичных цепей трансформаторов напряжения

В объем проверки вторичных цепей трансформаторов напряжения (ТН) входят: проверка схемы соединений, заземления и маркировки вторичных цепей; определение тока короткого замыкания во вторичных цепях расчетным путем; контроль правильности выбора плавких вставок и уставок защиты автоматов, а также правильности соединения цепей трансформатора напряжения; фазировка трансформаторов; определение значения вторичной нагрузки трансформатора в максимальном режиме.

Вторичные обмотки ТН должны быть заземлены соединением нулевой точки или одного из концов обмотки с заземляющим устройством. Заземление обмоток трансформатора через предохранители, блок-контакты и разъединители запрещается. Во всех незаземленных проводах устанавливают предохранители или автоматы. Проверку схемы и правильности присоединения вторичных цепей ТН производят от выводов трансформатора до коммутационных аппаратов путем прозвонки. Сопротивление изоляции вторичных цепей должно быть не менее значений, указанных в табл. 8.1.

Таблица 8.1

Допустимые значения сопротивления изоляции аппаратов напряжением до 1000 В и вторичных цепей

Испытуемый элемент	Напряжение мегаомметра, В	Наименьшее допустимое значение сопротивления изоляции, МОм
Шинки постоянного тока и напряжения на щите управления (при отсоединенных цепях)	1000—2500	10
Каждое присоединение вторичных цепей и цепей питания приводов выключателей и разъединителей*	1000—2500	1
Вторичные цепи и элементы при питании от отдельного источника или через разделительный трансформатор, рассчитанные на рабочее напряжение 60 В и ниже	500	0,5
Распределительные устройства**, щиты и токопроводы	1000—2500	0,5

* Измерение распространяется на все присоединенные аппараты: катушки приводов, контакторы, реле, приборы, вторичные обмотки трансформаторов тока и напряжения и т. д.

** Измеряется сопротивление изоляции каждой секции распределительного устройства.

Ток короткого замыкания во вторичных цепях рассчитывают согласно 9.3.

ТН сначала включают при снятой нагрузке. На включенных трансформаторах напряжения измеряют напряжения после автоматов (предохранителей) на шинках и сборках зажимов всех выводов вторичных обмоток и напряжения всех выводов относительно земли. По результатам этих измерений оценивают правильность соединения обмоток трансформатора напряжения: симметрия всех напряжений (линейных и фазных) свидетельствует о правильности включения обмоток трансформатора напряжения.

Правильность маркировки вторичных цепей проверяют двумя способами:

1) по фазным отключениям (снятие предохранителя с высокой стороны) ТН. В этом случае на отключенной фазе напряжение уменьшается или становится равным нулю;

2) определением чередования фаз фазоуказателем. При этом заземляют любую фазу в ТН с низкой стороны и отсоединяют заземление с нуля трансформатора.

Определив фазу (напряжение относительно земли равно нулю) с помощью фазоуказателя, определяют две другие фазы. Затем поочередно подключают нагрузку каждого присоединения. Все измерения напряжения и проверку чередования фаз повторяют на сборке зажимов каждого присоединения.

При возможности питания цепей напряжения данного присоединения от двух или более трансформаторов напряжения производят фазировку вторичных цепей обоих (всех) ТН при помощи вольтметра, рассчитанного на двойное линейное напряжение, и фазоуказателя. Необходимые условия фазировки: наличие смонтированных постоянных заземлений во вторичных цепях и питание измерительных трансформаторов со стороны высокого напряжения от одного источника. Проверку чередования фаз и фазировку выполняют на всех переключающих устройствах: разъединителях, ключах, блок-контактах разъединителей и т. д.

С помощью фазоуказателя определяют правильность чередования фаз, а с помощью вольтметра — одноименные фазы (показания вольтметра, включенного на разные фазы, равны линейному напряжению). Вторичные цепи, присоединенные к выводам обмоток, которые соединены в разомкнутый треугольник, при наличии вспомогательного вывода можно проверить путем поочередных измерений напряжения на панелях защиты между всеми проводами, присоединенными к основным выводам и вспомогательному выводу, а также между каждым проводом и землей. При правильно собранной схеме на зажимах панели от вспомогательного вывода должно быть фазное напряжение по отношению к двум другим сборкам зажимов от основных выводов трансформатора к земле. Между основными выводами разомкнутого треугольника напряжение небаланса должно быть не более 2—3 В.

Окончательно правильность собранной схемы во всех случаях контролируют по направлению вектора напряжения $3U_0$, который должен находиться в противофазе по отношению к напряжению той фазы звезды, которая исключена из разомкнутого треугольника.

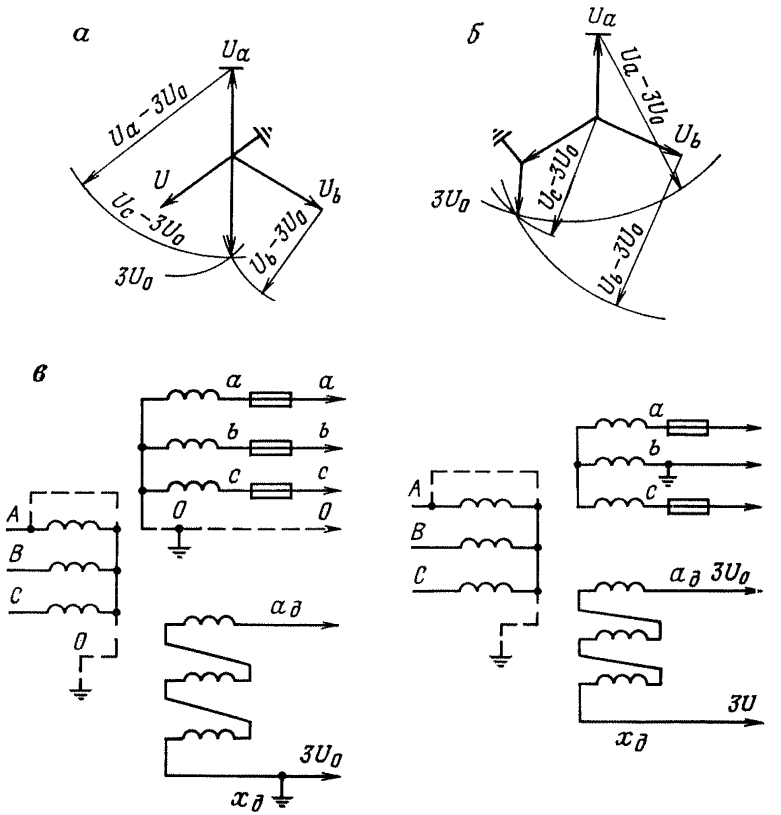


Рис. 8.1. Векторные диаграммы (*а*, *б* — соответственно заземленного нулевого провода и заземленной фазы у обмотки, соединенной в звезду для цепей $3U_0$) и схемы (*в*) для их построения

Векторные диаграммы $3U_0$ и простейшие способы их построения при помощи вольтметра и фазоуказателя показаны на рис. 8.1. Измеряются фазные напряжения трансформатора, обмотка которого соединена в звезду, и напряжения между вспомогательным выводом обмотки разомкнутого треугольника и каждой фазой и нулем трансформатора, обмотка которого соединена в звезду. Фазоуказателем проверяют порядок чередования фаз напряжения.

В масштабе строят векторную диаграмму фазных напряжений для обмотки трансформатора, соединенного в звезду. Заземление точки обмоток трансформатора звезды и разомкнутого треугольника совмещаются. Из концов трех векторов фазных напряжений в том же масштабе проводят дуги радиусами, равными измеренным напряжениям между этой фазой и «началом» обмотки напряжения нулевой последовательности. Точка пересечения трех дуг является концом вектора напряжения нулевой последовательности. Началом вектора будет нулевая точка звезды фазных напряжений, соответствующая месту фактического соединения

нулевой точки с концом обмотки источника напряжения нулевой последовательности. Фазу вектора $3U_0$ можно определить также при помощи прибора ВАФ-85.

8.2.2. Проверка вторичных цепей трансформаторов тока

При монтаже трансформаторы тока (ТТ) должны быть расположены так, чтобы начала первичных обмоток $Л_1$ были обращены в сторону шин, а концы $Л_2$ — в сторону защищаемого оборудования. При маркировке вторичных обмоток трансформаторов тока за начало $И_1$ принимают тот ее вывод, из которого ток выходит, если в этот момент в первичной обмотке ток проходит от начала к концу.

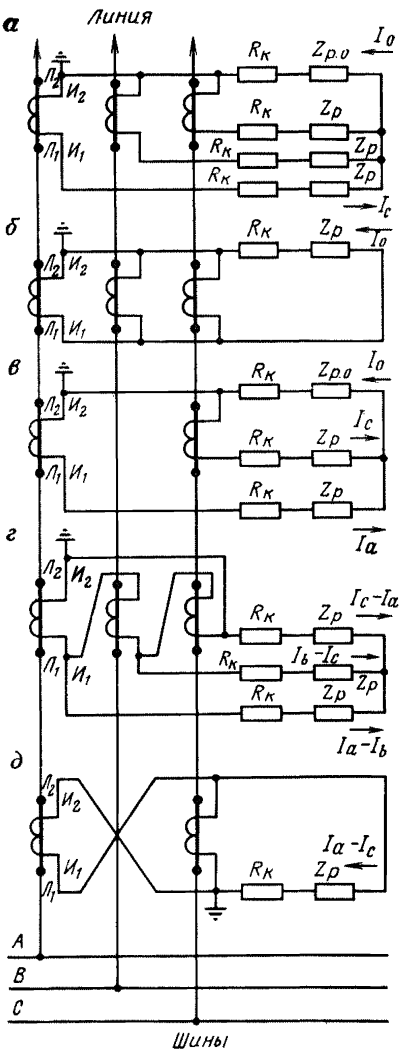


Рис. 8.2. Схемы соединения вторичных обмоток ТТ:
а — в звезду; *б* — на сумму токов; *в* — в неполную звезду; *г* — в треугольник; *д* — на разность токов

Для подключения реле и измерительных приборов вторичные обмотки трансформаторов тока соединяются в различные схемы. Наиболее распространенные из них показаны на рис. 8.2.

Схему последовательного соединения (рис. 8.3, *а*) двух ТТ, установленных на одной фазе, применяют при использовании маломощных трансформаторов тока, например встроенных во вводы выключателей.

Схема параллельного соединения (рис. 8.3, *б*) двух ТТ, установленных на одной фазе, имеет особенность: ее коэффициент трансформации в 2 раза меньше коэффициента трансформации одного ТТ. Это свойство используется для повышения мощности встроенных ТТ типа ТВ-35 с малыми коэффициентами трансформации и для получения нестандартных коэффициентов трансформации. При проверке вторичных цепей трансформаторов тока необходимо: проверить схемы соединений и маркировку вторичных цепей; измерить или рассчитать нагрузку вторичных обмоток; испытать схемы соединений вторичных обмоток ТТ первичным током; проверить сопротивление изоляции и испытать повышенным напряжением.

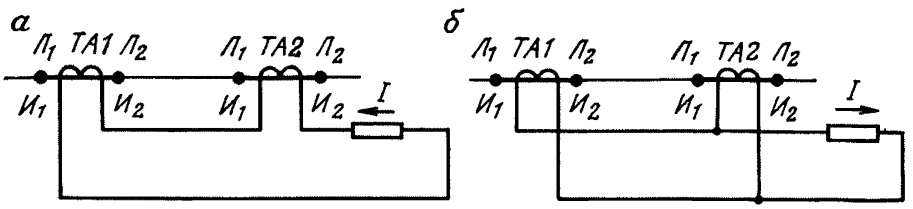


Рис. 8.3. Схемы последовательного *(а)* и параллельного *(б)* включения вторичных обмоток ТТ

Объем проверки и испытания ТТ изложен в 4.8.

При проверке схем соединений и маркировки вторичных цепей следует проверять:

присоединение фазных проводов к выводам вторичных обмоток при любой схеме соединений вторичных обмоток, соблюдая однополярность

Таблица 8.2

Расчетные формулы для определения сопротивления нагрузки на зажимах вторичных обмоток ТТ при различных видах к. з.

Схема соединений	Вид короткого замыкания	Формулы для определения сопротивления нагрузки
В звезду по рис. 8.2, *а*	Трехфазное и двухфазное	$Z_{нагр} = R_к + Z_р + r_{пер}$
	Однофазное	$Z_{нагр} = 2R_к + Z_р + Z_{р0} + r_{пер}$
В неполную звезду по рис. 8.2 *в*	Трехфазное	$Z_{нагр} = \sqrt{3}\ R_к + Z_р + r_{пер}$
	Двухфазное *АВ* или *ВС*	$Z_{нагр} = 2R_к + Z_р + r_{пер}$
	Двухфазное *АС*	$Z_{нагр} = R_к + Z_р + r_{пер}$
На разность токов двух фаз по рис. 8.2, *д*	Трехфазное	$Z_{нагр} = \sqrt{3}\ (R_к + Z_р) + r_{пер}$
	Двухфазное *АС*	$Z_{нагр} = 4R_к + 2Z_р + r_{пер}$
	Двухфазное *АВ* или *ВС*	$Z_{нагр} = 2R_к + Z_р + r_{пер}$
В треугольник по рис. 8.2, *г*	Трехфазное и двухфазное	$Z_{нагр} = 3\ (R_к + Z_р) + r_{пер}$
	Однофазное	$Z_{нагр} = 2\ (R_к + Z_р) + r_{пер}$

Примечания. 1. Для расчетов следует пользоваться наибольшими значениями (для наиболее загруженной фазы).

2. Приняты обозначения: $R_к$ — активное сопротивление кабеля; $Z_р$ — полное сопротивление реле; $Z_{р0}$ — полное сопротивление реле в нулевом проводе; $r_{пер}$ — переходное сопротивление контактов.

Таблица 8.3

Определение сопротивления нагрузки ТТ по данным измерения

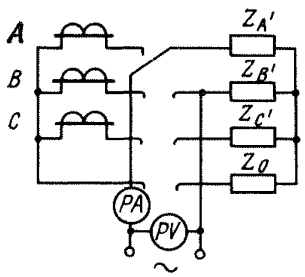
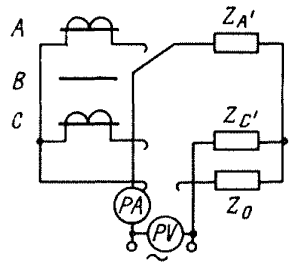
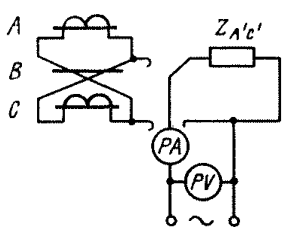
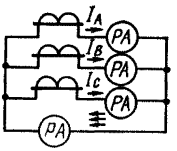
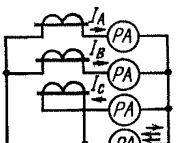
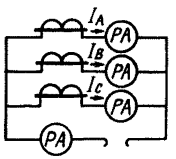
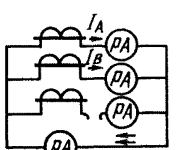
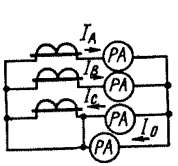
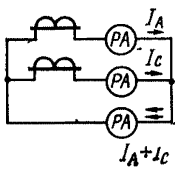
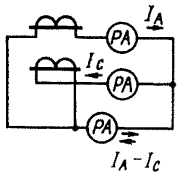
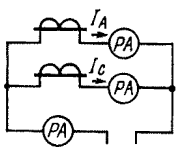
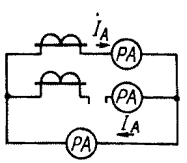
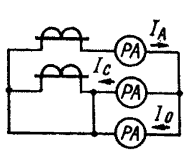
Схема	Измеряемые величины	Формулы для определения сопротивления
	I; $U_{A'B'}$; $U_{B'C'}$; $U_{C'A'}$	$Z_A = \frac{U_{A'B'} - U_{B'C'} + U_{C'A'}}{2I}$; $Z_B = \frac{U_{B'C'} - U_{C'A'} + U_{A'B'}}{2I}$ $Z_C = \frac{U_{C'A'} - U_{A'B'} + U_{B'C'}}{2I}$
	I; $U_{A'0}$; $U_{B'0}$; $U_{C'0}$	$Z_{A0} = \frac{U_{A'0}}{I}$; $Z_{B0} = \frac{U_{B'0}}{I}$; $Z_{C0} = \frac{U_{C'0}}{I}$;
	I; $U_{A'C'}$; $U_{C'0}$; $U_{A'0}$;	$Z_A = \frac{U_{A'C'} - U_{C'0} + U_{A'0}}{2I}$ $Z_C = \frac{U_{A'C'} - U_{A'0} + U_{C'0}}{2I}$; $Z_0 = \frac{U_{A'0} + U_{C'0} - U_{A'C'}}{2I}$; $Z_{AC} = \frac{U_{A'C'}}{I}$; $Z_{A0} = \frac{U_{A'0}}{I}$; $Z_{C0} = \frac{U_{C'0}}{I}$;
	I; $U_{A'C'}$	$Z_{AC} = \frac{U_{A'C'}}{I}$

Таблица 8.4

Проверка схем соединений трансформаторов тока однофазным током от нагрузочного устройства и ошибки в соединениях

Действительное соединение	Результаты измерений вторичных токов	Заключение
1. Проверка ТТ, соединенных в звезду (рис. 8.4, *а*)		
 $I_0 = I_A + I_B + I_C$	$I_A = I_B = I_C = \frac{I_1}{n_т}$; $I_0 = \frac{3I_1}{n_т}$;	Соединение правильное
 $I_0 = I_A + I_B - I_C$	$I_A = I_B = I_C = \frac{I_1}{n_т}$; $I_0 = \frac{I_1}{n_т}$;	Вторичная обмотка ТТ одной из фаз, например фазы C, включена неправильно (обратная полярность)
	$I_A = I_B = I_C = 0$; $I_0 = 0$;	Обрыв нулевого провода
 $I_0 = I_A + I_B$	$I_A = I_B = \frac{I_1}{n_т}$; $I_C = 0$; $I_0 = 2\frac{I_1}{n_т}$;	Обрыв цепи или вторичной обмотки ТТ фазы C
 $I_C + I_0 = I_A + I_B$	$I_A = I_0 = \frac{I}{n_т}$; $I_C + I_0 = 2\frac{I_1}{n_т}$;	Закорочен трансформатор фазы C

Действительное соединение	Результаты измерений вторичных токов	Заключение
2. Проверка ТТ, соединенных в неполную звезду (рис. 8.4, *б*)		
	$I_A = I_C = \frac{I_1}{n_т}$; $I_0 = 2\frac{I_1}{n_т}$	Соединение правильное
	$I_A = I_C = \frac{I_1}{n_т}$; $I_0 = I_{нб}$	Вторичная обмотка ТТ одной из фаз, например фазы *C*, включена неправильно (обратная полярность)
	$I_A = I_C = \frac{I_1}{n_т}$; $I_0 = 0$	Обрыв нулевого провода
	$I_A = I_0 = \frac{I_1}{n_т}$; $I_C = 0$	Обрыв цепи или вторичной обмотки ТТ
	$I_A = \frac{I_1}{n_т}$; $I_C + I_0 = \frac{I_1}{n_т}$	Закорочен ТТ фазы *C*

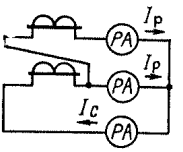
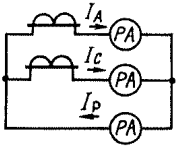
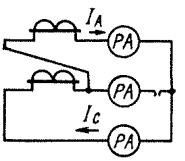
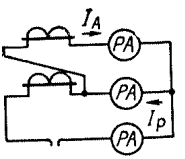
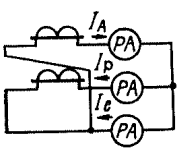
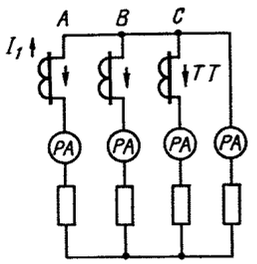
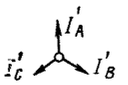
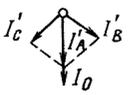
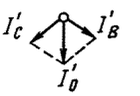
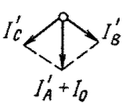
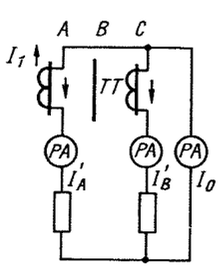
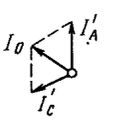
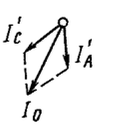
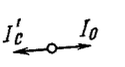
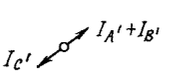
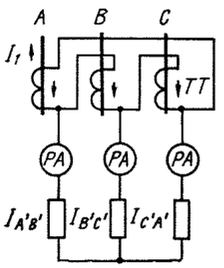
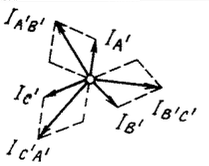
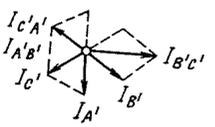
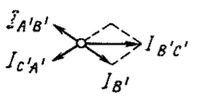
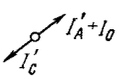
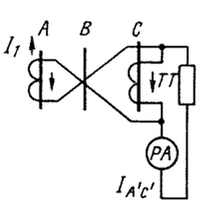
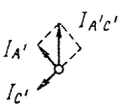
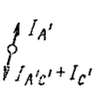
Действительное соединение	Результаты измерений вторичных токов	Заключение
3. Проверка ТТ, соединенных на разность токов (рис. 8.4, *в*)		
	$I_A = I_C = \frac{I_1}{n_т}$; $I_р = 2\frac{I_1}{n_т}$	Соединение правильное
	$I_A = I_C = \frac{I_1}{n_т}$; $I_р = I_{нб}$	Соединение неправильное, не на разность, а на сумму токов
	$I_A = I_C = I_р = 0$	Обрыв цепи реле
	$I_A = I_р = \frac{I_1}{n_т}$; $I_C = 0$	Обрыв цепи или вторичной обмотки ТТ фазы *C*
	$I_A = \frac{I_1}{n_т}$; $I_C + I_р = \frac{I_1}{n_т}$	Закорочен ТТ фазы *C*

Таблица 8.5

Проверка правильности соединений токовых цепей рабочим током нагрузки

Схемы проверки	Результаты измерений	Векторная диаграмма вторичных токов	Заключение
	$I'_A = I'_B = I'_C = \frac{I_1}{n_т}$; $I_0 = 0$		Правильно собрана схема звезды
	$I'_A = I'_B = I'_C = \frac{I_1}{n_т}$; $I_0 = 2\frac{I_1}{n_т}$		Изменена полярность ТТ фазы A
	$I'_A = 0$; $I'_B = I'_C = I_0 = \frac{I_1}{n_т}$		Оборвана фаза A
	$I'_B = I'_C = \frac{I_1}{n_т}$; $I'_A = I_0 \approx \frac{1}{2}\frac{I_1}{n_т}$		Закорочен ТТ фазы A
	$I'_A = I'_C = I_0 = \frac{I_1}{n_т}$		Правильно собрана схема неполной звезды
	$I'_A = I'_C = \frac{I_1}{n_т}$; $I_0 = \sqrt{3}\frac{I_1}{n_т}$		Изменена полярность ТТ фазы A
	$I'_A = 0$; $I'_C = I_0 = \frac{I_1}{n_т}$		Оборвана фаза A
	$I'_A = I_0 = \frac{1}{2}\frac{I_1}{n_т}$; $I'_C = \frac{I_1}{n_т}$		Закорочен ТТ фазы A

Окончание табл. 8.5

Схемы проверки	Результаты измерений	Векторная диаграмма вторичных токов	Заключение
	$I_{A'} = I_{C'} = I_0 = 0$	—	Оборван нулевой провод
	$I_{A'B'} = I_{B'C'} = I_{C'A'} = \sqrt{3}\,\frac{I_1}{n_т}$		Правильно собрана схема треугольника
	$I_{B'C'} = \sqrt{3}\,\frac{I_1}{n_т}$ $I_{A'B'} = I_{C'A'} = \frac{I_1}{n_т}$		Изменена полярность ТТ фазы A
	$I_{A'B'} = I_{C'A'} = \frac{I_1}{n_т}$; $I_{B'C'} = \sqrt{3}\,\frac{I_1}{n_т}$		Закорочен ТТ фазы A
	$I_{A'B'} = I_{B'C'} = I_{A'C'} = 0$		Оборвана фаза A
	$I_{A'C'} = \sqrt{3}\,\frac{I_1}{n_т}$		Правильно собрана схема на разность токов
	$I_{A'C'} = \frac{I_1}{n_т}$		Изменена полярность ТТ фазы A
	$I_{A'C'} \approx 0$		Закорочен ТТ
	$I_{A'C'} = \frac{I_1}{n_т}$		Оборвана цепь ТТ фазы A
	$I_{A'C'} = 0$	—	Оборвана цепь реле

с выводами первичных обмоток трансформатора и обозначение их по наименованию фазы;

заземление каждой группы электрически соединенных вторичных обмоток трансформаторов независимо от их числа только в одной точке на панели защиты или на зажимах ТТ;

заземление одноименных выводов всех вторичных обмоток ТТ, питающих счетчики и приборы, непосредственно через зажим на фланце трансформатора тока.

При проверке сопротивления изоляции рекомендуется пользоваться табл. 8.1. Испытание повышенным напряжением вторичных цепей следует проводить после проверки сопротивления изоляции при полностью собранных вторичных цепях.

Погрешность ТТ зависит от значения сопротивления его вторичной цепи и считается допустимой по вторичному току не более 10 %. Сопротивления нагрузок в зависимости от схемы соединений и вида к. з. рассчитывают по данным табл. 8.2. Измерение сопротивления вторичных токовых цепей производится для тока 5 А при отключенных трансформаторах тока согласно табл. 8.3. Расхождение измеренных сопротивлений не должно выходить за пределы допустимой погрешности. При неудовлетворительных результатах сопротивление уменьшают, увеличивая сечения соединительных проводов, заменяя ТТ или (в крайних случаях) применяя другие схемы защиты по согласованию с проектной организацией.

Проверку схем соединений вторичных обмоток трансформатора тока первичным током от нагрузочного устройства (рис. 8.4) осуществляют следующим образом: в первичные обмотки, соединенные временными перемычками в зависимости от схемы соединения вторичных обмоток, подают однофазный ток от нагрузочного устройства (НУ) и затем измеряют ток по всем вторичным цепям. Для удобства измерения целесообразно применять ток 5 (1) А.

Анализируя соотношение фазных токов и тока в нулевом проводе, делают заключение о правильности соединения схем вторичных цепей и обмоток ТТ. В табл. 8.4 приведен ряд схем и наиболее часто встречающиеся ошибки при монтаже.

Проверку схем соединения вторичных обмоток трансформаторов тока первичным (трехфазным) током нагрузки применяют главным образом при наладке дифференциальных защит трансформаторов и мощных электродвигателей. Для этого устанавливают трехфазную закоротку на одной из сторон силового трансформатора, а на другую подают трехфазное напряжение, обычно 380 В и иногда 6 кВ, в зависимости от реактивного сопротивления трансформатора. До испытаний предварительно рассчитывают возможный ток и определяют, на какой стороне трансформатора необходимо установить закоротку. Ожидаемый испытательный ток $I_{исп}$ можно оценить по упрощенной формуле, не учитывающей падение напряжения в источнике питания,

$$I_{исп} = I_{ном} \frac{U_{исп} 100}{U_{ном} U_{к.з}}, \qquad (8.1)$$

где $U_{исп}$ — испытательное напряжение, подводимое к трансформатору; $I_{ном}$, $U_{ном}$ — номинальные ток и напряжение обмотки трансформатора,

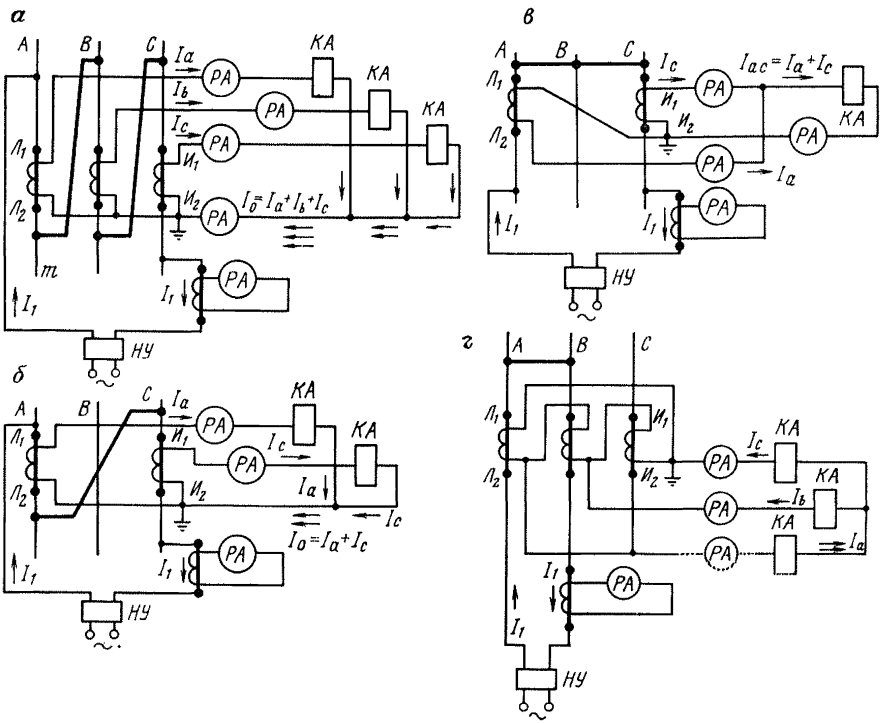


Рис. 8.4. Схемы проверки соединений вторичных обмоток ТТ при питании от постороннего источника однофазного тока:
а — в звезду; *б* — в неполную звезду; *в* — на разность токов двух фаз; *г* — в треугольник

на которую подается испытательное напряжение; $U_{к.з}$ — напряжение короткого замыкания испытуемого трансформатора, %.

Полученное значение $I_{исп}$ не должно превышать номинального тока трансформатора и должно быть меньше допустимого тока источника питания, в качестве которого обычно применяют трансформатор собственных нужд.

Соотношение токов и векторные диаграммы токов при проверке трехфазным током и при наиболее вероятных ошибках в схемах приведены в табл. 8.5.

Проверку правильности монтажа схем вторичных соединений ТТ рекомендуется сочетать с проверкой коэффициентов трансформации (см. 4.8) и с проверками защиты и опробования ее действия на коммутационные аппараты.

8.3. ПРОСТЫЕ И НАПРАВЛЕННЫЕ МАКСИМАЛЬНЫЕ ТОКОВЫЕ ЗАЩИТЫ

При проверке защиты от постороннего источника тока необходимо полностью восстановить всю схему защиты и включить выключатели (при отключенных разъединителях), на которые действует защита. В схему

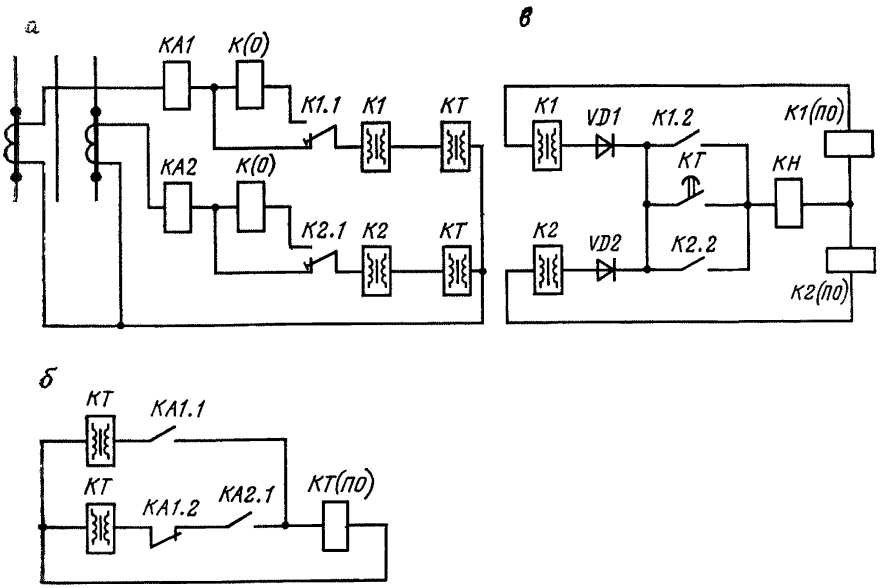


Рис. 8.5. Принципиальная схема двухфазной максимальной токовой защиты с независимой характеристикой времени срабатывания на переменном оперативном токе:

а — токовые цепи и цепи отключения защиты; *б* — цепи реле времени; *в* — цепи выпрямленного тока; *КА1, КА2* — реле РТ-40; *КТ* — токовое реле времени РВМ-12, РВМ-13; *КН* — указательное реле; *К1, К2* — реле РП-341; *К(О)* — катушка отключения

защиты подают оперативный ток от аккумуляторной батареи, а в схемы защит на переменном оперативном токе — питание от трансформатора напряжения на зарядные устройства, реле времени и т. д. Затем проверяют защиту первичным током от нагрузочного трансформатора. Для этого в зависимости от схемы защиты собирают схему испытаний (см. рис. 8.4) и подают ток в первичную цепь. Регулируя ток в первичной цепи трансформаторов тока, доводят его примерно до значения 0,3—0,5 $I_{ср.з}$. Одновременно измеряют первичные и соответствующие им вторичные токи в обмотках реле. Проверяют коэффициент трансформации трансформаторов тока и правильность токораспределения во вторичных цепях в фазных и нулевом проводе. Измеренные значения вторичных токов должны находиться в пределах погрешности трансформаторов тока; правильное распределение тока во вторичных цепях показано на рис. 8.4, а соотношение токов в цепях защиты приведено в табл. 8.5.

Далее доводят значение первичного тока до тока срабатывания защиты на рабочей уставке реле и измеряют первичные и вторичные токи, которые должны соответствовать уставке защиты в пределах погрешности трансформатора тока и измерительных приборов.

Если нагрузочное устройство не обеспечивает токи срабатывания защиты, действие защиты на выключатели проверяют замыканием от руки контактов соответствующих реле. В этом случае обязательно должно быть проверено также действие защиты на срабатывание от вторичного

Таблица 8.6

Рекомендуемые соотношения токов срабатывания реле (пусковых и вспомогательных) и катушек отключения в минимальном режиме

Ток срабатывания пускового реле, А	Ток срабатывания вспомогательного реле РП-341 (А) при соединении катушек на ток, А		Ток срабатывания катушки отключения, А
	2,5	5	
3,5—3,1	2,8 (±10 %)	—	2,5—2,2
2,8—2,5	2,2 (—10 %)	—	1,96—1,75
6,9—6,1	—	5,5 (+10 %)	4,8—4,3
5,6—5,0	—	4,5 (—10 %)	3,9—3,5

тока. При полностью собранной схеме защиты на выводы вторичных обмоток трансформаторов тока (при предварительно отсоединенном заземлении) подают ток от постороннего источника и его величину доводят до значения срабатывания.

При наладке максимальных токовых защит на переменном токе с дешунтированием токовых цепей в схемах (рис. 8.5) необходимо проверить надежность действия катушек отключения после дешунтирования. После того как цепь, шунтирующая катушку отключения, будет разомкнута (переключающий контакт реле РП-341), увеличивается нагрузка на трансформатор тока за счет включения катушек отключения. При этом ток, проходящий в токовых цепях, должен быть больше тока возврата реле РП-341, иначе реле РП-341 отпадет и вновь зашунтирует катушку отключения. Ток срабатывания катушки отключения определяют по формуле

$$I_{с.к} = I_{с.р}/K_{над}, \qquad (8.2)$$

где $I_{с.р}$ — ток срабатывания реле РП-341; $K_{над}$ — коэффициент надежности, равный 1,5÷2.

Рекомендуемые соотношения токов срабатывания реле (пусковых и вспомогательных) и катушек отключения в минимальном режиме приведены в табл. 8.6.

Необходимо также провести проверку надежности работы переключающих контактов реле РТ-86 или РП-341, так как они рассчитаны на дешунтирование цепи при токах не более 150 А.

8.3.1. Защита от перегрузки

Перегрузка электродвигателя возникает в следующих случаях:

при затянувшемся пуске или самозапуске; по технологическим причинам и при перегрузке механизмов; в результате обрыва одной фазы; повреждении механической части электродвигателя или механизма, вызывающем увеличение момента сопротивления механизма и торможение электродвигателя.

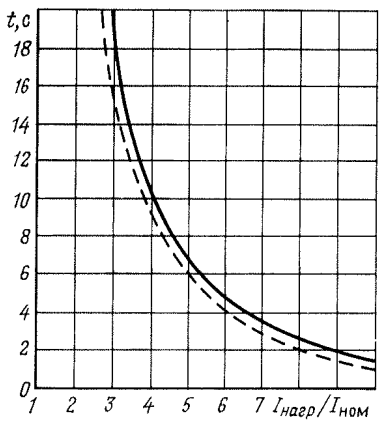


Рис. 8.6. Характеристика зависимости допустимой длительности перегрузки от кратности тока нагрузки

Значительное увеличение тока электродвигателя при обрыве фазы происходит, например, у электродвигателей, защищаемых предохранителями при перегорании одного из них. При обрыве фазы ток статора будет составлять примерно (1,6÷2,5) $I_{ном}$.

Основной опасностью, связанной со сверхтоками, для электродвигателя является сопровождающее их повышение температуры отдельных частей и в первую очередь обмоток.

Перегрузочная способность электродвигателя определяется зависимостью между величиной сверхтока и допускаемым временем его прохождения:

$$t = T\frac{a-1}{K-1}, \tag{8.3}$$

где t — допустимая длительность перегрузки, с; T — постоянная времени нагрева; a — коэффициент, зависящий от типа изоляции двигателя, периодичности и характера сверхтоков (для асинхронных электродвигателей $a=1{,}3$); K — кратность сверхтока, т. е. отношение тока двигателя к его номинальному току

$$K = I_д/I_{ном}. \tag{8.4}$$

Перегрузочная характеристика при постоянной времени нагрева $T=300$ с показана на рис. 8.6.

При решении вопроса об установке защиты от перегрузки электродвигателя и характере ее действия руководствуются условиями его работы.

Защита от перегрузки устанавливается:

с действием на отключение в случае, если не обеспечивается самозапуск электродвигателей или с механизма не может быть снята технологическая перегрузка без остановки электродвигателя;

с действием на разгрузку механизма или сигнал, если технологическая перегрузка может быть снята с механизма автоматически или вручную персоналом без остановки механизма, электродвигатели находятся под наблюдением персонала.

Защита от перегрузки не устанавливается на электродвигателях механизмов, не подверженных технологическим перегрузкам и не имеющих тяжелых условий пуска или самозапуска.

На электродвигателях механизмов, которые могут иметь перегрузку, устраняемую при работе механизма, или перегрузку, устранение которой невозможно без остановки механизма, целесообразно предусматривать действие защиты от сверхтоков с меньшей выдержкой времени на разгрузку механизма (если это возможно) и большей выдержкой времени на отключение электродвигателя.

Для электродвигателей, подверженных технологическим перегрузкам, желательно иметь такую защиту, которая бы, с одной стороны, защищала от недопустимых перегрузок, а с другой стороны, позволяла бы наиболее полно использовать перегрузочную характеристику электродвигателя с учетом предшествовавшей нагрузки и температуры окружающей среды.

Наилучшая характеристика защиты от сверхтоков — проходящая несколько ниже перегрузочной характеристики (пунктирная кривая на рис. 8.6).

На предприятиях угольной промышленности электродвигатели напряжением до 1 000 В в основном имеют защиту в виде тепловых реле, которые обеспечивают характеристику, приближающуюся к перегрузочной.

Наиболее распространенная защита электродвигателей напряжением выше 1 000 В от перегрузки с помощью индукционных реле РТ-80 с максимальной выдержкой времени в независимой части характеристики около 16 с.

Перегрузка — симметричный режим, поэтому для защиты от нее достаточно установить одно токовое реле в любой из трех фаз.

Индукционные реле РТ-80 позволяют выполнять в одном реле защиту от перегрузки и отсечку от многофазных к. з. В тех случаях, когда защита от перегрузки должна действовать на отключение, устанавливают реле РТ-82, индукционный элемент которых с выдержкой времени настраивается для защиты от перегрузки, а мгновенный — для выполнения отсечки.

В тех случаях, когда необходимо действие защиты на сигнал или на разгрузку приводного механизма, применяют реле РТ-84, имеющее отдельные контакты у индукционного элемента реле с высоким коэффициентом возврата после замыкания контактов. Контакты, управляемые электромагнитным элементом реле РТ-80, имеют низкий коэффициент возврата и пригодны только для действия на отключение.

Ток срабатывания $I_{ср}$ (А) реле защиты от перегрузки выбирают из условия надежного возврата при номинальном токе $I_{ном}$ по выражению

$$I_{ср} = \frac{K_{над} K_{сх} I_{ном}}{K_{в} n_{т}}, \qquad (8.5)$$

где $K_{над}$ — коэффициент надежности, равный 1,1—1,2; $K_{сх}$ — коэффициент схемы, принимаемый 1,73 при включении реле на разность токов двух фаз и 1 при включении на ток одной фазы; $K_{в}$ — коэффициент

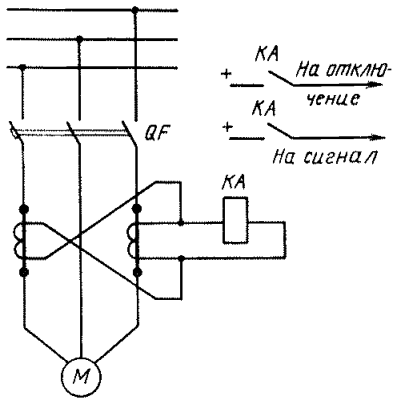


Рис. 8.7. Схема комбинированной защиты от перегрузки и от к. з. с использованием реле РТ-80

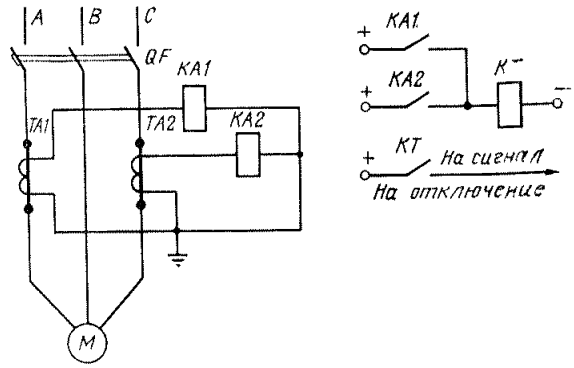


Рис. 8.8. Токовая защита от перегрузки с применением реле РТ-40

возврата реле, равный 0,8 % для реле РТ-80 и РТ-40; $n_т$ — коэффициент трансформации ТТ.

Схемы защиты от перегрузки с использованием реле РТ-80 показаны на рис. 8.7, РТ-40 — на рис. 8.8.

8.3.2. Защита от многофазных коротких замыканий

На предприятиях угольной промышленности для защиты от многофазных коротких замыканий в сетях 6 кВ наибольшее распространение получила максимальная токовая защита (МТЗ), выполняемая трехфазной и двухфазной, прямого и косвенного действия.

По способу питания оперативных цепей МТЗ косвенного действия делится на защиту с постоянным и переменным оперативным током.

По характеру зависимости времени действия реле от тока МТЗ подразделяются на защиты с независимой и зависимой характеристиками.

Схемы трехфазной защиты на постоянном оперативном токе

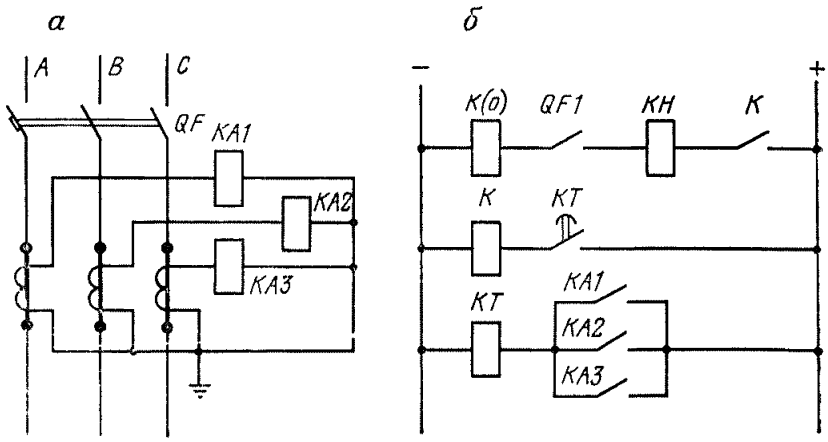


Рис. 8.9. Схема трехфазной максимальной токовой защиты с независимой выдержкой времени:

а — силовые цепи токовых реле; *б* — цепи управления

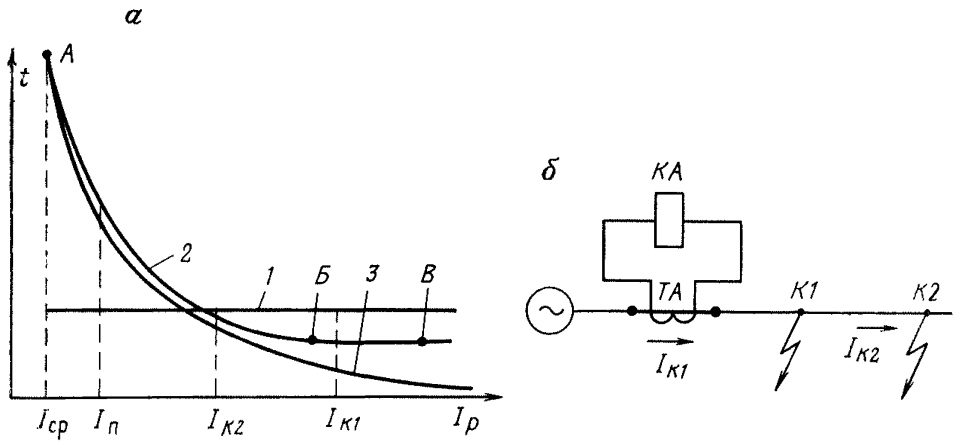


Рис. 8.10. Характеристики зависимости выдержки времени от тока в реле максимальных токовых защит *(а)* и схема работы защиты *(б)*

(рис. 8.9) как основные элементы содержат токовые реле *КА1—КА3*, срабатывающие при появлении тока к. з. и выполняющие функции пускового органа защиты, а также реле времени *КТ*, создающее выдержку времени и выполняющее функции органа времени. Кроме основных в схеме используются промежуточное *К* и указательное *КН* реле. Трансформаторы тока и обмотки токовых реле соединены по схеме полной звезды.

При возникновении к.з. срабатывают токовые реле *КА1—КА3* тех фаз, по которым проходит ток к.з. Контакты всех токовых реле соединены параллельно, поэтому при срабатывании любого токового реле замыкается цепь обмотки реле времени *КТ*. Через заданный интервал времени контакты реле времени замыкаются и приводят в действие промежуточное реле *К*, которое срабатывает мгновенно и подает ток в отключающую катушку выключателя *К(О)*. После отключения выключателя *QF* отключающая катушка обесточивается его блок-контактом *QF1*.

Промежуточное реле *К* устанавливается в тех случаях, когда реле времени не может замыкать цепь катушки отключения из-за недостаточной мощности своих контактов.

Указательное реле включается последовательно с катушкой отключения. При появлении тока в катушке отключения указательное реле срабатывает, фиксируя действие максимальной защиты и появление тока в катушке отключения. Ток указательного реле должен соответствовать току отключающей катушки привода выключателя *QF*.

Блокировочный контакт привода выключателя *QF1* служит для разрыва тока катушки отключения, так как контакты промежуточных реле не рассчитываются на размыкание этой цепи. Блокировочный контакт должен размыкаться раньше возврата промежуточного реле.

Время действия рассмотренной защиты определяется выдержкой времени, установленной на реле времени, и не зависит от величины тока к.з., поэтому такая защита называется защитой с независимой выдержкой времени и имеет характеристику в виде прямой *1* (рис. 8.10, *а*).

Наряду с независимой защитой применяется максимальная защита с ограниченно-зависимой *(2)* и зависимой *(3)* характеристиками $t=f(I)$.

Участок *АБ* представляет собой зависимую часть характеристики, *БВ* — независимую.

Оба вида зависимых защит выполняются с помощью токовых реле, например РТ-80, работающих не мгновенно, а с выдержкой времени, которая зависит от величины тока. В такой схеме отсутствуют реле времени, промежуточное и указательное, так как реле РТ-80 имеет контакты достаточной мощности и сигнальный флажок, выпадающий при срабатывании реле.

В отличие от защиты с независимой характеристикой защита с зависимой характеристикой действует при токах $I_{ср}=(1\div 2)I_{с.з}$ со значительно большей выдержкой времени, чем при к.з., что улучшает отстройку защиты от токов кратковременных перегрузок $I_{п}$.

Кроме того, защиты с зависимой характеристикой позволяют ускорить отключение при повреждении в начале линии (точка K_1 на рис. 8.10, *б*), если ток при к.з. в K_1 значительно больше, чем при к.з. в конце линии.

Схемы двухфазной защиты на постоянном оперативном токе с двумя или одним реле применяются в тех случаях, когда максимальная защита должна действовать только от междуфазных к.з. Двухфазная схема с независимой характеристикой отличается от трехфазной (см. рис. 8.9) включением двух ТТ в фазы *А* и *С* и двух токовых реле по схеме неполной звезды. Элементы схемы и их назначение такие же, как в трехфазной схеме.

Двухрелейная схема реагирует на все межфазные к.з. на линиях и поэтому экономичнее трехфазной.

Недостаток двухфазной — меньшая чувствительность (по сравнению с трехфазной схемой) при двухфазных к.з. за трансформатором с соединением обмоток Y/Δ.

При двухфазном к.з. на стороне треугольника (рис. 8.11, *а*) ток в одной фазе звезды равен $\frac{2}{\sqrt{3}} I_{к.з.}$, а в двух других $\frac{1}{\sqrt{3}} I_{к.з.}$, т. е. в 2 раза меньше.

То же получается при соединении обмоток трансформатора Δ/Y в случае двухфазного к.з. на стороне звезды (см. рис. 8.11, *б*).

При трехфазной схеме одно из реле защиты питается бо́льшим током к.з. $\left(\frac{2}{\sqrt{3}} I_{к.з.}\right)$, в то время как при двухфазной схеме в одном из трех возможных случаев двухфазного к.з. (*АВ*, *ВС*, *СА*) трансформаторы тока защиты оказываются на фазах с меньшими токами к.з. $\left(\frac{1}{\sqrt{3}} I_{к.з.}\right)$. Поэтому двухфазная защита при двухфазных к.з. за трансформаторами Y/Δ и Δ/Y имеет в 2 раза меньшую чувствительность, чем трехфазная защита.

При необходимости чувствительность двухфазной схемы можно повысить, установив третье токовое реле в общем проводе токовых цепей. В этом проводе протекает ток, равный геометрической сумме токов двух фаз, питающих схему, и равный также току третьей, отсутствующей в схеме, фазы *В*, т. е.

$$\dot{I}_{о.п} = -\dot{I}_a + \dot{I}_c = \dot{I}_b.$$

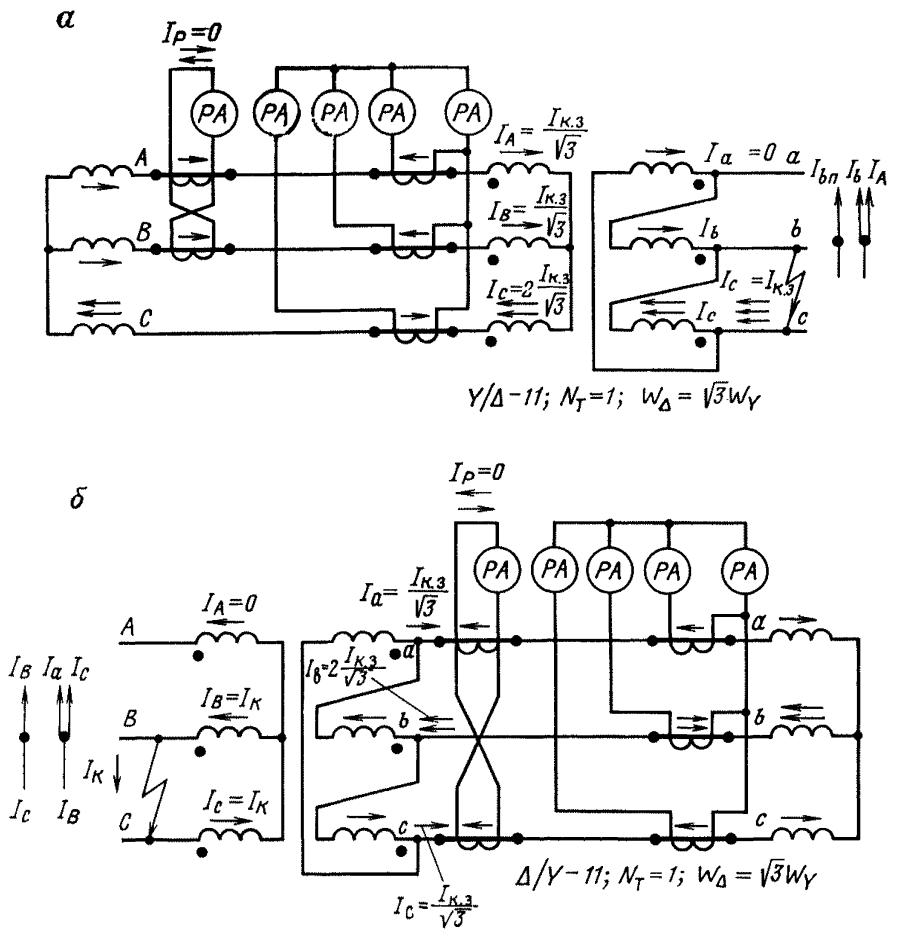


Рис. 8.11. Токораспределение и векторные диаграммы токов при двухфазных к. з. за трансформаторами:
а — на стороне треугольника; *б* — на стороне звезды

Таким образом, с дополнительным реле двухфазная схема становится равноценной по чувствительности трехфазной.

Двухфазные схемы широко применяют в сетях с изолированной нейтралью, где возможны только междуфазные к.з.

Двухфазная однорелейная схема показана на рис. 8.12. Защита состоит из тех же элементов, что и предыдущие схемы. Токовое пусковое реле *КА* включается на разность токов двух фаз $\dot{I}_р=\dot{I}_A-\dot{I}_B$ и реагирует на все случаи междуфазных к.з. Преимущество схемы — минимальное число токовых реле и соединительных проводов.

Главная задача при наладке схемы состоит в надежной отстройке защиты от токов нагрузки. Для этого обязательны два условия:

токовые реле защиты не должны приходить в действие при максимальном рабочем токе нагрузки $I_{р\max}$, поэтому ток срабатывания защиты $I_{с.з}$ должен быть больше максимального рабочего тока нагрузки;

токовые реле, срабатывая при внешнем к.з., должны надежно возвращаться в исходное положение после отключения к.з. и снижения тока до максимального тока нагрузки.

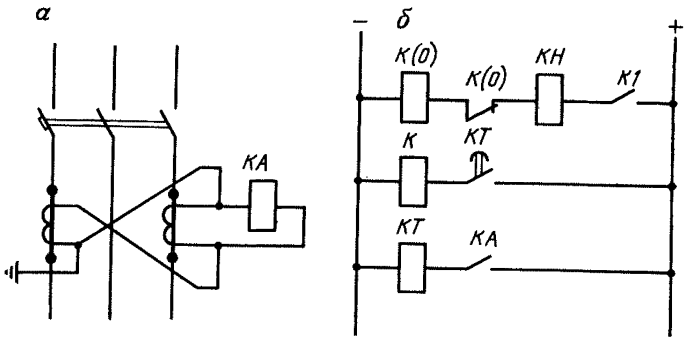


Рис. 8.12. Двухфазная однорелейная схема защиты:
а — силовые цепи и цепи токового реле; *б* — цепи управления

Схемы максимальных защит с питанием оперативных цепей переменным током могут быть выполнены: на принципе дешунтирования катушки отключения при срабатывании защиты; с питанием оперативных цепей через промежуточный насыщающий трансформатор тока типа ТКБ; с питанием от блоков питания; с питанием от предварительно заряженных конденсаторов.

Наладку схем следует выполнять согласно указаниям в 8.5.

8.3.3. Защита от однофазных замыканий на землю

Для защиты от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) применяют защиту, реагирующую на величину тока и мощности нулевой последовательности, так как этот вид повреждений на разрезах наиболее распространенный и опасный.

Высокая вероятность возникновения ОЗЗ на разрезах обусловлена следующими факторами:

воздействием на кабели, воздушные линии (ВЛ) и электрооборудование ударных нагрузок при взрывных работах, наездах технологических транспортных средств и т. д., приводящих к механическому нарушению изоляции или обрыву провода;

высокой мобильностью электроустановок, требующих частого перемещения кабелей, ВЛ и электрооборудования, что вызывает интенсивное старение изоляции;

недостаточно высокими показателями качества изоляции электрооборудования в жестких климатических условиях его эксплуатации.

Опасность режимов ОЗЗ состоит в возможности перехода их в многофазные замыкания через землю, при которых могут появляться высокие (до 3 000—6 000 В) напряжения прикосновения к заземленным корпусам оборудования и шаговые напряжения. Переход ОЗЗ в многофазное обусловлен возникновением перенапряжений на неповрежденных фазах до 1,73 $U_ф$ при металлических ОЗЗ и до 3,5 $U_ф$ при дуговых (наиболее распространенных) ОЗЗ, обусловливающих пробои изоляции на других фазах.

Основное требование, предъявляемое к защите от ОЗЗ в электроустановках, — обеспечение продольной и поперечной селективности их дей-

ствия. Это достигается согласованием уставок защит по току и времени срабатывания, а также применением защит направленного действия.

Применяются, как правило, две ступени селективной защиты экскаваторных присоединений и одна ступень селективной защиты — для присоединений, питающих передвижные комплектные трансформаторные подстанции 10—6/0, 38—0,22 кВ (ПКТП), а также резервная неселективная защита.

Первой ступенью защиты мгновенного действия (без выдержки времени) оборудуются приключательные пункты экскаваторов. Передвижные комплектные подстанции из-за отсутствия на высокой стороне выключателей и малой вероятности пробоя изоляции в самой подстанции первой ступенью защиты не оборудуются. Вторая ступень защиты устанавливается на подстанции, ее выдержка времени на срабатывание должна быть в пределах 0,35—0,45 с. Резервная защита выполняется неселективной с выдержкой времени 0,7 с.

В качестве первой (иногда второй) ступени защиты используют чувствительные реле максимального тока. Для повышения помехоустойчивости может применяться блокировка токовых реле по напряжению нулевой последовательности.

Вторая ступень защиты выполняется в основном на реле направленного действия ЗЗП-1 и электромагнитных реле времени.

Резервная защита выполняется на основе реле максимального напряжения, реагирующего на напряжение нулевой последовательности, и реле времени.

Принцип действия максимальной токовой защиты нулевой последовательности поясняет схема (рис. 8.13), в которую включены пусковое токовое реле *КА* и реле времени *КТ*. Реле *КА* включается на фильтр тока нулевой последовательности, в качестве которого обычно используется нулевой провод трансформаторов тока, соединенных по схеме полной звезды. Реле времени *КТ* создает выдержку времени, необходимую по условию селективности.

Ток в реле *КА* равен сумме вторичных токов трех фаз. Пренебрегая погрешностью трансформаторов тока, имеем формулу

$$I_p = \dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c = \frac{\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C}{n_т} = \frac{3I_0}{n_т}. \qquad (8.6)$$

Ток в пусковом реле защиты появляется только тогда, когда имеется ток I_0. Поэтому защита нулевой последовательности может работать только при замыканиях на землю.

При межфазных к.з. и качаниях защита нулевой последовательности не действует, так как в этих режимах $\dot{I}_A+\dot{I}_B+\dot{I}_C=0$ и ток I_0 отсутствует.

Важное преимущество защиты нулевой последовательности — ее способность не реагировать на нагрузку. Благодаря этому ее не требуется отстраивать от токов нормального режима и перегрузок, что позволяет обеспечить высокую чувствительность этой защиты по сравнению с защитами, реагирующими на фазные токи.

Однако в действительности работа защиты осложняется погрешностью трансформаторов тока, обусловленной их током намагничивания. Поэтому

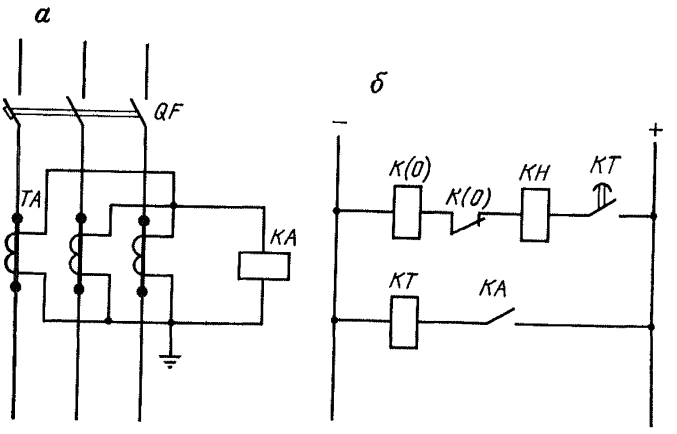


Рис. 8.13. Схема токовой защиты нулевой последовательности

в режимах, когда имеет место баланс первичных токов ($\dot{I}_A+\dot{I}_B+\dot{I}_C=0$), сумма вторичных токов в общем случае не равна нулю. В нулевом проводе и пусковом реле защиты появляется остаточный ток, называемый током небаланса ($I_{нб}$), который может вызвать нежелательное действие защиты при отсутствии тока.

Ток срабатывания пускового реле

$$I_{с.з}=K_{зап}I_{нб\ max}, \tag{8.7}$$

где $K_{зап}$ — коэффициент запаса, равный 1,3—1,5.

Чувствительность защиты характеризуется коэффициентом чувствительности

$$K=\frac{3I_{0\ min}}{I_{с.з}}\geqslant 1{,}5, \tag{8.8}$$

где $I_{0\ min}$ — минимальный ток нулевой последовательности при ОЗЗ.

Сети 0,4 кВ с глухозаземленной нейтралью также должны быть защищены от замыканий фазы на землю, а аварийный участок должен автоматически отключаться.

При пусковой ревизии, наладке и испытании защиты от ОЗЗ необходимо выполнить следующее.

1. Проверить представляемую заказчиком техническую документацию, которая должна содержать: расчет тока ОЗЗ всей сети и отдельных присоединений; схему расстановки защит от ОЗЗ с указанием их типов, первичных токов срабатывания и выдержек времени; акт сдачи защиты от ОЗЗ после монтажа и приемки ее в наладку.

2. Проверить внешним осмотром состояние входящих в комплект защиты от ОЗЗ аппаратов, реле и блоков питания (при наличии их), соединительных проводов. Проверить надежность затяжки резьбовых соединений, отсутствие механических повреждений проводов и блоков защиты, целостность изоляции обмоток.

3. Проверить правильность монтажа ТТ нулевой последовательности. Для исключения влияния на работу защиты электромагнитных полей от

силовых шин и токов, проходящих по броне или экранам кабеля, проверить выполнение следующих требований:

а) расстояние от ТТНП до концевых кабельных разделок должно быть не менее 0,7 м, а до ближайших участков ошиновки не менее 1,5 м в стационарных ячейках и соответственно 0,5 и 1 м в передвижных приключательных пунктах;

б) провод, заземляющий кабельную воронку, или заземляющая жила гибкого кабеля должны проходить через ТТНП и на выходе подсоединяться к контуру заземления. В этом случае токи, проходящие по броне кабеля и по заземлению, проходят через ТТНП в разных направлениях, и их влияние на защиту резко ослабляется;

в) кабель на участке от воронки до места установки ТТНП и заземляющий провод должны быть изолированы от железа ТТНП и от хомутов или скоб, крепящих кабель к заземляющим конструкциям;

г) ТТНП должны устанавливаться на кронштейнах или уголках. Если места крепления ТТНП не изолированы от магнитопровода, то на опорные кронштейны и уголки должны быть установлены изолирующие прокладки. Расположение кабелей в окне магнитопровода ТТНП с подмагничиванием должно быть по возможности симметричным относительно центра окна, а провода заземления каждого кабеля пропущены рядом со своим кабелем (без изоляции от брони).

4. Проверить качество изоляции концевых воронок и брони кабелей на участке между ТТНП и защищаемым им оборудованием. Для этого провод, заземляющий кабельную воронку, отсоединить от контура заземления и в рассечку включить источник тока. Прозвонить обмотки ТТНП и подключенного к нему реле. При токе, несколько большем максимального расчетного тока однофазного замыкания, ток небаланса на вторичной обмотке ТТНП должен быть в 2—3 раза меньше уставки защиты. Для ТТНП с подмагничиванием при поперечной подаче переменного тока в рассечку заземляющих проводов напряжение на обмотке исполнительного реле (при измерении милливольтметром с малым потреблением энергии) должно быть не более 4—5 мВ при первичном токе 10—20 А.

5. При наличии двух и более кабелей в одной ячейке проверить правильность соединения вторичных обмоток ТТНП.

6. Измерить сопротивление соединительных проводов между ТТНП и реле. Сопротивление соединительных проводов (при их последовательном соединении) не должно превышать 1 Ом при ТТНП типов ТЗ, ТЗЛ, ТЗМ и 0,1 Ом — при ТЗЛ-95.

7. Снять токовые характеристики защиты $I_2=f(I_1)$. Ввиду малой мощности ТТНП возможности применения на одной подстанции и даже в одной ячейке при двух и более отходящих кабелях различных типов ТТНП, а также значительных разбросов их характеристик токовая характеристика снимается совместно с подключенным токовым реле или токовым входом защиты, например ЗЗП-1. Перед снятием характеристики для исключения остаточного намагничивания ТТНП первичный ток I_1 2—3 раза плавно повышается и снижается от нуля до максимального расчетного значения тока замыкания на землю.

8. Произвести настройку защиты, выполненной на токовом реле, на расчетную уставку срабатывания. Для этого по испытательному провод-

нику пропускают ток $I_{ср1}$, равный расчетному первичному току срабатывания защиты. При этом реле должно четко сработать и замкнуть свои конктакты. Если реле срабатывает при токе, меньшем или большем расчетного значения, уставку срабатывания необходимо соответственно загрубить или уменьшить до расчетного значения. Затем ток плавно снижают, фиксируя момент размыкания контактов. Отношение значений тока размыкания контактов к току их замыкания должно быть порядка 0,8. Операцию увеличения тока до срабатывания реле производят трижды и средние значения (по трем измерениям) тока срабатывания реле вносятся в протокол наладки защиты.

9. Для защит от ОЗЗ, имеющих блокировку по напряжению нулевой последовательности, кроме вышеперечисленного объема работ необходимо:

а) проверить наличие заземления первичной и вторичных обмоток ТТНП;

б) проверить целостность проводников, соединяющих трансформатор напряжения с реле напряжения, путем прозвонки цепей;

в) выполнить настройку реле напряжения на уставку срабатывания. Для этого к обмотке реле прикладывают плавно повышающееся напряжение. Если срабатывание реле (замыкание контактов) происходит при напряжении, соответствующем расчетной уставке срабатывания, напряжение уменьшают до момента размыкания контактов. Если напряжение срабатывания реле отклоняется от расчетной уставки срабатывания реле, его изменяют, доводя до расчетного значения. Отношение напряжения отпускания к напряжению срабатывания реле должно составлять не более 0,8.

10. Для второй ступени защиты, выполненной на основе направленного реле нулевой последовательности ЗПП-1 (рис. 8.14), кроме проверок, предусмотренных пунктами 1—7, произвести:

а) фазировку трансформатора напряжения и проверить положение вектора напряжения нулевой последовательности, снимаемого с обмоток, которые включены в открытый треугольник;

б) проверку правильности подключения к защите однополярных проводников от ТТНП и трансформатора напряжения. Однополярными зажимами в защите ЗЗП-1 являются зажим *9* токового входа и зажим *8* входа напряжения. К ним должны подключаться проводники от начала обмоток ТТНП, т. е. от незаземленного вывода $И_1$ и от незаземленного вывода $а_0$ трансформатора НТМИ. Проверить полярность подключения защит к источнику питания постоянного напряжения. Плюсовая шинка подключается к зажиму *14*, минусовая — к зажиму *12*;

в) в соответствии со схемой расстановки защит установить уставки защиты ЗЗП-1, уставки реле напряжения по вторичному напряжению срабатывания и выдержку времени у реле времени;

г) проверку напряжения срабатывания реле напряжения и при необходимости настроить в соответствии с пунктом 9 (в);

д) измерение фактических временных выдержек у реле времени. Допустимое отклонение (разброс) времени срабатывания не должно превышать 0,06 с на любой уставке, т. е. при пяти измерениях разность между наибольшим и наименьшим временем срабатывания не должна превышать 0,06 с;

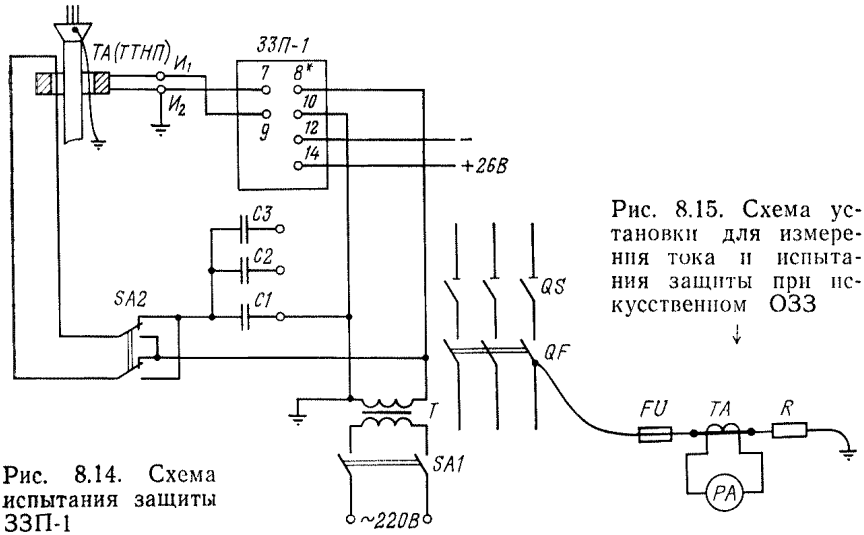


Рис. 8.14. Схема испытания защиты ЗЗП-1

Рис. 8.15. Схема установки для измерения тока и испытания защиты при искусственном ОЗЗ

е) проверку защиты при имитации однофазного замыкания по схеме, показанной на рис. 8.14. Если защита имеет первую уставку,— подключается емкость *С1*, на второй уставке дополнительно присоединяется емкость *С2*, на третьей — *С3*. При подаче напряжения на схему защита должна четко срабатывать (определяется визуально по контактам выходного реле или другим способом) в одном положении переключателя полярности *SA2* и не должна срабатывать при втором положении переключателя.

11. Проверить и наладить резервную защиту, выполненную на реле напряжения и реле времени, в объеме требования пунктов 9 (в) и 10 (д).

После завершения работ по наладке защиты проверить ее работоспособность при искусственном замыкании фазы на землю. Эту проверку целесообразно использовать одновременно с измерением тока ОЗЗ. Так как измерение тока ОЗЗ в сетях 6 кВ связано с повышенной опасностью, до начала работ и в процессе выполнения измерений следует предусмотреть специальные мероприятия по технике безопасности.

Рекомендуется следующая последовательность подготовки и выполнения работы:

а) руководителю наладочных работ согласовать с энергетиком разреза и начальником (мастером) подстанции место и время осуществления искусственного ОЗЗ;

б) энергетику разреза необходимо предупредить электротехнический персонал о времени и месте проведения искусственного ОЗЗ;

в) наладочной бригаде собрать измерительную схему по рис. 8.15. Схема содержит предохранитель ПК-6 с плавкой вставкой на ток 10 А, резистор, ограничивающий ток до 300—400 А при переходе однофазного замыкания в двухфазное через землю, трансформатор тока УТТ-6 (любой модификации) и амперметр со шкалой 5 А. Ограничивающий резистор рекомендуется выполнять из нихрома сечением 8—10 мм² и сопротивлением 15—20 Ом. Соединение измерительной схемы с коммутацион-

ным аппаратом должно выполняться изолированной жилой сечением не менее 16 мм² гибкого высоковольтного кабеля. Подсоединение амперметра к трансформатору тока должно выполняться изолированным медным проводом сечением 2,5 мм². Вся схема должна монтироваться на изоляционном основании (подставке), на расстоянии 10—15 м от коммутационного аппарата;

г) на подстанции все защиты от ОЗЗ выводятся на сигнал;

д) убедившись в отсутствии в сети однофазных утечек, произвести кратковременно (на 2—3 с) включение выключателя *QF* и зафиксировать показания амперметра. Затем выключатель *QF* отключить, т. е. устранить ОЗЗ.

Фактический ток замыкания на землю вычисляется по формуле

$$I_{\text{ф}}^{(1)} = I_{\text{пр}} n_{\text{ТТ}},$$

где $I_{\text{пр}}$ — показания амперметра, А; $n_{\text{ТТ}}$ — коэффициент трансформации ТТ.

Включение в измерительную схему токоограничивающего резистора дает погрешности измерения тока ОЗЗ не более 5 %;

е) проверить на подстанции срабатывание защит на фидерах. На искусственно замыкаемом на землю фидере защита должна сработать, о чем свидетельствует выпавший флажок указательного реле. На других фидерах защита от ОЗЗ срабатывать не должна. При проверке защит направленного действия ЗЗП-1 может иметь место срабатывание на неповрежденных фидерах или несрабатывание на фидере с искусственным ОЗЗ, причина чего — неправильная полярность подключения цепей от ТТНП. В этих случаях у защит необходимо поменять местами проводники, подключенные к зажимам *7*, *9* (см. рис. 8.14), и вновь произвести искусственное ОЗЗ. Защита считается нормально функционирующей, если она срабатывает только на поврежденном фидере;

ж) при проведении искусственного ОЗЗ следует выполнять меры предосторожности: проводить работы по наряду в сухую погоду; не допускать вблизи места замыкания фазы на землю присутствия людей, непосредственно не участвующих в проведении замыкания; располагать прибор для замера тока ОЗЗ на расстоянии 10—15 м от места соединения фазы с землей; руководителю наладочных работ и членам бригады пользоваться защитными средствами (диэлектрическими ботами) или стоять на изолированных подставках; не производить в момент замыкания фазы на землю переключения в измерительной схеме.

При ежегодной ревизии, наладке и испытании защиты от ОЗЗ необходимо выполнить следующее.

1. В соответствии с фактической схемой электроснабжения сети по состоянию на период проведения ревизии уточнить расчетные значения токов ОЗЗ $I_{\Sigma\,\text{max}}^{(1)}$ и $I_{\Sigma\,\text{min}}^{(1)}$, а также I^{1}_{max} по каждому фидеру.

2. Произвести работы в объеме пунктов 2—12 пусковой наладки.

3. Проверить коэффициенты чувствительности с учетом вновь рассчитанных значений токов ОЗЗ и при необходимости откорректировать уставки срабатывания.

4. Снять токовую характеристику защиты и сравнить полученный график функции $I_2 = f(I_1)$ с ранее снятой. При расхождении данных более

чем на 10 % необходимо тщательно проверить ТТНП и подтянуть контактные соединения в токовых цепях защиты.

5. Проверить и при необходимости зачистить контакты всех реле, входящих в защиту от ОЗЗ.

При внеочередной ревизии, наладке и испытании защиты от ОЗЗ необходимо выполнить следующее.

1. При появлении отказов срабатывания защиты:

а) выяснить у оперативно-ремонтного персонала, обслуживающего передвижные электроустановки или подстанцию, о характере отказов (в какой ситуации произошел отказ в работе защиты, объем отказавших устройств защиты и т. д.);

б) уточнить у заказчика, какие изменения в схеме электроснабжения произошли по сравнению со временем последней наладки защиты.

2. При существенных изменениях в схеме электроснабжения проверить расчеты, откорректировать уставки срабатывания и проверить защиту в объеме требований ежегодной наладки.

3. Если отказ работы защиты не связан с изменениями схемы электроснабжения, тщательно проверить и испытать все блоки и цепи защиты по пунктам 2—11 пусковой наладки.

8.3.4. Направленная защита от многофазных коротких замыканий

Направленная защита действует только при определенном направлении (знаке) мощности к. з. (см. разд. 3).

В сетях с двусторонним питанием (рис. 8.16, *а*) и кольцевых сетях (рис. 8.16, *б*) направление тока и мощности к. з. зависит от места возникновения повреждения и может иметь два противоположных значения. Например, при к. з. на линии $Л_2$ в точке K_1 через защиту *5* проходит ток от источника питания *B* к точке к. з. При к. з. в точке K_2 на линии $Л_3$ ток I_{K_2} источника *A*, проходящий по линии $Л_2$ через защиту *5*, направлен от источника *A* и противоположен току I_{K_1} источника *B*.

Если принять, что в первом случае ток I_{K_1} (рис. 8.17) и напряжение $U_ш$ на шинах подстанции сдвинуты на угол $\varphi_к$, а мощность к. з. (активная *P* и реактивная *Q*) положительна и направлена от шин в линию, то во втором случае ток I_{K_2} сдвинут на 180° относительно I_{K_1}, а соответствующая этому мощность к. з. отрицательна и поэтому направлена из линии к шинам.

Таким образом, направление мощности к. з., проходящей по линии, характеризует место возникновения повреждения: на защищаемой линии или на других присоединениях, отходящих от шин данной подстанции. Это обстоятельство используется в направленной защите, которая по знаку мощности определяет, на каком присоединении возникло повреждение, и действует только при к. з. на защищаемом участке.

Направленная защита в сетях с двусторонним питанием устанавливается с обеих сторон каждой линии и действует при направлении мощности от шин в линию.

Выдержки времени на защитах, работающих при одном направлении мощности (от источника питания *A* или *B*), должны согласовываться

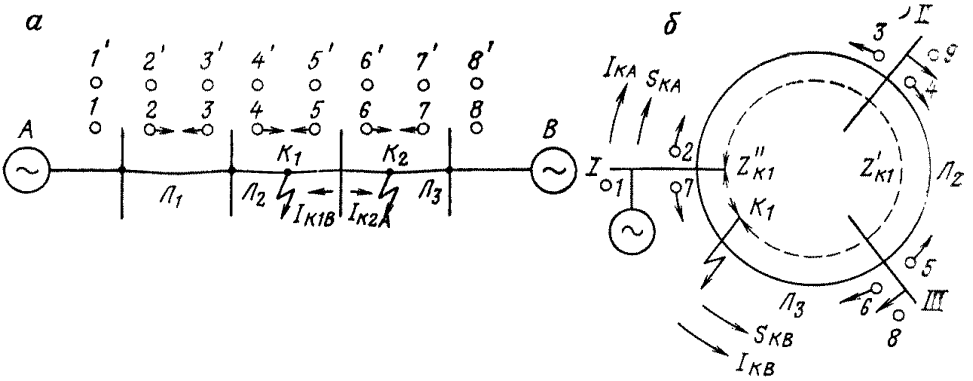


Рис. 8.16. Схемы сети (*а* — радиальные; *б* — кольцевые) с двусторонним питанием и размещение защит в этих сетях

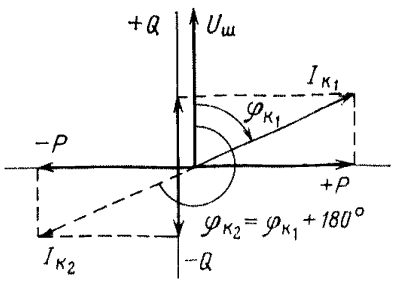


Рис. 8.17. Векторная диаграмма токов и напряжений в месте установки защиты при к. з.

между собой по ступенчатому принципу, нарастая по направлению к источнику питания, от которого действуют защиты.

Принцип действия максимальной токовой направленной защиты заключается в реагировании на величину тока и направление мощности при к. з. Максимальная токовая защита дополнена реле направления мощности. Схема защиты, упрощенно показанная для одной фазы на рис. 8.18 (стрелки указывают положительные направления токов), состоит из трех основных элементов: токового реле *KA*, реагирующего на появление тока к. з. (пусковой орган защиты), реле направления мощности *KW*, опре-

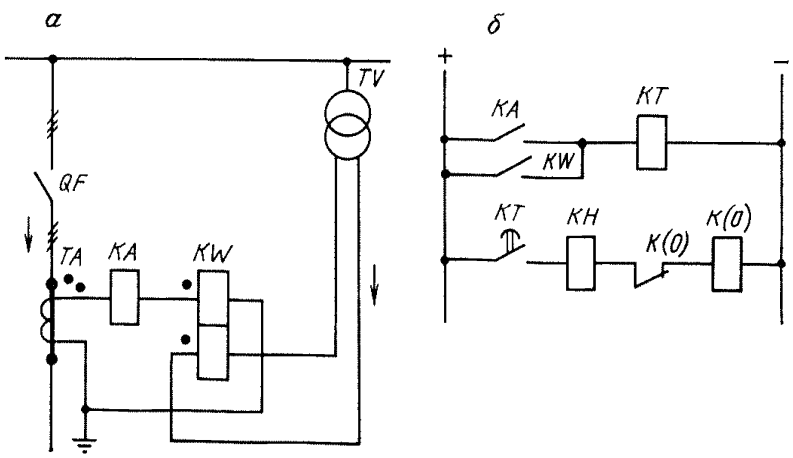


Рис. 8.18. Упрощенная схема максимальной направленной защиты

а — силовые цепи и цепи реле мощности и тока; *б* — цепи управления

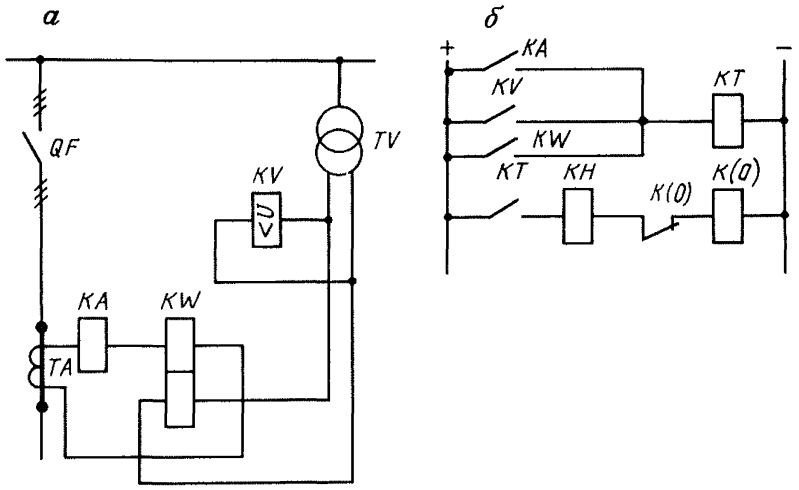


Рис. 8.19. Упрощенная схема максимальной направленной защиты с блокировкой минимального напряжения:

а — силовые цепи и цепи реле тока, мощности и минимального напряжения; *б* — цепи управления

деляющего направление мощности к. з. (орган направления), и реле времени *КТ* (орган времени).

В качестве реле направления мощности могут применяться электромеханические или полупроводниковые реле, поведение которых зависит от знака подведенной к их зажимам мощности:

$$S_{\text{р}} = U_{\text{р}} I_{\text{р}} \sin(\alpha - \varphi_{\text{р}}). \qquad (8.9)$$

Угол α имеет постоянную величину в пределах $90° > \alpha > 0$ и зависит от типа реле.

При к. з. на защищаемой линии или на следующих за ней участках токовые реле и реле направления мощности замыкают свои контакты и приводят в действие реле времени. Через установленную выдержку времени его контакты замыкаются, подавая импульс на отключение выключателя. При к. з. на других присоединениях, отходящих от данной подстанции, мощность к. з. направлена к шинам, поэтому контакты реле мощности размыкаются, не позволяя защите действовать на отключение.

В нормальном режиме при направлении мощности нагрузки от шин в линию реле направления мощности могут замыкать свои контакты, однако срабатывание защиты в этом случае предотвращается пусковым реле, контакты которого остаются разомкнутыми. С этой целью пусковые реле отстраиваются от тока нагрузки. В тех случаях, когда по условию чувствительности при к. з. токовые реле не удается отстроить от максимальной нагрузки, применяют блокировку с реле минимального напряжения. Упрощенная схема максимальной направленной защиты с блокировкой минимального напряжения показана на рис. 8.19.

В сетях с изолированной нейтралью максимальную направленную защиту устанавливают на двух одноименных фазах во всей сети. В сетях с глухозаземленной нейтралью защиту устанавливают на трех фазах; если же защита служит для действия только при междуфазных повреждениях, то на двух фазах.

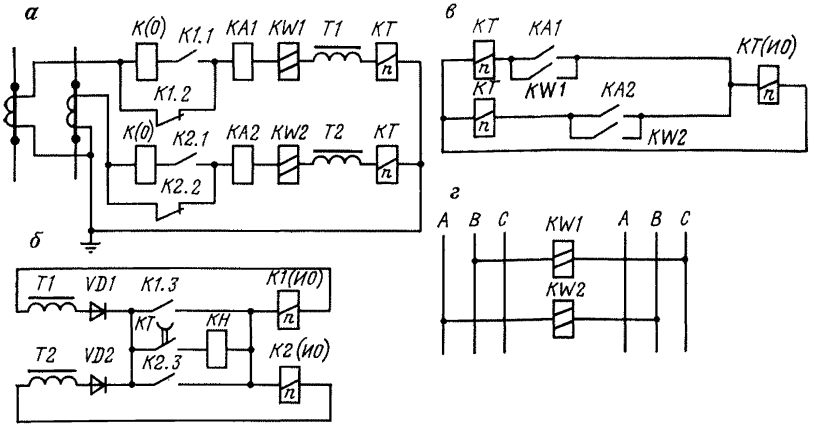


Рис. 8.20. Схема токовой направленной защиты на переменном оперативном токе:

а — токовые цепи и цепи отключения защиты; *б* — цепи промежуточных реле; *в* — цепи реле времени; *г* — цепи напряжения

Токовые направленные защиты выполняются как на постоянном, так и на переменном оперативном токе. Двухфазная схема на переменном оперативном токе показана на рис. 8.20. Она выполнена с дешунтированием катушки отключения *К(О)* с токовыми реле *КА1* и *КА2*, реле времени *КТ* и промежуточными реле *К1* и *К2* с мощными переключающими контактами.

При нарушении цепей напряжения одной или двух фаз, питающих реле направления мощности, защита при к. з. может подействовать неправильно. Поэтому для своевременного выявления повреждения цепей напряжения необходимо иметь устройства, контролирующие их исправность.

Реле направления мощности включается, как правило, на фазный ток и фазное или междуфазное напряжение. Сочетание фаз тока и напряжения питающих реле, называемое схемой его включения, должно быть таким, чтобы реле правильно определяло знак мощности к. з. при всех возможных случаях и видах повреждений и чтобы к нему подводилась наибольшая мощность. Мощность может иметь недостаточную для действия реле величину при к. з., близких к месту установки реле, из-за снижения напряжения $U_р$ или при неблагоприятном значении угла $\varphi_р$, при котором $\sin(\alpha—\varphi_р)$ равен или близок к нулю. Отсюда следует, что, во-первых, реле должно включаться на такое напряжение, которое при близких к. з. не снижается до нуля, и, во-вторых, напряжение и ток, подводимые к реле, должны подбираться так, чтобы угол сдвига между ними $\varphi_р$ в условиях к. з. не достигал значений, при которых мощность на зажимах реле приближается к нулю.

Первое требование выполнимо только при двух- и однофазных к. з. В случаях же трехфазного к. з. все фазные и междуфазные напряжения могут снижаться до нуля.

Рис. 8.21. Схема включения реле направления мощности

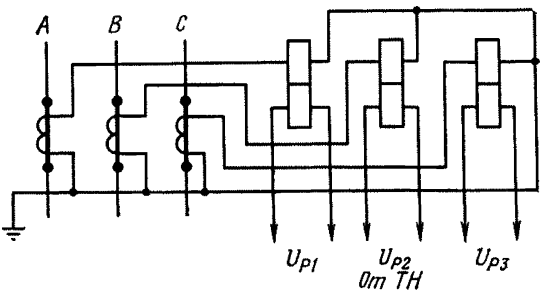
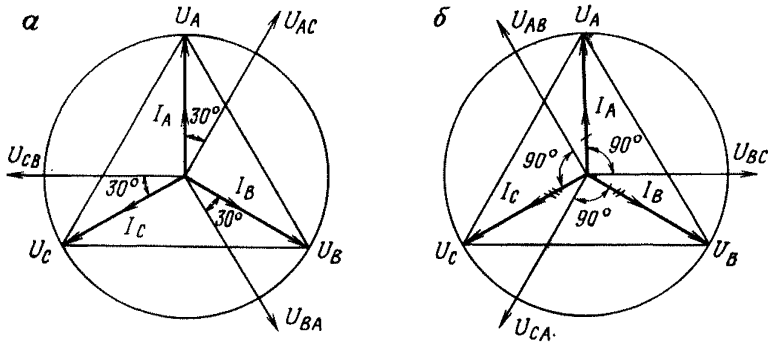


Рис. 8.22. Векторные диаграммы токов и напряжений, подводимых к реле направления мощности по схеме:
а — 30°; *б* — 90°



В современных схемах максимальных направленных защит (рис. 8.21) применяется включение реле направления мощности по 90°- и 30°-схемам. Соответствующие указанным схемам сочетания токов и напряжений приведены в табл. 8.7. Схемы 90° и 30° именуются по величинам угла $\varphi_р$ между током и напряжением, подведенным к реле в симметричном трехфазном режиме при условии, что токи в фазах совпадают с одноименными фазными напряжениями (рис. 8.22). Свойства каждой схемы могут быть выявлены анализом работы при к. з. реле мощности, включенного по той или иной схеме.

В качестве примера 90°-схемы ниже рассмотрена работа реле направления мощности РБМ-171 с углом максимальной чувствительности $\varphi_{м.ч} = -30°$, включенного по 90°-схеме.

Угол внутреннего сдвига этого реле $\alpha = 90° + \varphi_{м.ч} = 90° - 30° = 60°$.

Момент такого реле

$$M = kU_р I_р \cos(\varphi_р + 30°). \qquad (8.10)$$

Таблица 8.7

Сочетания токов и напряжений в схемах максимальных направленных защит

90°-схема включения			30°-схема включения		
Реле	$I_р$	$U_р$	Реле	$I_р$	$U_р$
I	I_A	U_{BC}	I	I_A	U_{AC}
II	I_B	U_{CA}	II	I_B	U_{BA}
III	I_C	U_{AB}	III	I_C	U_{CB}

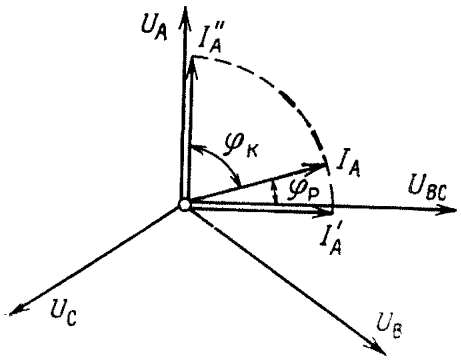


Рис. 8.23. Векторная диаграмма напряжений и тока фазы A при трехфазном к. з. на линии

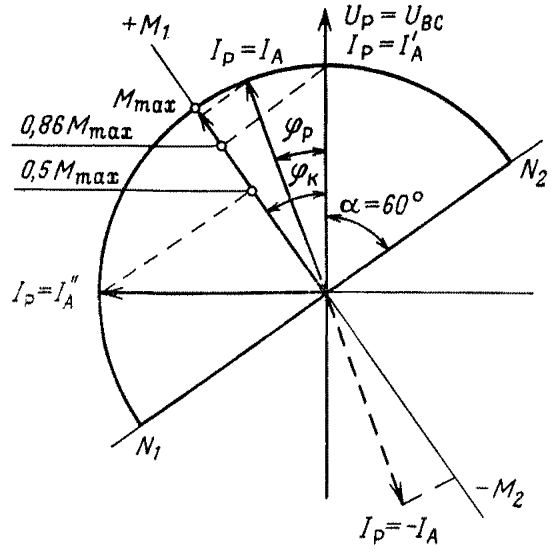


Рис. 8.24. Векторная диаграмма токов и напряжений на зажимах реле и линии моментов реле направления мощности

Анализ ведется графическим методом для реле, включенного на ток $I_р = I_A$ и напряжение $U_р = U_{BC}$.

На рис. 8.23 показана векторная диаграмма напряжений и тока I_A при трехфазном к. з. на линии. Ток I_A отстает от напряжения U_a на угол $\varphi_к$, определяемый соотношением активного и реактивного сопротивлений линии от шин до точки к. з. и влиянием активного сопротивления дуги, которая возникает в месте повреждения. Соответственно этому вектор I_A имеет два предельных положения. Одно из них I_A' при к. з. за чисто реактивным сопротивлением, когда $\varphi_к = 90°$, и второе I_A'' — при к. з. через дугу в начале линии, когда $\varphi_к = 0$.

По полученной векторной диаграмме можно установить, что угол сдвига между напряжением и током на зажимах реле, т. е. между U_{BC} и I_A', $\varphi_р = \varphi_к - 90°$, а его предельные значения в зависимости от $\varphi_к$ колеблются от 0 до 90°.

По значениям $\varphi_р$ определяют знак и относительную величину момента реле. Для этого строят диаграмму тока и напряжения на зажимах реле для рассмотренного случая к. з. (рис. 8.24). На ней относительно вектора напряжения $U_р$ наносят линию изменения знака момента N_1—N_2 и линию максимального момента M_1—M_2 для данного типа реле. Проекция тока I_A на линию максимального момента, равная $I_A \sin(\alpha + \varphi_р)$, наглядно характеризует величину и знак момента.

При к. з. в защищаемой зоне проекции тока I_A имеет положительный знак, а в случае к. з. вне зоны — отрицательный, так как при этом фаза тока I_A меняется на 180°. Величина момента достигает своего максимума M_{max} при $\varphi_р = -30°$ (чему соответствует $\varphi_к = 60°$). При изменении $\varphi_р$ в сторону уменьшения от —30 до 0 момент снижается от M_{max} до $0{,}86\,M_{max}$, а при увеличении $\varphi_р$ до —90° момент уменьшается до $0{,}5\,M_{max}$. Таким образом, поведение реле при трехфазных к. з. в зоне и вне зоны будет правильным и величина момента вполне достаточной для действия реле.

Эти выводы могут быть получены и аналитически, из рассмотрения значений $\sin(\alpha+\varphi_р)$ при указанных выше величинах $\varphi_р$. При трехфазных к. з. схема обеспечивает максимально возможное значение напряжения на зажимах реле, так как оно питается линейным, а не фазным напряжением.

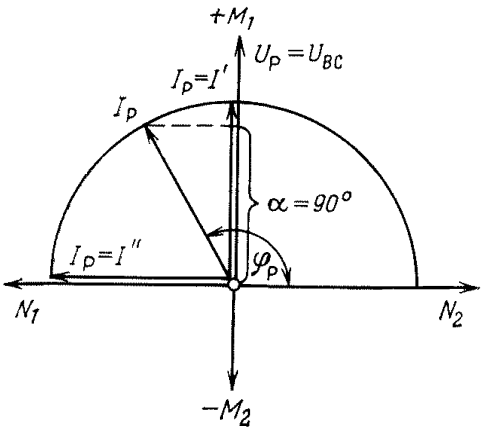


Рис. 8.25. Линия моментов реле направления мощности

Построив аналогичным образом диаграммы токов и напряжений при однофазных и двухфазных к. з. и определив предельные значения $\varphi_к$ и $\varphi_р$, можно проанализировать работу реле при данной схеме включения и для данных видов повреждений.

Аналитически можно выявить наиболее выгодные углы внутреннего сдвига реле α. Так, если принять $\alpha=90°$, то рассматриваемое реле станет косинусным. При включении реле по 90°-схеме линия изменения знака момента N_1—N_2 расположится перпендикулярно к вектору $U_р=U_{BC}$, а линия максимальных моментов будет совпадать с $U_р$. Из диаграммы на рис. 8.25 видно, что при $\varphi_р=0$ момент реле равен нулю, поэтому косинусные реле не следует включать по 90°-схеме.

90°-схема наиболее целесообразна для реле направления мощности с углом α от 30 до 60°, оптимальный вариант — $\alpha=45°$.

Общие выводы о включении реле смешанного типа $\varphi_{м.ч}=30$ и 45° по 90°-схеме:

1. Знак момента реле при всех видах к. з. в защищаемой зоне положителен, а при повреждениях вне зоны — отрицателен.

2. Величина момента $M_р$ в диапазоне возможных изменений угла $\varphi_к$ остается достаточной для действия реле.

3. Напряжение $U_р$ при симметричных к. з. имеет максимально возможное значение, обеспечивающее минимальную величину мертвой зоны.

Недостаток 90°-схемы — вероятность неправильной работы однофазных реле мощности при к. з. за силовым трансформатором с соединением обмоток звезда-треугольник. В случае двухфазного к. з. на стороне звезды через электрическую дугу с бóльшим сопротивлением одно из реле, установленных со стороны треугольника, может неправильно выбрать направление мощности. Трехфазное реле мощности в подобных случаях действует правильно. Однако сочетание опасных условий настолько редко, что в практике эксплуатации этот недостаток не проявляется. Поэтому 90°-схема в настоящее время считается лучшей и рекомендуется как типовая для реле направления мощности смешанного типа.

30°-схема включения может использоваться для реле косинусного типа. Реле, включенные по этой схеме, ведут себя правильно при всех видах к. з. Недостаток двухфазной 30°-схемы — опасность отказа в действии реле при двухфазных к. з. из-за недостаточной величины напряжения. Ввиду этого для двухфазных защит 30°-схема не применяется. Включен-

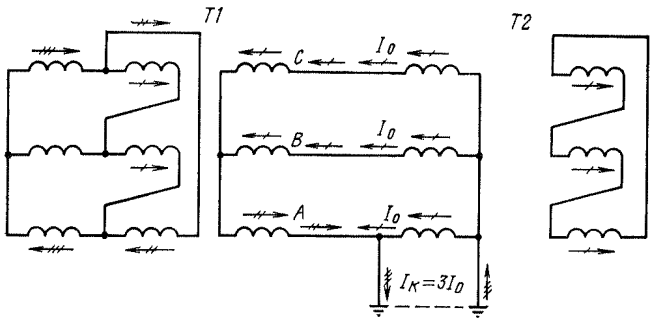


Рис. 8.26. Пути прохождения тока к. з. в сети с заземленной нейтралью

ные по 30°-схеме реле направления мощности могут работать неправильно в случае к. з. за трансформатором с соединением обмоток звезда-треугольник с той же степенью вероятности, что и при 90°-схеме включения.

Включение реле мощности на ток неповрежденной фазы. При двухфазных к. з. на линии в неповрежденной фазе проходит ток нагрузки $I_{нагр}$.

В сетях с глухозаземленной нейтралью при замыканиях на землю (двух- и однофазных) в неповрежденных фазах, кроме тока нагрузки $I_{нагр}$, появляется еще некоторая доля тока к. з. $I_к$. Ее величина определяется расчетом и равна части тока нулевой последовательности I_0, возникающего в месте к. з.

Таким образом, при замыканиях на землю полный ток в неповрежденной фазе

$$I_{н.ф} = I_{нагр} + kI_к, \qquad (8.11)$$

где k — коэффициент, учитывающий долю тока $I_к$, протекающего по неповрежденной фазе ($k<1$).

На рис. 8.26 показана схема, поясняющая причины появления тока к. з. в неповрежденных фазах. При однофазном замыкании ток к. з., замыкаясь через место повреждения и землю, протекает к нулевой точке трансформатора *Т2*. Здесь он разветвляется по всем трем фазам трансформатора, замыкаясь через обмотки трансформатора *Т1*, и возвращается к месту повреждения. В рассматриваемом случае токи к. з., замыкающиеся через неповрежденные фазы *В* и *С*, равны $^1/_3$ тока I_2, проходящего в месте повреждения, поэтому $k=^1/_3$.

При наличии заземленных трансформаторов с обеих сторон линии в неповрежденных фазах появляется ток к. з., ответвляющийся в них через нулевые точки трансформаторов *Т1* и *Т2*. Этот ток равен $k_1I_{к1}—k_2I_{к2}$.

Ток нагрузки $I_{нагр}$ и составляющая тока повреждения $kI_к=k3I_0$, ответвляющаяся в неповрежденные фазы, могут создать момент на реле, противоположный по знаку моменту реле поврежденных фаз. Поэтому реле направления мощности, включенные на ток неповрежденных фаз, могут действовать неправильно. Например, если при к. з. на линии *Л2* (рис. 8.27) направление мощности в фазах линии *Л1* будет соответствовать показанному на рисунке, то реле направления мощности, установ-

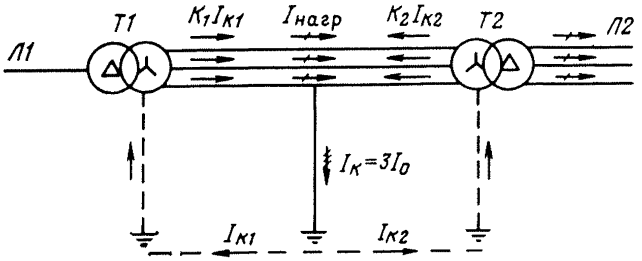


Рис. 8.27. Наложение токов повреждений на токи нагрузки в неповрежденных фазах

ленные на неповрежденных фазах *B* и *C* линии *Л1*, замкнут свои контакты и разрешат защите отключить неповрежденную линию.

Трехфазное реле мощности под действием элементов, питающихся током неповрежденных фаз, может также работать неправильно. Результирующий момент этого реле

$$M_р = M_A + M_B + M_C.$$

Если при повреждении на одной фазе моменты M_B и M_C от токов неповрежденных фаз будут противоположны моменту M_A и превзойдут его в сумме $(M_B+M_C)>M_A$, то реле на линии *Л1* будет действовать неправильно.

Неправильное действие реле мощности неповрежденных фаз можно предотвратить, применяя пофазный пуск. Принцип пофазного пуска состоит в использовании свойства пусковых реле разрешать замыкать цепь на отключение только реле мощности, включенным на токи поврежденных фаз.

В схемах с однофазными реле мощности пофазный пуск принято выполнять подачей оперативного тока к реле мощности от пускового реле, включенного на тот же ток (рис. 8.28).

В защитах с трехфазными реле мощности, включенными через контакты пусковых реле *К1—К3* (рис. 8.29), в момент к. з. пусковое реле, включенное на ток неповрежденной фазы, не действует, поэтому включенный на этот же ток элемент мощности не получает напряжения и не участвует в создании момента на оси реле. Такой способ пофазного пуска может применяться и в схемах с однофазными реле. При пофазном пуске пусковые реле неповрежденных фаз не должны действовать; для этого их ток срабатывания отстраивается от токов, возникающих в неповрежденных фазах при к. з., т. е. $I_{ср}>I_{н.ф}$.

В сети с глухозаземленной нулевой точкой при к. з. на землю ток $I_{н.ф}$ может оказаться значительным за счет большой величины тока повреждения, что обусловит необходимость загрубления защиты.

Блокировка максимальной направленной защиты при замыканиях на землю. Для отключения однофазных к. з. применяют защиты, реагирующие на токи и напряжения нулевой последовательности. Поэтому максимальная направленная защита, включаемая на фазные токи, часто используется только как защита от междуфазных замыканий. В связи с этим при к. з. на землю защита блокируется (автоматически выводится из дей-

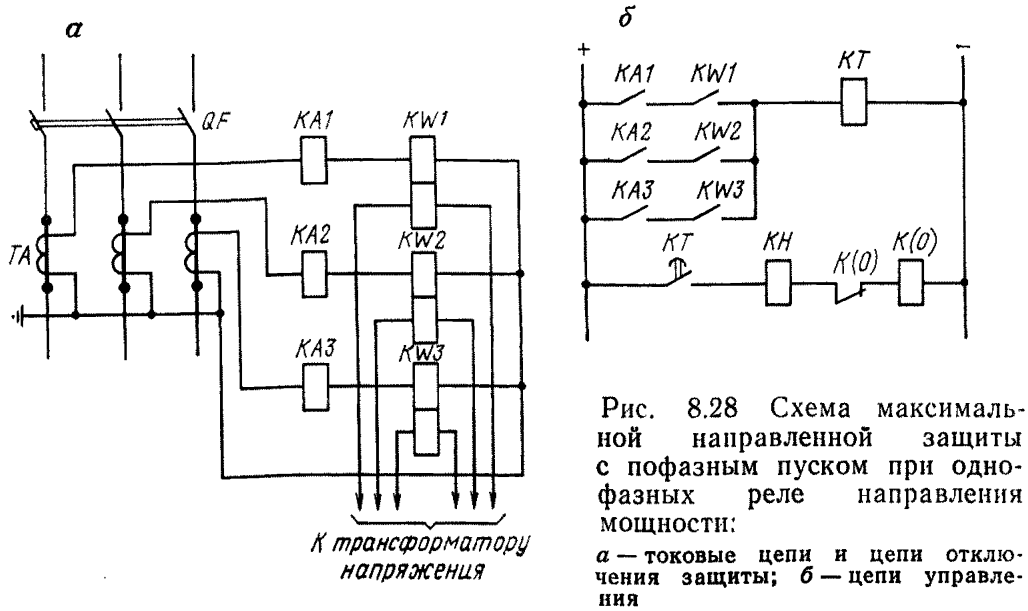


Рис. 8.28 Схема максимальной направленной защиты с пофазным пуском при однофазных реле направления мощности:

а — токовые цепи и цепи отключения защиты; *б* — цепи управления

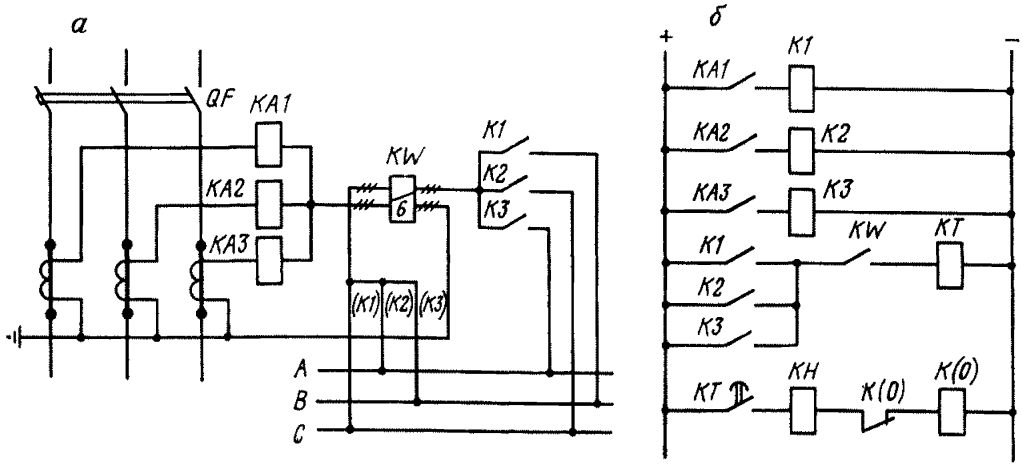


Рис. 8.29. Схема максимальной направленной защиты с пофазным пуском при трехфазном реле направления мощности:

а — токовые цепи; *б* — цепи управления

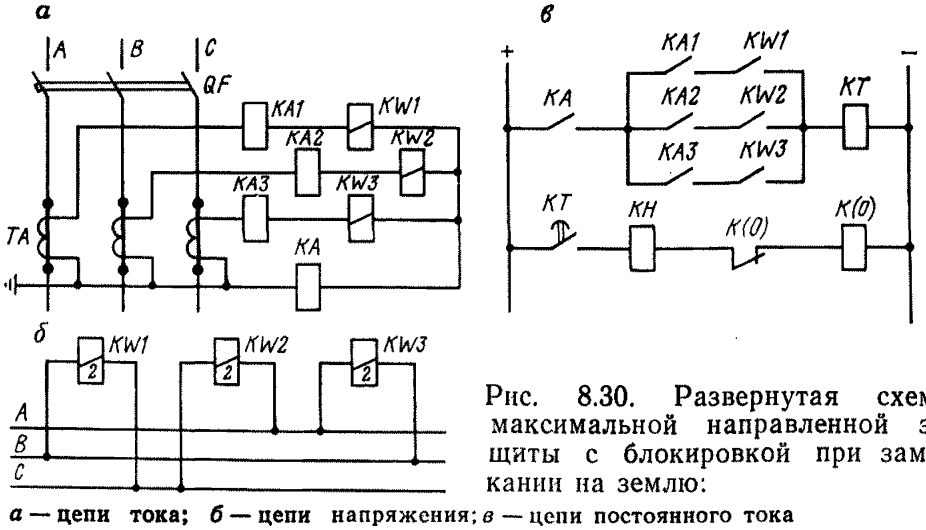
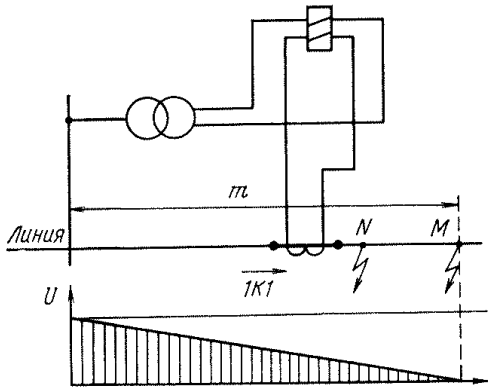


Рис. 8.30. Развернутая схема максимальной направленной защиты с блокировкой при замыкании на землю:

а — цепи тока; *б* — цепи напряжения; *в* — цепи постоянного тока

Рис. 8.31. Мертвая зона реле направления мощности



ствия) посредством токового реле *КА*, которое включается в нулевой провод (рис. 8.30) трансформаторов тока, соединенных в звезду, и при замыканиях на землю срабатывает и снимает «плюс» с защиты, лишая ее возможности действовать на отключение. Пофазный пуск в таких схемах сохраняется, но исключается из работы реле мощности неповрежденной фазы при двухфазных к. з. При наличии блокировки при замыканиях на землю ток срабатывания пусковых реле выбирают из условия отстройки от тока нагрузки, проходящего в неповрежденной фазе во время двухфазных к. з. Необходимость учета тока повреждения отпадает, и благодаря этому повышается чувствительность защиты и упрощается выбор тока срабатывания пусковых реле.

Участок линии при к. з., в пределах которого реле мощности не работает из-за того, что мощность на его зажимах оказывается меньше мощности срабатывания, называется мертвой зоной.

Для характеристики чувствительности защиты важно знать протяженность m мертвой зоны. Размер мертвой зоны определяют для металлического трехфазного к. з. на ее границе в точке M (рис. 8.31), где мощность на защитах реле $S_{р=}S_{ср}$. Зная величину мощности срабатывания реле $S_{ср}$ и вычислив ток реле $I_р$, можно определить наименьшее значение $U_р$, необходимое для срабатывания реле, т. е. найти $U_{ср}$ при заданном $S_{ср}$ и вычисленном $I_р$. По найденному $U_{ср}$ находят расстояние m. Мертвая зона — недостаток защиты, но, как показывает опыт эксплуатации, в случае применения чувствительных реле их отказ из-за мертвой зоны крайне редок вследствие малого значения m.

Токовые направленные отсечки. Токовые направленные отсечки основаны на том же принципе, что и токовые ненаправленные отсечки. Реле направления мощности в схеме отсечки не позволяют ей действовать при мощности к. з., направленной к шинам. Следовательно, отстройка тока срабатывания направленной отсечки ведется только от токов к. з., направленных от шин подстанции. В этом заключается принципиальное отличие направленной отсечки от ненаправленной.

Направленную отсечку применяют в сети с двусторонним питанием, когда токовая отсечка оказывается слишком грубой из-за необходимости отстройки ее от тока к. з., притекающего с противоположного конца защищаемой линии к шинам подстанции, где установлена отсечка. Ток срабатывания у направленной отсечки меньше, чем у ненаправленной, по-

этому зона ее действия больше, чем у ненаправленной. Кроме того, из-за наличия мертвой зоны у реле мощности направленная отсечка должна применяться только в тех случаях, когда ненаправленная не удовлетворяет условию чувствительности. Схема мгновенной направленной отсечки отличается от схемы направленных токовых защит (см. рис. 8.18) только отсутствием реле времени.

Направленные отсечки выполняют мгновенными и с выдержкой времени. Выбор тока срабатывания производится, как и у простой токовой отсечки, но отличается тем, что направленную отсечку не требуется отстраивать от токов к. з. за шинами данной подстанции, так как мощность в этом случае направлена к шинам, и отсечка блокируется реле мощности. Направленные отсечки реагируют на токи качаний, от которых их следует отстраивать или снабжать блокировкой от качаний, если отстройка вызывает недопустимое загрубление отсечки.

В ряде случаев оказывается возможным применять трехступенчатые направленные защиты, состоящие из мгновенной отсечки, отсечки с выдержкой времени и чувствительной токовой защиты. Применение ступенчатой токовой направленной защиты рекомендуется во всех случаях, когда она удовлетворяет требованиям чувствительности и быстродействия.

При проверке токовых цепей реле направленного действия требуется знать взаимное расположение токов и напряжений, подводимых к обмоткам проверяемого реле. Это условие определяет следующие особенности снятия векторных диаграмм при проверке правильности включения реле направленного действия.

Диаграмму токов необходимо снимать на те же напряжения, что подведены к проверяемой защите. Перед снятием диаграммы следует убедиться, что напряжения симметричны и имеют определенное чередование фаз (*ABC*), а также необходимо знать направление мощности в первичной цепи (см. разд. 3), где установлено проверяемое реле.

Направление мощности в первичной цепи определяют по показаниям щитовых приборов. Точное направление мощности в первичной сети не может быть определено при применяемой схеме коммутации: требуется создание режима одностороннего питания, при котором активная мощность всегда будет направлена от линии к нагрузке. То же можно сказать о направлении реактивной мощности, если только на приемной подстанции нет источников реактивной мощности. В случае наличия таких источников реактивная мощность может быть направлена от шин приемной подстанции. При построении и анализе векторных диаграмм следует иметь в виду, что протяженные воздушные линии напряжением 220 кВ и более и кабельные линии сами являются источниками реактивной мощности, направленной к шинам подстанции.

Правильность подключения токовых цепей реле направленного действия проверяют путем сопоставления векторов вторичных токов, определенных при снятии векторной диаграммы, с векторами первичных токов, положение которых определяется по направлению мощности в первичной сети. Если вектор вторичного тока совпадает с вектором первичного (рис. 8.32, *а*), значит трансформаторы тока соединены прямой полярностью. Если векторы не совпадают, трансформаторы тока соединены обратной полярностью (рис. 8.32, *б*).

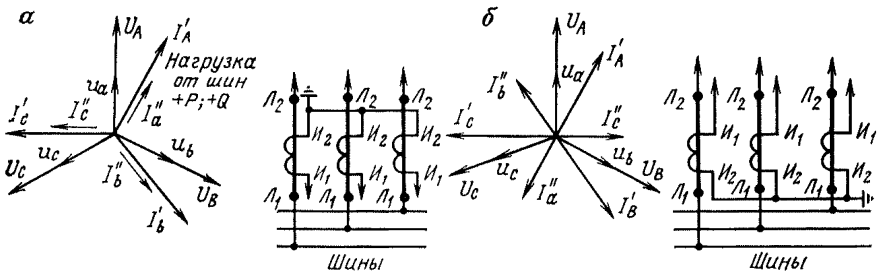


Рис. 8.32. Векторные диаграммы токов и схемы включения трансформаторов тока прямой (*а*) и обратной (*б*) полярности

Проверка правильности включения реле направления мощности. Перед включением защиты в работу требуется произвести окончательную проверку правильности включения реле направления мощности током нагрузки и рабочим напряжением в следующем порядке:

проверить исправность и правильность подключения цепей напряжения, подаваемых на защиту и используемых для снятия векторных диаграмм;

снять векторную диаграмму токов, проверить исправность токовых цепей и правильность подключения их к зажимам панели;

построить на векторной диаграмме линию изменения знака вращающего момента, определить на диаграмме «зону работы» и «зону заклинивания», которые должно иметь проверяемое реле;

имитируя аварийные условия, провести наблюдение за поведением реле направления мощности.

Наблюдение за поведением реле производят одновременно или сразу же после снятия векторной диаграммы, чтобы не успели измениться величина и (главное) направление тока нагрузки.

Два первых этапа — проверка цепей напряжения и токовых цепей — рассмотрены выше. Их выполняют для всех реле направления мощности. Остальные этапы проверки описаны ниже.

В качестве примера рассмотрим проверку реле мощности РБМ-171 (или ИБМ-171), включенного по 90°-схеме на ток фазы A (I_A) и междуфазное напряжение других фаз (U_{BC}).

При анализе правильности включения реле будем рассматривать векторы первичных токов и напряжений, считая условно, что реле направления мощности включено в первичную сеть непосредственно, без измерительных трансформаторов тока и напряжения. Это позволяет косвенным путем проверить правильность монтажа защиты, выполненного с учетом схем соединения и полярностей обмоток трансформаторов тока и напряжения, а также с учетом полярности обмоток реле.

Следует помнить, что проверка правильности включения реле направления мощности током нагрузки и рабочим напряжением возможна только при точно известном направлении мощности в первичной сети.

После построения векторов первичных токов, положение которых определяется на основании известного направления активной и реактивной мощностей в первичной сети и уточняется при снятии векторной

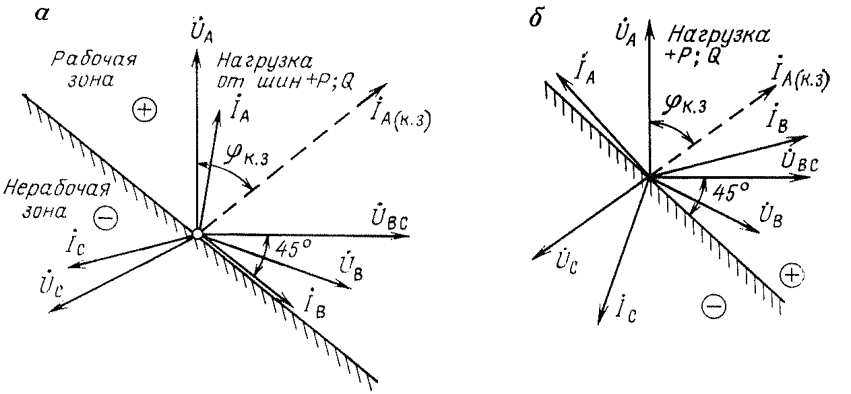


Рис. 8.33. Векторные диаграммы проверки правильности включения реле направления мощности РБМ-171 при подаче в реле фазы *A* (*а*) и *B* (*б*)

диаграммы, приступают к третьему этапу проверки. На диаграмме строят линию изменения знака вращающего момента и определяют «зону работы», чтобы правильно действовать при повреждениях в первичной сети. Построить линию изменения знака момента и определить «зону работы» можно и предварительно, перед началом проверки.

На рис. 8.33 показана линия изменения знака вращающего момента реле РБМ-171, включенного по 90°-схеме на ток $\dot{I}_A$ и напряжение $\dot{U}_{BC}$ и имеющего характеристику $M_{BP}=kU_{BC}I_A\cos(\varphi_р+45°)$, согласно которой линия изменения знака момента расположена под углом 45° относительно вектора напряжения $\dot{U}_{BC}$.

Построение производят следующим образом. Сначала строят вектор первичного напряжения $\dot{U}_{BC}$. Затем строят линию изменения знака момента относительно вектора $\dot{U}_{BC}$, для чего на угловой характеристике проверяемого реле наносят углы, при которых величина вращающего момента станет равной нулю.

При трехфазном к. з. на защищаемой линии первичный ток фазы *A*, на который реагирует реле направления мощности I_A (к. з.), будет направлен, как показано на рис. 8.33,*а* пунктирной линией. Ток I_A (к. з.) отстает от фазного напряжения U_A на угол $\varphi_{к.з}$, величина которого определяется соотношениями активного и реактивного сопротивлений защищаемой линии.

Так как при коротких замыканиях на защищаемой линии реле должно срабатывать и давать возможность защите подействовать на отключение, зона, в которую попадает вектор тока $\dot{I}_{A(к.з.)}$, и должна быть «зоной работы» реле.

Чтобы убедиться, что реле направления мощности будет правильно работать при любом к. з., достаточно проверить его действие при одном каком-нибудь виде повреждения. Обычно реле направления мощности защит от междуфазных к. з. проверяют в условиях, аналогичных трехфазному к. з.

Поскольку векторная диаграмма токов при симметричном трехфазном к. з. принципиально не отличается от нормального нагрузочного режима, никаких переключений в цепях тока и напряжения при проверке производить не нужно. Подавая на реле направления мощности ток нагрузки и рабочее напряжение, наблюдают за его поведением. Если при этом реле направления мощности срабатывает и переключает контакты, а вектор первичного тока нагрузки, подводимого к обмотке реле $\dot{I}_A$, попадает в «зону работы», значит реле включено правильно. Реле направления мощности также включено правильно, если оно не срабатывает и не переключает контакты, когда вектор тока нагрузки $\dot{I}_A$ попадает в «зону заклинивания».

Нагрузка на линии, защита которой проверяется, может оказаться такой, что вектор тока $\dot{I}_A$, подводимого к реле, расположится вблизи линии нулевых моментов, в пределах $\pm 20°$ от нее (рис. 8.33, *б*). При такой нагрузке подвижная система реле находится в безразличном состоянии. Чтобы в этих условиях проверить реле, достаточно подать в него ток другой фазы. Из диаграммы видно, что при подведении к реле тока I_B оно должно четко сработать. Очевидно, аналогичные результаты можно получить, если, не изменяя фазы тока, подводимого к токовой обмотке реле, подать на его обмотку другое напряжение, например U_{AC} вместо U_{BC}.

При проверке трехфазного реле направления мощности, которое имеет три элемента, воздействующих на общую подвижную систему, необходимо убедиться, что реле правильно действует при подаче тока и напряжения к обмоткам каждого элемента поочередно.

Если при проверке реле направления мощности будет установлено, что оно включено неправильно, то достаточно будет в любом месте изменить полярность тока или напряжения, подводимого к реле. Например, поменять местами два конца, подходящих к обмотке тока или к обмотке напряжения. Однако для того, чтобы включение реле полностью соответствовало монтажной схеме, нужно найти место, где была допущена ошибка (полярность включения трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, обмоток реле и т. д.), и устранить ее.

После изменений, произведенных в схеме, необходимо вторично проверить правильность включения реле.

8.4. СЛОЖНЫЕ ЗАЩИТЫ

8.4.1. Дифференциальная защита кабельных линий

На линиях небольшой длины, где токи к. з. в начале и в конце линии существенно не отличаются, токовые отсечки мгновенного действия неприемлемы, так как зона действия их охватывает только часть защищаемой линии. Это следует из условия устойчивости системы, где требуется обеспечить отключение к. з. в пределах всей защищаемой линии без выдержки времени ($t=0$).

В этих случаях используется дифференциальная защита, которая обеспечивает мгновенное отключение к. з. в любой точке защищаемого участка

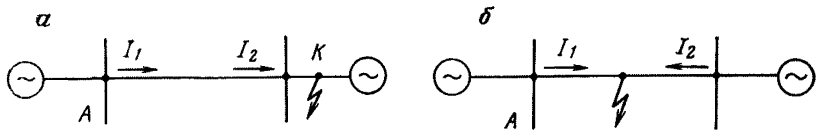


Рис. 8.34. Токи по концам линии, защищаемой продольной дифференциальной защитой, при внешних к. з. (*а*) и к. з. на защищаемом участке (*б*)

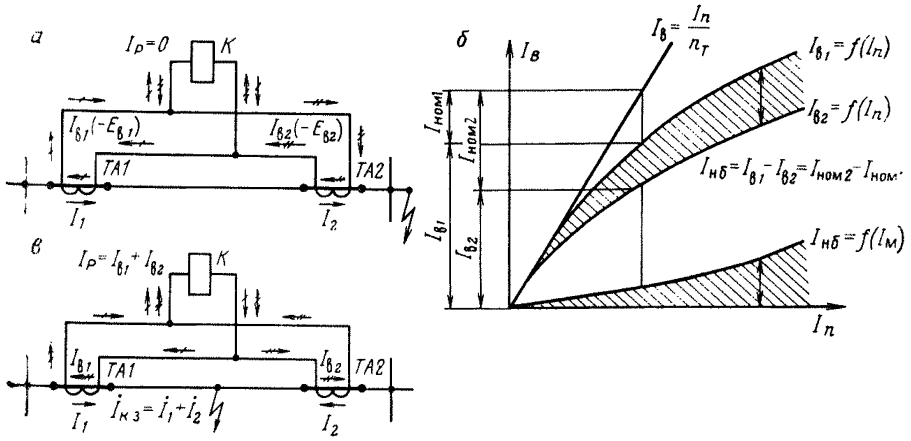


Рис. 8.35. Принцип действия дифференциальной защиты в схеме с циркулирующими токами:
а — токораспределение при к. з. вне защищаемой линии; *б* — токи небаланса; *в* — токораспределение при к. з. на защищаемой линии

и обладает селективностью при к. з. за пределами защищаемой линии (внешние к. з.).

Существует два вида дифференциальных защит — продольная и поперечная. Продольная служит для защиты одинарных и параллельных линий, поперечная — только для параллельных линий.

Принцип действия продольной дифференциальной защиты основан на сравнении величины и фазы токов в начале и конце защищаемой линии. При внешнем к. з. токи I_1 и I_2 (рис. 8.34) на концах линии направлены в одну сторону и равны по величине, а при к. з. на защищаемом участке линии — в разные стороны и, как правило, не равны друг другу. Следовательно, сопоставляя величину и фазу токов I_1 и I_2, можно определить, где возникло к. з.— на линии или за ее пределами. Это сравнение осуществляется в реагирующем органе — реле дифференциальной защиты.

Применяют две принципиально различные схемы соединений трансформаторов тока и реле: дифференциальной защиты с циркулирующими токами и дифференциальной защиты с уравновешенными напряжениями.

В схеме с циркулирующими токами (рис. 8.35) вторичные обмотки трансформаторов тока соединены таким образом, чтобы при внешнем к. з. их э. д. с. были направлены последовательно, а токи в соединительных проводах имели одинаковое направление. Дифференциальное реле включается параллельно вторичным обмоткам трансформаторов тока.

В нормальном режиме, а также при к. з. вне защищаемой линии (см. рис. 8.35, *а*) первичные токи I_1 и I_2 в начале и конце линии равны по величине и направлены в одну сторону. Вторичные токи $I_{в1}$ и $I_{в2}$ каждого трансформатора тока замыкаются через обмотку K. Ток в реле K равен геометрической разности вторичных токов:

$$\dot{I}_р = \dot{I}_{в1} - \dot{I}_{в2}. \tag{8.12}$$

Выражая вторичные токи через первичные, имеем:

$$I_р = \frac{I_2}{n_{т1}} - \frac{I_2}{n_{т2}}. \tag{8.13}$$

При равенстве коэффициентов трансформации $n_{т1}=n_{т2}=n$ и отсутствии погрешностей в работе трансформаторов тока $I_{в1}=I_{в2}$ вторичные токи, поступающие в обмотку реле, балансируются, ток $I_р=0$ и реле не работает. То же происходит и при качаниях. Таким образом, в идеальных условиях дифференциальная защита не должна реагировать на внешние к. з., токи нагрузки и качания. В действительности трансформаторы тока работают с погрешностью, вследствие чего вторичные токи имеют некоторое различие по величине и фазе. В реле появляется ток небаланса (см. рис. 8.35, *б*):

$$I_{нб} = I_{в1} - I_{в2}. \tag{8.14}$$

Для исключения неселективной работы защиты при внешнем к. з. ток срабатывания дифференциальной защиты должен превышать максимальное значение тока небаланса: $I_{с.з} > I_{нб.max}$.

При к. з. на защищаемой линии (рис. 8.35, *в*) первичные токи I_1 и I_2 направлены от шин подстанции в линию, к месту к. з. В этом случае в обмотке реле K проходит ток, равный сумме токов:

$$I_р = I_{в1} + I_{в2} = \frac{I_1}{n} + \frac{I_2}{n} = \frac{I_{к.з}}{n}, \tag{8.15}$$

где $I_{к.з}$ — полный ток к. з., равный сумме токов (I_1+I_2), притекающих к месту повреждения. Под влиянием тока защита срабатывает.

Таким образом, дифференциальная защита реагирует на полный ток к. з. в месте повреждения, поэтому в сети с двусторонним питанием она обладает большей чувствительностью, чем токовые защиты, реагирующие на ток, проходящий только по одному концу линии.

В схеме дифференциальной защиты с уравновешенным напряжением (рис. 8.36) вторичные обмотки трансформаторов тока соединяются так, чтобы при внешнем к. з. их э. д. с. были направлены встречно, а реле включено последовательно в цепь ТТ.

При внешних к. з. и при прохождении токов нагрузки вторичные э. д. с. трансформаторов тока равны и совпадают по фазе $(E_{в1}=E_{в2})$, поскольку $I_1=I_2$, а $n_{т1}=n_{т2}$, то следует, что ток в реле

$$I_к = \frac{E_{в1} - E_{в2}}{Z} = 0, \tag{8.16}$$

где Z — полное сопротивление контура трансформаторы тока — реле.

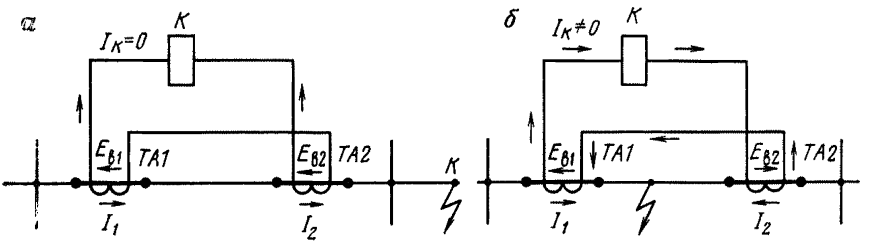


Рис. 8.36. Схема дифференциальной защиты с уравновешенным напряжением при внешнем к. з. *(а)* и при к. з. на защищаемой линии *(б)*

Погрешности трансформаторов тока нарушают баланс вторичных э. д. с. и вызывают появление э. д. с. небаланса $E_{нб}=E_{в1}-E_{в2}$. Под действием $E_{нб}$ в реле возникает ток небаланса $I_{нб}$. Как в схеме с циркулирующими токами, для обеспечения селективности защиты при внешних к. з. ток срабатывания реле должен превышать ток небаланса.

При к. з. в зоне защиты (рис. 8.36, *б*) вторичные э. д. с. $E_{в1}$ и $E_{в2}$ складываются и вызывают в реле ток $I_к$, под действием которого оно срабатывает.

Токи небаланса в продольной дифференциальной защите.

Выразив вторичные токи через первичные с учетом погрешностей трансформаторов тока, имеем

$$I_{нб}=\left(\frac{I_1}{n_T}-I_{1нам}\right)-\left(\frac{I_2}{n_т}-I_{2нам}\right), \qquad (8.17)$$

где $I_{1нам}$, $I_{2нам}$ — токи намагничивания, отнесенные ко вторичным обмоткам ТТ.

Так как при внешнем к. з. $I_1=I_2$, то $I_{нб}=I_{2нам}-I_{1нам}$ и для уменьшения тока небаланса необходимо выравнивать токи $I_{1нам}$ и $I_{2нам}$ (рис. 8.37) по величине и фазе. Тогда их разность будет минимальной.

Ток намагничивания зависит от магнитной индукции B или от вторичной э. д. с. $E_в$ трансформаторов тока, поскольку B и $E_в$ пропорциональны.

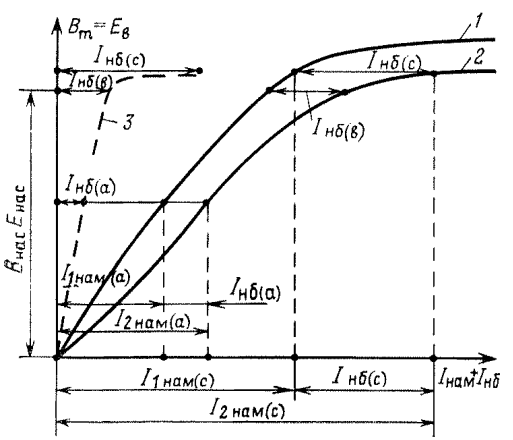


Рис. 8.37. Сравнительная характеристика токов намагничивания двух трансформаторов тока: — — — — результирующий ток небаланса

Из характеристик *1*, *2* и *3*, показанных на рис. 8.37, следует, что ток небаланса будет равен нулю при полной идентичности характеристик намагничивания *1* и *2* двух *ТТ* и равенстве вторичных э. д. с. Выполнить эти требования абсолютно точно на практике не удается, и поэтому ток небаланса всегда имеется. Он возрастает с увеличением магнитной индукции B, которая, в свою очередь, повышается при увеличении первичного тока $I_{к.з}$ и вторичной нагрузки $I_в$.

Особенно значительно растет $I_{нб}$ при насыщении трансформаторов тока, так как при этом резко усиливается различие в токах намагничивания *ТТ*. Поэтому, помимо обеспечения наибольшей идентичности характеристик намагничивания, стремятся к тому, чтобы при максимальном токе внешнего к. з. сердечники трансформаторов тока не насыщались. Для выполнения этого условия используются следующие пути:

1. Применяются трансформаторы тока, насыщающиеся при возможно больших кратностях тока к. з. и вторичной нагрузке. Этому требованию наилучшим образом удовлетворяют трансформаторы тока класса Д, специально изготовленные для дифференциальных защит.

2. Принимают меры по ограничению величины вторичной э. д. с. $E_в$, от которой зависит магнитная индукция B. Для исключения насыщения необходимо, чтобы $E_в < E_{нас}$. Так как

$$E_в = I_в(Z_в + Z_{нагр}) = \frac{I_{к.з}}{n_т}(Z_в + Z_{нагр}), \qquad (8.18)$$

где $E_в$, $I_в$, $Z_в$ — соответственно э. д. с. (В), ток (А) и сопротивление (Ом) вторичной обмотки трансформатора; $Z_{нагр}$ — сопротивление нагрузки трансформатора (Ом), то для ограничения $E_в$ необходимо при заданных $I_{к.з}$ и $Z_в$ уменьшать нагрузку $Z_{нагр}$ трансформаторов тока и увеличивать их коэффициент трансформации $n_т$.

Кроме того, для выравнивания токов $I_{1нам}$ и $I_{2нам}$ необходимо выравнивать нагрузку вторичных обмоток трансформаторов тока, т. е. обеспечивать условие $Z_{1нагр} = Z_{2нагр}$.

В схеме с циркулирующими токами нагрузку каждого трансформатора тока составляет сопротивление соединительных проводов от трансформаторов тока до места включения реле. Сопротивление реле не учитывается. Сопротивление нагрузок $Z_{1\,нагр}$ и $Z_{2\,нагр}$, при которых трансформаторы тока работают в прямолинейной части характеристики намагничивания, выбираются по кривым 10 %-ной погрешности трансформаторов тока.

Токи намагничивания и токи небаланса резко возрастают в первый момент к. з., когда ток к. з. состоит из периодической $I_п$ и апериодической $I_а$ составляющих (рис. 8.38). Каждая составляющая, протекающая по первичной обмотке *ТТ*, делится на две части. Одна из них трансформируется во вторичную обмотку, а вторая идет на намагничивание сердечника, образуя ток $I_{нам}$, что наглядно иллюстрируется с помощью схемы замещения *ТТ* (рис. 8.39).

Скорость изменения апериодической составляющей $I_а = -I'_m e^{-t/T_1}$ (см. рис. 8.38) значительно меньше скорости изменения периодической составляющей $I_п = I'_m \cos\omega t$. Поэтому ток $I_а$ плохо трансформируется во вторичную цепь и большая его часть $I_{а.нам}$ идет на намагничивание сердеч-

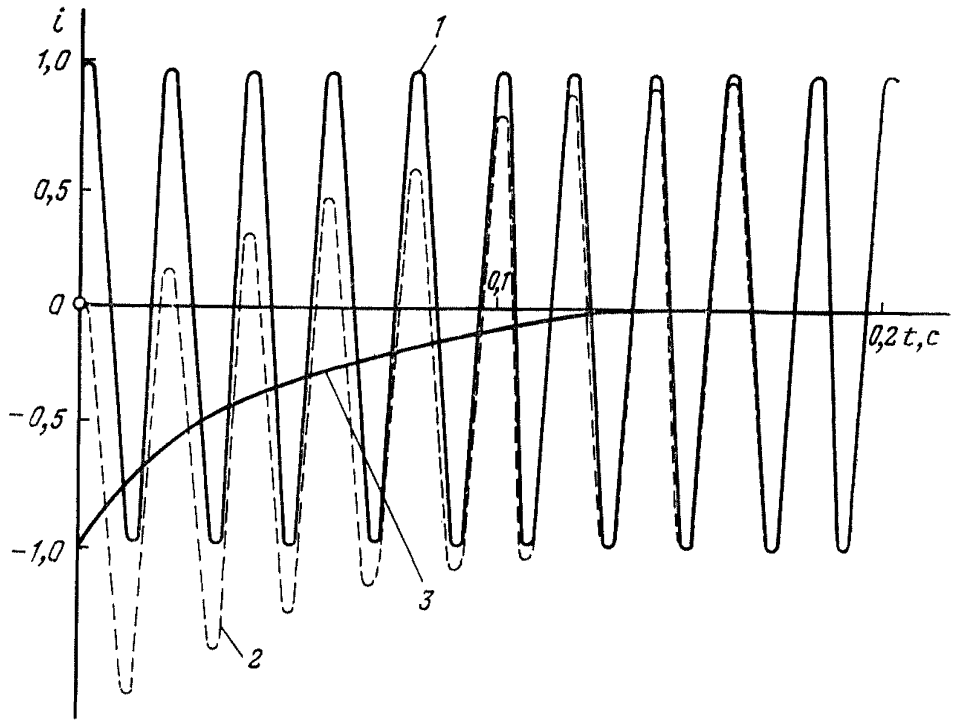


Рис. 8.38. Периодическая и апериодическая составляющие тока к. з. в начальный момент к. з.:
$1 - I_{\text{п}} = I'_m \cos \omega t$; $2 - I' = I'_m\ (\cos \omega t - e^{-t/T_a})$; $3 - I_{\text{а}} = -I'_m e^{-t/T_1}$

ника. В результате этого ТТ насыщается, что ухудшает трансформацию периодической составляющей и повышает долю этого тока $I_{\text{п. нам}}$, идущего на намагничивание. Таким образом, подмагничивающее действие апериодической составляющей резко увеличивает намагничивающие токи и токи небаланса в переходном режиме к. з.

Существенное влияние на увеличение тока небаланса оказывает также остаточное намагничивание сердечников ТТ.

Трансформатор тока остается в намагниченном состоянии, если проходящий через него ток прерывается в тот момент, когда он и создаваемый им магнитный поток не равны нулю. В этом случае в сердечнике транс-

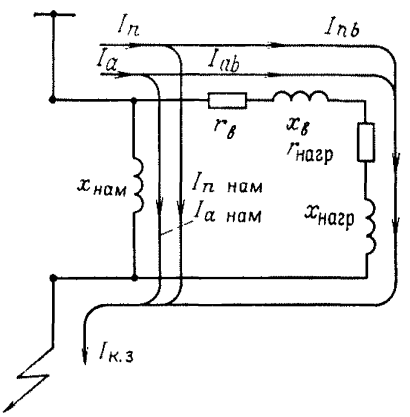
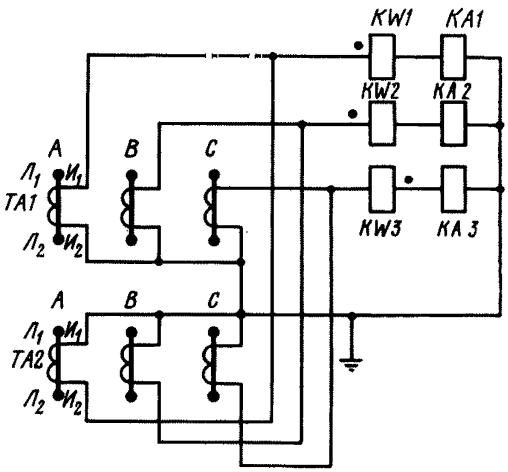


Рис. 8.39. Схема замещения трансформатора тока и распределение периодической и апериодической составляющих тока к. з. между ветвями намагничивания и вторичной обмотки

Рис. 8.40. Схема поперечной направленной дифференциальной защиты



форматора тока остается магнитный поток, который был в нем в момент отключения тока. Если при последующем к. з. остаточный поток $\Phi_{ост}$ совпадает по знаку с магнитным потоком, обусловленным током к. з. (особенно по периодической составляющей), то результирующий поток, равный их сумме, может достигнуть весьма большой величины и вызвать насыщение магнитопровода. Вследствие этого резко возрастет ток намагничивания и увеличится ток небаланса. Поэтому при разработке мер по предупреждению ложного действия дифференциальных защит от токов небаланса необходимо принимать во внимание влияние остаточного намагничивания.

Поперечная дифференциальная защита линий. Поперечные дифференциальные направленные защиты применяют как основные защиты двух параллельных линий 35—220 кВ с односторонним питанием и линий 35—110 кВ с двусторонним питанием. Защиты осуществляют выбор и отключение поврежденной линии, оставляя в работе неповрежденную линию. Выбор поврежденной линии осуществляется избирателями — реле направления мощности двустороннего действия серии РБМ-270. Реле РБМ-271 в защитах от междуфазных к. з. включается на фазный ток и междуфазное напряжение по 90° схеме, а реле РБМ-273 от замыканий на землю включается на ток и напряжение нулевой последовательности. Для выполнения защиты на линиях устанавливают ТТ с одинаковыми коэффициентами трансформации и соединяют их на разность токов (рис. 8.40). Нуль звезды *ТА1* собирают на выводах *И2* и выводят фазные провода с *И1*. На *ТА2* нуль звезды собирают на выводах *И1* и выводят фазные провода с *И2*. Токовые цепи одноименных фаз выводят на соседние выводы ряда зажимов панели, где их соединяют перемычками, устанавливаемыми на внутренней стороне ряда зажимов. Параллельно соединенным обмоткам ТТ включаются последовательно соединенные обмотки реле направления мощности (избиратели) и токового реле (пусковые органы), через которые циркулируют вторичные токи трансформаторов тока обеих линий.

Как правило, поперечные дифференциальные защиты линии выполняются с использованием комплектных устройств: защиты КЗ-6 (см. рис. 7.45) для выполнения поперечной дифференциальной токовой

направленной защиты при междуфазных к. з. и защиты КЗ-7 (см. рис. 7.46) для выполнения поперечной дифференциальной токовой направленной защиты при замыканиях на землю. Выполнение защиты при использовании отдельных реле, монтируемых на панели, в основном аналогично рассмотренной схеме с комплектами КЗ-6 и КЗ-7.

Ревизию и наладку реле направления мощности производить в соответствии с указаниями 7.10, учитывая приведенные ниже рекомендации. Для оценки состояния подвижной системы реле регулировочными кольцами полностью ослабить противодействующие пружины и отвести поводки от штифта, предварительно отметив заводское положение регулировочных колец. При этом подвижные контакты должны оставаться в нейтральном (среднем) положении. Если подвижные контакты отклоняются от среднего положения, необходимо установить их рабочее положение, изменяя натяжение токопроводящих пружин. У реле серии РБМ-270 с двусторонними контактами нельзя отклонять подвижные контакты от среднего положения на угол более 20°, чтобы не повредить токопроводящие пружины. Качания подвижной системы можно проверить, не снимая неподвижных контактов, а только развернув их на контактной панели. Подвижная система при отклонении ее на угол 15—20° совершает до остановки три — пять полных колебаний.

У реле направления мощности защиты от междуфазного к. з. необходимо устранить самоход от напряжения до 110 В при разомкнутых токовых цепях. Самоход от тока при закороченных цепях напряжений проверяют до тока срабатывания пускового органа, так как при к. з. «за спиной» через реле проходит только ток небаланса. Если от тока при полностью ослабленных пружинах подвижные контакты поворачиваются на некоторый угол, следует проверить поведение реле при заводской затяжке пружин, при которой реле от самохода по напряжению до значения тока срабатывания пускового органа не должны замыкать контакты.

У реле направления мощности защиты от замыканий на землю необходимо устранить самоход по току до тока срабатывания пускового органа при закороченных цепях напряжения. Самоход от напряжения для реле защиты от замыкания на землю не имеет значения, поэтому достаточно только зафиксировать поведение реле от напряжения, а самоход не устранять.

Зона работы и угол максимальной чувствительности $\varphi_{м.ч}$ реле, как правило, определяются только для правой пары контактов, для левой пары контактов зона и $\varphi_{м.ч}$ изменяются на 180°. Мощность срабатывания реле (чувствительность) проверяется при срабатывании реле в обе стороны для каждой пары контактов и регулируется затяжкой пружин. При этом следует добиваться одинаковой чувствительности реле при замыкании контактов в обе стороны.

Проверка защиты на сброс обратной мощности не производится.

Проверку поперечной дифференциальной защиты двух параллельных линий током нагрузки от постороннего источника однофазного тока проводят пофазно (рис. 8.41). При этом ток, проходящий в обмотке реле, должен быть в два раза больше тока, проходящего в каждом плече защиты.

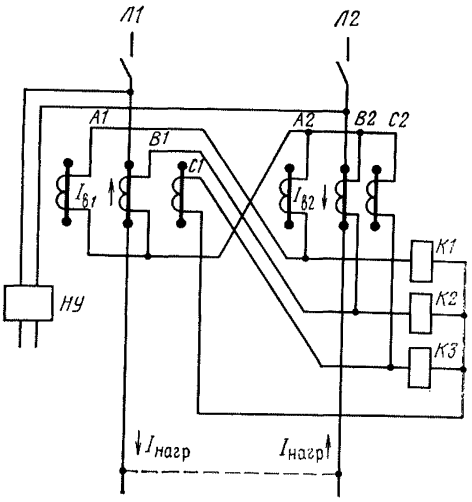


Рис. 8.41. Схема проверки поперечной дифференциальной защиты двух параллельных линий током нагрузки от постороннего источника однофазного тока

При проверке защиты включением линии под нагрузку (при этом обязательно включается резервная защита, а дифференциальная защита выводится из действия) измеряется ток небаланса в реле, который практически должен быть равен нулю.

При проверке направленной поперечной дифференциальной защиты двух параллельных линий определение правильности соединения схемы защиты производится так же, как и для реле направления мощности, включенных на полные токи и напряжения.

Имитация аварийных условий осуществляется поочередно подачей тока нагрузки на каждую из параллельных линий. Так как схемы направленных дифференциальных защит параллельных линий выполняются преимущественно на реле направления мощности двустороннего действия (серии РБМ-270), при анализе правильности включения реле их действие проверяют пофазно. При правильном включении реле их подвижные системы от действия каждого из фазных токов одной линии должны отклоняться в одну и ту же сторону.

При подаче на реле поочередно токов, одноименных для первой и второй линий, подвижные системы реле должны отклоняться в разные стороны.

Построение векторной диаграммы изменения знака вращающего момента для реле направления мощности, а также анализ правильности включения реле производятся так же, как для реле направления мощности защит от междуфазных и однофазных коротких замыканий. Отличие состоит в том, что в данном случае при анализе правильности включения реле направления мощности поперечной дифференциальной защиты строятся векторы вторичных токов обеих линий. В связи с тем, что токовая обмотка реле направления мощности в схеме поперечной дифференциальной защиты включена на разность токов двух параллельных линий, вектор вторичного тока нагрузки одной из линий должен совпадать с вектором первичного тока, а вектор вторичного тока другой линии — находиться в противофазе с вектором первичного тока.

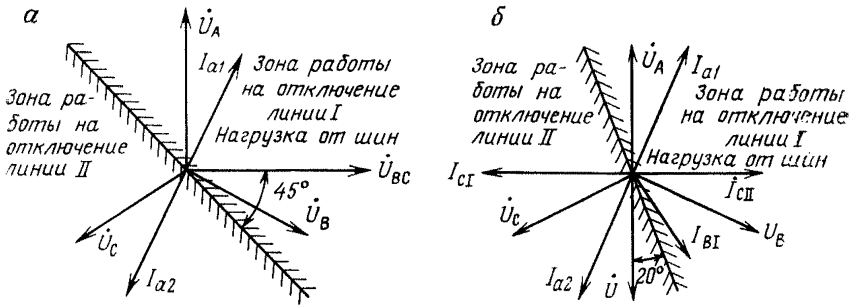


Рис. 8.42. Диаграмма проверки под нагрузкой правильности включения реле направления мощности поперечной направленной дифференциальной защиты:

а — реле РБМ-271 в фазе А; *б* — реле РБМ-278 при однофазном к. з. в фазе *А*

На рис. 8.42 показана диаграмма проверки под нагрузкой правильности включения реле направления мощности двустороннего действия в схеме направленной поперечной дифференциальной защиты.

Если при направлении активной и реактивной мощностей от шин реле, включенное на напряжение U_{AC} с током I_{a1}, отключает первую линию, а с током I_{a2} — вторую, то оно включено правильно. После проверки правильности включения реле восстанавливают все цепи тока и напряжения, еще раз проверяют токи небаланса в дифференциальных цепях и нулевом проводе. На обмотке напряжения РБМ-278 измеряют напряжение небаланса разомкнутого треугольника. После этого защиту вводят в работу.

8.4.2. Дифференциальная защита силовых трансформаторов

Для защиты трансформаторов от к. з. между фазами, на землю и от замыканий витков одной фазы широкое распространение получила дифференциальная защита. Принцип действия дифференциальной защиты трансформаторов аналогичен принципу действия продольной дифференциальной защиты линии, т. е. она не реагирует на повреждения за трансформаторами тока (рис. 8.43, *а*) и действует на повреждения внутри силового трансформатора (см. рис. 8.43, *б*). Чтобы дифференциальная защита не работала при нагрузке и внешних к. з., требуется уравновесить вторичные токи в плечах защиты, добиваясь отсутствия тока в реле.

Токи разных обмоток трансформатора не равны по величине и в общем случае не совпадают по фазе. Угол сдвига фаз зависит от группы соединения обмоток трансформатора.

Компенсацию сдвига токов по фазе осуществляют соединением в треугольник вторичных обмоток трансформаторов тока, установленных на стороне звезды силового трансформатора (рис. 8.44). Трансформаторы тока, расположенные на стороне треугольника силового трансформатора, соединяются в звезду. На рис. 8.44 изображены векторные диаграммы токов в схеме дифференциальной защиты при нагрузке и внешних трехфазных к. з.

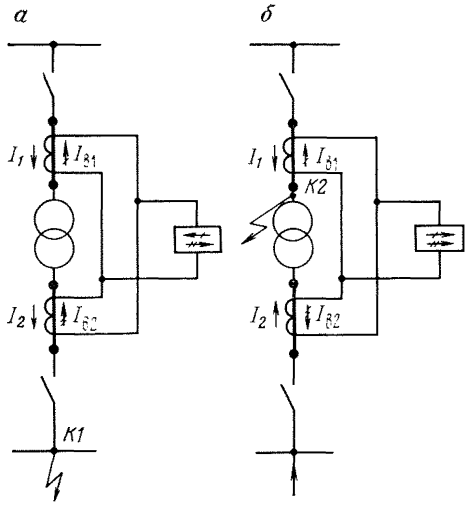


Рис. 8.43. Принцип действия дифференциальной защиты трансформатора:
а — внешнее к. з.; *б* — к. з. в трансформаторе

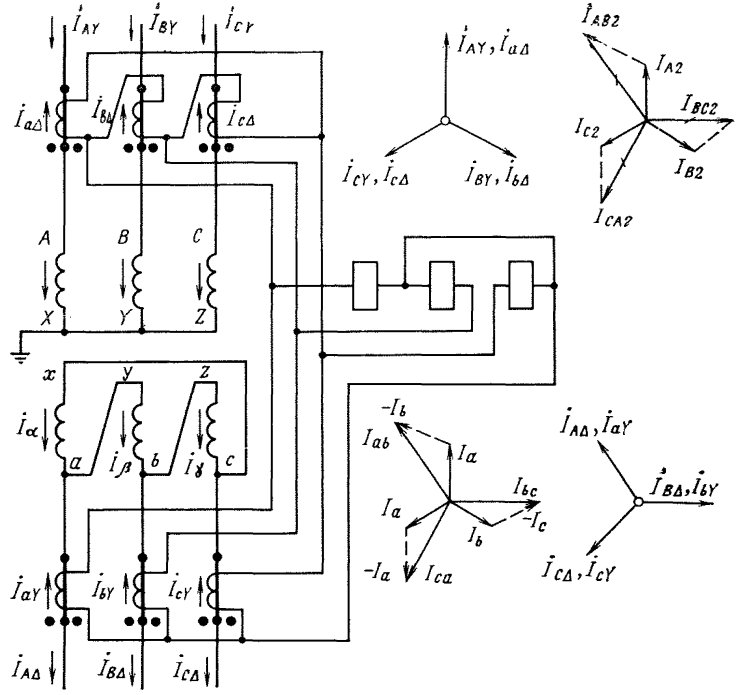


Рис. 8.44. Токораспределение и векторные диаграммы токов в схеме дифференциальной защиты при нагрузке и внешних трехфазных к. з.

Векторы первичных и вторичных токов в трансформаторах тока и силовом трансформаторе показаны на диаграмме совпадающими по фазе.

Из диаграммы следует, что линейные токи $I_{AB(2)}$, $I_{BC(2)}$, $I_{CA(2)}$ трансформаторов тока, соединенных в треугольник, сдвигаются относительно соответствующих фазных токов во вторичной и первичной обмотках трансформаторов тока на угол 30°. Токи $I_{ab(2)}$, $I_{bc(2)}$, $I_{ca(2)}$ в проводах трансформаторов тока, соединенных в звезду, совпадают по фазе со своими первичными токами и поэтому сдвинуты по отношению к первичному току звезды силового трансформатора так же, как и токи $I_{AB(2)}$, $I_{BC(2)}$, $I_{CA(2)}$, на угол 30°. В результате этого токи, поступающие в реле, совпадают по фазе. Соединение одной из групп трансформаторов тока в треугольник обеспечивает компенсацию сдвига фаз между вторичными и первичными токами силового трансформатора не только при симметричной нагрузке и трехфазных к. з., но и при любом несимметричном повреждении или нагрузочном режиме.

Компенсация неравенства первичных токов силовых трансформаторов достигается подбором коэффициента трансформации трансформаторов тока дифференциальной защиты и параметрами дифференциального реле (см. раздел 7).

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока n_{T1} и n_{T2} выбирают с таким расчетом, чтобы вторичные токи $I_{в1}$ и $I_{в2}$ в плечах защиты при нагрузке и внешнем к. з. были равны.

При соединении обмоток силового трансформатора *Y/Y* отношение первичных токов должно быть равно отношению коэффициентов трансформации.

При соединении обмоток по схеме *Y/Д* ток в плече, к которому питание подается от трансформаторов тока, включенных в треугольник или в звезду, равен соответственно

$$\frac{I_1}{n_{T1}}\sqrt{3} \quad \text{и} \quad \frac{I_2}{n_{T2}}.$$

Из равенства

$$\frac{I_1}{n_{T1}}\sqrt{3} = \frac{I_2}{n_{T2}}$$

следует

$$\frac{n_{T2}}{n_{T1}} = \frac{I_2}{I_1\sqrt{3}} = \frac{N}{\sqrt{3}}.$$

Задаваясь одним из коэффициентов трансформации трансформатора тока, можно найти расчетное значение второго. Найденный таким образом n_T, как правило, нестандартный, поэтому используют стандартные коэффициенты трансформации с ближайшим к расчетному значению. Компенсация оставшегося неравенства осуществляется с помощью дифференциального реле.

Компенсирующий трансформатор дифференциального реле состоит из трех первичных обмоток. Уравнительные обмотки $W_{урI}$ и $W_{урII}$ включаются в плечи защиты, а дифференциальная обмотка $W_д$ по дифферен-

циальной схеме на разность токов $I_{в1}$—$I_{в2}$. Вторичная обмотка W_2 питает исполнительное реле.

Число витков уравнительных обмоток подбирают так, чтобы геометрическая сумма намагничивающих сил всех трех обмоток в условиях сквозного тока была равна нулю:

$$I_{в1}W_{ур\ I} - I_{в2}W_{ур\ II} + (I_{в1} - I_{в2})\,W_д = 0. \qquad (8.19)$$

При выполнении этого условия ток в реле равен нулю.

Токи небаланса в дифференциальной защите трансформаторов зависят от погрешности трансформаторов тока, изменения коэффициента трансформации силового трансформатора при регулировании напряжения под нагрузкой, неполной компенсации неравенства вторичных токов в плечах защиты, наличия намагничивающих токов силового трансформатора.

Составляющая тока небаланса (см. 8.4.1.) $I_{нб.\,т.\,т}$ обусловлена наличием погрешностей трансформаторов тока, питающих защиту. Эта составляющая тока небаланса имеет наибольшую величину и является основной.

Составляющая $I_{нб.\,т.\,с}$ появляется при изменении коэффициента трансформации N силового трансформатора. Компенсация неравенства первичных токов, осуществляемая с помощью вспомогательного трансформатора, обеспечивается при определенных соотношениях токов обмоток силового трансформатора, определяемых коэффициентом трансформации N. При изменении коэффициента трансформации компенсация токов нарушается и в дифференциальном реле появляется ток небаланса $I_{нб.\,т.\,с}$. Обычно параметры компенсирующих устройств подбирают для среднего значения N. При отклонении от него на $\pm\Delta N$ появляется ток небаланса

$$I_{нб.\,т.\,с} = \frac{\Delta N\ \%}{100} I_{скв}, \qquad (8.20)$$

где $I_{скв}$ — сквозной ток к. з., протекающий через трансформатор.

Составляющая небаланса, возникающая при неточной компенсации неравенства токов плеч $I_{нб.\,комп}$, появляется в тех случаях, когда компенсирующие устройства не позволяют подобрать расчетные значения витков уравнительной обмотки или коэффициентов трансформации трансформаторов тока, необходимые для полной компенсации.

Составляющая, обусловленная наличием тока намагничивания $I_{нам}$ силового трансформатора, нарушает расчетное соотношение между первичным и вторичным токами силового трансформатора и вызывает ток небаланса $I_{нб.\,нам}=I_{нам}$ трансформатора. В режиме нагрузки и к. з. его обычно не учитывают из-за малой величины.

Таким образом, полный ток небаланса в дифференциальной защите трансформаторов при внешних к. з. определяется выражением

$$I_{нб} = I_{нб.\,т.\,т} + I_{нб.\,т.\,с} + I_{нб.\,комп}. \qquad (8.21)$$

Схемы дифференциальных защит на простых токовых реле трансформаторов с соединением *Y/Д* могут выполняться в двух вариантах: по полной трехфазной схеме (см. рис. 8.44) с тремя реле и упрощенной схеме в двухфазном исполнении на стороне треугольника силового трансформатора (рис. 8.45, *а*) с двумя или тремя реле.

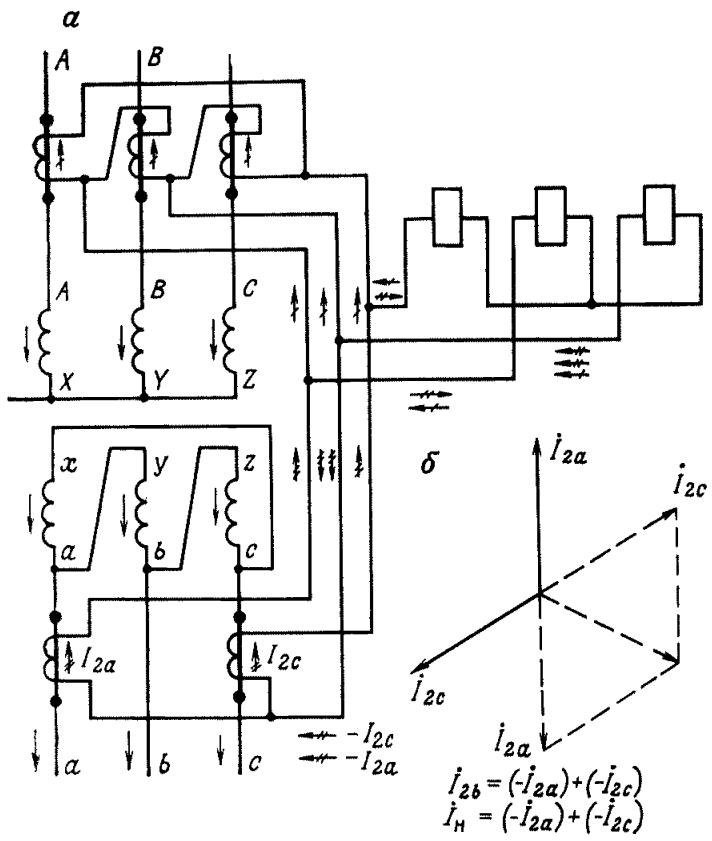


Рис. 8.45. Упрощенная схема дифференциальной защиты *(а)* и ее векторная диаграмма *(б)*

Упрощенная схема позволяет сэкономить один трансформатор тока. В этой схеме вместо провода отсутствующей фазы *B* используется нулевой (обратный) провод, в котором (рис. 8.45, *б*) проходит ток, равный по величине геометрической сумме противоположно направленных токов фаз *A* и *C*, т. е. ток, совпадающий по величине и направлению с током отсутствующей фазы:

$$I_{\text{обр}} = (-I_{2a}) + (-I_{2c}) = I_{2b}. \qquad (8.22)$$

Поэтому при всех случаях внешних к. з. токи в реле упрощенной схемы балансируются так же, как и в полной трехфазной схеме. В этом можно убедиться, построив распределение токов в цепях защиты при всех видах внешних к. з. или, что проще, рассмотрев для этих повреждений распределение токов прямой, обратной и нулевой последовательности.

Упрощенная схема имеет два недостатка. Первый состоит в том, что она не действует при двойных замыканиях на землю на стороне низшего напряжения в тех случаях, когда «земля» в трансформаторе возникает на фазе, не имеющей трансформатора тока. Это повреждение будет отключаться другими защитами трансформатора — максимальной, газовой или защитой поврежденной линии.

Второй недостаток заключается в повышенной величине тока небаланса в реле фазы *B*. В этом реле балансируются не два тока, как обычно, а три: $I_{B\Delta}$ со стороны треугольника и токи двух трансформаторов тока I_a и I_b со стороны неполной звезды. В результате этого $I_{\text{нб}}$ равен геометрической разности трех намагничивающих токов $(I_{\text{нам. }a} + I_{\text{нам. }b}) - I_{\text{нам }b\Delta}$ вместо двух в трехфазной схеме $(I_{\text{нам. }b} - I_{\text{нам. }b\Delta})$.

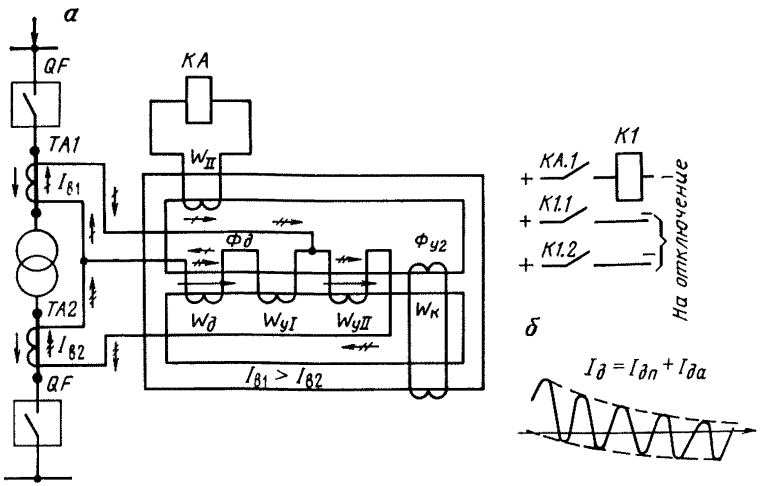


Рис. 8.46. Схема дифференциальной защиты с реле РНТ-565 (*а*) и кривые периодической и апериодической составляющих в дополнительной обмотке (*б*)

Отмеченные недостатки ограничивают применение упрощенной схемы. На трансформаторах большой и средней мощности следует применять трехфазную схему как более совершенную.

Дифференциальная защита с токовыми реле, включенными через быстронасыщающиеся трансформаторы (БНТ), позволяет выполнить простую и быстродействующую дифференциальную защиту, надежно отстроенную от токов небаланса и бросков намагничивания. На рис. 8.46, *а* показана схема дифференциальной защиты с реле РНТ-565.

Обмотки $W_д$ и W_{II} образуют насыщающийся трансформатор: первая из них включается по дифференциальной схеме (на разность токов), вторая — питает реле *КА* типа РТ-40. Уравнительные обмотки включаются в плечи защит и служат для уравнивания вторичных токов. В защитах двухобмоточных трансформаторов используется одна обмотка. Число витков уравнительной обмотки регулируют с помощью отпаек и подбирают так, чтобы при внешнем к. з. ток в реле и, следовательно, в обмотке W_{II} отсутствовал, т. е. $I_р = I_2 = 0$. Для обеспечения этого условия намагничивающие силы уравнительной и дифференциальной обмоток должны уравновешиваться.

Ток срабатывания защиты регулируют изменением числа витков обмотки $W_д$. На магнитопроводе реле РНТ имеется короткозамкнутая обмотка $W_к$. Она повышает отстройку реле от токов небаланса и бросков намагничивающих токов силового трансформатора особенно тогда, когда эти токи неполностью сдвинуты относительно нулевой линии (рис. 8.46, *б*).

Подобные токи имеют значительную периодическую составляющую и относительно небольшую апериодическую, что понижает эффективность действия БНТ. Короткозамкнутая обмотка $W_к$ ограничивает периодический ток, возникающий во вторичной обмотке РНТ, но не изменяет подмагничивающее действие апериодической составляющей.

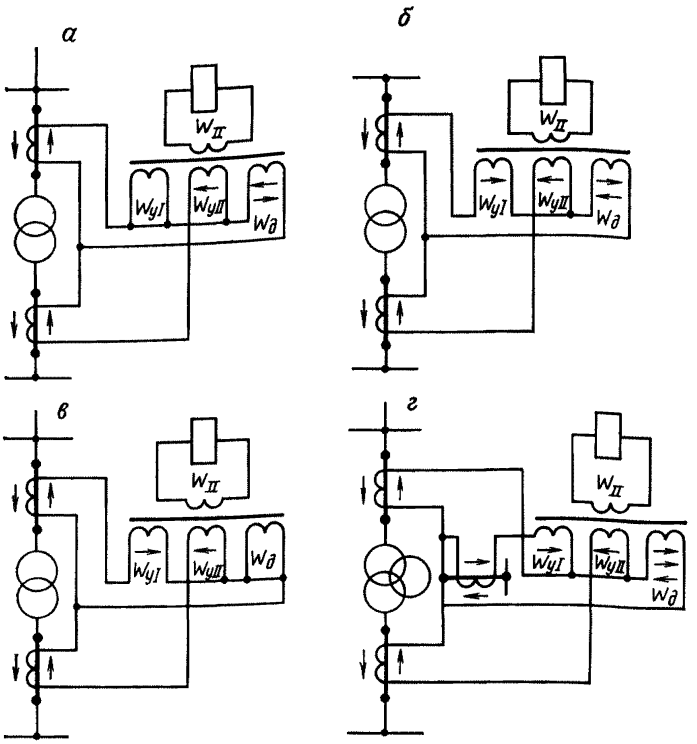


Рис. 8.47. Варианты схем включения обмоток реле РНТ-565 с использованием одной уравнительной и дифференциальной *(а)*, двух уравнительных и дифференциальной *(б)*, двух уравнительных *(в)* обмоток и защита трехобмоточного трансформатора *(г)*

Существует несколько вариантов схем включения обмоток реле РНТ. В дифференциальной защите двухобмоточных трансформаторов (или автотрансформаторов) для компенсации неравенства токов в плечах защиты достаточно использовать только одну уравнительную обмотку (например, $W_{уII}$), включая ее в плечо с меньшим током (рис. 8.47, *а*).

Для повышения точности компенсации применяют схемы с включением уравнительной обмотки в каждое плечо защиты, при этом дифференцированная обмотка $W_д$, как и в предыдущей схеме, включается на разность токов плеч (рис. 8.47, *б*) и, наконец, возможна схема с использованием только уравнительных обмоток $W_{уI}$ и $W_{уII}$ (рис. 8.47, *в*).

В схемах защиты трехобмоточных трансформаторов (рис. 8.47, *г*) используются дифференциальная и обе уравнительные обмотки. Причем уравнительные обмотки включаются в плечи с меньшими токами. Плечо с бо́льшим током подсоединяется непосредственно к дифференциальной обмотке реле.

В дифференциальных защитах, установленных на трансформаторах с регулированием напряжения под нагрузкой или на многообмоточных трансформаторах с несколькими питающими обмотками, токи небаланса

в установившемся режиме имеют значительную величину. В этих случаях дифференциальная защита с реле, включенными через БНТ, получается малочувствительной, так как ее ток срабатывания приходится увеличивать до 3—4-кратного значения номинального тока трансформатора. Чувствительность дифференциальной защиты в указанных случаях может быть повышена благодаря применению дифференциальных реле с торможением (см. разд. 7).

Комплексная проверка защит состоит из проверок времени работы защиты в полной схеме; мощности, потребляемой цепями переменного тока; взаимодействия реле и другой аппаратуры в схеме и действия защиты на отключение выключателей и взаимодействие с другими защитами и автоматическими устройствами; токовых цепей защиты от постороннего источника.

Проверка времени работы защиты в полной схеме производится при поочередной подаче тока с входных зажимов панелей защиты в каждую из фаз защиты. Ток устанавливают двукратным от тока срабатывания реле. Время работы защиты измеряют электросекундомером при номинальном напряжении оперативного тока на контактах выходных промежуточных реле защиты. При необходимости следует отрегулировать время срабатывания выходных промежуточных реле и зашунтировать контакты блокировочных реле (при наличии), контролирующих исправность цепей дифференциальной защиты. Перед шунтированием контактов проверить надежность вывода защиты из работы блокировочным реле при имитации всех видов однофазных коротких замыканий.

Проверку мощности, потребляемой цепями переменного тока, осуществляют при номинальном токе трансформаторов тока, к которым подключена защита. Проверка заключается в поочередной подаче тока во все фазы защиты и измерении падения напряжения на входных зажимах панели. Полученные результаты используют для проверки пригодности трансформаторов тока для данной защиты в режиме к. з. в зоне действия защиты. Особое внимание следует обратить на мощность, потребляемую блокировочным реле, которая иногда бывает недопустимо большой. Для проверки пригодности трансформаторов тока в используемой защите в режиме внешнего к. з. данные для реле ДЗТ берут из предыдущих проверок, а для реле серии РНТ достаточно измерения сопротивления обмоток постоянному току.

Проверку взаимодействия реле и аппаратуры в схемах и проверку действия защиты на отключение выключателей, взаимодействия с другими защитами и автоматическими устройствами производят согласно указаниям, изложенным ранее для простых защит.

Проверкой токовых цепей защиты от постороннего источника устанавливают исправность (целостность) токовых цепей защиты и правильность их сборки. Исправность токовых цепей проверяют от нагрузочного устройства однофазным током, как и вторичных цепей в простых защитах. При проверке измеряют токи в фазных проводах, в нулевом проводе и в дифференциальной цепи. При необходимости снимают векторную диаграмму фазных токов на любое синхронное напряжение. Правильность сборки схемы дифференциальных защит трансформаторов (автотрансформаторов) может быть проверена от постороннего источника трехфазного

тока пониженного напряжения. Значение ожидаемого испытательного тока подсчитывают по формуле (8.1).

При включении трансформатора (автотрансформатора) под напряжение вхолостую и при восстановлении напряжения после отключения внешнего к. з. возникают броски тока намагничивания, достигающие значений $3 \div 10\, I_{ном}$. При этом, как правило, бросок тока при включении со стороны высшего напряжения в 1,5—2 раза меньше, чем при включении со стороны низшего напряжения (бросок меньше у наружной обмотки, которая имеет большой диаметр).

Проверку отстройки защиты от бросков токов намагничивания иногда выполняют многократным (5 раз) включением трансформатора вхолостую с тех сторон, где имеются генерирующие источники. При включении наблюдают за поведением контактной системы исполнительных реле.

Проверка защит рабочим током — завершающая и наиболее ответственная операция. Для трансформаторов (автотрансформаторов) проверку желательно производить в режиме двустороннего питания (для многообмоточных трансформаторов — поочередно для всех пар обмоток) при нагрузке не менее 20 % номинальной.

Ниже приведен порядок проверки для двухобмоточного трансформатора.

1. Измерить значения и фазы токов каждого трансформатора тока, включенного в цепи дифференциальной защиты, и токи небаланса в нулевых проводах.

2. Построить векторные диаграммы токов и м. д. с. реле. Магнитодвижущие силы рабочих обмоток обеих сторон трансформатора должны быть примерно равны и направлены противоположно.

3. Измерить токи в цепях вторичных обмоток промежуточных трансформаторов миллиамперметром с малым внутренним сопротивлением, например ВАФ-85. Миллиамперметр включают поочередно в реле каждой фазы на место снимаемой на время проверки перемычки между вторичной обмоткой и обмоткой исполнительного реле, например для реле ДЗТ-11 — на зажимы *11* и *12*.

4. Сравнить полученные значения токов во вторичных обмотках с расчетными. При правильном включении реле измеренные токи не должны превышать расчетных значений более чем на 20—30 %.

5. Поочередно отсоединяя (с предварительным закорачиванием) группы трансформаторов тока различных сторон, измерить токи в реле дифференциальной защиты, которые должны значительно увеличиться.

Вместо тока небаланса можно измерить напряжение небаланса вольтметром с $R_{вн} \geqslant 1000$ Ом/В.

При невозможности осуществить двустороннее питание для многообмоточных трансформаторов проверку производят при питании трансформаторов с трех или более сторон. Проверка аналогична проверке двухобмоточных трансформаторов, только м. д. с. от токов различных групп трансформаторов тока в рабочих и тормозных обмотках необходимо складывать геометрически. Такую же методику применяют при проверке дифференциальных защит линий.

На подстанциях при отсутствии необходимой по величине нагрузки и наличии двух параллельно работающих трансформаторов применяют спо-

соб создания уравнительного тока, для чего на трансформаторах устанавливают с помощью переключателей ответвлений различные коэффициенты трансформации. Уравнительный ток (A) подсчитывают по формуле

$$I_{\text{у}} = \frac{U_1 - U_2}{Z_{T1} + Z_{T2}}, \tag{8.23}$$

где U_1, U_2 — фазные напряжения на выводах трансформатора на стороне низшего напряжения, В; Z_{T1}; Z_{T2} — сопротивления трансформатора, Ом.

Сопротивления трансформаторов (Ом), выраженные через $U_{\text{к. з}}$, равны:

$$Z_T = \frac{U_{\text{к}}}{100} \frac{U_{\text{ном}}}{I_{\text{ном}}}, \tag{8.24}$$

где $U_{\text{к}}$ — напряжение короткого замыкания, %.

При наличии последовательного регулировочного трансформатора и отсутствии нагрузки на стороне низшего напряжения по обмотке низшего напряжения будет проходить ток, потребляемый регулировочной обмоткой последовательного регулировочного трансформатора, который можно использовать для проверки токовых цепей защиты. Для получения наибольших значений токов переключатель последовательного регулировочного трансформатора устанавливают в одно из крайних положений. В положении I переключателя $\left(n = \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{исп}}} \text{ — минимальный}\right)$ вектор тока на стороне низшего напряжения будет противоположен вектору тока в обмотке высшего напряжения, в другом крайнем положении он совпадает с вектором тока стороны высшего напряжения.

8.5. ОСОБЕННОСТИ НАЛАДКИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ НА ПЕРЕМЕННОМ ОПЕРАТИВНОМ ТОКЕ

Источниками переменного оперативного тока для релейной защиты являются в основном трансформаторы тока, а для автоматики и частично для релейной защиты — трансформаторы напряжения и трансформаторы собственных нужд.

Для выполнения релейной защиты линий, трансформаторов и другого оборудования на переменном оперативном токе наибольшее распространение получили следующие основные защиты:

с встроенными реле прямого действия (РТМ, РТВ, РНМ, РНВ), воспринимающие органы которых питаются от трансформаторов тока и напряжения, а исполнительные органы действуют непосредственно на отключение выключателей без посредства оперативного тока. С помощью реле прямого действия выполняются максимальные токовые защиты с зависимой характеристикой времени срабатывания и токовой отсечкой мгновенного действия, а также защита минимального напряжения;

с реле косвенного действия, работающие непосредственно на переменном оперативном токе (РТ-85, РТ-86, РТ-96, ЭВ-215, ЭВ-245, РВМ-12, РВМ-13, РП-321, РП-341). Применение указанных реле обеспечивает

возможность выполнения не только максимальных токовых защит, но и направленных, дифференциальных и других сложных защит;

с использованием специальных выпрямительных устройств, обеспечивающих работу реле и электромагнитов отключения на выпрямленном токе. В случаях, когда мощность выпрямительных устройств недостаточна для срабатывания электромагнитов отключения, применяют предварительно заряженные конденсаторы, разряжаемые через электромагнит отключения и приводящие его в действие. Предварительный заряд конденсатора осуществляется специальным зарядным устройством.

Применение переменного оперативного тока накладывает ряд дополнительных, особых условий при наладке устройств РЗА, вызванных тем, что в таких условиях существует большая зависимость между настраиваемыми параметрами реле, видом источника переменного оперативного тока и состоянием механической части привода.

Надежная и правильная работа реле прямого действия и электромагнитов отключения и включения во многом зависит от состояния механической части привода. Поэтому перед настройкой тока и времени срабатывания реле необходимо убедиться в том, что все элементы привода работают четко и усилия, необходимые для расцепления привода, не превышают допустимых значений.

После тщательной проверки механической части привода, реле и электромагнитов, описанной в разд. 4 и 7, можно приступать к настройке тока и времени срабатывания.

При наличии мощного нагрузочного трансформатора с регулировочным устройством целесообразно настройку тока срабатывания реле РТМ, РТВ производить по первичному току. Для возможности расчета погрешностей трансформаторов тока, работающих на реле РТМ и РТВ, необходимо определить полное сопротивление обмотки Z. Для этого при токе срабатывания реле вольтметром класса точности не ниже 0,5 электромагнитной системы измерить напряжение на его обмотке при фиксированном сердечнике в крайнем нижнем и верхнем положениях. Если при нижнем положении сердечника погрешность трансформаторов тока превышает 10 %, то надежная работа реле РТМ и РТВ не обеспечивается. При отсутствии нагрузочных устройств снятие электрических характеристик реле следует производить по методике, описанной в 7.2.

Наладка реле максимального тока РТ-40 и указательных реле ничем не отличается от аналогичных реле в защитах на постоянном оперативном токе (см. разд. 7).

Наладку промежуточных реле РП-341 производить согласно указаниям п. 7.3. Особое внимание требуется обращать на регулировку силовых контактов, обеспечивающих безразрывное переключение токовых цепей. Усиленные контакты этих реле способны шунтировать и дешунтировать цепь, питаемую от трансформаторов тока при вторичных токах до 150 А, если их полное сопротивление при токе 35 А не превышает 45 Ом. Поскольку эти реле имеют насыщающиеся трансформаторы тока, проверку их электрических характеристик надо производить током, имеющим правильную синусоидальную форму кривой. Ток срабатывания, возврата реле и надежность работы контактной системы проверить по реостатной схеме. В зависимости от схемы соединения секций первичной обмотки

насыщающегося трансформатора реле имеет уставки по току срабатывания 2,5 или 5 А, а коэффициент возврата реле по току 0,3—0,5. Ток срабатывания реле РП-341 должен быть не более $0{,}8\,I_{ср}$ пускового реле защиты.

Проверку работы контактов проводить 2—3 раза с интервалами 2—3 мин для охлаждения контактов. Контакты должны работать четко, без сваривания и большого оплавления.

Для оценки состояния выпрямительного моста в реле снять характеристику зависимости выпрямленного напряжения на зажимах *11—13* реле от тока в первичной обмотке насыщающего трансформатора до тока к. з. Напряжение при этой проверке измерять вольтметром с внутренним сопротивлением не менее 1000 Ом/В.

При проверке сопротивления изоляции оперативных цепей замкнуть накоротко выводы *11—13* реле.

Наладку реле РТ-85 производить так же, как и реле РТ-81 (см. разд. 7), с той лишь разницей, что к контактам реле РТ-85 предъявляют те же требования, что к контактам реле РП-341.

При проверке реле времени серии ЭВ-200 регулировку напряжения срабатывания производить автотрансформатором или потенциометром, которое должно быть не выше $0{,}7\,U_{ном}$.

Наладка устройства УЗ-401 сводится к выбору отпайки вторичной обмотки ТН, наладке блокировочного реле минимального напряжения РН-54/160 и сигнального поляризованного реле РП и производится согласно п. 7.25. При номинальном напряжении питания подобрать отпайку вторичной обмотки ТН переключателем так, чтобы напряжение на ней было порядка 280—290 В, при этом напряжение на выходных зажимах *5—7* при установленной перемычке *12—4* будет 360—400 В. Напряжение измерить вольтметром с внутренним сопротивлением не менее 1000 Ом/В. Чтобы вольтметр не влиял на значение напряжения, его следует подключить кратковременно только на время замера. Сигнальное реле РП должно срабатывать при напряжении 220—250 В на выходе устройства, а возвращаться при напряжении 60—80 В.

При совместной работе блоков конденсаторов и зарядных устройств в полной схеме необходимо проверить минимальное напряжение заряда, необходимое для четкого срабатывания электромагнита отключения. Для этого при замкнутых контактах РН от регулировочного автотрансформатора плавно подать напряжение питания на вход УЗ-401 и на выходе измерить напряжение срабатывания электромагнита, которое должно быть 250—270 В.

Все работы с УЗ-401 следует проводить с соблюдением необходимых мер предосторожности, так как заряженный до 400 В конденсатор представляет опасность для обслуживающего персонала. После окончания работ необходимо разрядить все конденсаторы. Следует также после каждого испытания разряжать конденсаторы, чтобы остаточный заряд не искажал результаты измерений.

Наладка схем защиты с блоками питания не отличается от наладки защит на постоянном оперативном токе. Для обеспечения надежного действия защиты напряжение срабатывания отключающих катушек должно быть не выше 65 % $U_{ном}$, а промежуточных реле и реле времени — не

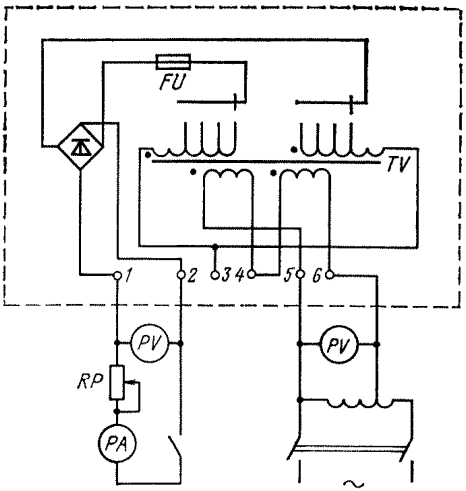


Рис. 8.48. Схема проверки блока БПН-1002

выше 70 % $U_{ном}$. Проверку электрических характеристик блоков питания производить согласно п. 7.23.

Перед наладкой схемы защиты требуется определить нагрузку на блоки питания измерением сопротивления обмоток реле и аппаратов, входящих в схему защиты. При наладке БПТ-1002 ток на входе надо регулировать реостатом, а БПН-1002 — автотрансформатором для обеспечения синусоидальной формы тока и напряжения. Для измерения выпрямленного напряжения и тока следует применять магнитоэлектрические приборы, реагирующие на среднее значение выпрямленного тока и напряжения. При проверке блоков питания измерения производить быстро, при кратковременной подаче питания на испытательную схему к блокам.

При наладке блоков БПН-1002 необходимо определить зависимость между входным и выходным напряжением для всех отпаек промежуточного трансформатора (рис. 8.48). При наладке блоков БПТ определить зависимость выпрямленного напряжения на выходе блока от тока в первичных обмотках трансформаторов тока (рис. 8.49) для трех режимов: холостого хода и сопротивления нагрузки 60 и 80 Ом. Характеристика $U_{вып}=f(I_1)$ позволяет определить первичный ток резонанса (резкое увеличение напряжения на выходе блока) и сравнить его с минимальным первичным током срабатывания защиты, питающейся от блоков. Ток резонанса должен быть меньше тока срабатывания защиты. Проверку взаимодействия реле в схеме защиты производить при питании защиты от блока БПН-1002, действие на отключение выключателя проверять на БПТ-1002 первичным током. При проверке защиты под нагрузкой проверяют цепи переменного тока и напряжения, а также значение выпрямленного напряжения от каждого блока.

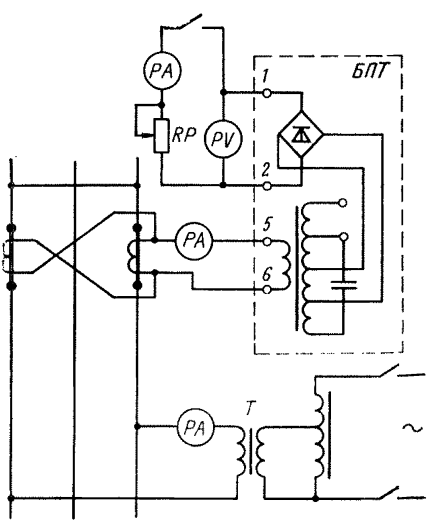


Рис. 8.49. Схема проверки БПТ-1002 первичным током

9. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ПОВЕРОЧНЫЙ РАСЧЕТ УСТАВОК РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

9.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В трехфазной электрической системе имеют место двух- и трехфазные короткие замыкания, однофазные замыкания на землю. Одно- и двухфазные к. з. на землю могут происходить только в электрических сетях с глухозаземленной нейтралью.

При выборе исходных условий для расчета токов к. з. важное значение имеет предшествующий к. з. режим работы системы. При выборе уставок мгновенных токовых отсечек следует принимать расчетный режим, при котором ток к. з. имеет максимальное значение. С другой стороны, например при проверке надежности действия релейной защиты, определяемой коэффициентом чувствительности, расчетный режим надо выбирать таким, чтобы получить минимальные, но практически реальные величины токов к. з. Исходя из этого, различают максимальный и минимальный режимы системы.

Максимальный режим характеризуется следующими условиями:

включены все источники питания (генераторы, трансформаторы, линии), питающие сеть или распредустройство, в которых рассматривается к. з.;

на землю включены все трансформаторы, нормально работающие с заземленной нейтралью;

схема участка сети, непосредственно примыкающего к месту к. з., такова, что по защищаемому элементу проходит максимальный ток к. з.

Минимальный режим работы системы характеризуется минимальным количеством включенных источников питания и схемой включения линий электропередач, при которой ток к. з. в случае повреждения в конце защищаемой зоны имеет минимальное значение. Значения токов к. з. в максимальном и минимальном режимах в точке подключения сетей внешнего электроснабжения предприятия к энергосистеме задает районное энергетическое управление (РЭУ).

При расчетах токов к. з. в установках напряжением до и выше 1000 В принимают следующие допущения:

все э. д. с. совпадают по фазе;

э. д. с. источников питания, удаленных от места к. з., неизменны;

поперечные емкости цепи к. з. и токи намагничивания трансформаторов не учитываются;

активное сопротивление цепи к. з. учитывается, если $r_{\Sigma} \geqslant 0{,}3X_{\Sigma}$, где r_{Σ} и X_{Σ} — эквивалентные суммарные активное и реактивное сопротивления цепи до места к. з.;

все источники, участвующие в питании рассматриваемой точки к. з., работают одновременно с номинальной нагрузкой;

к. з. наступает в тот момент, когда ток к. з. имеет наибольшее значение.

При возникновении необходимости выполнения расчетов токов к. з. и уставок защиты энергомеханическая служба предприятия должна предоставить в распоряжение наладочной бригады необходимые материалы и документацию:

расчетную схему с указанием на ней напряжений, установленных мощностей, длин, марок и сечений кабельных и воздушных линий, данные питающей системы;

расчеты других организаций или служб;

проектную документацию.

Эти материалы и документация используются для проверки правильности выбора уставок защиты.

9.2. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1000 В

Расчет токов к. з. выполняют в следующем порядке.

1. Составляют полную схему рассматриваемого участка сети с указанием длин линий, материала и сечения проводов, данных трансформаторов и реакторов.

2. Для каждого элемента (линии, трансформатора, реактора) определяют его активное и реактивное сопротивления.

3. Определяют сопротивление сети до шин, питающих рассматриваемую сеть, и проверяют возможность отнесения питающей системы к системе бесконечной мощности.

4. Определяют ступень напряжения, на которой установлено наибольшее количество защит, и принимают ее за расчетную. Все сопротивления приводят к выбранному расчетному напряжению и по этим данным составляют расчетную схему замещения.

5. Намечают точки к. з. и расчетные режимы исходя из требований релейной защиты.

6. Находят суммарное активное и реактивное сопротивления участка сети между шинами питающей подстанции и местом к. з.

7. Определяют ток в месте к. з.

8. Определяют действительные токи, проходящие через устройства релейной защиты.

Рекомендуется следующий упрощенный метод расчета токов к. з.

Для любой точки шахтной сети ток трехфазного к. з. (кА) может быть рассчитан по формуле

$$I_{\text{к. з}}^{(3)} = \frac{U_{\text{расч}}}{\sqrt{3}\sqrt{R^2 + X^2}}, \qquad (9.1)$$

где $U_{\text{расч}}$ — расчетное значение напряжения сети, кВ; R и X — соответственно суммарное активное и реактивное сопротивление цепи к. з., Ом.

В качестве активного сопротивления рекомендуется учитывать только сопротивление кабелей, т. е. $r_{\text{к}}$.

Индуктивное сопротивление цепи (Ом) определяют по формуле

$$X = x_{\text{с}} + x_{\text{тр}} + x_{\text{р}} + x_{\text{л}}, \qquad (9.2)$$

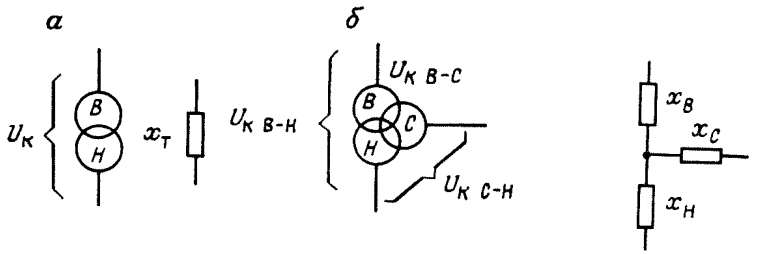


Рис. 9.1. Схемы двухобмоточного (*а*) и трехобмоточного (*б*) трансформаторов и их схемы замещения

где $x_с$, $x_{тр}$, $x_р$, $x_л$ — индуктивные сопротивления соответственно энергосистемы, трансформатора, реактора и линии, приведенные к расчетному напряжению сети.

При глубоком вводе 110/6 (220/6) кВ можно принимать $x_с = 0$ или вычислять по формуле

$$x_с = \frac{U^2}{S_с^{(3)}} = \frac{U}{\sqrt{3}\, I_с^{(3)}}, \tag{9.3}$$

где $S_с^{(3)}$, $I_с^{(3)}$ — соответственно мощность (МВ·А) и ток (кА) трехфазного к. з. энергосистемы, сообщаемые энергосистемой по запросу заказчика.

На рис. 9.1 показаны схемы двух- и трехобмоточного трансформаторов и их схемы замещения без учета активного сопротивления.

Реактивное сопротивление двухобмоточного трансформатора (Ом) определяется по выражению

$$x_{тр} = \frac{10 U_к U^2}{S_{тр.\,ном}}, \tag{9.4}$$

где $U_к$ — напряжение к. з. трансформатора, %; $S_{тр.\,ном}$ — номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

Трехобмоточные трансформаторы характеризуются значениями напряжения к. з. для каждой пары обмоток ($U_{к\,В-А}$%, $U_{к\,В-С}$%, $U_{к\,С-А}$%), приведенными к номинальной мощности трансформатора.

Напряжения к. з. обмоток трехобмоточных трансформаторов определяют по следующим формулам:

$$U_{к\,В} = 0{,}5\,(U_{к\,В-А} + U_{к\,В-С} - U_{к\,С-А}); \tag{9.5}$$

$$U_{к\,С} = 0{,}5\,(U_{к\,В-С} + U_{к\,С-А} - U_{к\,В-А}); \tag{9.6}$$

$$U_{к\,А} = 0{,}5\,(U_{к\,В-А} + U_{к\,С-А} - U_{к\,В-С}). \tag{9.7}$$

По формуле (9.4) определяют $x_В$, $x_С$, $x_А$.

Индуктивное сопротивление токоограничивающего реактора (Ом) определяется по формуле

$$X_р = \frac{10 X'_р U_р}{\sqrt{3}\, I_р}, \tag{9.8}$$

где $X'_р$ — относительная реактивность реактора, %; $U_р$ — номинальное напряжение реактора, В; $I_р$ — номинальный ток реактора, А.

При наличии в паспорте данных индуктивности реактора L индуктивное сопротивление (Ом) можно рассчитать по формуле

$$X_р = 314L. \tag{9.9}$$

Индуктивное сопротивление линий $X_л$ для практических расчетов можно принимать для однопроводной воздушной линии (один провод в фазе) равным 0,4 Ом/км, для двухпроводной (два провода в одной фазе) — 0,3 Ом/км, для кабелей — 0,08 Ом/км. При точном расчете используют формулу

$$X_л = x_0 l, \tag{9.10}$$

где x_0 — удельное индуктивное сопротивление, Ом/км; l — длина линии, км.

Активное сопротивление для кабелей (Ом) определяют по таблицам или по формуле

$$r_к = r_0 l, \tag{9.11}$$

где r_0 — удельное активное сопротивление кабеля, Ом/км; l — длина кабеля, км.

Определив по формуле (9.1) ток трехфазного к. з., можно определить мощность трехфазного к. з. (МВ·А) в любой точке шахтной сети

$$S^{(3)}_{к.з} = \sqrt{3}\, I^{(3)}_{к.з} U, \tag{9.12}$$

которая не должна превышать 50 и 75 МВ·А при использовании ячеек соответственно РВД и ЯВ-6400, а также ток двухфазного к. з. при большой удаленности точки к. з.:

$$I^{(2)}_{к.з} = 0{,}87 I^{(3)}_{к.з}. \tag{9.13}$$

Полученные значения $I^{(3)}_{к.з}$, $S^{(3)}_{к.з} I^{(2)}_{к.з}$ необходимы для проверки уставок защит.

Ток однофазного к. з. (кА) в сетях с заземленной нейтралью определяют по формуле

$$I^{(1)}_к = \frac{\sqrt{3}\, U_{ср}}{X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}, \tag{9.14}$$

где $X_{1\Sigma}$, $X_{2\Sigma}$, $X_{0\Sigma}$ — результирующие суммарные сопротивления для схем прямой, обратной и нулевой последовательностей фаз (табл. 9.1).

В сетях с малыми токами замыкания на землю, к которым относятся сети 3—35 кВ, работающие с изолированной нейтралью или с нейтралью, заземленной через дугогасящую катушку, замыкания одной фазы на землю сопровождаются значительно меньшими токами, чем короткие замыкания.

Ток замыкания на землю (А)

$$I_з = 3U_ф \omega C_\Sigma, \tag{9.15}$$

где $U_ф$ — фазное напряжение, В; $\omega = 2\pi f$ — угловая частота, $с^{-1}$; C_Σ — емкость сети, Ф.

Таблица 9.1

Определение сопротивлений для схем с различным порядком чередования фаз

Элементы схемы	Последовательность фаз		
	прямая	обратная	нулевая
Трансформаторы:			
а) с соединением обмоток Y_0/Δ	$x_1 = x^{(3)}$	$x_2 = x_1$	$x_0 \approx x_1$
б) трехобмоточные с соединением обмоток $Y_0/Y/\Delta$			$x_0 = x_{в-н}$
ЛЭП:			
а) одноцепная без троса или со стальным тросом	$x_1 = x^{(3)}$	$x_2 = x_1$	$x_0 = 1{,}4$ Ом/км
б) двухцепная	$x_1 = x^{(3)}$	$x_2 = x_1$	$x_0 = 1{,}1$ Ом/км
Кабели	$x_1 = x^{(3)}$	$x_2 = x_1$	$x_0 = (3{,}5 \div 4{,}6)x_1$
Реакторы	$x_1 = x^{(3)}$	$x_2 = x_1$	$x_0 = x_1$

Величина емкостного тока (А) на землю для 1 км кабельной линии: 6 кВ

$$I_э = \frac{95 + 2{,}84S}{2200 + 6S} U_{ном}; \tag{9.16}$$

10 кВ

$$I_э = \frac{95 + 1{,}44S}{2200 + 0{,}23S} U_{ном}, \tag{9.17}$$

где S — сечение жилы кабеля, мм²; $U_{ном}$ — номинальное междуфазное напряжение кабеля, кВ.

Для воздушных линий 6, 10 и 35 кВ можно принимать удельные значения емкостных токов соответственно 0,015; 0,025 и 0,1 А/км.

Емкость кабельных или воздушных линий (мкФ) можно определять по формуле

$$C = c_0 l, \tag{9.18}$$

где c_0 — удельная емкость, мкФ/км; l — длина линии, км.

Емкость обмотки статора двигателя $C_{ст}$ (мкФ) принимается по данным завода-изготовителя или определяется по эмпирической формуле

$$C_{ст} = \frac{40 S_{ном}^{3/4}}{3 (U_{ном} + 3600) n}, \tag{9.19}$$

где $S_{ном}$ — полная номинальная мощность двигателя, кВ·А; $U_{ном}$ — номинальное линейное напряжение, В; n — частота вращения двигателя, мин$^{-1}$.

Значение $C_{ст}$ в зависимости от напряжения, мощности и частоты вращения двигателя колеблется в пределах 0,02—0,05 мкФ/фазу, а собствен-

ный емкостной ток с учетом емкости кабеля I_C редко превышает 0,5—0,7 *А*.

Однофазное замыкание на землю не представляет опасности для потребителей. Защита, как правило, действует на сигнал.

Длительная работа сети с заземленной фазой нежелательна, так как длительное прохождение тока в месте замыкания на землю и повышенные в 1,73 раза напряжения неповрежденных фаз относительно земли могут привести к пробою или повреждению их изоляции и возникновению двухфазного к. з. Поэтому согласно ПТЭ допускается работа сети с заземленной одной фазой не более 2 ч.

В сетях, питающих передвижные механизмы, для обеспечения условий безопасности обслуживающего персонала защита от замыканий на землю выполняется с действием на отключение.

Емкостный ток замыкания на землю в сетях 6 (10) кВ, присоединенных к шинам 6(10) кВ ГПП шахт, не должен превышать в сети напряжением 6 и 10 кВ соответственно 20 и 15 А.

В ряде случаев необходимо определить ток к. з., проходящий по каждому из параллельно включенных элементов, например при расчете направленной защиты.

В общем случае сопротивления элементов различны и различно отношение r/x для каждого из них.

Если известен полный ток I, проходящий по эквивалентному сопротивлению $Z_э$, состоящему из двух параллельно включенных элементов с сопротивлениями x_1, r_1, z_1 и x_2, r_2, z_2 (причем $\frac{r_1}{x_1} \neq \frac{r_2}{x_2}$), то токи (А), проходящие по каждому элементу, определяют по формулам:

$$I_1 = I\frac{\sqrt{x_2^2 + r_2^2}}{\sqrt{(x_1 + x_2)^2 + (r_1 + r_2)^2}}; \tag{9.20}$$

$$I_2 = I\frac{\sqrt{x_1^2 + r_1^2}}{\sqrt{(x_1 + x_2)^2 + (r_1 + r_2)^2}}. \tag{9.21}$$

Рассмотрим распределение токов по параллельным линиям при перемещении места к. з. на одной из них.

Обычно параллельные линии имеют одинаковую длину l и одинаковые сопротивления $r_л$, $x_л$, $z_л$. Схема замещения при одностороннем питании показана на рис. 9.2. Примем длину линий $l=1$. Если к. з. произойдет на расстоянии d от шин подстанции A, то сопротивления параллельно включенных участков линий от шин подстанции A до места к. з. будут равны $dz_л$ и $(2l—d)z_л$. Тогда эквивалентное сопротивление двух участков линий

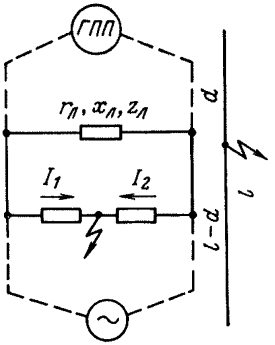
$$z_э = \frac{dz_л(2-d)z_л}{dz_л + (2-d)z_л} = z_л\left(d - \frac{d^2}{2l}\right) = z_л k. \tag{9.22}$$

Аналогично для активного и индуктивного сопротивления:

$$r_э = r_л\left(d - \frac{d^2}{2}\right) = r_л k; \tag{9.23}$$

$$x_э = x_л\left(d - \frac{d^2}{2}\right) = x_л k. \tag{9.24}$$

Рис. 9.2. Схема замещения при одностороннем питании



Ток к. з. в любой точке линии

$$I_{к.з}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3}\sqrt{(x_с + kx_л)^2 + (r_с + kr_л)^2}}. \qquad (9.25)$$

9.3. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В

Токи к. з. обычно рассчитывают без учета сопротивления системы до вводов трансформаторов при номинальной мощности трансформатора $S_с \geqslant 20 S_{ном.т}$. При этом условии периодическая составляющая тока к. з. (А) будет незатухающей:

$$I_к = \frac{1{,}05U_{ном}}{1{,}73\sqrt{r_\Sigma^2 + x_\Sigma^2}}, \qquad (9.26)$$

где r_Σ; x_Σ — суммарные активное и реактивное сопротивления цепи к. з. (Ом), приведенные к $U_{ном}$ — номинальному напряжению сети, В.

Значения сопротивлений цепей кабелей, проводов, катушек автоматов, трансформаторов тока и переходных сопротивлений отключающих аппаратов берут из справочников.

Активное сопротивление силового трансформатора (Ом)

$$r_{Iр} = \frac{P_{к.з}}{3I_{ном}^2}, \qquad (9.27)$$

где $P_{к.з}$ — потери к. з. трансформатора, Вт; $I_{ном}$ — номинальный ток трансформатора, А.

Реактивное сопротивление трансформатора

$$X_{тр} = \sqrt{Z_{тр}^2 - r_{тр}^2}, \qquad (9.28)$$

где $Z_{тр}$ — полное сопротивление трансформатора (Ом), определяемое по формуле

$$Z_{тр} = \frac{10U_к U_{ном.тр}}{100\sqrt{3}\, I_{ном.тр}}. \qquad (9.29)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в сетях до 1 кВ с заземленной нейтралью определяют для различных отключающих аппаратов

Таблица 9.2

Сопротивление петель прямого и обратного провода или жил кабеля

Сечение провода, мм²		Сопротивление, Ом/км				
		Провода в трубах или кабели		Провода на роликах и изоляторах		Провода воздушных линий алюминиевые
прямого	обратного	медные	алюминиевые	медные	алюминиевые	
4	2,5	12,2	20,5	12,2	20,5	—
4	4	9,3	15,8	9,3	15,8	—
6	4	7,71	13,2	7,71	13,2	—
6	6	6,12	10,5	6,14	10,5	—
10	6	4,90	8,42	4,92	8,42	—
10	10	3,68	6,32	3,71	6,32	—
16	10	3,04	5,14	3,08	5,15	—
16	16	2,40	3,96	2,45	3,99	4,03
25	16	1,94	3,26	1,98	3,30	3,34
25	25	1,49	2,56	1,55	2,60	2,66
35	16	1,74	2,90	1,79	2,94	3,00
35	35	1,09	1,84	1,16	1,90	1,96
50	25	1,14	1,92	1,21	1,97	2,03
50	50	0,793	1,29	0,89	1,36	1,44
70	35	0,833	1,39	0,927	1,45	1,53
70	70	0,58	0,932	0,706	1,03	1,13
95	50	0,608	0,99	0,712	1,08	1,18
95	50	0,428	0,797	0,566	0,815	0,907
120	70	0,461	0,745	—	—	0,945
120	120	0,561	—	—	—	0,808
150	70	0,43	0,687	—	—	0,898
150	150	0,285	0,446	—	—	0,732

по-разному. Для плавких предохранителей и расцепителей с обратной зависимой от тока характеристикой ток уставки должен быть

$$I_{\text{уст}} < 3I_{\text{к. з}}.$$

Для автоматических выключателей с электрическими расцепителями (отсечка) ток однофазного к. з. (А)

$$I_{\text{к. з}} = 1{,}1kI_{\text{у}},$$

где 1,1 — коэффициент запаса; k — коэффициент, учитывающий разброс тока срабатывания автомата и равный 1,3—1,4; $I_{\text{у}}$ — уставка тока отсечки автомата.

Ток к. з. между фазным и нулевым проводами (А)

$$I^{(1)}_{\text{к. з}} = \frac{U_{\text{ф}}}{Z_{\text{п}} + \dfrac{Z_{\text{тр}}}{3}}, \qquad (9.30)$$

где $\dot{U}_{\text{ф}}$ — фазное напряжение сети, В; $Z_{\text{п}}$ — полное сопротивление петли фазный провод — нулевой провод линии, Ом; $Z_{\text{тр}}$ — полное сопротивление трансформатора току замыкания на корпус, Ом.

Полные сопротивления петли фазный провод — нулевой провод приведены в табл. 9.2, полные сопротивления трансформатора току замыкания на корпус — в табл. 9.3.

Таблица 9.3

Расчетные полные сопротивления току замыкания на корпус трансформаторов со схемой соединения Y/Y_0 на вторичное напряжение 400/230 В

Мощность трансформатора, кВ·А	Напряжение ВН, кВ	Расчетное полное сопротивление $Z_{тр}/3$, Ом	Мощность трансформатора, кВ·А	Напряжение ВН, кВ	Расчетное полное сопротивление $Z_{тр}/3$, Ом
25	6—10	1,037	250	6—10	0,104
40	6—10	0,649		20—35	0,102
63	6—10	0,412	400	6—10	0,065
	20—35	0,379		20—35	0,064
100	6—10	0,293	630	6—10	0,043
	20—35	0,288		20—35	0,040
160	6—10	0,162	1000	6—10	0,027
	20—35	0,159		20—35	0,026

В сетях напряжением до 1000 В с изолированной нейтралью токи замыкания на землю (А) при малой емкости определяются по формуле

$$I_к^{(1)} = \frac{3U_ф}{3R_п + r}, \tag{9.31}$$

где $R_п$ — переходное сопротивление.

При большой емкости (длина сети более 2 км) ток (А) определяется по формуле

$$I_к^{(1)} = \frac{U_ф}{R_п \sqrt{1 + \dfrac{r(r + 6R_п)}{9\left(1 + r^2 4\pi^2 + 2C^2\right) R_п^2}}}. \tag{9.32}$$

Емкость сети C определяется по формуле (9.15), а удельные емкости — из следующего ряда:

Сечение, мм²	10	16	25	35	50
C_0, мкФ/км	0,15	0,17	0,19	0,19	0,28

Продолжение

Сечение, мм²	70	95	120	150	185	240
C_0, мкФ/км	0,31	0,33	0,35	0,37	0,41	0,45

В распределительных сетях точка к. з. связана с системой, как правило, через трансформаторы (рис. 9.3).

Для учета сопротивления обмотки трансформатора (Ом) расчетное сопротивление приводят к той ступени напряжения, на которой производится расчет:

$$Z_1 = Z_2\left(\frac{U_1}{U_2}\right)^2, \tag{9.33}$$

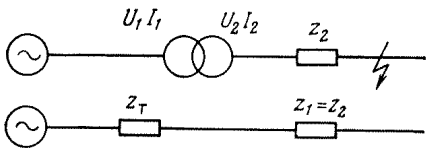
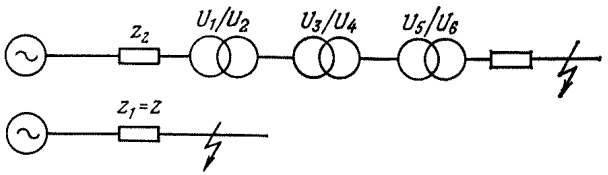


Рис. 9.3. Схема связи точки к. з. с системой и ее схема замещения

Рис. 9.4. Схема приведения с несколькими трансформаторами



При наличии нескольких трансформаторов (рис. 9.4) формула приведения имеет вид

$$Z_1 = Z\left(\frac{U_5}{U_6}\,\frac{U_3}{U_4}\,\frac{U_1}{U_2}\right)^2. \tag{9.34}$$

Ток к. з. в цепи аккумуляторных батарей

$$I_{к.\,з} = \frac{E_{бат}}{r_{бат} + r_у} = \frac{ne}{nr_э + r_у}, \tag{9.35}$$

где n — число элементов в цепи разряда; e — э. д. с. одного элемента батареи, В; $r_э$ — внутреннее сопротивление одного элемента, Ом; $r_у$ — сопротивление цепи от шин батареи до места к. з. в оба конца, Ом.

Для аккумуляторов СК-1 и С-1 э. д. с. и сопротивление составляют для разряженного состояния $e = 1{,}8$ В и $r_{э.\,р} = 0{,}006$ Ом, для заряженного состояния $e_э = 2{,}1$ В и $r_{э.\,з} = 0{,}0046$ Ом.

Сопротивление цепи (Ом)

$$r_ц = \frac{2l}{\gamma S}, \tag{9.36}$$

где l — расстояние по трассе кабеля от шин батареи до места к. з., м; γ — удельная проводимость, равная 57 для меди и 34 для алюминия, м/Ом·мм²; S — сечение жил кабеля, мм².

Выбор плавкой вставки для самой дальней точки определяется из условия

$$\frac{I_{к.\,з}}{I_{п.\,в}} = 5 \div 10, \tag{9.37}$$

где $I_{п.\,в}$ — ток плавкой вставки.

9.4. ПОВЕРОЧНЫЙ РАСЧЕТ УСТАВОК РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Расчет уставок защиты ввода производят в зависимости от схемы питания предприятия, класса напряжения и принятых видов защит. Поверочные расчеты приведены в табл. 9.4.

Расчет максимальной направленной защиты реле серии РТ-40, РТ-80 и РБМ-170. Для проверки уставок токовых органов защиты РТ-40, РТ-80 принимают формулы 9.34—9.37 и в соответствии с табл. 9.5.

Во избежание неправильной работы отсечки при качаниях в линиях с двусторонним питанием при нарушениях устойчивости или несинхронных включениях ток ее срабатывания должен быть отстроен от токов качания и других нарушений (если питание осуществляется по схеме № 1 в табл. 9.4). Ток срабатывания защиты (А)

$$I_{ср} = K_{над} I_{кач.}, \tag{9.38}$$

где $K_{над}$ — коэффициент надежности, равный 1,2—1,3; $I_{кач}$ — ток качания, определяемый по выражению

$$I_{кач} = \frac{E_1 + E_2}{X_\Sigma}, \tag{9.39}$$

где E_1, E_2 — э. д. с. первого и второго источника питания; X_Σ — суммарное сопротивление линий.

Время срабатывания каждой ступени проверяют из учета селективности: для реле РТ-40 с реле времени $\Delta t = 0{,}6$ с; для реле РТ-80 $\Delta t = 0{,}7$ с.

Длина мертвой зоны для реле направления мощности

$$l_{м.з} = \frac{n_{тн} n_{тт} S_{min}}{\sqrt{3}\, \rho_л \left[I^{(3)}_{к.з}\right]^2 \cos(\varphi_р + \alpha)}, \tag{9.40}$$

где S_{min} — минимальная мощность срабатывания реле при токе $I_р = I^{(3)}_{к.з}/n_{тт}$; $I^{(3)}_{к.з}$ — ток, протекающий от защищаемой линии при трехфазном к. з. на границе мертвой зоны и принимаемый для расчетов равным трехфазному значению к. з. на шинах, т. е. в самом начале линии; α — угол, дополняющий δ до 90°; δ — угол полного сопротивления цепи напряжения реле направления мощности; $\varphi_р$ — угол сдвига реле между вектором тока и вектором напряжения (угол положителен, когда ток отстает от напряжения); $\rho_л$ — удельное сопротивление линии, Ом/км; $n_{тн}$ и $n_{тт}$ — коэффициенты трансформации трансформаторов напряжения и тока.

Расчет уставок дифференциальных защит линий. При расчете уставок дифференциальной токовой продольной защиты учитывают следующие положения.

Первичные токи $I_{1п}$ и $I_{2п}$ (А) в общем случае неодинаковы и в сумме равны току в месте к. з.:

$$I_{к.з} = I_{1п} + I_{2п}.$$

Ток в реле (А) $I_р = I_{к.з}/n_т$.

Коэффициент чувствительности защиты

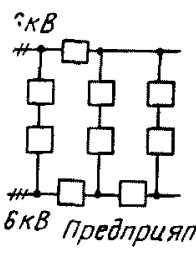
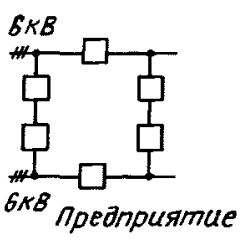
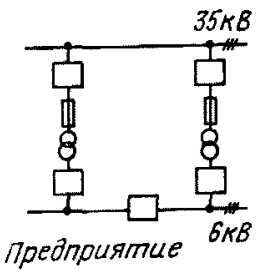
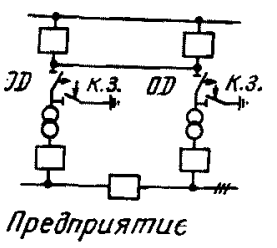
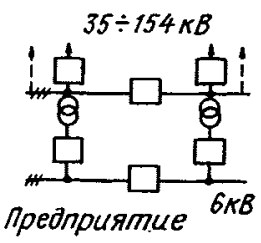
$$K_ч = \frac{I_{к.з\,min}}{I_{с.з}}. \tag{9.41}$$

При расчете уставок дифференциальных поперечных токовых направленных защит, как и для всякой дифференциальной токовой защиты, необходима отстройка от $I_{нб.\,max\,расч}$ (А) при внешних к. з.:

$$I_{с.з} = K_{над} I_{нб.\,max}. \tag{9.42}$$

Таблица 9.4

Поверочные расчеты защит вводов

Схема №	Напряжение питания поверхностной подстанции, кВ	Режим работы секций районной подстанции и предприятия	Количество питающих ЛЭП	Схема питания	Тип защиты: на районной подстанции	Тип защиты: на подстанции шахты	Формулы расчета защиты: на районной подстанции	Формулы расчета защиты: на подстанции шахты	Примечание
1	6	Параллельный	3		Максимальная токовая	Максимальная токовая направленная	$i_{с.з} = \frac{I_{рас.\,max} \times k_н k_{самозап}}{k_в}$ (9.38)	Формула и расчет максимальной направленной защиты	Схема применяется крайне редко на подстанциях малой мощности
2	6	То же	2		При коротких ЛЭП (менее 2 км) продольно-дифференциальная		$i_з = I/n_{тр}$ (9.39)	То же	То же
3	6	Раздельный	2		Максимальная токовая	Максимальная токовая	То же	Максимальная защита любого типа с выдержкой времени больше минимальной защиты подстанции предприятия. Уставка по напряжению меньше напряжения самозапуска	Схема применяется часто
4	35	Параллельный	2		Максимальная токовая	Предохранитель 35 кВ на стороне 6 кВ. Поперечная дифференциальная, газовая	$I_{отсечки}$ $I_{с.з} = K_{над} \times I_{к.з\,max}$ (9.40) Максимальная токовая (табл. 9.5)	Максимальная токовая по формуле (табл. 9.5). Перегруз по формуле $I_{с.з} = \frac{K_{над}}{K_в} \times I_{ном}$ (9.41)	Схема применяется редко на трансформаторах 35 кВ мощностью до 4000 кВ·А
5	35 110 154	То же	2		Максимальная. Для 110 и 154 кВ земляная	Максимальная токовая 2. От перегруза 3. Дифференциальная газовая	То же, а для 110 и 154 кВ добавляется земляная защита	1. Максимальная токовая 2. Перегруз 3. Дифференциальная	Схема применяется часто
6	110 154	Параллельный	2 и более		При проверке уставок защит таких транзитных подстанций необходимо пользоваться Руководящими указаниями по релейной защите. Все исходные данные выдает Энергосистема				

Примечание: $I_{с.з}$ — первичный ток срабатывания защиты; $K_{над}$ — коэффициент надежности, равный 1,2 для максимальной токовой защиты и защиты от перегрузки, 1,4 для отсечки; $i_{с.з}$ — вторичный ток; $n_{тр}$ — коэффициент трансформации трансформаторов тока, используемых для защиты; $I_{к.з.\,max}$ — ток короткого замыкания на стороне высшего напряжения трансформаторов при коротком замыкании на стороне низшего напряжения трансформатора; $k_в$ — коэффициент возврата максимального токового реле; $I_{ном}$ — номинальный ток на стороне высшего напряжения.

Таблица 9.5

Расчет уставок МТЗ отходящих линий

	Наименование присоединения	Тип защиты	Расчетные формулы	Типы реле при оперативном токе	
				переменном	постоянном
1	Трансформатор 6/0,4 кВ	Максимальная токовая	Первичный ток $I_{рт} = \frac{I_{ном} K_{над} K_{сх}}{K_в}$ (9.45) Вторичный ток — по формуле (9.35)	РТ—80; РТВ	РТ-40
		Отсечка	Первичный ток $I_{рт} = K_{над} K_{сх} K_з I_{ном}$ (9.46) Вторичный ток по формуле (9.39)	РТ-80; РТМ	
2	Вентилятор	От затянувшегося пуска	(9.45) (9.39)	РТ—80	РТ—80 или РТ-40 с реле времени
		Отсечка	Первичный ток $I_{рт} = I_{ном} K_{над} K_{сх}$ (9.47) Вторичный ток по формуле (9.39)		
		От замыкания на землю		РТ-40 и УСЗ-2/2	РТ-40 и УСЗ-2/2
3	Подъемные машины, асинхронный двигатель с фазным ротором	Отсечка	Первичный ток по формуле (9.45) Вторичный ток по формуле (9.39)	РТМ	РТ-40
		От перегруза	Первичный ток по формуле (9.47) Вторичный ток по формуле (9.39)	РТ-40 с сопротивлением 0,2 Ом	РТ-40 с сопротивлением 0,2 Ом
		От замыкания на землю		РТ-40 и УСЗ-2/2	РТ-40 и УСЗ-2/2
4	Подземная подстанция	Максимальная токовая От замыкания на землю	(9.45) (9.39)	РТВ РТ-40 и УСЗ-2/2	РТ-40 РТ-40 и УСЗ-2/2
5	Вентиляционный ствол и жилой поселок	Максимальная токовая	(9.45) (9.39)	РТВ РТ-40 и УСЗ-2/2	РТ-40 РТ-40 и УСЗ-2/2
6	Секционный выключатель	Максимальная токовая	(9.45) (9.39)	РТ-40 с реле времени	РТ-40 с реле времени
7	Статический конденсатор	Отсечка От замыкания на землю	(9.47) (9.39)	РТМ РТ-40 и УСЗ-2/2	РТ-40 РТ-40 и УСЗ-2/2

Токи $I_{\text{нб. max}}$ могут в данном случае иметь бо́льшие значения, чем в продольных защитах. Это объясняется наличием в $I_{\text{нб}}$ составляющих $I'_{\text{нб}}$, зависящей от характеристик трансформаторов тока, и $I''_{\text{нб}}$, определяемой возможным неравенством сопротивлений параллельных цепей. В результате в наихудшем случае (при совпадении фаз токов $I'_{\text{нб}}$ и $I''_{\text{нб}}$)

$$I_{\text{нб. max}} = I'_{\text{нб. max}} + I''_{\text{нб. max}}, \tag{9.43}$$

где

$$I'_{\text{нб. max}} = \frac{0{,}5K_{\text{одн}}K_{\text{а пер}}fI_{\text{к. з. вн. max}}}{n_{\text{ТТ}}}. \tag{9.44}$$

Здесь $\frac{I_{\text{к. з. вн. max}}}{n_{\text{ТТ}}}$ — суммарный максимальный вторичный ток внешнего к. з., проходящий по обеим цепям; $K_{\text{одн}}$ — коэффициент однотипности ТТ; $K_{\text{а}}$ — коэффициент, учитывающий прохождение апериодической составляющей в токе к. з. (для реле РНТ с короткозамкнутой обмоткой равен 1, без короткозамкнутой обмотки — 2).

Защита данного конца участка не должна срабатывать при отключении одной из цепей с другого конца, когда мощность на данном конце может быть направлена от шин:

$$I_{\text{ср}} \geqslant K_{\text{отс}}I_{\text{раб. max}}/K_{\text{в}}n_{\text{ТТ}}. \tag{9.45}$$

Защита должна отстраиваться от токов неповрежденных фаз при $K^{(1)}$ и $K^{(1,1)}$, которые могли бы приводить к неправильному ее срабатыванию в режиме каскадного отключения повреждения:

$$I_{\text{ср}} \geqslant K_{\text{отс}}I_{\text{нб. max}}/n_{\text{ТТ}}. \tag{9.46}$$

Эта отстройка может приводить к ее недопустимому загрублению. Поэтому рассматриваемые защиты, как и токовые направленные защиты, включаемые на полные токи фаз, при $K^{(1)}$ и $K^{(1,1)}$ автоматически выводятся из действия. В работе же остается защита нулевой последовательности.

Ток срабатывания реле нулевой последовательности и ток срабатывания защиты находятся в зависимости

$$I_{\text{ср. з}} = n_{\text{ТТ}}K_{\text{сх}}I_{\text{ср}}. \tag{9.47}$$

При расчетах $I_{\text{ср}}$ выбирают по условию, дающему большее значение. Это обычно условие отстройки от максимального рабочего тока (9.53).

Чувствительность защиты оценивают коэффициентом чувствительности пускового органа, зоной каскадного действия защиты и мертвой зоной органа направления мощности.

Коэффициенты чувствительности определяются для двух режимов: при включенных выключателях с обеих сторон цепей (рис. 9.5, *а*) и в режиме каскадного отключения, когда выключатель с противоположной стороны цепи уже отключен (рис. 9.5, *б*).

Зона каскадного действия (рис. 9.6) устанавливается по соотношению

$$l_{\text{к. д.}} = \frac{I_{\text{с. з (А)}}\,l}{I_{\text{к. з}}}, \tag{9.48}$$

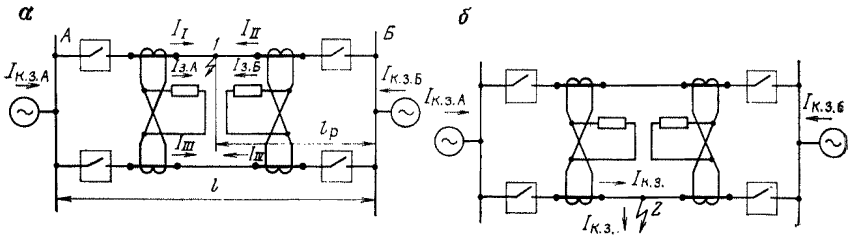


Рис. 9.5. Режимы при к. з. в параллельных цепях:

а — при включенных выключателях с обеих сторон; *б* — при отключенном с одной стороны выключателе

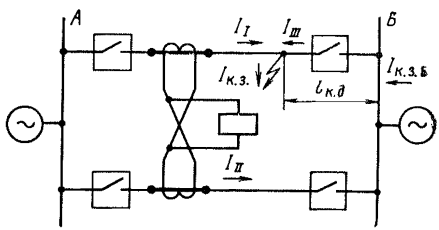


Рис. 9.6. Зоны каскадного действия поперечной защиты

а полная зона с учетом защиты линий *А* и *Б*

$$l_{к.\,д} = l_{к.\,д\,(А)} + l_{к.\,д\,(Б)}.$$

Для успешной работы защиты необходимо, чтобы

$$l_{к.\,д.} \leqslant 0{,}5l.$$

При $K'_ч \geqslant 2$ условие $l_{к.\,д} \leqslant 0{,}5l$ практически всегда обеспечивается.

Проверка уставок двухобмоточных трансформаторов напряжением свыше 6 кВ.

Уставка тока срабатывания МТЗ (А):

$$I_{ср} = \frac{K_{над} K_{сх} K_{зап} I_{нагр.\,max}}{K_в n_{ТТ}}, \qquad (9.49)$$

где $K_{над} = 1{,}2$ — коэффициент надежности; $K_{зап} = 2$ — коэффициент запуска для трансформаторов 35 кВ и 1,5—1,8 для трансформаторов 110 кВ; $I_{нагр.\,max}$ — максимальный ток нагрузки трансформатора в реальном режиме работы (при отключении параллельно работающих трансформаторов, линий и т. д.); $K_в = 0{,}8$ — коэффициент возврата.

Чувствительность защиты проверяют по выражению

$$K_ч = \frac{I''_{к.\,з}}{I_{ср} n_{ТТ}}, \qquad (9.50)$$

где $I''_{к.\,з}$ — ток к. з. на шинах (за трансформатором).

Коэффициент чувствительности $K_ч$ должен быть не менее 1,2 при к. з. в конце резервируемого участка. Ступени времени селективности должны составлять $\Delta t = 0{,}5 \div 0{,}7$ с. При к. з. в конце основного участка $K_ч \geqslant 1{,}5$.

Уставка тока срабатывания реле (А) от перегрузки

$$I_{ср} = \frac{K_{над} K_{сх} I_{нагр}}{K_в n_{ТТ}}, \qquad (9.51)$$

где $K_{над} = 1{,}05$ (защита действует на сигнал) и 1,2 (защита действует на нагрузку или отключение); $K_в = 0{,}8$.

Выдержку времени защиты проверяют из условия, что ступень селективности (0,5—1 с) больше выдержки максимальной токовой защиты от токов к. з.

Проверку максимальной токовой отсечки производят по формуле (9.49). Здесь $K_{над}$ имеет следующие значения для реле:

встроенного типа РТМ	2,0
серии РТ-80, ИТ-80	1,5
серии РТ-40 без выдержки времени	1,4
серии РТ-40 с выдержкой времени	1,25

Чувствительность отсечки проверяют по выражению

$$K_ч = \frac{I''_{к.з} K_{сх}}{I_{ср} n_{ТТ}}, \qquad (9.52)$$

где $I^2_{к.з}$ — ток двухфазного к. з. на шинах за трансформатором со стороны уставки защиты (отсечки).

Расчет дифференциальной токовой отсечки. На трансформаторах распределительных сетей допускается применение дифференциальной защиты, выполненной с токовым реле РТ-40 (ЭТ-520), которые включаются без насыщающихся трансформаторов тока. Достоинство такой защиты, называемой дифференциальной отсечкой — меньшие стоимость и сложность при наладке, чем у защиты с реле серий РНТ и ДЗТ.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки выбирают по условию отстройки от бросков тока намагничивания трансформатора. Уставку тока срабатывания реле $I_{ср}$ (А) типа РТ-40 проверяют по формуле

$$I_{ср} = \frac{K_{сх} K_{над} I_{нам.тр}}{n_{ТТ}}, \qquad (9.53)$$

где $K_{над} = 3 \div 5$ — по условию отстройки от броска намагничивающего тока при включении трансформатора.

Для проверки отстройки от тока небаланса используют выражение

$$K_{над} = \frac{I_{ср}}{I_{нб.р}}, \qquad (9.54)$$

где $I_{нб.р}$ — максимальный ток небаланса реле, равный $I_{1нб.р} + I_{2нб.р}$ ($I_{1нб.р}$ и $I_{2нб.р}$ — расчетные токи небаланса). Токи небаланса определяются при расчете реле РНТ (см. 9.64).

Коэффициент чувствительности дифференциальной защиты

$$K_ч = \frac{I_{к.з.min} K_{сх}}{n_{ТТ} I_{ср}}, \qquad (9.55)$$

где $I_{к.з.min}$ — минимальный ток к. з. на выводах трансформатора с низшей стороны.

$K_ч$ должен быть больше или равен 2, что является главным недостатком дифференциальной отсечки. Дифференциальную отсечку применяют довольно редко: только в тех случаях, когда $K_ч \geqslant 2$. Практически это возможно, если вторичные номинальные токи плеч защиты отличаются друг от друга на несколько процентов и если максимальный и минимальный токи к. з. за трансформатором близки по величине.

Расчет уставок и выбор числа витков первичных обмоток реле серии РНТ. Уставку тока срабатывания (А) проверяют по выражениям:

$$I_{\text{с. з.}} = K_{\text{над}} I_{\text{нб. р.}}; \tag{9.56}$$

$$I_{\text{с. з.}} = K_{\text{над}} I_{\text{ном. тр.}}, \tag{9.57}$$

где $K_{\text{над}} = 1{,}3$; $I_{\text{нб. р}}$ — расчетный максимальный ток небаланса переходного режима при внешних к. з.; $I_{\text{ном. тр}}$ — номинальный ток трансформатора.

За $I_{\text{с. з}}$ принимают наибольшее из двух значений.

Расчетный ток небаланса проверяют по формуле

$$I_{\text{нб. р.}} = I_{1\,\text{нб. р.}} + I_{2\,\text{нб. р.}} = K_{\text{а}} K_{\text{одн}} f I_{\text{к. з. max}} + \Delta N I_{\text{к. з. max}}, \tag{9.58}$$

где $I_{1\text{нб. р}}$ — ток небаланса, зависящий от погрешности трансформаторов тока; $I_{2\text{нб. р}}$ — то же, зависящий от изменения коэффициента трансформации силового трансформатора; $K_{\text{а}}$ — коэффициент апериодических составляющих в токе к. з. (принимается равным 1 для реле РНТ с короткозамкнутыми обмотками и 2 — для реле РНТ без короткозамкнутых обмоток); $K_{\text{одн}}$ — коэффициент однотипности ТТ, равный 0,5, если токи, обтекающие ТТ, близки по величине, и 1 во всех других случаях; f — погрешность трансформаторов тока, равная 0,1; $I_{\text{к. з. max}}$ — наибольший ток к. з. при внешнем к. з. на сторонах низшего и высшего напряжения трансформатора; ΔN — половина диапазона защищаемого регулирования напряжения от его среднего значения (при диапазоне регулирования $\pm 10\,\%$ $\Delta N_t = 0{,}1$).

Расчетное число витков рабочей обмотки реле РНТ для стороны ВН проверяют по формуле

$$W_{\text{р. р.}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{ср}}}, \tag{9.59}$$

где

$$I_{\text{ср}} = I_{\text{с. з.}} \frac{K_{\text{сх}}}{n_{\text{тт}}}; \tag{9.60}$$

$F_{\text{ср}}$ — м. д. с. срабатывания реле. В данном случае коэффициент трансформации $n_{\text{тт}}$ берется для трансформатора тока с большим вторичным током.

При получаемом дробном числе число витков рабочей обмотки принимают ближайшим меньшим.

Ток срабатывания защиты (А) при $W_{\text{раб. уст}}$ (установленном числе витков на рабочей обмотке) определяют по формуле

$$I_{\text{с. з.}} = \frac{F_{\text{ср}} n_{\text{тт}}}{W_{\text{раб. уст.}} K_{\text{сх}}}. \tag{9.61}$$

Расчетное число витков обмотки реле для стороны НН

$$W_{\text{I уст}} = W_{\text{1 раб}} \frac{I_{\text{ном. ВН}}}{I_{\text{ном. НН}}}. \tag{9.62}$$

Число витков обмоток при дробном числе $W_{\text{I уст}}$ принимают также ближайшим меньшим.

Число витков уравнительной обмотки $W_{I\,ур}$, включенной со стороны НН,

$$W_{I\,ур} = W_{I\,уст} - W_{раб.\,уст}. \tag{9.63}$$

Составляющую тока небаланса защиты (А), вызванную неточностью установки на реле расчетного числа витков, рассчитывают по формуле

$$I_{нб.\,з.} = \frac{W_{1\,р} - W_{1\,уст}}{W_{1р}} I_{к.\,з.\,max}. \tag{9.64}$$

Для уточнения тока небаланса (А) используют выражение

$$I_{нб.\,ут} = I_{нб.\,р} + I_{нб.\,з.}. \tag{9.65}$$

Уточненный ток срабатывания защиты от тока небаланса:

$$I'_{с.\,з.\,ут} = K_{над} I_{нб.\,ут}, \tag{9.66}$$

где $K_{над} = 1{,}3$.

Число витков выбрано правильно, если

$$I_{с.\,з.} > I'_{с.з.\,ут}. \tag{9.67}$$

Чувствительность защиты при к. з. в защищаемой зоне в расчетных минимальных режимах проверяется по формуле

$$K_ч = \frac{I^2_{к.\,з.\,min}}{I_{ср}} \geqslant 2, \tag{9.68}$$

где

$$I^2_{к.\,з.\,min} = \frac{I^{(1)}_{к.\,з.\,min}}{n_{тт}} K_{сх} W_{раб.\,уст}; \tag{9.69}$$

$I^1_{к.\,з.\,min}$, $I^2_{к.\,з.\,min}$ — ток к. з. в минимальном режиме при однофазном и двухфазном к. з.

Расчет защиты трехобмоточных силовых трансформаторов. Выдержку времени максимальной защиты со стороны питания выбирают из условия

$$t_1 > t_2 > t_3,$$

где t_2 и t_3 — выдержки времени максимальной защиты соответственно двух других обмоток (СН и НН) трансформатора.

Токи срабатывания определяют по формулам (9.56) и (9.57).

Число витков первичных обмоток реле серии РНТ определяют по формуле (9.59) и принимают меньшее значение.

Расчетное число витков уравнительных обмоток определяют по выражениям

$$W_{ур\,I} = W_{уст.\,раб.} \frac{I_з - I_1}{I_1}; \tag{9.70}$$

$$W_{ур\,II} = W_{уст.\,раб} \frac{I_з - I_2}{I_2} \tag{9.71}$$

и принимают ближайшие меньшие значения.

Ток небаланса

$$I_{\text{нб. з.}} = \frac{W_{\text{раб I}} - W_{\text{уст I}}}{W_{\text{р I}}} I_{\text{1к. з. max}} + \frac{W_{\text{раб II}} - W_{\text{уст II}}}{W_{\text{р II}}} I_{\text{2к. з. max}}, \tag{9.72}$$

где $W_{\text{р I}}$ и $W_{\text{р II}}$ — расчетные числа обмоток РНТ для СН и НН; $W_{\text{уст I}}$ и $W_{\text{уст II}}$ — принятое (установленное) число витков обмотки РНТ для СН и НН; $I_{\text{1к. з max}}$ и $I_{\text{2к. з max}}$ — наибольшие значения тока к. з. при внешнем к. з. со стороны включения обмотки СН или НН.

Суммарный расчетный ток небаланса определяют по выражению (9.65), чувствительность защиты — по (9.68).

Расчет уставок реле серии ДЗТ. Уставку тока срабатывания (А) проверяют по формуле

$$I_{\text{с. з.}} = K_{\text{над}} I_{\text{ном тр}}, \tag{9.73}$$

где $K_{\text{над}} = 1{,}2 \div 1{,}5$; $I_{\text{ном. тр}}$ — номинальный ток трансформатора.

Для обеспечения несрабатывания защиты при повреждениях, когда торможение реле отсутствует, $I_{\text{с. з}}$ выбирают по условиям отстройки от токов небаланса, как и для защиты с реле РНТ, по выражениям (9.56) и (9.57), однако при этом для трехобмоточных трансформаторов $K_{\text{над}} \geqslant 1{,}5$.

Расчет числа витков рабочих и уравнительных обмоток производится в соответствии с расчетом числа витков реле серии РНТ.

Число витков тормозной обмотки

$$W_{\text{торм}} = \frac{K_{\text{над}} I_{\text{нб. р}} W_{\text{раб. расч.}}}{I_{\text{торм}} \operatorname{tg} \alpha}, \tag{9.74}$$

где $K_{\text{над}} = 1{,}5$; $I_{\text{нб. р}}$ — расчетный ток небаланса, А; $I_{\text{торм}}$ — максимальный ток при к. з. вне зоны дифференциальной защиты; $W_{\text{раб. расч.}}$ — расчетное число витков рабочей обмотки (уравнительной плюс дифференциальной) реле ДЗТ; $\operatorname{tg} \alpha = 0{,}83$ — по тормозной характеристике реле ДЗТ.

Для проверки чувствительности защиты (без тормозной обмотки) применяют формулу (9.68).

Если по тормозной обмотке ток проходит, то чувствительность защиты определяют по заводским тормозным характеристикам (см. разд. 7).

Расчет максимальной токовой защиты с дешунтированием катушки отключения. Расчет защиты производят с учетом проверки надежности действия катушки отключения после ее дешунтирования.

Ток срабатывания защиты $I_{\text{ср}}$ (максимальной и отсечки) определяют по формулам (9.51) и (9.53).

Коэффициент надежности для реле серии РТ-40 составляет 1,25 (МТЗ) и 1,4 (отсечка), для РТ-80 соответственно 1,4 и 1,5.

Чувствительность защит проверяют по выражениям (9.50) и (9.52).

Для реле РП-341 и РТ-86 вторичный максимальный ток $I_{2\text{max}}$, соответствующий первичному максимальному току к. з. $I_{\text{к. з. max}}$, должен быть меньше допустимого тока для контактов реле:

$$I_{2\,\text{max}} = \frac{K_{\text{сх}} I_{\text{к. з. max}}}{n_{\text{тт}}} < 150. \tag{9.75}$$

Ток срабатывания катушки отключения $I_{ср.к}$ (А) должен быть меньше тока срабатывания реле $I_{ср.р}$:

$$I_{ср.к} = \frac{I_{ср.р}}{K_{над}}, \qquad (9.76)$$

где $K_{над}$ — коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2—2,0.

Указанная проверка необходима для того, чтобы при срабатывании реле катушка отключения надежно действовала после дешунтирования.

Расчет уставок защиты потребителей напряжением 6 кВ производят для защит, установленных на ГПП, согласно табл. 9.5.

Расчет максимальной токовой защиты и отсечки, выполненных на постоянном оперативном токе с реле РТ-40 и РТ-80. Для проверки уставки тока срабатывания используют формулу (9.51), приняв при этом $K_{над}$, равным 1,25 и 1,4 для реле соответственно РТ-40 и РТ-80, а также $K_в$, равным 0,8 и 0,85 для тех же реле.

При наличии двигателей напряжением свыше 1000 В, питающихся от данной линии, в выражение (9.49) вводят в числитель коэффициент самозапуска асинхронных двигателей $K_{сз}$, равный 2,5—3.

Уставку тока срабатывания токовой отсечки проверяют по формуле (9.53), приняв $K_{над}=1{,}4$ и 1,5 для реле соответственно РТ-40 и РТ-80.

При выполнении отсечки с помощью электромагнитного элемента индукционного реле РТ-80 необходимо определить кратность отсечки:

$$\frac{I_{ср.о}}{I_{ср.з}} = 2 \div 8,$$

где $I_{ср.о}$ и $I_{ср.з}$ — токи отсечки и срабатывания защиты.

Для проверки чувствительности защиты пригодны формулы (9.50) и (9.52).

При проверке времени срабатывания защит с независимой характеристикой используют ступенчатый принцип, по которому разница во времени действия двух смежных защит должна отличаться на ступень селективности $\Delta t=0{,}5$ и 0,6 с для реле соответственно РТ-40 с реле времени и РТ-80.

Расчет защиты от замыканий на землю в сетях с малыми токами замыкания на землю. Защита от замыкания на землю в сетях 6—10 кВ с малыми токами замыкания на землю выполняется с действием на сигнал и с действием на отключение. Токи срабатывания реле должны удовлетворять условиям селективности и чувствительности.

По условию селективности защита должна работать только при повреждениях на защищаемой линии.

Ток срабатывания отстраивается от емкостного тока при к. з. на другой линии и определяется по выражению

$$I_{ср} = K_{над}\frac{I_C}{n_т}, \qquad (9.77)$$

где I_C — емкостный ток защищаемой линии при однофазном замыкании на землю другой линии, А; $K_{над}=4 \div 5$.

По условиям чувствительности защита при металлическом замыкании на землю должна иметь коэффициент чувствительности $K_ч$, равный 1,25 для кабельных и 1,5 для воздушных линий.

Уставку тока срабатывания защиты (А) проверяют по формуле

$$I_{с.з.} = K_{над} K_{бр} I_з, \tag{9.78}$$

где $I_з$ — ток замыкания на землю, который определяется по формулам (9.15)—(9.18); $K_{над}$ — коэффициент надежности, равный 1,2—1,3; $K_{бр}$ — коэффициент броска емкостного тока, равный 3—4.

Ток срабатывания защиты от замыкания на землю должен быть не более 10 А для электродвигателей мощностью до 2000 кВт и не более 5 А для электродвигателей мощностью свыше 2000 кВт. Если $I_{с.з}$ при расчете окажется больше этих значений, то необходимо уменьшить $K_{бр}$ до 1,5—2 и в защиту ввести выдержку времени 1—2 с.

Расчет защиты минимального напряжения. Выбор уставки напряжения срабатывания (В) первой ступени защиты выполняют согласно условию обеспечения самозапуска наиболее ответственных двигателей и возврата реле при восстановлении напряжения после отключения к. з.:

$$U_{1ср} = \frac{K_{над} U_{ном.дв.}}{n_{тн}}, \tag{9.79}$$

где $K_{над}$=0,7; $U_{ном.дв}$ — номинальное напряжение двигателя, кВ; $n_{т.н}$ — коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Уставка напряжения срабатывания второй ступени защиты (В) производится по выражению

$$U_{2ср} = \frac{K_{над} U_{ном.дв.}}{n_{тн}},$$

где $K_{над}$=0,4÷0,8 с учетом самозапуска двигателей.

Защита второй ступени отключает ответственные электродвигатели, поэтому выдержка времени должна быть равна 1—2 с.

Расчет уставок защиты конденсаторных батарей. Защита от междуфазных к. з. отдельных батарей конденсаторов осуществляется предохранителями, а всей установки конденсаторов — максимальной отсечкой с применением реле РТМ. Номинальный ток плавкой вставки предохранителя и ток срабатывания МТЗ (А) рассчитывают по формулам:

$$I_{ном.вст} = (2{,}5 \div 3)\, I_{ном.конд.}; \tag{9.80}$$

$$I_{ср} = \frac{K_{над} K_{сх}}{n_{тт}} I_{ном.бат} = \frac{K_{над} K_{сх}}{n_{тт}} \sqrt{3}\, I_{ном.конд}, \tag{9.81}$$

где $I_{ном.конд}$ — номинальный ток одного (или группы) конденсатора; $I_{ном.бат}$ — номинальный линейный ток батареи конденсаторов; $K_{над}$= =2,0÷2,5 — коэффициент надежности.

Защита от однофазных замыканий на землю конденсаторных батарей осуществляется аналогично защите от замыкания на землю в сетях с малыми токами замыкания на землю.

Выбор плавкой вставки в сетях напряжением до 1000 В. Отстройка от тока нагрузки (А)

$$I_{\text{п. в.}} = K_{\text{над}} I_{\text{нагр. max}}, \tag{9.82}$$

где $I_{\text{нагр. max}}$ — максимальный длительный ток нагрузки, А; $K_{\text{над}} = 1{,}1 \div 1{,}2$ при постоянной нагрузке и 2—2,5 при переменной.

Отстройка от тока допустимой перегрузки (А)

$$I_{\text{п. в.}} = \frac{I_{\text{пер}}}{K_{\text{пер}}}, \tag{9.83}$$

где $I_{\text{пер}}$ — допустимый ток перегрузки, А; $K_{\text{пер}}$ — коэффициент перегрузки, равный 2,5 и 1,5—2 при длительности перегрузки соответственно 2—3 и 10 с.

Согласование по току к. з. плавкой вставки выбирают из условия

$$I_{\text{п. в.}} \leqslant \frac{I^{3}_{\text{к. з}}}{10 \div 15}. \tag{9.84}$$

Значение плавкой вставки для предохранителя округляется до ближайшей стандратной (большей). Выбранную плавкую вставку проверяют по чувствительности:

$$I_{\text{п. в.}} \leqslant \frac{I^{1}_{\text{к. з.}}}{3}. \tag{9.85}$$

Селективность выбранных предохранителей проверяют по характеристике $t = f(I)$.

Предохранители будут селективны, если

$$t_1 \geqslant 3t_2,$$

где t_1, t_2 — время сгорания вставки предохранителя соответственно ближайшего к источнику питания и следующей ступени. Время сгорания t_1 и t_2 определяют по характеристикам при одном и том же токе к. з. Кроме того, селективность предохранителей проверяют по соотношению сечений плавких вставок

$$S_1/S_2 \geqslant d,$$

где S_1, S_2 — сечение вставки предохранителя соответственно ближайшего к источнику питания и следующей ступени; d — коэффициент селективности. Выбор тока плавких вставок (А) предохранителей для общей защиты конденсаторной установки осуществляют с помощью формулы

$$I_{\text{в}} \leqslant 1{,}6 n_{\text{общ}} \frac{Q_{\text{ном}}}{\sqrt{3}\, U_{\text{л}}}, \tag{9.86}$$

где $n_{\text{общ}}$ — общее количество конденсаторов в установке; $Q_{\text{ном}}$ — номинальная мощность конденсатора, квар.

Уставка тока (А) максимального токового реле или расцепителя исходя из перегрузочной способности конденсаторов не должна превышать 1,3 $I_{\text{ном}}$ конденсаторной установки:

$$I_{\text{у}} = 1{,}3 n_{\text{общ}} \frac{Q_{\text{ном}}}{\sqrt{3}\, U_{\text{л}}}. \tag{9.87}$$

Таблица 9.6

Отношение сечений плавких вставок предохранителей

Металл плавкой вставки предохранителя, расположенного ближе к источнику питания	Металл плавкой вставки предохранителя, расположенного ближе к месту к. з.			
	Медь	Серебро	Цинк	Свинец
Предохранитель с наполнителем				
Медь	1,55	1,33	0,55	0,20
Серебро	1,72	1,55	0,62	0,23
Цинк	4,50	3,95	1,65	0,60
Свинец	12,40	10,80	4,50	1,65
Предохранитель без наполнителя				
Медь	1,15	1,03	0,40	0,15
Серебро	1,33	1,15	0,46	0,17
Цинк	3,50	3,06	1,0	0,44
Свинец	9,50	8,40	3,30	1,20

Отношения сечений вставок, обеспечивающие селективность, приведены в табл. 9.6.

10. НАЛАДКА УСТРОЙСТВ АВТОМАТИКИ

10.1. УСТРОЙСТВА АВТОМАТИЧЕСКОГО ПОВТОРНОГО ВКЛЮЧЕНИЯ

Автоматическое повторное включение (АПВ) — включение с помощью автоматических устройств аварийно отключившегося коммутационного аппарата в целях восстановления питания потребителей. Успешное АПВ возможно при восстановлении изоляции (исчезновении причины, вызвавшей к. з.) в месте к. з. после снятия напряжения с поврежденного участка цепи.

Устройствами АПВ оборудуют воздушные и смешанные линии всех типов напряжением выше 1000 В при наличии на них соответствующих коммутационных аппаратов.

Устройства АПВ различаются по следующим основным признакам:

кратности действия — одно- и многократного действия;

способу воздействия на привод выключателя — механические и электрические;

числу фаз выключателей, включаемых устройствами АПВ;

способу проверки синхронизма при АПВ для линий с двусторонним питанием;

Схемы выполнения АПВ различаются по способу пуска, способу возврата в положение готовности к повторному действию, по типу элементов схем электроснабжения, оборудованных устройством АПВ (линий, шин, трансформаторов).

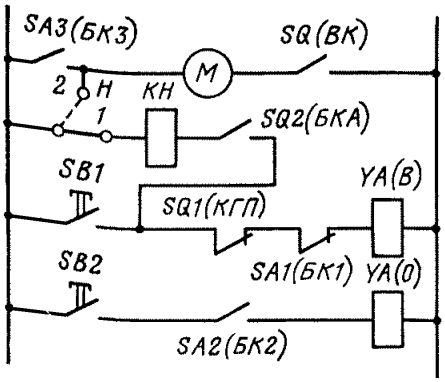


Рис. 10.1. Схема АПВ для пружинно-моторного привода

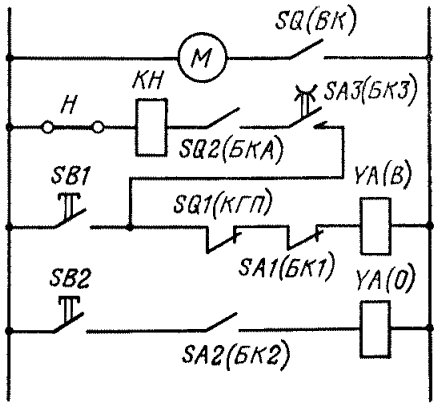


Рис. 10.2. Упрощенная схема АПВ для пружинно-моторного привода

Пуск устройств АПВ производят, используя несоответствие положения выключателя и его ключа управления. Такое несоответствие возникает при любом автоматическом отключении выключателя. Существуют также схемы с пуском устройств АПВ при аварийных отключениях, не сопровождающихся срабатыванием релейной защиты, например механические устройства АПВ на выключателях с пружинно-моторным приводом.

Схемы устройств АПВ, подобно схемам релейной защиты, выполняются на постоянном, переменном и выпрямленном оперативном токе. Для механических АПВ грузовых и пружинных приводов оперативный ток не требуется. Они действуют при срабатывании встроенных в привод реле прямого действия и включают отключившийся выключатель без выдержки времени.

Условия работы механических приводов в цикле АПВ крайне тяжелые: при включении выключателя возникают ударные нагрузки, разбивающие привод. К недостаткам схем АПВ с механическими приводами следует также отнести отсутствие у них выдержки времени. Эти недостатки отсутствуют в электрических схемах АПВ на переменном и выпрямленном оперативном токе.

Электрическое мгновенно действующее АПВ, как и механическое АПВ, начинает включать выключатель еще до того, как элементы выключателя и привода придут в состояние покоя, следствием чего являются дополнительные механические удары и ненадежная работа привода. Наряду с этим короткие замыкания не всегда успевают самоустраниться, так как время бестоковой паузы мало — от 0,2 до 0,3 с. Устройство АПВ с выдержкой времени не имеет этого недостатка. Временно замыкающий блок-контакт привода в таких схемах заменен контактом реле времени, которое запускается при отключении выключателя и замыкании блок-контакта выключателя в цепи пуска реле. Необходимая выдержка времени на отключение выключателя устанавливается на контакте реле времени. При этом для однократного действия АПВ минимальное время подготовки привода к включению должно быть больше, чем наибольшая выдержка времени релейной защиты и время АПВ в сумме.

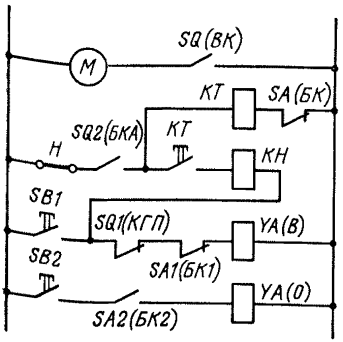


Рис. 10.3. Схема АПВ с реле времени ЭВ-242

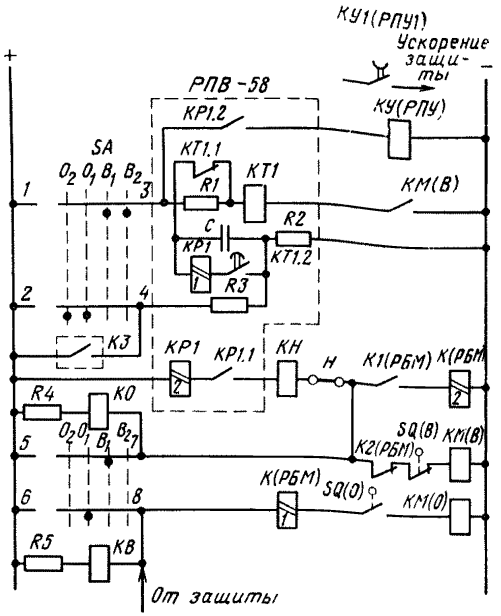


Рис. 10.4. Принципиальная схема электрического АПВ однократного действия с реле РПВ-58

На рис. 10.1—10.3 показаны схемы АПВ выключателей с пружинно-моторными приводами, наиболее широко применяемые на практике.

На подстанциях 6—35 кВ применяют схему группового АПВ, в которой используется одно реле времени для создания выдержки времени АПВ нескольких присоединений (с целью экономии реле времени). Для подстанций с выключателями, оснащенными электромагнитными приводами, схема управления выключателем и схема АПВ получает питание от блока типа БПН-1001. В схеме АПВ используется реле РПВ-258, которое выпускается специально для работы на переменном оперативном токе и отличается от реле РПВ-58 наличием в схеме диода, предотвращающего разряд конденсатора при снижениях выпрямленного напряжения вызванного к. з. вблизи подстанции. Для питания катушек электромагнитов выключателя используют конденсаторную батарею с зарядным устройством и мощное выпрямительное устройство. Питание цепей АПВ может производиться от блоков типов БПН-1002 и БПТ-1002.

В схемах двукратного АПВ на переменном оперативном токе используют двухпозиционное промежуточное реле и реле времени. В упрощенных схемах обеспечивается подача импульса на включение в первом цикле АПВ без выдержки времени, а во втором — с выдержкой времени до 20 с, определяемой положением упорного контакта реле времени ЭВ-248.

В схемах электрических АПВ, работающих на постоянном выпрямленном оперативном токе, применяют реле повторного включения РПВ-58 и РПВ-258.

На рис. 10.4 показана принципиальная схема электрического АПВ однократного действия с применением реле РПВ-58. Пуск АПВ происходит при отключении выключателя под действием релейной защиты в результате возникновения несоответствия между положением ключа, которое

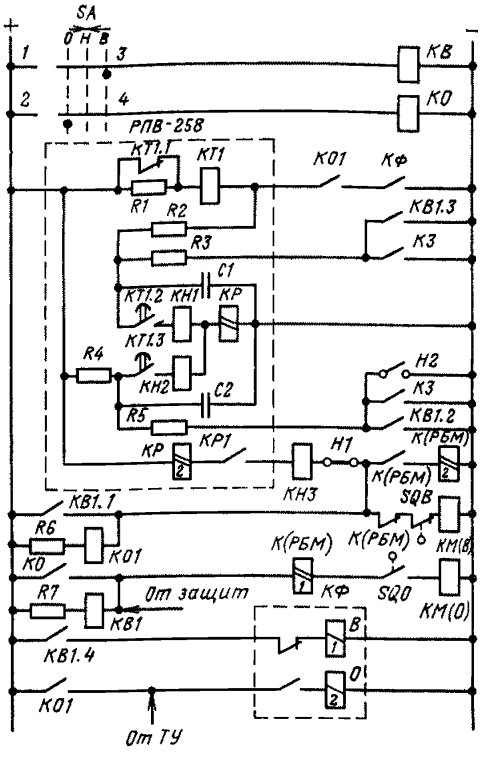


Рис. 10.5. Принципиальная схема электрического АПВ двукратного действия с применением реле РПВ-258

не изменилось, и положением выключателя, который отключен защитой. Несоответствие положений ключа управления и выключателя характеризуется тем, что через контакты ключа *1—3* на схему АПВ по-прежнему подается «+» оперативного тока, а ранее разомкнутый контакт (блок-контакт) выключателя *SQ* (*В*) переключился и замкнул цепь обмотки реле *КМ*(*В*), которое, срабатывая, подает «—» на обмотки реле времени *КТ1*.

При оперативном отключении выключателя ключом управления *SA* несоответствие между положением ключа управления и выключателя не возникает и АПВ не действует, так как одновременно с подачей импульса на отключение выключателя контактами ключа *6—8* размыкаются контакты *1—3*, чем снимается «+» оперативного тока со схемы АПВ.

Для предотвращения многократного включения выключателя на устойчивое к. з., что имело бы место в случае застревания контактов реле *КР1* в замкнутом состоянии, в схеме управления устанавливается специальное промежуточное реле *К*(*РБМ*) типа РП-232 с двумя обмотками: рабочей последовательной и удерживающей параллельной. Реле *К* (*РБМ*) срабатывает при прохождении тока по катушке отключения выключателя и удерживается в притянутом положении до снятия команды на включение. При этом цепь обмотки *КМ* (*В*) разомкнута размыкающим контактом *К2* (*РБМ*), чем предотвращается включение выключателя.

На рис. 10.5 показана принципиальная схема электрического АПВ двукратного действия с применением реле РПВ-258.

Пуск схемы двукратного АПВ осуществляется так же, как в схеме однократного АПВ. Однако в схему двухкратного АПВ введены реле-повторители ключа управления *КО*, *КВ* и реле фиксации *КФ*, контактами которого контролируется цепь пуска. Указательные реле сигнализируют следующее: *КН1* — первый цикл; *КН2* — второй цикл; *КН3* — срабатывание АПВ.

Для предотвращения срабатывания АПВ в случае отключения выключателя после включения его ключом управления на к. з. в схеме реле РПВ-258 осуществляется разряд конденсаторов *С1* и *С2* через замыкающие контакты *КВ1.3* и *КВ1.2* и резисторы *R3* и *R5*. Запрет АПВ контактами реле защиты осуществляется так же, как в схеме однократного АПВ. В схеме предусмотрены две отключающие накладки: *Н1* — выводящая из действия схему АПВ полностью и *Н2* — исключающая второй цикл АПВ.

В схемах без реле повторителей *КВ* и *КО* контакты ключа управления *SA* управляют непосредственно работой контакторов *КМ* (*В*) и *КМ* (*0*) и производят возврат реле фиксации *КФ*, которое своими контактами разряжает конденсаторы (в реле РПВ-58), не допуская срабатывания АПВ при последующем включении выключателя.

При наладке устройств АПВ в дополнение к изложенному в 8.1 необходимо выполнить следующее.

1. Ознакомиться и проанализировать схему АПВ, которая должна находиться в состоянии постоянной готовности и обеспечивать:

срабатывание при всех случаях аварийного отключения;

запрет действия при отключении коммутационного аппарата (выключателя) оперативным персоналом;

запрет действия при срабатывании защит, реагирующих на повреждения, не сопровождающиеся самоликвидацией (например, газовая и дифференциальная защита трансформаторов, дифференциальная защита шин);

минимально возможное время срабатывания;

автоматический возврат с заданной выдержкой времени в состояние готовности к новому действию после включения выключателя в работу;

ускорение защиты после АПВ;

выведение устройства из работы.

2. Проверить соответствие выполненного монтажа принципиальной схеме, обратив особое внимание на наличие блокировки от многократных включений привода выключателя при двукратном АПВ (блокировки от «прыгания») и отсутствие ложных обходных цепей при работе АПВ. Произвести измерение сопротивления и испытание изоляции.

3. Проверить в работе и отрегулировать блок-контакты *SQ2* (*БКА*), *SQ1* (*КГП*), *SA1* (*БКО*), *SA2* (*БКВ*) выключателя, задействованные в схеме АПВ, согласно указаниям п. 4.4, а также заводским инструкциям по эксплуатации коммутационных аппаратов и приводов. Особое внимание обратить на блок-контакт готовности привода (*SQ1* в приводах ПП-67, ПП-61 при ручной заводке пружин).

4. Проверить и отрегулировать работу элементов схемы согласно указаниям разд. 7 и 6.

5. Выставить уставки выдержки времени исходя из того, что для успешного действия АПВ время срабатывания $t_{АПВ}$ должно быть больше:

$t_{г.\,п}$ — времени, необходимого для восстановлении готовности привода к работе на включение (для различных типов приводов с учетом условий работы $t_{г.\,п}=0{,}2\div1{,}0$ с);

$t_{д.\,с}$ — времени, необходимого для деионизации среды в точке повреждения. Для установок напряжением до 220 кВ $t_{д.\,с}\geqslant0{,}32$ с;

$t_{в.\,з}$ — времени, необходимого для возврата реле защиты, установленного на выключателе, который расположен ближе к источнику питания, чем рассматриваемый выключатель с устройством АПВ. Максимальное время $t_{в.\,з}=0{,}2\div0{,}3$ с.

Определяющим обычно является условие $t_{АПВ}>t_{г.\,п}$. С учетом времени запаса $t_{зап}=0{,}4\div0{,}5$ с время срабатывания АПВ линий с односторонним питанием

$$t_{АПВ}=t_{г.\,п.}+t_{зап.} \qquad (10.1)$$

или

$$t_{АПВ} = 0{,}6 \div 1{,}5 \text{ с.}$$

В отдельных случаях для линий 35—220 кВ, когда велика вероятность их повреждения, для эффективности действия АПВ его выдержку времени целесообразно принимать несколько повышенной — порядка нескольких секунд. Схема АПВ во всех случаях должна выполняться так, чтобы продолжительность импульса на включение выключателя была достаточной для его надежного включения.

Выдержку времени АПВ на повторное включение выключателя с учетом времени на его отключение подсчитывают по формуле

$$t_1 = t_{о.\,в} + t_{г.\,п.} + t_{зап.}. \qquad (10.2)$$

В случае $t_{д.\,с} > t_{г.\,п}$

$$t_1 = t_{о.\,в.} + t_{д.\,с.} + t_{зап.}, \qquad (10.3)$$

где $t_{о.\,в}$ — время отключения выключателя, которое следует принимать для линий 35 кВ от 0,3 до 0,5 с и линий 110—220 кВ от 0,5 до 0,6 с.

Выдержку времени устройства АПВ двукратного действия для первого цикла АПВ принимают 0,5 с, второго цикла — от 10 до 15 с.

Время автоматического возврата АПВ в исходное положение

$$t_{АПВ_в} \geqslant t_{АПВ} + t_{в.в} + t_{р.\,з.\,max} + t_{о.\,в} + t_{зап.}, \qquad (10.4)$$

где $t_{в.\,в}$ — время включения выключателя; $t_{р.\,з.\,max}$ — время срабатывания релейной защиты (с максимальной выдержкой); $t_{зап}$ — время запаса, принимается равным ступени селективности защиты линий.

Для однократного АПВ эти требования выполняются, если принять $t_{АПВ_в} = 15 \div 20$ с. Для АПВ двукратного действия время возврата в состояние готовности после второго цикла принимается 60—120 с.

6. Проверить взаимодействие коммутационных элементов схемы АПВ, работу устройства в целом и от каждого аппарата в отдельности. Проверить работу схемы, имитируя срабатывание защиты и изменяя положение накладок. Проверить работу блокировок и устройства при пониженном напряжении оперативного тока (0,8 $U_{ном}$).

7. Проверить работу устройства совместно с выключателем, имитируя успешное и неуспешное АПВ с временем отключения защиты, кратность АПВ, работу всех блокировок, ускорение защиты до АПВ и после, работу АПВ при снятии накладки (АПВ не должно работать), включение выключателя устройством АПВ на устойчивое к. з. и при этом однократность действия АПВ.

Проверить работу сигнализации — срабатывание указателей, действие сигнальных ламп и сирены.

8. Измерить время полного цикла АПВ с помощью электросекундомера от подачи импульса на отключение выключателя до повторного замыкания главных контактов выключателя.

10.2. УСТРОЙСТВА АВТОМАТИЧЕСКОГО ВКЛЮЧЕНИЯ РЕЗЕРВА

Устройства автоматического включения резерва (АВР) предназначены для быстрого восстановления электроснабжения потребителей или нормального технологического режима оборудования при нарушении рабо-

чего питания, вызванного аварийным, ошибочным или самопроизвольным отключением рабочего источника питания или двигателя рабочего механизма, а также в случае, когда один работающий трансформатор или двигатель не обеспечивает поддержания нормальных параметров сети или режима работы оборудования.

Устройства АВР в сетях на напряжение выше 1000 В.

Существует два способа резервирования электроснабжения потребителей: явное и неявное.

Явное резервирование заключается в том, что один из источников нормально отключен и включается от АВР только при исчезновении питания от источника, несущего всю нагрузку (рис. 10.6). Питание подстанции осуществляется по рабочей линии *Л1*. Вторая линия *Л2* — резервная и находится под напряжением. При отключении выключателя *Q1* автоматически от АВР включается выключатель *Q2* линии *Л2*. Схемы АВР могут быть одностороннего или двустороннего действия. При одностороннем АВР линия *Л1* всегда должна быть рабочей, а линия *Л2* — всегда резервной. При двустороннем АВР любая из этих линий может быть рабочей или резервной.

При неявном резервировании все источники — рабочие, но работают раздельно на разные шины (секции) потребителей (рис. 10.7). Питание подстанции осуществляется по двум линиям *Л1* и *Л2*, разделенным секционным выключателем *Q3* (рис. 10.7, *а*) или шиносоединительным выключателем *Q3* (рис. 10.7, *б*). При аварийном отключении выключателя *Q1* или *Q2* автоматически включается выключатель *Q3*, обеспечивая бесперебойность питания потребителей.

При выполнении схем АВР на переменном и выпрямленном оперативном токе обязательно наличие шин обеспечения питания (ШОП) цепей управления и автоматики, снабженных собственной схемой мгновенного действия, а также применение стабилизаторов напряжения в цепях оперативного тока. Заземление одной из фаз, питающих оперативные цепи, допускается только через пробивной предохранитель. Схемы АВР на выпрямленном оперативном токе отличаются наличием в них блоков питания и заряда БПЗ-401 и БПЗ-402.

Для включения выключателей с электромагнитными приводами на таких подстанциях применяют мощные выпрямительные устройства типов БПРУ, КВУ, УКП, БПНС (см. разд. 7). На рис. 10.8 показана схема АВР с использованием реле РП-252. Основной пуск АВР осуществляется блок-контактами выключателя *Q1* рабочего источника питания при его отключении от защиты (ошибочном или самопроизвольном). При этом используется кратковременно возникающее несоответствие между положением выключателя *Q2* и реле контроля цепи отключения *К* схемы управления выключателем. Реле *К* типа РП-252 обладает замедлением на отпадание, благодаря чему в момент отключения выключателя *Q1* рабочего источника питания замыкается цепь на включение выключателя *Q3* резервного источника питания на время, достаточное для его включения. Реле *К* обеспечивает однократность действия АВР, так как при отключении выключателя *Q2* контакты реле размыкаются с установленной выдержкой времени (0,5—0,6 с). Благодаря этому исключается повторное включение выключателя *Q3* источника резервного питания на неустранившееся к. з.

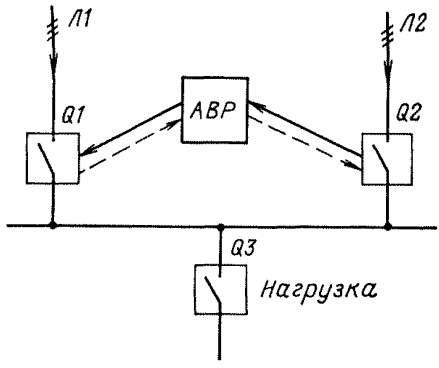


Рис. 10.6. Схема АВР явного резервирования

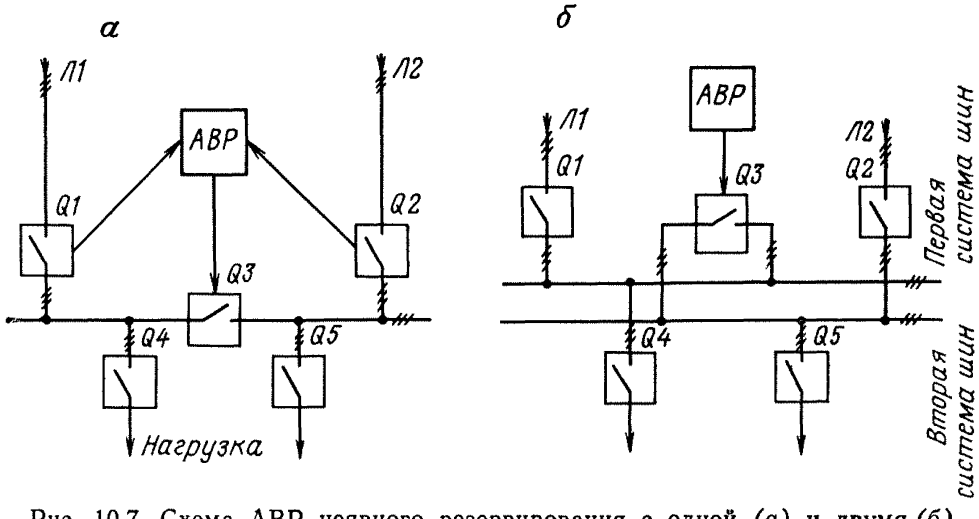


Рис. 10.7. Схема АВР неявного резервирования с одной (*а*) и двумя (*б*) системами шин

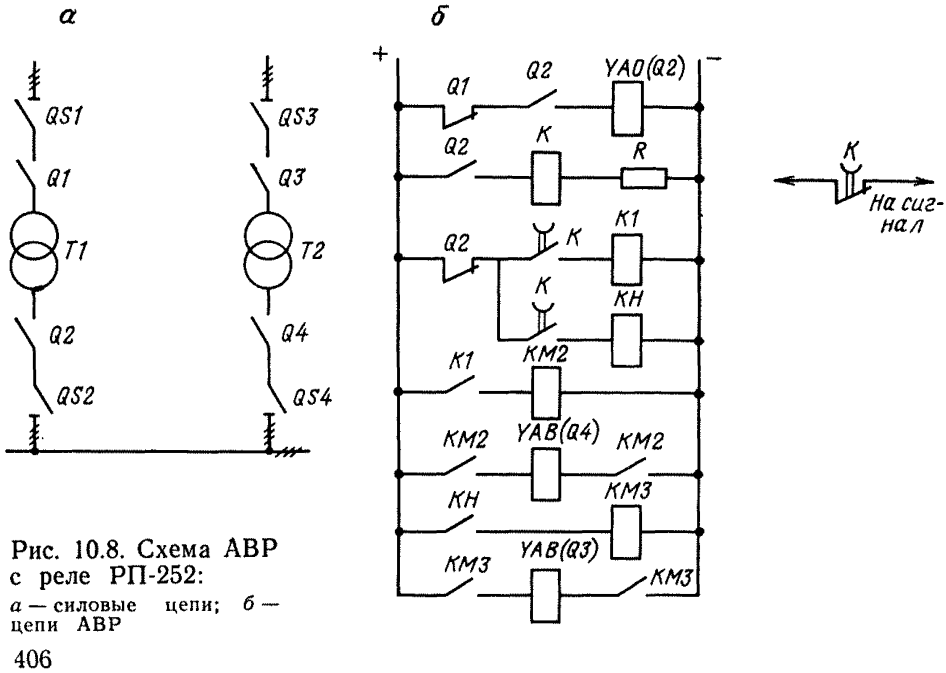


Рис. 10.8. Схема АВР с реле РП-252:
а — силовые цепи; *б* — цепи АВР

Схема АВР должна обеспечивать:

приведение в действие АВР при исчезновении напряжения на шинах (аварийном, самопроизвольном или ошибочном отключении рабочего питания);

блокировку между коммутационными аппаратами (сами аппараты должны быть постоянно готовы к включению);

минимальное время работы АВР;

однократное действие АВР для предотвращения многократного включения резервного источника питания на неустраненное к. з;

приведение в действие АВР до отключения выключателя рабочего источника питания, так как в противном случае напряжение от резервного ввода будет подано на поврежденный элемент;

приведение в действие АВР в случае исчезновения напряжения на шинах основного питания. Для этого схема должна иметь защиту минимального напряжения, установленную на шинах потребителя и действующую на отключение выключателя основного питания;

контроль наличия напряжения на включаемом вводе на секции (при его отсутствии устройство АВР не должно работать);

возврат к первоначальному режиму после устранения повреждения отключившегося рабочего ввода;

ускорение защиты выключателя, которым подается напряжение от резервного источника после работы АВР при включении его на неустраненное к. з. Это особенно важно для предотвращения нарушения нормальной работы потребителей, подключенных к резервному источнику питания (ускорение обычно осуществляется промежуточными реле, которые шунтируют реле времени защиты);

контроль исправности цепи включения выключателя резервного источника питания;

самозапуск двигателя устройством АВР при одновременном отключении части потребителей при перегрузке резервного питания (автоматическая разгрузка).

При наладке устройств АВР на напряжение выше 1000 В в дополнение к изложенному в 8.1 необходимо выполнить следующее.

1. Проанализировать все возможные варианты работы схемы АВР для данной установки. Составить программу проверки схемы АВР, в которой указать последовательность работы аппаратов, их состояние при всех случаях работы АВР.

2. Проверить соответствие выполненного монтажа принципиальной схеме АВР. При проверке необходимо обратить внимание на отсутствие обходных цепей при всех возможных случаях работы схемы. При наличии в схеме реле с несколькими обмотками необходимо обратить внимание на однополярность обмоток реле.

Измерение сопротивления и испытание изоляции произвести согласно указаниям разд. 3 и 8 отдельно для цепей оперативного постоянного тока, переменного тока, токовых и напряжения, цепей сигнализации.

При внешнем осмотре элементов схемы АВР необходимо проверить соответствие напряжения обмоток электромагнитов управления, контакторов, реле действительному напряжению оперативных цепей.

3. Проверить и отрегулировать блок-контакты согласно указаниям 4.4 и инструкциям по эксплуатации выключателей и проводов.

Проверить жесткость сцепления передачи от вала выключателя к валу блок-контактов, наличие контргаек или пружинных шайб против самоотвинчивания, отсутствие изгиба тяг, надежность крепления шплинтов. У привода ПП-67 проверить блок-контакты готовности пуска *SQ1* (КГП) и отрегулировать рычажную передачу к блок-контактам таким образом, чтобы она соответствовала положению пружин независимо от способа натяжения.

4. Проверить и отрегулировать уставки реле схемы АВР в соответствии с указаниями разд. 7:

а) при необходимости выбрать уставки реле схемы АВР. Напряжение срабатывания $U_{ср}$ реле минимального напряжения пускового органа выбирают так, чтобы реле срабатывало при полном исчезновении напряжения на шинах и не приходило в действие при понижении напряжения, вызванного короткими замыканиями или самозапуском электродвигателей, т. е.

$$U_{ср} \leqslant \frac{U_{ост.\,к.\,з.}}{K_{над} n_{т.\,н}} \quad \text{или} \quad U_{ср} \leqslant \frac{U_{с.\,з}}{K_{над} n_{т.\,н}}, \tag{10.5}$$

где $U_{ост.\,к.\,з}$ — наименьшее остаточное напряжение при к. з.; $U_{с.\,з}$ — наименьшее напряжение при самозапуске; $K_{над}$ — коэффициент надежности, равный 1,25; $n_{т.\,н}$ — коэффициент трансформации ТН.

В большинстве случаев обоим условиям удовлетворяет напряжение срабатывания 0,25 $U_{ном}$ сети, по которому практически можно выбирать уставки реле.

Выдержка времени пускового органа минимального напряжения выбирается больше на ступень селективности Δt выдержек времени действия защит, которые установлены на шинах, отходящих от шин данной подстанции:

$$\begin{aligned} t_{рн} &= t_1 + \Delta t; \\ t_{рн} &= t_2 + \Delta t, \end{aligned} \tag{10.6}$$

где $t_{рн}$ — выдержка времени пускового органа; t_1 — наибольшая выдержка времени защиты присоединений, отходящих от шин высшего напряжения; t_2 — то же, низшего напряжения; $\Delta t = 0{,}5$ с.

Напряжение срабатывания $U_{ср2}$ реле контроля напряжения на резервном источнике определяют по условиям отстройки от минимального рабочего напряжения:

$$U_{ср} = \frac{U_{min\,раб} K_{над}}{K_в n_{ТН}}, \tag{10.7}$$

где $U_{min\,раб}$ — минимальное рабочее напряжение, равное 0,9 напряжения сети; $K_{над} = 1{,}2$ — коэффициент надежности; $K_в$ — коэффициент возврата реле.

Выдержка времени промежуточного реле K однократности включения должна быть

$$t_{\text{РОВ}} = t_{\text{вкл}} + t_{\text{зап}}, \tag{10.8}$$

где $t_{\text{вкл}}$ — время включения выключателя резервного источника питания (при наличии двух выключателей берется время выключателя с наибольшим временем включения); $t_{\text{зап}} = 0{,}3—0{,}5$ с — время запаса.

Для схемы АВР с секционным выключателем выдержка времени реле K (в АВР реле K используется также для ускорения защиты) должна быть

$$t_{\text{РОВ}} = t_{\text{вкл}} + t_{\text{у. з.}} + t_{\text{откл.}} + t_{\text{зап}}, \tag{10.9}$$

где $t_{\text{у. з}}$ — выдержка времени ускоренной защиты выключателя резервного питания; $t_{\text{откл}}$ — время отключения выключателя резервного питания.

Ток срабатывания $I_{\text{ср. з}}$ реле минимального тока должен быть меньше минимального тока нагрузки. Его определяют по формуле

$$I_{\text{ср. з}} = \frac{I_{\min}}{K_{\text{над}} n_{\text{т}}}, \tag{10.10}$$

где $I_{\min}$ — минимальный ток нагрузки трансформатора; $K_{\text{над}} = 1{,}5$ — коэффициент надежности.

Полное время работы АВР (перерыв электроснабжения)

$$t_{\text{АВР}} = t_{\text{р. н}} + t_{\text{откл.}} + t_{\text{вкл.}} + t_{\text{зап}}, \tag{10.11}$$

где $t_{\text{РН}}$ — выдержка времени пускового органа; $t_{\text{откл}}$ и $t_{\text{вкл}}$ — собственное время отключения рабочего выключателя и включения резервного выключателя;

б) при наличии в схеме АВР реле ограничения длительности включающего импульса на включение резервного выключателя необходимо настроить время возврата этого реле с таким расчетом, чтобы длительность импульса была достаточной для его надежного включения. Поэтому для ограничения включающего импульса время возврата для реле РП-252 рекомендуется принимать 1,1 с, а для реле серии РЭ-500 и РЭВ-800 — от 1,5 до 2 с.

в) определить уставки времени возврата к нормальной первичной схеме при появлении (после перерыва) напряжения на основном источнике питания. Для этого обычно используют реле времени ЭВ-248 с двумя контактами: проскальзывающим (через него происходит включение выключателя ввода) и замыкающим (через него происходит отключение секционного выключателя). Время срабатывания замыкающего контакта реле устанавливают максимально возможным (для реле ЭВ-248 20 с), а на проскальзывающем контакте уставка должна быть меньше уставки замыкающего контакта на время, равное $t_{\text{защ}} + (2{,}5 \div 3{,}5)$ с, где $t_{\text{защ}}$ — время действия МТЗ трансформатора со стороны высшего напряжения. Если силовой трансформатор включается со стороны ВН через короткозамыкатель, то к времени $t_{\text{защ}}$ необходимо добавить 2,3—2,8 с;

г) проверить реле серии РЭ и РЭВ, имея в виду, что при понижении напряжения оперативного тока до 0,8 $U_{\text{ном}}$ с выдержкой времени на отключение резко уменьшают время этой выдержки. Это обстоятельство

может привести к отказу в работе схемы АВР, поэтому проверку времени отключения таких реле нужно производить при пониженном напряжении — 0,8 $U_{ном}$.

5. Проверить напряжения (токи) срабатывания катушек привода, плавно увеличивая ток или напряжение до срабатывания катушки привода.

6. Проверить взаимодействие реле в схеме АВР, замыкая и размыкая вручную контакты реле. При этом необходимо наблюдать за работой схемы и сопоставить фактическую последовательность работы реле с последовательностью, предусмотренной схемой. При наличии сложных схем и множества блокировок проверку производить согласно программе испытаний и проверок схемы АВР.

7. Проверить работу схемы АВР путем имитации исчезновения напряжения. Проверку действия схемы АВР производить при полностью собранной схеме вторичной коммутации, так как обычно схема АВР пускается от защиты минимального напряжения. Исчезновение напряжения желательно имитировать отключением соответствующего трансформатора напряжения с первичной стороны (разъединителем) или со вторичной стороны заранее установленным (временно) коммутационным аппаратом. В случае пуска АВР при отключении выключателя необходимо проверить схему отключения привода выключателя.

При проверке необходимо имитировать успешное и неуспешное АВР, а при наличии ускорения до и после АВР проверить и его работу. Одновременно следует проверить однократность действия АВР. При опробовании схемы АВР проверить работу устройства на различные выключатели, отделители и т. д. Кроме того, проконтролировать работу всех блокировок, имитируя их положение включением и отключением соответствующих аппаратов, блокирующих работу АВР. Одновременно проверить работу системы сигнализации: срабатывание указателей, действие звонка, сигнальных ламп.

8. Измерить время действия АВР от подачи импульса на замыкание контактов пускового органа до замыкания контактов резервного выключателя по схеме рис. 10.9. Проверить однократность отключения резервного выключателя путем подачи импульса на отключение рабочего выключателя при закороченных контактах реле соответствующей защиты. При необходимости произвести осциллографирование напряжений и токов на рабочем и резервном вводах при искусственном отключении рабочего выключателя. При снятии осциллограммы токов при включении резервного ввода необходимо учитывать ток самозапуска двигателей при включении АВР и производить выбор шунтов для осциллографирования из расчета ожидаемого значения токов самозапуска двигателей.

Устройства АВР в сетях на напряжение до 1000 В.

В сетях напряжением до 1000 В наиболее распространены схемы АВР:

секционного автомата с моторным приводом и силовых трансформаторов, имеющих автоматы с моторным приводом на стороне 380 В;

шинок обеспеченного питания 220 В трансформаторов, выполненных на магнитных пускателях;

электродвигателей наиболее ответственных механизмов, выполненных с применением станций управления.

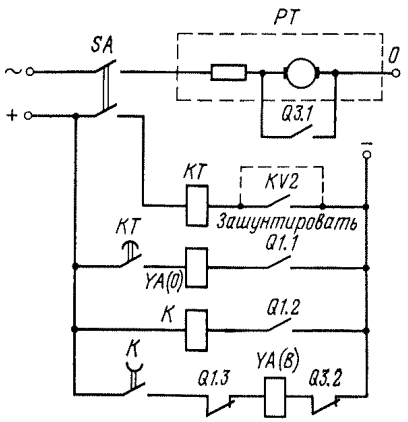


Рис. 10.9. Схема измерения времени действия АВР

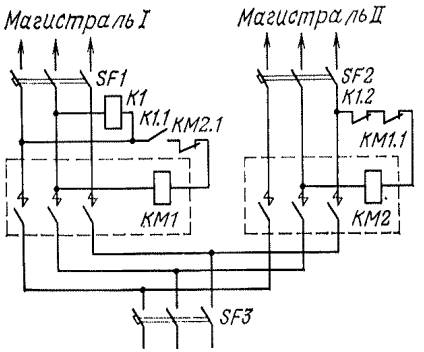


Рис. 10.10. Типовая схема АВР на магнитных пускателях

На рис. 10.10 показана типовая схема «Теплоэлектропроекта» для резервирования сборок 380/220 В на магнитных пускателях. Схема действует следующим образом. При напряжении на магистрали *I* получает питание реле *K1*, замыкающее цепь пускателя *KM1*, который подает питание на сборки, а контактом *KM1.1* размыкает цепь питания обмотки пускателя *KM2*. При исчезновении на магистрали *I* напряжения реле *K1* и пускатель *KM1* отключаются, а пускатель *KM2* при наличии напряжения на магистрали *II* включается и присоединяет сборку к последней.

Необходимо, чтобы в рассматриваемой схеме автомат *SF3* отключался с выдержкой времени не более 0,5—1 с, так как в случае к. з. на любом из отходящих от шин сборки присоединении и отказа при этом его автомата отпадают магнитные пускатели и контакторы и разрывают своими контактами ток к. з., на что они не рассчитаны.

При отключении магнитных пускателей восстанавливается напряжение на питающих магистралях, реле *K1* и пускатели *KM2* и *KM1* срабатывают снова, подключая питание на еще не устраненное к. з. Снова снижается напряжение, и пускатели опять отключаются. Так как время срабатывания у магнитных пускателей не может быть строго одинаковым, то возникает режим «пульс-пары» из двух пускателей, что может привести к разрушению сборки.

Сборки можно защитить одним из способов. Например, установить предохранители между вводами пускателя (контактора) и шинками сборки, выбирая их на ступень селективности выше предохранителей отдельных присоединений сборки или их автоматов.

В типовой схеме питания и АВР шин обеспеченного питания ШОП применены промежуточные реле РП-256, у которых один замыкающий контакт должен быть переделан на размыкающий. Схема требует специальной регулировки времени срабатывания реле, которое должно быть у промежуточных реле секций неодинаковым. В противном случае при одновременном исчезновении и последующем восстановлении напряжения на обеих секциях шин собственных нужд (СН) 220—380 В оба реле не

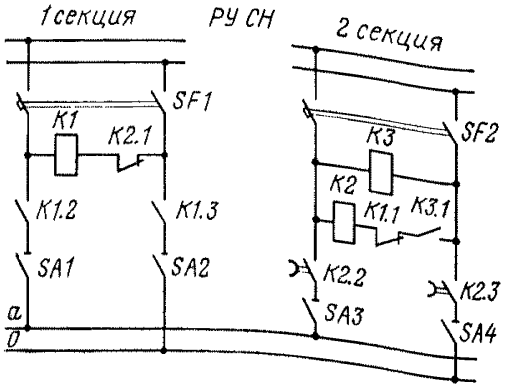


Рис. 10.11. Схема АВР ШОП «Мосэнерго»

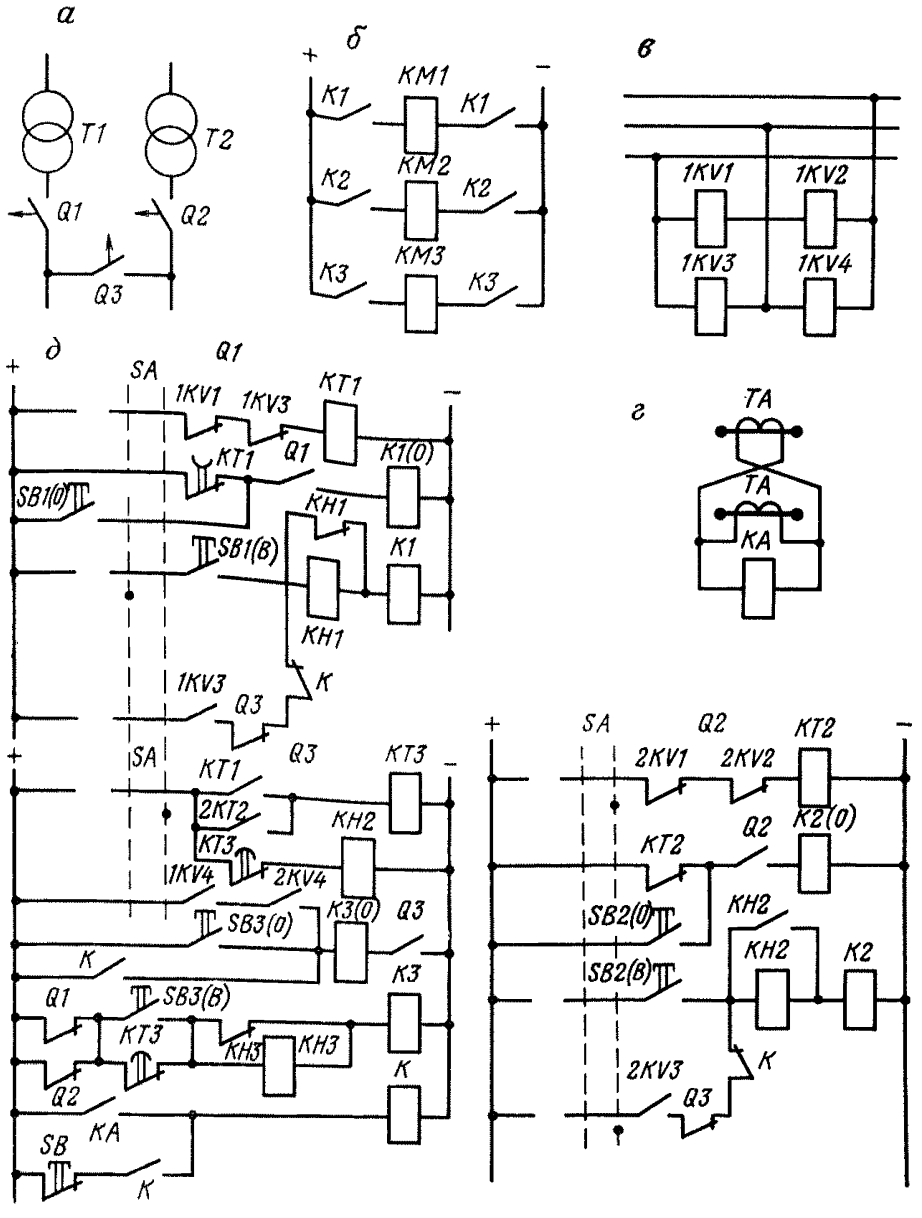


Рис. 10.12. Схема АВР для электромагнитных приводов:

а — принципиальная схема; *б* — цепи катушек включения; *в* — цепи включения реле напряжения; *г* — включение реле максимального тока; *д* — цепи управления автоматами

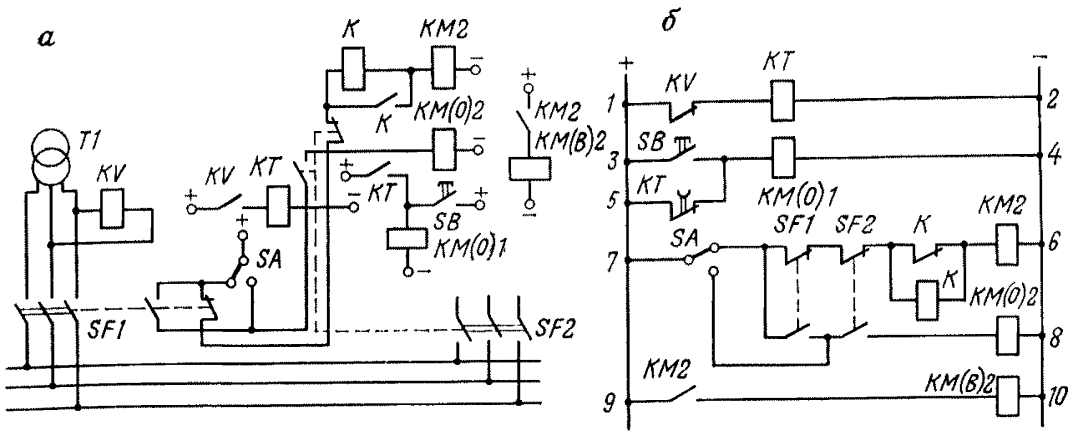


Рис. 10.13. Схема устройства автоматического включения резервного ввода низкого напряжения:
а — свернутая; *б* — развернутая

сработают и питание ШОП не восстановится. Отмеченного недостатка не имеет схема АВР ШОП Мосэнерго (рис. 10.11). Здесь первыми при появлении напряжения одновременно на обеих секциях шин СН срабатывают реле *К1* и *К3*. Реле *К3* имеет замедление на срабатывание (для этого часть медных демпферных шайб на сердечнике реле переставлены с основания катушки на другую сторону, как у реле РП-251), поэтому реле *К3* и, следовательно, *К2* срабатывают позже, чем *К1*.

На рис. 10.12 показана схема АВР для электромагнитных приводов. Автоматы в цепях трансформаторов применены без максимальных расцепителей.

При исчезновении напряжения на левой секции шин (рис. 10.12, *в*) срабатывает реле минимального напряжения *1KV1*, *1KV2*, включается реле времени *KT1* (рис. 10.12, *д*) в цепи управления автомата *Q1* и подается импульс на отключение этого автомата. При отключении *Q1* получает питание реле *KT3*, которое дает импульс на включение секционного автомата *Q3*. При включении его на неустановившееся к. з. он отключается своей максимальной защитой — реле *KA* (рис. 10.12, *г*).

Схема предусматривает автоматический возврат ее в исходное положение при восстановлении напряжения на отключившемся трансформаторе. При срабатывании защиты на секционном автомате *Q3* для приведения схемы второго трансформатора в состояние готовности оперативный персонал должен произвести необходимые переключения в схеме.

Схема включения реле *2KV1—2KV4* аналогична схеме включения реле *1KV1—1KV4*.

На рис. 10.13 показано автоматическое включение ввода низкого напряжения. Назначение цепей: *1—2* (рис. 10.13, *б*) — пуск устройства АВР при исчезновении напряжения; *3—4* — ручное дистанционное отключение автомата *SF1*; *5—4* — отключение автомата *SF1* при исчезновении напряжения; *7—8* — включение контактора КМ (0) 2 и блокировка от прыгания; *7—6* — отключение автомата *SF2* при включении автомата *SF1*; *7—8* — ручное отключение автомата *SF2*; *9—10* — включение автомата *SF2*.

Порядок работы схемы при исчезновении напряжения следующий: замыкаются цепи *1—2*, *5—4* и отключается *SF1*; замыкаются цепи *7—6*,

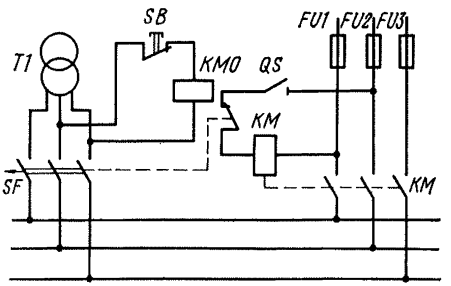


Рис. 10.14. Схема устройства АВР ввода низкого напряжения при применении контакторов

9—10 и включается *SF2*; размыкается цепь *7—6*, срабатывает *K*, отключается *KM2*, размыкается цепь — *9—10*, *SF2* остается на защелке. При отключении *SF2* максимальной токовой защитой новое включение невозможно, так как контактор *KM2* не может сработать (последовательно с катушкой *KM2* включено реле *K*).

При малой мощности резервного ввода (рабочий ток до 600 А) и отсутствии источника постоянного тока вместо автомата применяется контактор (рис. 10.14).

При расположении автомата и контактора рядом на панели кроме электрической может применяться механическая блокировка.

При наладке устройств АВР на напряжение до 1000 В проверку и наладку схем АВР секционного автомата с моторным приводом и электродвигателей до 380 В и других схем, выполненных с помощью реле напряжения и времени, промежуточных реле производят аналогично наладке схем АВР напряжением выше 1000 В. При проверке необходимо:

1. Проверить визуально или прозвонкой цепей правильность собранной схемы и ее соответствие принципиальной схеме. Особое внимание необходимо обратить на подсоединение вторичных цепей к одноименным фазам со стороны основного и резервного питания. Проверку сопротивления изоляции и испытание повышенным напряжением вторичных цепей выполнить в соответствии с рекомендациями разд. 3.

При внешнем осмотре элементов АВР необходимо проверить соответствие установленной аппаратуры максимальному току нагрузки (у контакторов, установленных в закрытых шкафах, допустимый ток снижается на 15—25 %); соответствие напряжения обмоток контакторов, реле и обмотки защелки действительному напряжению оперативных цепей.

2. Проверить и отрегулировать контакторы, контактные устройства дугогасительных камер, магнитную систему, а также блок-контакты (см. указания разд. 6 и 7).

Проверку и регулировку механической блокировки произвести следующим образом: включить вручную контактор резервного питания при включенном рабочем контакторе. Механическая блокировка при этом должна задерживать его в таком положении, чтобы обеспечивался зазор между его главными контактами не менее 10 мм.

Электромеханическую защелку следует регулировать таким образом, чтобы при включенном (заклиненном) контакторе основного питания между рычагом защелки и роликом на скобе защелки был зазор 2—3 мм. Проверить свободный ход блок-контактов, установленных в цепи катушки защелки.

3. Измерить напряжение срабатывания контактора (должно быть не более 85 % $U_{ном}$) и рабочий ток обмотки. Напряжение срабатывания контактора удобно проверять по реостатной схеме с помощью реостата из нихромовой проволоки диаметром 2 мм, имеющего общее сопротивление 2,95 Ом с отпайками через 0,2 Ом. Для проверки напряжения срабатывания контактора необходимо контактор заклинить в отключенном положении (деревянным клином) и последовательно с обмоткой контактора включить реостат (первоначально на полное сопротивление), а к выводам обмотки контактора подключить вольтметр. Затем подать напряжение на схему и измерить напряжение на обмотке контактора. Подобрать приближенное значение напряжения (не более 85 % $U_{ном}$) путем подключения нужной отпайки реостата. При переключении отпаек напряжение со схемы снимать.

После подбора отпайки контактор расклинить и на его обмотку подать подобранное напряжение, при котором проверить его срабатывание.

Измерение рабочего тока обмоток производить амперметром на ток 10—15 А, включенным последовательно с обмоткой.

Поскольку пусковой ток катушек превышает рабочий ток в 10—15 раз, при проверке напряжения срабатывания катушек требуется специальное добавочное сопротивление, так как понизить напряжение обычным путем (потенциометром или лабораторным автотрансформатором) не удается из-за большого пускового тока.

4. Проверить включение и отключение резервного питания. Имитируя исчезновение основного питания и его появление вновь (при наличии резервного питания), проверить четкость работы схемы АВР. Исчезновение напряжения в сети имитировать рубильниками или отсоединением проводов цепей АВР.

Опробование действия АВР контакторной станции можно производить как от трансформатора СН, так и от постороннего источника питания, соблюдая правильность чередования фаз согласно схемам вторичных цепей. Проверить включение и отключение основного питания и надежность установки контактора на защелку.

10.3. УСТРОЙСТВА АВТОМАТИЧЕСКОЙ ЧАСТОТНОЙ РАЗГРУЗКИ

Снижение частоты в энергосистеме допустимо только до некоторых пределов (не более чем на 1—2 Гц), дальнейшее ее снижение может вызвать развал системы в результате «лавины частоты».

Процесс снижения частоты в энергосистеме сопровождается снижением напряжения. Если автоматика не сумеет удержать уровень напряжения, то может возникнуть лавинообразный процесс — «лавина напряжения», что еще более осложнит положение в энергосистеме. При устойчивом снижении частоты и отсутствии резерва активной мощности в сети единственно возможным способом восстановления частоты в сети является отключение части наименее ответственных потребителей, которое производят устройства автоматической частотной разгрузки (АЧР).

На подстанциях предприятий Минуглепрома СССР допускается применение АЧР II с уставкой по частоте самой низкой ступени 48,6 Гц и

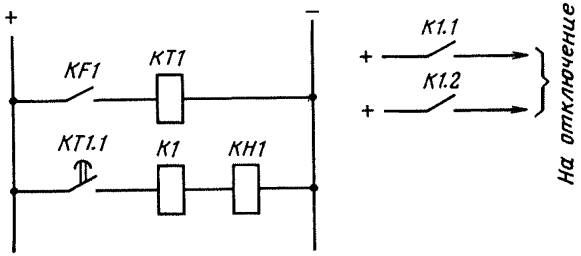


Рис. 10.15. Схема устройства АЧР II:
KF1 — контакт реле частоты; *KT1* — реле времени; *K1* — реле промежуточное; *KH1* — реле указательное

установкой по времени 54—60 с. Устройства АЧР II на подстанциях 35—220 кВ применяют по указанию энергосистемы (районного энергоуправления — РЭУ).

В схеме АЧР II (рис. 10.15) применяются реле частоты РЧ-I и РЧ-II, описанные в разд. 7. При замыкании контакта реле частоты *KF1* срабатывает реле времени *KT1*, которое с заданной выдержкой времени включает промежуточное реле *K1* и указательное реле *KH1*. Реле *K1* своими контактами отключает часть потребителей.

При наладке устройств АЧР в дополнение к изложенному в 8.1 необходимо выполнить следующее.

1. Проанализировать принципиальную схему АЧР II, проверить правильность монтажа прозвонкой цепей. Измерить сопротивление и испытать изоляцию проводников и контактов схемы.

2. Наладить элементы схемы (реле частоты, промежуточные реле, реле времени и указательные реле) в соответствии с указаниями разд. 7. Выставить рабочие уставки реле, согласованные в обязательном порядке с Энергонадзором и РЭУ Минэнерго СССР.

3. Проверить правильность и четкость взаимодействия элементов схемы, работу элементов схемы действием на отключение коммутационных аппаратов первичных цепей (если это возможно по условиям производства работ).

После выведения из работы АЧР II проверить работу схемы АЧР II при снятии и подаче переменного напряжения при поданном оперативном напряжении, при снятии и подаче оперативного напряжения при наличии переменного напряжения контролируемой сети. Реле частоты не должно допускать ложных срабатываний. Включить в работу устройство АЧР II.

11. НАЛАДКА ОБЩЕСТАНЦИОННЫХ УСТРОЙСТВ УПРАВЛЕНИЯ И СИГНАЛИЗАЦИИ

11.1. СИСТЕМА ПОСТОЯННОГО ОПЕРАТИВНОГО ТОКА

Для питания приборов и аппаратов управления, защиты, автоматики и телемеханики, а также электроприводов выключателей и аварийного освещения применяют постоянный оперативный ток напряжением 24, 48, 100, 110, 220 В.

Система оперативного тока состоит из источников питания и распределительной сети, от которой питаются потребители оперативного тока.

Наиболее надежный источник оперативного постоянного тока — аккумуляторные батареи, обеспечивающие автономное питание оперативных цепей при исчезновении напряжения переменного тока в аварийных случаях, т. е. обеспечивающие в течение 0,5—1 ч в наиболее ответственные моменты работы объекта действие релейной защиты, автоматики, телемеханики. В качестве подзарядного и зарядного агрегатов для аккумуляторных батарей на подстанции применяют выпрямительные устройства типа ВАЗ, ВАЗП, УЗА.

При ревизии, наладке и испытании системы оперативного постоянного тока необходимо выполнить следующее.

1. Проверить внешним осмотром отсутствие видимых дефектов сети (обрывов, изломов, повреждений изоляции); надежность крепления проводов и кабелей на панелях; состояние корпусов батареи аккумуляторов и качество межэлементных соединений (наличие трещин, вмятин, сколов и коррозии недопустимо); уровень электролита в аккумуляторах. Пластины в элементах всегда должны быть покрыты электролитом, уровень которого поддерживают на 10—15 мм выше верхнего края пластин, чтобы не происходило сульфатации (белого налета), коробления и короткого замыкания пластин. Признаки к. з.— пониженные напряжение и плотность электролита в элементе; нагрев пластин и электролита. Необходимо следить за уровнем и характером шлама (в стеклянных сосудах): расстояние между нижним краем пластины и шламом должно быть не менее 10 мм.

2. Измерить сопротивление изоляции аккумуляторной батареи с помощью мегаомметра 500—1000 В или вольтметра с внутренним сопротивлением не ниже 50 кОм. При использовании вольтметра следует измерить поочередно напряжение между полюсами батареи и напряжение каждого полюса по отношению к земле. Сопротивление изоляции $R_{из}$ (Ом) подсчитывают по формуле

$$R_{из}=\left(\frac{U}{U_1+U_2}-1\right)R_{пр}, \qquad (11.1)$$

где U, U_1, U_2 — напряжения соответственно между полюсами батареи, «+» батареи и землей, «—» батареи и землей, В; $R_{пр}$ — внутреннее сопротивление вольтметра, Ом.

Сопротивление изоляции при пусковой наладке батареи напряжением до 110 В должно быть не менее 60 кОм, батареи напряжением до 220 В— не менее 150 кОм. Ниже приведены величины сопротивления изоляции батареи, которые должны быть в период эксплуатации в зависимости от напряжения.

Напряжение, В	24,	48,	60,	110,	220
Сопротивление, кОм, не менее	15,	25,	30,	50,	100

3. Проверить емкость отформованной аккумуляторной батареи (при пусковой наладке) после получения устойчивого (в течение 1 ч) напряжения элемента 2,6—2,75 В и начала интенсивного выделения газов на всех пластинах. Через 30 мин после окончания зарядов произвести конт-

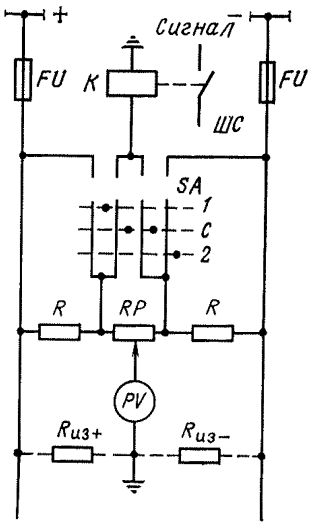


Рис. 11.1. Схема контроля изоляции сети постоянного тока

рольный разряд током 3,5 А десятичасового режима. Разряжать на нагрузочное сопротивление или на зарядный генератор, переводимый в двигательный режим снижением тока возбуждения. Во время контрольного разряда ежечасно измерять на зажимах каждого элемента и всей батареи напряжение, разрядный ток, плотность электролита в элементах. Разряд производить до снижения напряжения на зажимах элементов до 1,8 В. Если хотя бы на одном элементе напряжение окажется ниже 1,8 В, разряд должен быть прекращен.

Полученную в результате разряда емкость C (А·ч) привести к температуре 20 °С по формуле

$$C_{20} = \frac{C}{1 + 0{,}008\,(t - 20)}, \qquad (11.2)$$

где C_{20} — емкость, приведенная к температуре 20 °С А·ч; 0,008 — температурный коэффициент.

Приведенная емкость C_{20} батареи должна соответствовать заводским данным. После 10 лет эксплуатации емкость батареи должна составить не менее 70 %, а для стационарных аккумуляторов с намазным электродом типа СН — не менее 80 % первоначальной.

4. Проверить плотность электролита (г/см³), которая у полностью заряженного аккумулятора в каждом элементе в конце заряда и в режиме постоянного подзаряда, приведенная к температуре 20 °С, должна быть (с допустимым отклонением ±0,005) равна 1,205 для стационарных аккумуляторов с длительным режимом разряда типа С или с коротким режимом разряда типа СК; 1,24 — для стационарных аккумуляторов с продолжительным режимом разряда и панцирными положительными пластинами типа СП и коротким режимом разряда типа СПК и 1,22 — для СН. Плотность электролита в конце разряда у аккумуляторов С (СК) должна быть не менее 1,145 г/см³. Температура электролита при заряде не должна превышать 40 °С, а для аккумуляторов СН — 45 °С.

Поправочные коэффициенты для приведения плотности электролита к температуре 20 °С

Температура электролита, °С	45	40	35	30	25	20	
Поправка	0,0175	0,014	0,0105	0,007	0,0035	0	
Температура электролита, °С	15	10	5	0	—10	—20	—30
Поправка	0,0035	0,007	0,0105	0,014	0,021	0,028	0,035

5. Проверить соответствие нормам результатов химического анализа электролита.

6. Измерить напряжение каждого элемента батареи. Следует помнить, что не должно быть более 5 % отстающих элементов от их общего

количества. Напряжение отстающих элементов в конце контрольного разряда не должно отличаться более чем на 1—1,5 % от среднего напряжения остальных элементов.

7. Проверить параметры элементов схемы контроля изоляции сети постоянного тока (рис. 11.1). Сопротивление каждого из резисторов должно быть 1000 Ом. Вольтметр должен иметь внутреннее сопротивление не менее 100 000 Ом.

Сопротивление обмоток сигнального реле K при напряжении 220 В должно быть 1500 Ом, при 110 В — 4000 Ом. Вольтметр и реле заземлить. Поочередно заземляя шинки «+» и «—», через резистор, имитирующий сопротивление изоляции, включить схему.

Сигнальное реле должно срабатывать при $R_{из} \leqslant 40$ кОм для сети 220 В или при $R_{из} \leqslant 10$ кОм для сети 110 В.

11.2. СХЕМЫ АВАРИЙНОГО ОСВЕЩЕНИЯ И ЦЕНТРАЛЬНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ

Для аварийного освещения требуется самостоятельная электрическая сеть. На подстанциях аварийное освещение, как и рабочее, питается от общего трансформатора собственных нужд. При аварии это освещение автоматически переключается на аккумуляторную батарею или другой независимый источник питания, например трансформатор, получающий питание от системы, не зависимой от системы питания рабочего освещения.

На подстанции предусматриваются следующие виды сигнализации:

1) световая — положения коммутационных аппаратов, которая выполняется двухламповой, соответствующей положениям «Включено» и «Отключено». Лампы могут светиться («светлый щит») или быть нормально погашенными («темный щит»). При аварийном отключении или несоответствии ключей управления положению коммутационных аппаратов подстанции лампа начинает мигать;

2) светозвуковая — аварийного отключения автоматического выключателя, осуществляемая посредством центрального звукового сигнала (сирены) и мигающей сигнальной лампы положения аппарата, который автоматически переключился;

3) светозвуковая аварийная технологическая — с помощью индивидуальных световых табло и центрального звукового сигнала (звонка);

4) светозвуковая предупредительная об отклонении от нормального режима. Выполняется аналогично аварийной технологической сигнализации, но звонком другого тембра;

5) светозвуковая вызывная с помощью центрального звукового сигнала и светового табло, по которому определяется РУ или щит, куда вызывается дежурный, и запоминающего устройства (блинкера), установленного в соответствующем пункте объекта, по которому определяется непосредственная причина вызова;

6) командная со звуковым вызовом и световыми командами, фиксированными одновременно в пункте подачи и в пункте приема команды и снимаемыми из пункта приема.

Перед проверкой сигнализации следует ознакомиться с назначением каждой шинки (табл. 11.1) и всех электрических связей одноименных

Таблица 11.1

Шинки в схемах сигнализации

Обозначение по схеме	Наименование шинок, их образование	Применение
+ШУ, —ШУ	Шинки управления «+» и «—», от которых питаются цепи управления и защиты	Сигнализация положения аппаратов
ШПС	Шинки панельные сигнализации. Подключаются переключателем выбора питания к щиту постоянного тока	Питают цепи центральной сигнализации
+ШС, —ШС	Шинки сигнализации. Каждый участок образуется после переключателя отыскания земли, участкового автомата, который подключен к шинке ШПС	То же
1ШЗП	Шинки звуковой предупредительной сигнализации без выдержки времени	Пуск реле импульсной сигнализации
2ШЗП	То же, но с выдержкой времени	То же
3ШЗП, 4ШЗП	Шинка звуковой вызывной сигнализации	В различных РУ
ШЗТ	То же, но технологической сигнализации	
ШЗА	Шинки звуковой аварийной сигнализации	Пуск реле импульсной сигнализации
ШЗАТ	То же, но технологической сигнализации	То же
ШМ	Шинка мигания, устройства мигающего света	Сигнализация аварийного отключения
ШСМ	Шинка съема мигания ламп положения выключателей от реле РСМ	
ШМТ	Шинка мигания технологической сигнализации	Мигание табло технологической сигнализации
ШСМТ	Шинка съема мигания технологической сигнализации от реле или кнопки съема мигания	
ШПЛ	Шинка проверки ламп в табло от ключей проверки ламп	Периодическая проверка исправности ламп
ВШ	Вспомогательные шинки	
ВШС	То же, собирающие	
+ШУ, +ЩС	Шинки зажигания ламп от реле зажигания щита	При темном щите
ШК	Шинка командной сигнализации	Для звонка вызова

шинок, убедиться в отсутствии прямых связей между разноименными шинками.

При наладке схем аварийного освещения и центральной сигнализации необходимо выполнить следующее.

1. Проверить внешним осмотром состояние изоляции, элементов освещения и сигнализации (кнопок, ключей, реле, выключателей, автоматов защиты, осветительных приборов и т. п.); крепление проводов, кабелей, наличие надписей на панелях в соответствии с исполнительными схемами.

2. Проверить реле РИС-Э2М согласно 7.12.

3. Проверить схему мигания в цепи сигнализации, которая представляет собой пульс-пару с пуском от несоответствия положению ключа управления и масляного выключателя.

4. Измерить сопротивление изоляции шинок и всех присоединений мегаомметром на напряжение 1000—2500 В. Сопротивление изоляции шинок должно быть не менее 10 МОм, присоединений — не менее 1 МОм.

5. Испытать схему напряжением 1000 В при пусковой наладке и проведении первого профилактического испытания. При последующей эксплуатации измерение сопротивления изоляции можно произвести мегаомметром напряжением 2500 В. Цепи и элементы напряжением 60 В и ниже испытанию не подлежат.

12. ПРОВЕРКА ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ И ГРОЗОЗАЩИТЫ

12.1. ПРОВЕРКА ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Части подстанции, подлежащие защитному заземлению, и способы их подключения к сети заземления приведены в табл. 12.1.

На разрезах наряду с указанным в табл. 12.1, должны быть заземлены все металлические и железобетонные конструкции и опоры ЛЭП, аналогичные конструкции и кожухи стационарных подстанций, ПКТП, РУ и ПП, а также корпуса электрических экскаваторов, буровых станков, конвейеров, оболочки кабелей и проводов, металлические ограждения электрооборудования, находящегося под напряжением.

Сопротивление заземлителя следует измерять в периоды наименьшей проводимости грунта — зимой или летом. При испытаниях вновь смонтированных установок результаты измерения сопротивления заземления должны быть скорректированы повышающим коэффициентом на высыхание или промерзание грунта согласно табл. 12.2.

Для заземлителей, находящихся в грунте ниже глубины промерзания, введение повышающего коэффициента не требуется.

Измерение сопротивления заземлителей производится методом амперметра-вольтметра с помощью приборов МС-08, М-416, М1103, М-372.

Измерение методом амперметра-вольтметра производится на переменном токе от понижающего трансформатора (рис. 12.1).

Таблица 12.1

Части подстанции, подлежащие защитному заземлению

Наименование	Части, подлежащие защитному заземлению	Способ присоединения к заземляющей сети
Высоковольтный разъединитель	Плита разъединителя и фланцы верхних опорных изоляторов; плита опорного подшипника и корпус сигнальных контактов	Заземляющий проводник присоединяется к заземляющему болту, а при его отсутствии — к крепежному болту; при установке разъединителя на металлическом каркасе заземляющий проводник приваривается к каркасу
Опорный и проходной изолятор, вентильный разрядник, предохранитель ВН, линейный вывод	Фланец или цоколь (плита) аппарата	То же
Подвесной изолятор на стальных конструкциях	Конструкции, поддерживающие изолятор	Заземляющий проводник приваривается к опорной конструкции
Силовой трансформатор	Бак трансформатора и пробивной предохранитель	Заземляющий проводник присоединяется к баку трансформатора посредством заземляющего болта на баке
Высоковольтный выключатель	Бак выключателя, рама малообъемного выключателя, привод	Заземляющий проводник присоединяется к заземляющему болту на баке или раме и к крепежному болту привода
Трансформатор тока	Корпус трансформатора, фазный провод вторичной обмотки, нулевая точка вторичной обмотки	Корпус через заземляющий болт соединяется с заземляющим проводником, а провод вторичной обмотки с помощью гибкого медного проводника — с корпусом трансформатора
Трансформатор напряжения	Бак трансформатора напряжения, нулевые точки обмоток ВН и НН или фазный провод обмотки НН, если это предусмотрено проектом	Бак посредством заземляющего болта соединяется с заземляющим проводником. Нулевая точка или фаза обмотки НН соединяется медным гибким проводом с корпусом трансформатора
Бетонный реактор: при вертикальном расположении фаз	Фланцы нижних опор и верхних упорных изоляторов (при их наличии)	Заземляющий проводник присоединяется к заземляющему болту, а при его отсутствии — к крепежному болту
при горизонтальном расположении фаз	Опорные изоляторы каждой фазы	

Продолжение

Наименование	Части, подлежащие защитному заземлению	Способ присоединения к заземляющей сети
Статический конденсатор	Бак конденсатора	Заземляющий проводник присоединяется к заземляющему болту на баке конденсатора
Силовой кабель	Свинцовая оболочка, стальная броня	В местах концевых заделок кабелей свинцовая оболочка и стальная броня соединяются с корпусом заземленного аппарата или непосредственно с заземлителем В местах соединения, в чугунных соединительных муфтах свинцовая оболочка и броня соединяемых кабелей соединяются медным проводником, присоединяется к корпусу муфты и местному заземлителю
Муфта или воронка силового кабеля	Корпус муфты или воронки	Корпус муфты или воронки посредством имеющегося на нем заземляющего болта соединяется с местным заземлителем
Стальные двери и сетчатые ограждения в камерах	Стальная рама двери или ограждения	Заземляющий проводник приваривается к раме каждой двери и ограждения
Щиты и пульты управления	Каркасы щитов и пультов	Заземляющий проводник приваривается к каркасу каждого отдельностоящего щита

Примечание. Заземлению не подлежат: а) рельсовые пути, выходящие за территорию подстанций, распределительных устройств и предприятий; б) корпуса электроизмерительных приборов и реле, установленных на щитах, шкафах и стенах камер распределительных устройств.

Таблица 12.2

Поправочные коэффициенты

Заземлитель	Глубина заложения, м	Поправочный коэффициент		
		K_1	K_2	K_3
Поверхностный	0,5	6,5	5,0	4,5
	0,8	3,0	2,0	1,6
Углубленный	0,8 (верхний конец)	2,0	1,5	1,4

Примечание. K_1 применяется при измерении на влажном грунте и если измерению предшествовало выпадение большого количества осадков; K_2 — при измерении на грунте средней влажности и если измерению предшествовало выпадение небольшого количества осадков; K_3 — при измерении на сухом грунте и если измерению предшествовало выпадение незначительного количества осадков.

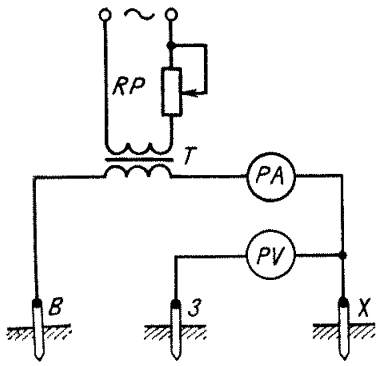


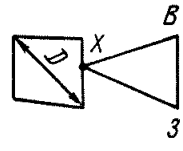
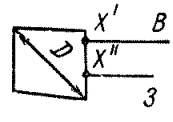
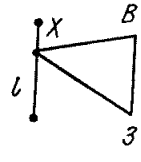
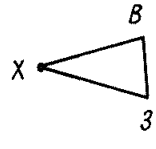
Рис. 12.1. Измерение сопротивления заземлителей методом амперметра — вольтметра:
B — вспомогательный заземлитель; *З* — зонд; *X* — испытуемое заземление

При отключенном питании проверить отсутствие посторонних токов, для чего между зондом *З* и испытуемым заземлителем *X* включить вольтметр. При обнаружении постороннего напряжения необходимо выяснить и устранить причину его появления или изменить место забивки зонда и вспомогательного заземлителя В.

При невозможности устранения или снижения постороннего напряжения необходимо увеличить нагрузочный ток, чтобы падение напряжения на испытуемом заземлителе в 10—20 раз превышало постороннее напряжение. Нагрузочный ток и предел измерения вольтметра должны быть

Таблица 12.3

Рекомендуемые расстояния при измерении сопротивлений заземлителей

Проверяемый заземлитель	Эскиз	Рекомендуемые расстояния между проверяемыми заземлителем, вспомогательным заземлителем и зондом, м
Контур		$(l_{X-B} = l_{X-З} = 2l_{B-З}) \geqslant 2D$, но не менее 80
То же		$2l_{X'-X''} = 2l_{X''-З} = l_{X'-B} \geqslant 3D$
Лучевой заземлитель		$l_{X-B} = l_{X-З} = 2l_{B-З} \geqslant \frac{l}{2}$
Точечный заземлитель		$l_{X-B} = l_{X-З} = l_{B-З} \geqslant 2D$

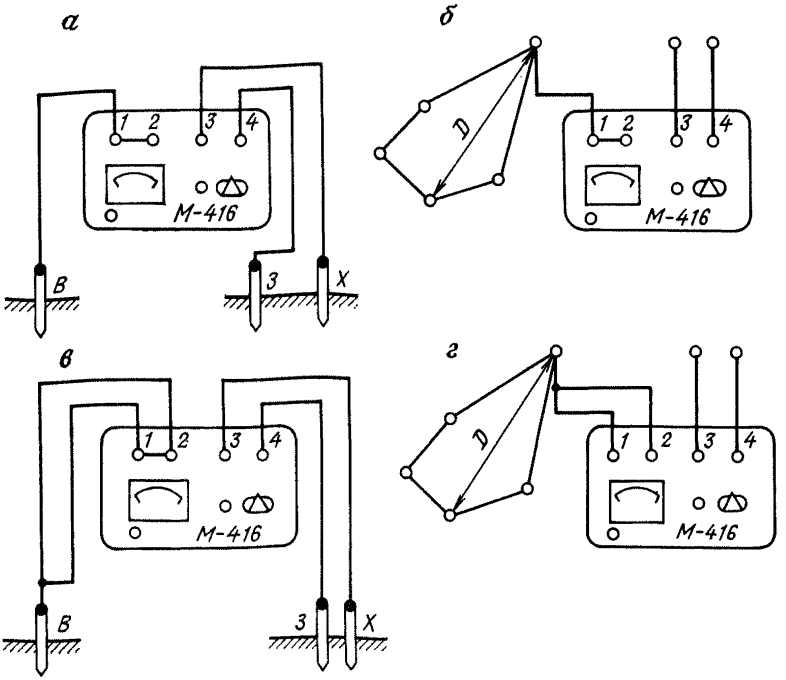


Рис. 12.2. Схемы подключения прибора М-416:
а — по трехзажимной схеме ($R_X > 1$ Ом); *б* — то же, для сложного контура; *в* — по четырехзажимной схеме ($R < 1$ Ом); *г* — то же, для сложного контура; *D* — наибольшая диагональ контура

выбраны так, чтобы стрелка вольтметра отклонилась не менее чем до середины шкалы. В большинстве случаев ток в 20—25 А бывает достаточным.

Чтобы уменьшить погрешность, вносимую вольтметром, нужно применять вольтметр с сопротивлением, не менее чем в 50 раз большим сопротивления зонда. Если используется вольтметр с меньшим внутренним сопротивлением, действительная величина измеренного напряжения может быть определена по формуле

$$U_X = U_в\left(1 + \frac{R_З}{R_в}\right), \qquad (12.1)$$

где $U_в$ — показания вольтметра, В; $R_З$ — сопротивление зонда, Ом; $R_в$ — внутреннее сопротивление вольтметра, Ом.

Амперметр и вольтметр к испытуемому заземлителю присоединяют отдельными проводами, чтобы исключить дополнительные потери напряжения.

Для уменьшения погрешности при измерениях зонд, вспомогательный и испытуемый заземлители должны располагаться на определенном расстоянии друг от друга (табл. 12.3). Провод, подключаемый к испытуемому заземлителю, должен быть возможно короче и иметь сечение не менее 6—10 мм². Для подключения прибора к зонду и вспомогательному

заземлителю нужно применять гибкие изолированные провода сечением не менее 1,5 мм.

Прибор М-416 предназначен для измерения активного сопротивления заземления и удельного сопротивления грунта. Принцип его действия основан на компенсационном методе с использованием вспомогательного заземлителя и зонда. Пределы измерения прибора 0,1—1000 Ом, класс точности $\pm\left(5+\frac{N}{R_x}\right)\%$ измеряемого значения R_X (N — конечное значение диапазона, Ом). При измерениях прибор подключают по схемам, показанным на рис. 12.2, в зависимости от измеряемого сопротивления и точности измерения.

Прибор М-1103 применяют для измерения шахтных заземляющих устройств на поверхности и в шахтах, опасных по газу или пыли. Прибор имеет два предела измерения: 0,1—10 Ом с погрешностью $\pm(5\div10)/R_x\,\%$ и 0,5—50 Ом с погрешностью $\pm(10\div50)/R_x\,\%$ измеряемой величины R_X при сопротивлении вспомогательных заземлителей не выше 200 Ом.

Прибор М-372 используют для измерения сопротивления заземляющих проводников. Пределы измерения 0,1—50 Ом, класс точности 1,5.

12.2. ИЗМЕРЕНИЕ ПОЛНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПЕТЛИ ФАЗА—НУЛЬ

Полное сопротивление петли фаза-нуль измеряют для определения величины тока короткого замыкания между фазами и заземляющими проводниками. Измерение производят методом амперметра — вольтметра или с помощью прибора М-417.

При измерении сопротивления методом амперметра-вольтметра оборудование отключают от сети. Измерения выполняют на переменном токе от понижающего трансформатора тока, сделав искусственное замыкание одного фазного провода на корпус оборудования.

По показаниям приборов определяют сопротивление петли фаза-нуль. Ток при этом должен быть не менее 10—20 А. Полное сопротивление петли фазный провод — нулевой провод — фаза трансформатора определяется из выражения

$$Z_{\text{п}} = Z + 1/3Z_{\text{тр}}, \qquad (12.2)$$

где $1/3\ Z_{\text{тр}}$ — сопротивление одной фазы питающего трансформатора; Z — суммарное сопротивление фазного и нулевого проводов.

Возможный ток однофазного к. з.

$$I_{\text{к. з.}} = \frac{0{,}85U_{\text{ф}}}{Z_{\text{п}}}, \qquad (12.3)$$

где $U_{\text{ф}}$ — фазное напряжение; 0,85 — коэффициент, учитывающий погрешности измерительных приборов и возможность появления переходного сопротивления в местах замыкания.

Для электроприемников, питающихся от силовых трансформаторов мощностью выше 560 кВ·А, сопротивление фазы трансформатора $Z_{\text{тр}}$ как величину относительно малую по сравнению с $Z_{\text{п}}$ допускается не учитывать.

Прибор М-417 служит для измерения сопротивления петли фаза-нуль без отключения питающего источника тока на электроустановках напряжением до 380 В в целях проверки условий, обеспечивающих безопасность работы персонала. Пределы измерения прибора 0,1—3 Ом, погрешность ±10 % длины рабочей части шкалы.

12.3. ПРОВЕРКА ГРОЗОЗАЩИТЫ

ОРУ и открытые подстанции напряжением 20—500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молнии, что не требуется для подстанций напряжением 20—35 кВ с трансформаторами единичной мощности 1600 кВ·А и менее независимо от числа грозовых часов в году, для всех ОРУ и подстанций напряжением 20 и 35 кВ в районах с числом грозовых часов в году не более 20, а также для ОРУ и подстанций напряжением 220 кВ и ниже на площадках с эквивалентным удельным сопротивлением земли в грозовой сезон более 2000 Ом и при числе грозовых часов в году не более 20.

На трансформаторных порталах, порталах шунтирующих реакторов и конструкциях ОРУ, удаленных от трансформаторов или реакторов по магистралям заземления на расстояние менее 15 м, молниеотводы могут устанавливаться при эквивалентном удельном сопротивлении земли в грозовой сезон не более 350 Ом и при соблюдении следующих условий.

1. Установка вентильных разрядников непосредственно на всех выводах обмоток 3—35 кВ трансформаторов или на расстоянии не более 5 м от них по ошинковке, включая ответвления к разрядникам.

2. Обеспечение растекания тока молнии от стойки конструкции с молниеотводом по трем-четырем магистралям заземления.

3. Установка двух-трех вертикальных электродов длиной 5 м на магистралях заземления на расстоянии 3—5 м от стойки с молниеотводом.

4. Сопротивление заземляющего устройства на подстанциях напряжением 20 и 35 кВ при установке молниеотводов на трансформаторном портале не должно превышать 4 Ом без учета заземлений, расположенных вне контура заземления ОРУ.

5. Присоединение заземляющих проводников вентильных разрядников и трансформаторов к заземляющему устройству подстанции вблизи друг друга или обеспечение места присоединения вентильного разрядника к заземляющему устройству между точками присоединения заземляющих проводников портала (с молниеотводом) и трансформатора.

Конструкции, на которых устанавливаются молниеотводы, должны быть присоединены к заземляющему устройству подстанции кратчайшим путем.

В РУ напряжением 35 кВ и выше с присоединенными к ним ВЛ для защиты оборудования устанавливают вентильные разрядники с регистраторами срабатывания. Подстанции напряжением 35 кВ с мощностью трансформаторов до 1600 кВ·А должны быть защищены вентильными разрядниками на шинах.

При сопротивлении заземляющего устройства подстанции менее 1 Ом разрешается присоединять молниеотвод к заземлителю. Если молниеотвод на концевой опоре не обеспечивает защиту от перенапряжений обору-

дования подстанций, то следует предусмотреть дополнительную установку отдельно стоящего молниеотвода с сопротивлением заземляющего устройства не более 1 Ом.

При ревизии и наладке систем заземления и грозозащиты необходимо выполнить следующее.

1. Проверить соответствие проекту заземления и грозозащиты согласно исполнительным схемам и актам на скрытые работы (при пусковой наладке).

2. Проверить внешним осмотром и остукиванием молотком состояние видимой части заземления и грозозащиты. Контуры заземления и заземляющие проводники не должны иметь разрывов. Последовательное заземление нескольких единиц оборудования запрещается. Присоединение заземляющих проводников к заземлителям и заземляемым конструкциям должно быть выполнено сваркой, а к корпусам аппаратов — сваркой или надежным болтовым соединением. Сварные соединения проверяют остукиванием. Элемент заземлителя должен быть заменен, если разрушено более 50 % его сечения.

3. Проверить наличие цепи между заземлителями и заземляемыми элементами одновременно с измерением сопротивления. Допустимое сопротивление заземляющих устройств:

для электроустановок с большими токами замыкания на землю не более 0,5 Ом;

для электроустановок с малыми токами замыкания на землю — определяется по формуле

$$R = \frac{250}{I} \leqslant 10 \text{ Ом}, \qquad (12.4)$$

где I — расчетный ток замыкания на землю;

для электроустановок с малыми токами замыкания на землю, но при одновременном использовании заземляющего устройства для электроустановок напряжением до 1000 В согласно формуле

$$R = \frac{125}{I} \leqslant 10 \text{ Ом}; \qquad (12.5)$$

для электроустановок напряжением ниже 1000 В — не более 4 Ом;

для подстанций разрезов не более 4 Ом;

для отдельно стоящего молниеотвода 25 Ом.

Наличие цепи проверяют при каждой ревизии и наладке, а также при замене оборудования. Измерение сопротивления производят не реже 1 раза в 3 года.

4. Выполнить ревизию разрядников согласно 4.11.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Атабеков В. Б.* Ремонт электрооборудования промышленных предприятий. М., Высшая школа, 1979.

2. *Афанасьев В. В., Адоньев Н. М., Карпенко Л. Н.* Электрические аппараты высокого напряжения. Атлас конструкций. Л., Энергия, 1977.

3. *Вавин В. Н., Голубев М. Л., Савостьянов А. И.* Общая инструкция по проверке устройств релейной защиты, электроавтоматики и вторичных цепей. М., Энергия, 1975.

4. *Гильчер О. А., Гомберг А. Е.* Справочник по наладке вторичных цепей электростанций и подстанций. М., Энергия, 1979.

5. *Гимоян Г. Г.* Релейная защита горных электроустановок. М., Недра, 1978.

6. *Гладилин А. В.* Основы электроснабжения горных предприятий. М., Недра, 1980.

7. *Голубев М. Л.* Вторичные цепи на подстанциях с переменным оперативным током. М., Энергия, 1977.

8. *Дикий Ю. А., Островский Э. П.* Измерения электрических параметров на шахтах. М., ЦНИЭИуголь, 1978.

9. *Единые* правила безопасности при разработке месторождений полезных ископаемых открытым способом. М., Недра, 1972.

10. *Камнев В. Н.* Пусконаладочные работы при монтаже электроустановок. М., Высшая школа, 1977.

11. *Коротков Г. С., Членов М. Я.* Ремонт оборудования и аппаратуры распределительных устройств. М., Высшая школа, 1979.

12. *Лезнов С. И., Тайц А. А.* Обслуживание электрооборудования электростанций и подстанций. М., Высшая школа, 1980.

13. *Львов А. П.* Справочник электромонтера. Киев, Высшая школа, 1980.

14. *Маврицын А. М., Петров О. А.* Электроснабжение угольных разрезов. М., Недра, 1977.

15. *Медведев Г. Д.* Электрооборудование и энергоснабжение горных предприятий. М., Недра, 1980.

16. *Мусаэлян Э. С.* Наладка и испытания электрооборудования станций и подстанций. М., Энергия, 1979.

17. *Новодворец Л. А.* Проверка, регулировка, настройка контакторов переменного тока. М., Энергия, 1979.

18. *Нормы* испытания электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей. М., Энергоиздат, 1982.

19. *Нормы* испытания электрооборудования/ Под общей ред. С. Г. Королева. М., Атомиздат, 1978.

20. *Правила* техники безопасности при эксплуатации электроустановок. М., Энергия, 1980.

21. *Правила* технической эксплуатации угольных и сланцевых шахт. М., Недра, 1976.

22. *Правила* технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. М., Атомиздат, 1975.

23. *Правила* технической эксплуатации при разработке угольных и сланцевых месторождений открытым способом. М., Недра, 1972.

24. *Правила* устройства электроустановок. М., Атомиздат, 1977.

25. *Реле* защиты/ В. С. Алексеев, Г. П. Варганов, Б. И. Панфилов и др. М., Энергия, 1976.

26. *Руководство* по ревизии, наладке и испытанию подземных электроустановок шахт/ В. В. Дегтярев, В. Г. Шереметьев, Л. Н. Покровский и др. М., Недра, 1977.

27. *Рыбак Х. А.* Обслуживание релейной защиты, электроавтоматики и вторичных цепей подстанций. М., Энергия, 1976.

28. *Сборник* директивных материалов по эксплуатации энергосистем (Электрическая часть). Минэнерго СССР. М., Энергоиздат, 1981.
29. *Светличный П. Л.* Справочник энергетика угольной шахты. М., Недра, 1971.
30. *Справочник* по наладке вторичных цепей электростанций и подстанций/ Под ред. Э. С. Мусаэляна. М., Энергия, 1979.
31. *Справочник* по наладке электроустановок/ Под ред. А. С. Дорофеюка, А. П. Хечумяна, М., Энергия, 1976.
32. *Справочник* по электроснабжению промышленных предприятий/ Под общ. ред. А. А. Федорова и Г. В. Сербиновского. М., Энергоиздат, 1981.
33. *Справочник* по электроснабжению угольных шахт/ Под общ. ред. В. П. Морозова. М., Недра, 1975.
34. *Трансформаторы* тока/ В. В. Афанасьев, Н. М. Адоньев, Л. В. Жалалис и др. М., Энергия, 1980.
35. *Шабад М. А.* Защита трансформаторов распределительных сетей. Л., Энергоиздат, 1981.
36. *Электротехнический* справочник/ Под общ. ред. В. Г. Герасимова, П. Г. Грудинского, Л. А. Жукова и др. М., Энергия, 1980.
37. Электрическая часть станций и подстанций/ Под ред. А. А. Васильева. М., Энергия, 1980.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Утверждаю:

Главный инженер

предприятия (энергоуправления)

(подпись, Ф. И. О.)

ГРАФИК

производства работ по ревизии, наладке и испытанию подстанции

_____

(наименование подстанции или распределительного пункта)

Предприятие (энергоуправление) _____

Шахтоуправление _____

Объединение (комбинат, трест) _____

Наименование присоединения, аппарата	Дата наладки	Время отключения для наладки	Продолжительность отключения, ч-мин	Особые условия
1	2	3	4	5

График принят к исполнению ответственными представителями предприятия (энергоуправления)

Ответственный за электробезопасность (от энергомеханической службы)

_____

(должность) (подпись) (Ф. И. О.)

Представитель специализированной наладочной организации

_____

(подпись) (Ф. И. О.)

«____»_____ 19__г.

Главный энергетик предприятия (энергоуправления)

_____

(подпись) (Ф. И. О.

«____»_____ 19__г.

Отрывной талон уведомления № _____

«____»_____ 19____ г.

О работе бригады участка _____

на _____
наименование предприятия (энергоуправления)

_____

_____

_____

_____

Состав бригады _____

Ответственным представителем предприятия (энергоуправления) по согласованию работ и проведению инструктажа назначен

_____
(должность, фамилия)

Уведомление получил гл. инженер _____

_____
(подпись)

Примечание: отрывной талон уведомления хранится у производителя работ

Приложение 2

Минуглепром СССР

Специализированная наладочная организация

_____
(наименование, адрес)

Уведомление №____

«____»_____ 19____г.

Главному инженеру _____
предприятия (энергоуправления)

На основании договора №____ от «____»_____ 19____ г.

бригада т. _____производитель работ_____

в составе _____

_____

_____

приступает с «____»_____ 19____г. _____

к выполнению работ _____

_____

Просим Вас создать безопасные условия для производства указанных работ, назначить ответственного представителя предприятия по согласованию выполняемых работ, выделить допускающего, провести соответствующий инструктаж по технике безопасности, предоставить помещение для хранения приборов и инструмента.

Главный инженер
наладочной организации Ф. И. О.

Примерный перечень инструмента, приборов и устройств, необходимых для производства работ по ревизии, наладке и испытанию поверхностных подстанций (на одну бригаду)

Набор торцовых ключей 2
Набор рожковых ключей 1
Ключ газовый № 2, шт. 1
Молоток слесарный массой 400 г, шт. 2
Зубило слесарное, шт. 2
Щупы слесарные № 2, 3, 4, набор 3
Штангенциркуль 0—150 мм, шт. 1
Микрометр 0—50 мм, шт. 1
Рулетка стальная длиной 5 м, шт. 1
Отвертки, комплект 2
Пассатижи, шт. 2
Круглогубцы, шт. 1
Бокорезы, шт. 2
Кусачки, шт. 2
Ножовка по металлу, шт. 1
Нож монтажный, шт. 1
Паяльники мощностью 60 Вт и 100 Вт, шт. 2
Переносные лампы освещения, шт. 2
Указатели высокого и низкого напряжения, шт. 2
Электросекундомер, шт. 1
Мегаомметр на 2500 и 1000 В, шт. 2
Измеритель сопротивления заземления, шт. 1
Мост для измерения сопротивления постоянному току, шт. 1
Лабораторный измерительный трансформатор тока, шт. 1
Набор релейщика, шт. 1
Токоизмерительные клещи, шт. 1
Амперметры класса точности 0,5, шт. 2
Вольтметры класса точности 0,5, шт. 2
Нагрузочное устройство на токи до 2000—3000 А, шт. 1
Осциллограф, шт. 1
Вольтамперфазоиндикатор ВАФ-85, шт. 1
Комбинированный прибор (ампервольтомметр), шт. 1
Специальные провода с наконечниками для сборки схем проверки и измерения, комплект 1
Приспособление для снятия виброграмм, комплект 1
Диэлектрические перчатки, пара 2
Плакаты по технике безопасности, комплект 2
Аптечка, набор 1

А

Автоматическая частотная разгрузка 415
Автоматическое включение резерва 404
Автоматическое повторное включение 399
— — — групповое 401
— — — двукратное 401, 402
Анализатор качества напряжения 39

Б

Безопасность работ 10
Блоки конденсаторов 294
Блоки питания и заряда 278
— — стабилизированные 288
Блокировка максимальной направленной защиты 347
Буфер масляный 50, 68, 79
— пружинный 51, 69

В

Вводы 41
Вжим контактов 108
Виброграф 32
Винт ограничительный 62
Выключатель автоматический 151
— вакуумный 94
— масляный 47
— нагрузки 97
— электромагнитный 89

Г

Грозозащита 421
Группа соединения обмоток 129

Д

Дешунтирование катушки отключения 395
Диаграмма векторная 26
Дифференциальная защита 353
— — кабельных линий 353
— — поперечная 354
— — продольная 354
— — силовых трансформаторов 363
— — с токовым реле 367
— — с уравновешенными напряжениями 354
— — с циркулирующими токами 354
Документация отчетно-техническая 9
Дугогасительная камера вакуумная 94
Дугогасительное устройство 54

Е

Емкость кабельных и воздушных линий 379
— обмотки статора 379

З

Заземляющие устройства 421
Зарядные устройства 295
Защита от 033, 270, 332
— — перегрузки 326
— направленная 323, 341, 342
— максимальная токовая 323, 329
— поперечная дифференциальная 359
— продольная дифференциальная 354
— релейная 305
— газовая 142
Зона действия реле 220

И

Изоляторы 41
Изоляция внутрибаковая 58
Измерение времени 30
— емкости 19
— коэффициента возврата реле 180
— — мощности 18
— мощности 17
— напряжения 15
— — срабатывания контактора 415
— сопротивления постоянному току 14
— изоляции 20, 270, 298, 307, 421
— температуры 30
— тока 15
— — срабатывания и возврата реле 191
Испытание вводов 42
— изоляции повышенным напряжением 23
— — выпрямленным напряжением 25

К

Калибровка реле 192, 195
Камера генерирующая 56
— дугогасительная 49
— полюса выключателя 69
Качество электроэнергии 34
Квадрант 31
Колебание напряжения 35, 36
Контакт блокировочный 75, 329
— неподвижный 50, 56
— подвижный 50, 56
— промежуточный 56
— проскальзывающий 235
Контрольная подсушка трансформатора 122
Контрольный прогрев трансформатора 124

Контакт главный 156, 162
— дугогасительный 156, 162
— предварительный 156
— разрывной 156
Контрполюс 171
Комплектные распредустройства 106
Комплекты защит 256
Короткозамыкатель 43
Коэффициент броска емкостного тока 397
— возврата 191
— нагрузки 150
— надежности 391
— запуска 391
— напряжений 37
— несимметрии напряжений 35, 37
— несинусоидальности напряжения 35, 37
— неуравновешенности 37
— пульсаций 39
— однотипности ТТ 393
— схемы 391
— чувствительности 390, 392
— мощности 18
— абсорбции 21
— трансформации 126
Круговая диаграмма 134

Л

Линия нулевых моментов 220

М

Магнитная система 100
Мероприятия организационно-технические 11
Метод амперметра—вольтметра 15
— двух вольтметров 133
— импульсов постоянного тока 134
— фазометра 133
— фазировки прямой 146
— — косвенный 146
Механизм доводки и блокировки 107
— свободного расцепления 74, 158
— часовой 171, 224

Н

Нагрузочная способность трансформаторов 151
Нажатие контактов 186
Направление мощности 350
Напряжение нулевой последовательности 37, 102
— обратной последовательности 37
— небаланса 102
— срабатывания реле контроля 408
Настройка резервной защиты от перегрузки 299
Несимметрия напряжения 39

О

Объем наладочных работ 5
Однофазное замыкание на землю 102
Определение направления мощности 28
— напряжения срабатывания и возврата реле 276
Организация наладочных работ 4
— рабочего места 11
Основные электрические величины 14
Осциллограф 31
Отделители 43
Отклонение напряжения 36, 38
— частоты 36

П

Параллельная работа трансформаторов 145
Параметры возврата контактов 185
— удержания реле 185
Перегрузка трансформаторов 150
Перегрузочная способность электродвигателя 326
Переключающее устройство 134
Периодичность работ 5
Плавкие вставки 398
Плотность электролита 418
Построение векторной диаграммы 311
Потери холостого хода 115, 125
Поляризация 20
Полюс выключателя 50
Полярность обмоток 129
Предохранители 103
Привод выключателя ручной 72
— — встроенный 89
— — пружинный 75
— — электромагнитный 84
Приводной механизм 57, 60
Провал контактов 186, 190, 271
Проверка калибровки реле 198, 251, 253, 263, 265, 271
— — шкалы 196
— коэффициента надежности 214
— напряжения заряда 279
— тока феррорезонанса 284
— уставки тока срабатывания 163
— полярности обмоток реле 192

Р

Размах колебаний напряжения 38
Разъединители шинные 106
— линейные 106
Расцепители максимального тока 154
— минимального напряжения 154

— независимые 154
— полупроводниковые 154
— тепловые 154
— электромагнитные 154
Расчет защиты 394, 396, 397
— дифференциальной токовой отсечки 392
— уставок реле 395
Расчетный ток небаланса 393, 395
Реакторы 395
Регистратор срабатывания 105
Регулирование напряжения 15
— тока 15
— угла между векторами тока и напряжения 17
— подвижной контактной системы 188
Резервирование неявное 405
— явное 405
Реле времени 224
— двухпозиционные 183
— дифференциальные 203, 354
— защиты и автоматики 165
— импульсной сигнализации 232
— индукционные 199
— максимального тока 188
— направления мощности 242, 342, 352, 360
Реле напряжения 193
— обратной последовательности 236
— обрыва фаз 248
— повторного включения 234
— поляризованные 187, 296
— промежуточные 184
— прямого действия 169
— струйное 144
— тока нулевой последовательности 196
— обратной последовательности 238
— частоты 249

С

Селективность предохранителей 398
Сечение плавких вставок 399
Сила магнитодвижущая 204
Силикагель индикаторный 122
Сопротивление петли фаза—нуль 426
— заземлителя 421
— изоляции батареи 417
Сушка трансформаторов 119

Т

Тангенс угла диэлектрических потерь 21
Ток намагничивания 101
— нулевой последовательности 271
— небаланса 334
— холостого хода 100, 115
Токовая отсечка дифференциальная 392
— — направленная 349
Трансформатор быстронасыщающийся 367
— двухобмоточный 111
— трехобмоточный 111
— измерительный 98
— напряжения 98
— пятистержневой 102
— разделительный 111
— силовой 111
— тока 98
— насыщающийся 204
Трубка дугогасительная 104

У

Увлажненность изоляции 21
Угловые характеристики 272
Угол максимальной чувствительности 218
Упор ограничительный 62
Усилитель магнитный 303
Устройства автоматического включения резерва 404
— сигнализации 116, 274
— управления 416
Установки конденсаторные 106
Устранение самохода 267

Ф

Фазировка кабелей 109
— трансформаторов 145
Феррорезонанс 283
Фильтр напряжения обратной последовательности 236
— тока обратной последовательности 238

Х

Характеристика вольт-амперная 102
— временна́я 69
Характеристика нагрузочная 102
— намагничивания 100
— скоростная 69

Ч

Чередование фаз 129
Число витков тормозной обмотки 395
— — уравнительной обмотки 394
Чувствительность защиты 349, 390, 394

Ш

Шины 41
— обеспечения питания 405
Шторки защитные 107

Э

Электромагнит включения 85, 169
— отключения 85, 169

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 3

1. Организация наладочных работ 4

1.1. Цели и задачи наладочных работ 4
1.2. Периодичность и объем работ 4
1.3. Порядок производства работ по ревизии и наладке 5

1.3.1. Подготовительные работы 5
1.3.2. Порядок производства наладочных работ 8
1.3.3. Оформление отчетно-технической документации 9

2. Техника безопасности при производстве наладочных работ 10

2.1. Требования к персоналу наладочных бригад 10
2.2. Общие правила выполнения наладочных работ и организация рабочего места наладчика 11
2.3. Противопожарная безопасность 13

3. Измерения, регулирование и испытания при производстве наладочных работ 14

3.1. Общие сведения 14
3.2. Измерение и регулирование основных электрических величин . . 14
3.3. Определение состояния изоляции 20
3.4. Снятие и построение векторных диаграмм 26
3.5. Измерение времени и температуры 30
3.6. Исследование быстропротекающих процессов 31
3.7. Комплектные устройства для проверки аппаратуры 33
3.8. Контроль качества электроэнергии 34

4. Ревизия, наладка и испытание аппаратуры распределительных устройств напряжением выше 1000 В 41

4.1. Изоляторы, вводы и шины 41
4.2. Разъединители, отделители, короткозамыкатели и приводы к ним 43
4.3. Масляные выключатели 47
4.3.1. Выключатели внутренней установки 47
4.3.2. Выключатели наружной установки 60
4.4. Приводы масляных выключателей 72
4.5. Электромагнитные выключатели 89
4.6. Вакуумные выключатели 94
4.7. Выключатели нагрузки 97
4.8. Измерительные трансформаторы 98
4.9. Предохранители 103
4.10. Реакторы 105
4.11. Разрядники 105
4.12. Конденсаторные установки 106
4.13. Комплектные распределительные устройства 106
4.14. Кабельные линии 109

5. Ревизия, наладка и испытание силовых трансформаторов 111

5.1. Типы силовых трансформаторов и объем работ по их наладке . . 111
5.2. Внешний осмотр и проверка состояния изоляции обмоток трансформаторов 116

5.2.1. Внешний осмотр 116
5.2.2. Определение состояния изоляции 117
5.2.3. Условия включения трансформаторов с масляным охлаждением без сушки 119

5.3. Испытание трансформаторного масла 124
5.4. Измерение потерь холостого хода 125

5.5. Измерение сопротивления обмоток постоянному току 126
5.6. Определение коэффициента трансформации 126
5.6.1. Определение коэффициента трансформации силовых трансформаторов 126
5.6.2. Определение коэффициента трансформации встроенных трансформаторов тока 128
5.7. Определение группы соединения обмоток трехфазных и полярности выводов однофазных трансформаторов 129
5.8. Наладка переключающих устройств 134
5.8.1. Переключатели отечественного производства 134
5.8.2. Переключатели производства ГДР и НРБ 138
5.9. Проверка газовой защиты 142
5.10. Испытание изоляции повышенным напряжением 145
5.11. Включение трансформаторов в работу 145
5.12. Фазировка и параллельная работа трансформаторов 145
5.13. Ограничения по допустимым перегрузкам 150

6. Аппаратура распределительных устройств напряжением до 1000 В . 151

7. Проверка, регулировка, калибровка реле и устройств релейной защиты и автоматики 165

7.1. Общие указания 165
7.2. Реле прямого действия типов РТМ, РТВ, РНМ и РНВ. Электромагниты отключения и включения 169
7.3. Промежуточные реле 182
7.3.1. Общие указания по регулировке реле 182
7.3.2. Двухпозиционные реле РП-8, РП-9, РП-11, РП-12 183
7.3.3. Промежуточные реле РП-230 и РП-250 184
7.3.4. Промежуточные реле РП-321, РП-341, РП-342 186
7.4. Поляризованные реле РП-4, РП-5, РП-7 187
7.5. Указательные реле РУ-21, РУ-1 188
7.6. Реле максимального тока РТ-40 и реле напряжения РН-50 . . 188
7.7. Реле тока нулевой последовательности РТЗ-50 196
7.8. Индукционные реле максимального тока РТ-80 и РТ-90 . . . 199
7.9. Дифференциальные токовые реле серии РНТ и ДЗТ 203
7.10. Реле направления мощности серии РБМ 217
7.11. Реле времени 224
7.12. Реле импульсной сигнализации РИС-Э2М, РИС-Э3М 231
7.13. Реле повторного включения РПВ-58 и РПВ-258 234
7.14. Реле напряжения обратной последовательности РНФ-1М . . . 236
7.15. Реле тока обратной последовательности РТФ-1М 238
7.16. Реле направления мощности обратной последовательности РМОП-2 242
7.17. Реле обрыва фаз Е-511 248
7.18. Реле понижения РЧ-1 и повышения РЧ-2 частоты. Вспомогательное устройство ВУ-3 249
7.19. Трехфазное реле напряжения РНБ-231 255
7.20. Комплекты защит серии КЗ 256
7.21. Устройство защиты при однофазных замыканиях на землю ЗЗП-1 270
7.22. Устройство сигнализации УСЗ-2/2 274
7.23. Блоки питания 278

7.23.1. Блоки питания и заряда БПЗ-401, БПЗ-402 278
7.23.2. Блоки питания БПТ-1002 и БПН-1002 283
7.23.3. Блок питания стабилизированного напряжения БПНС-1 . . . 288
7.23.4. Блоки питания БПРУ-66 и КВУ-66 291

7.24. Блоки конденсаторов БК-400 294
7.25. Зарядные устройства УЗ-400, УЗ-401 295
7.26. Выпрямительный зарядно-подзарядный агрегат ВАЗП-380/260-40/80 298

8. Проверка и наладка схем релейной защиты 305

8.1. Общие указания 305
8.2. Вторичные цепи измерительных трансформаторов 309
8.2.1. Проверка вторичных цепей трансформаторов напряжения . . . 309
8.2.2. Проверка вторичных цепей трансформаторов тока 312
8.3. Простые и направленные максимальные токовые защиты 323
8.3.1. Защита от перегрузки 325
8.3.2. Защита от многофазных коротких замыканий 328
8.3.3. Защита от однофазных замыканий на землю 332
8.3.4. Направленная защита от многофазных коротких замыканий . . 339
8.4. Сложные защиты 353
8.4.1. Дифференциальная защита кабельных линий 353
8.4.2. Дифференциальная защита силовых трансформаторов 362
8.5. Особенности наладки релейной защиты и автоматики на переменном оперативном токе 371

9. Расчет токов короткого замыкания и поверочный расчет уставок релейной защиты 375

9.1. Общие положения 375
9.2. Расчет токов короткого замыкания в сетях напряжением выше 1000 В 376
9.3. Расчет токов короткого замыкания в сетях напряжением до 1000 В 381
9.4. Поверочный расчет уставок релейной защиты 384

10. Наладка устройств автоматики 399

10.1. Устройства автоматического повторного включения 399
10.2. Устройства автоматического включения резерва 404
10.3. Устройства автоматической частотной разгрузки 415

11. Наладка общестанционных устройств управления и сигнализации 416

11.1. Система постоянного оперативного тока 416
11.2. Схемы аварийного освещения и центральной сигнализации . . 419

12. Проверка заземляющих устройств и грозозащиты 421

12.1. Проверка заземляющих устройств 421
12.2. Измерение полного сопротивления петли фаза—нуль 426
12.3. Проверка грозозащиты 427

Список литературы 429

Приложения 431

Алфавитный указатель 434

Николай Иванович Масликов
Михаил Сергеевич Глухов
Сергей Леонидович Астапов и др.

РУКОВОДСТВО ПО РЕВИЗИИ, НАЛАДКЕ И ИСПЫТАНИЮ ПОВЕРХНОСТНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ШАХТ И РАЗРЕЗОВ

Редактор издательства *С. А. Моисеева*
Переплет художника *Ю. Г. Асафова*
Художественный редактор *О. Н. Зайцева*
Технический редактор *Л. Н. Шиманова*
Корректор *Т. М. Столярова*

ИБ № 6684

Сдано в набор 05.11.85. Подписано в печать 28.02.86. Т-03794. Формат 60×90¹/₁₆. Бумага книжно-журнальная, имп. Гарнитура Литературная. Печать высокая. Усл. печ. л. 27,5. Усл. кр.-отт. 27,5. Уч.-изд. л. 31,5. Тираж 8200 экз. Заказ 2338./1055—12. Цена 2 руб.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра»
103633, Москва, Третьяковский проезд, 1/19

Ленинградская типография № 4 ордена Трудового Красного Знамени Ленинградского объединения «Техническая книга» им. Евгении Соколовой Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной [illegible] 191126, Ленинград, Социалистическая ул., 14.

gost.e-ecolog.ru