

С.И. МАРКОВ

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ И ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГОРНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ



УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ



С.И. МАРКОВ

**ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ
И ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ
ГОРНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ**



УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

Екибастуз
2011

Марков С.И.

Электрооборудование и электроснабжение горных предприятий:
учебное пособие в 3-х частях./ - Екибастуз: ЕКИТИ,2011. – 198 с.

Данное пособие состоит из трех частей.

В первой части рассматриваются особенности электроснабжения открытых горных работ, электроснабжение токоприемников на открытых горных разработках, стационарные подстанции и распределительные устройства.

Во- второй части рассмотрена современная аппаратура управления и защиты машин и механизмов, автоматические выключатели, рудничные пускатели, компактные станции, узлы нагрузки, аппараты плавного пуска, аппаратуры управления двухскоростными двигателями, виды и назначение защит, электродвигатели и их характеристики. Рассмотрены схемы управления электроприводами карьерных машин и установок.

В третьей части рассмотрены высоковольтные электрические аппараты, а также большое внимание уделено защите от поражения электрическим током.

Учебное пособие предназначено для студентов по направлению подготовки «Электрооборудование и электроснабжение горных предприятий».

ОГЛАВЛЕНИЕ

Часть 1

Введение	6
ГЛАВА 1	
Общие сведения	7
§ 1.1 Термины, определения и понятия	7
ГЛАВА 2	
Особенности электроснабжения открытых горных работ	10
§ 2.1 Особенности электроснабжения разрезов	10
§ 2.2 Особенности работы изоляции токоведущих частей электроустановок	11
§ 2.3 Распределение электропотребителей карьеров (разрезов) по степени ответственности	12
§ 2.4 Выбор рода тока и величины напряжения	13
§ 2.5 Основные требования к электроснабжению открытых горных работ	15
§ 2.6 Регулирование напряжения	16
ГЛАВА 3	
Электроснабжение токоприемников на открытых горных разработках	18
§ 3.1. Система электроснабжения горных предприятий	18
§ 3.2 Схемы внешнего электроснабжения карьеров (разрезов)	19
§ 3.3 Схемы главных понизительных подстанций	22
§ 3.4 Схемы распределительных сетей на открытых горных работах	24
§ 3.5 Построение распределительных сетей схемы внутреннего электроснабжения карьера (разреза)	27
§ 3.6 Недостатки систем внутреннего электроснабжения карьеров (разрезов)	30
§ 3.7 Перерывы в электроснабжении карьера (разреза)	31
§ 3.8 Краткие сведения о надежности систем электроснабжения	39
§ 3.9 Способы повышения надежности систем электроснабжения	40
ГЛАВА 4	
Стационарные подстанции. Распределительные устройства	41
§ 4.1 Главные понизительные подстанции (ГПП)	41
§ 4.2 Открытые распределительные устройства ГПП напряжением 35 кВ и выше	43
§ 4.3 Стационарные подстанции напряжением 6/0,4-0,23 кВ	44
§ 4.4 Тяговые преобразовательные подстанции (ТПП)	46
§ 4.5 Передвижные комплектные трансформаторные подстанции (ПКТП)	47
§ 4.6 Одиночные приключательные пункты	50
§ 4.7 Комплектные распределительные устройства	60
§ 4.8 Карьерные распределительные пункты с вакуумными выключателями	63
§ 4.9 Передвижные комплектные трансформаторные подстанции с сухими трансформаторами	66
§ 4.10 Электроснабжение карьерного электровозного транспорта	68

Часть 2

ГЛАВА 5	
Низковольтная электрическая аппаратура и схемы дистанционного управления	70
§ 5.1 Назначение и классификация аппаратуры	70
§ 5.2 Виды защиты и защитная аппаратура	71
§ 5.3 Максимальная токовая защита	71
§ 5.4 Выбор плавких предохранителей в сетях напряжением до 1000 В	74

§ 5.5	Тепловая защита	76
§ 5.6	Минимальная и нулевая защиты	79
§ 5.7	Конструкции контактов и материалы, применяемые для их изготовления	80
§ 5.8	Способы гашения электрической дуги	82
§ 5.9	Аппаратура ручного управления	83
§ 5.10	Ручная полуавтоматическая аппаратура	91
§ 5.11	Аппаратура дистанционного и автоматического управления. Общие сведения	94
§ 5.12	Электромагнитные контакторы	94
§ 5.13	Основные параметры и назначение реле	97
§ 5.14	Реле управления	100
§ 5.15	Реле защиты	104
§ 5.16	Пускатели магнитные общепромышленного исполнения	108
§ 5.17	Взрывобезопасные магнитные пускатели	111
§ 5.18	Недостатки и выбор пускателей	112
§ 5.19	Назначение, виды и схемы электрических блокировок	112
§ 5.20	Некоторые типы низковольтной аппаратуры, применяемой для управления электроприводами карьерных машин и установок	115
§ 5.21	Эксплуатация электроаппаратуры и требование правил безопасности при эксплуатации и ремонте низковольтной электроаппаратуры	118
§ 5.22	Аппараты защиты от поражения электрическим током	121

Часть 3

ГЛАВА 6

	Высоковольтная электрическая аппаратура	123
§ 6.1	Изоляторы. Типы и конструкции высоковольтных изоляторов	123
§ 6.2.	Шины распределительных устройств	127
§ 6.3.	Высоковольтные предохранители	127
§ 6.4.	Разъединители	130
§ 6.5	Отделители и короткозамыкатели	131
§ 6.6.	Силовые выключатели	132
§ 6.7	Многообъемные масляные выключатели	133
§ 6.8.	Малообъемные масляные выключатели	137
§ 6.9	Безмасляные выключатели	141
§ 6.10	Воздушные выключатели	142
§ 6.11.	Электромагнитные и тиристорные выключатели	143
§ 6.12.	Вакуумные выключатели	144
§ 6.13.	Выключатели с твердым газогенерирующим веществом (автогазовые выключатели)	149
§ 6.14.	Приводы аппаратов высокого напряжения	151
§ 6.15.	Привод пружинный типа ПП-61К	154
§ 6.16.	Электромагнитный (соленоидный) привод	156
§ 6.17.	Релейная защита высоковольтного электрооборудования	158
§ 6.18.	Токовая защита	159
§ 6.19.	Индукционные реле мощности	165
§ 6.20.	Дифференциальная защита	166
§ 6.21.	Защита от внутренних повреждений в трансформаторе	167
§ 6.22.	Некоторые требования для персонала обслуживающего средства релейной защиты	170

§ 6.23. Силовые трансформаторы	170
§ 6.24. Некоторые особенности эксплуатации силовых трансформаторов	172
§ 6.25. Аппаратура защиты от перенапряжения	176
§ 6.26. Условия параллельной работы трансформаторов	178
§ 6.27. Измерительные трансформаторы	179

ГЛАВА 7

Защита от поражения электрическим током

§ 7.1. Опасность поражения электрическим током при переходах напряжения	185
§ 7.2. Защита от перехода высшего напряжения в сеть низшего напряжения	185
§ 7.3. Защитные заземления	186
§ 7.4. Требования к устройству защитных заземлений	189
§ 7.5. Проверка состояния и измерение сопротивлений сети защитного заземления	191
§ 7.6. Зануление	193
§ 7.7. Защитные отключения при однофазных замыканиях на землю в сетях с изолированной нейтралью	193
§ 7.8. Упрощенный расчет защитного заземления карьерных электроустановок	194
Список литературы	198

ЧАСТЬ 1

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергия благодаря ряду ее существенных преимуществ перед другими видами энергии (например, возможность экономической передачи на значительные расстояния, простота преобразования в другие формы – тепловую, механическую, световую, химическую и т.д., удобство распределения между любым числом потребителей любой мощности) в настоящее время имеет широкое и разнообразное применение во всех областях народного хозяйства и быта.

Началом применения электроэнергии в горном деле исторически считаются последние годы XIX века, практически после того, как русский инженер-электрик М.О. Доливо-Добровольский создал систему трехфазного тока, а затем асинхронный двигатель (1889 г.) и трехфазный трансформатор (1891 г.) В 1900 году на первом Всероссийском электротехническом съезде были сделаны сообщения о применении электрической энергии на Зырянских свинцово-серебряных рудниках Алтая, Брянских угольных копях Донбасса и Кизеловских угольных копях Урала. Несколько позже, но в больших масштабах начал применяться электропривод на шахтах Донбасса. Однако и там к 1912 году работало немногим более 60 маломощных электростанций общей мощностью около 30000 кВт.

Развитие энергетики, а также тяжелого и горного машиностроения создало условия для широкого внедрения открытого способа разработки месторождений полезных ископаемых. В начале 30-х годов были введены в эксплуатацию мощные карьеры на Магнитогорском железорудном, Коркинском и Райчихинском угольных месторождениях. Эти предприятия явились хорошей школой ведения открытых горных работ. Они получили первоклассное по тому времени горно-транспортное оборудование. В начале 1940 года горная промышленность получила отечественные электрические экскаваторы на гусеничном ходу с объемом ковша – 3 м³, изготовленные заводом «Уралмаш». Это послужило толчком к замене малоэффективного парового привода электрическим на открытых горных разработках страны.

Дальнейшее развитие горного производства характеризуется все большим распространением открытого способа разработки полезных ископаемых как наиболее экономического.

Открытые горные разработки в настоящее время оснащены многочисленными и разнообразными электрическими машинами и комплексами, электрооборудованием и аппаратурой.

Производительная работа электрифицированных машин, механизмов и установок на горных предприятиях зависит от выбора рациональных систем электроснабжения, их надежности и уровня совершенства применяемого электрооборудования.

Выбор схем электроснабжения разрезов производится в зависимости от применяемых типов экскаваторов и транспортных схем.

В связи с ростом установленной мощности электропривода экскаватора, а также с увеличением количества применяемых на разрезах экскаваторов средней мощности и других электрифицированных горных машин и механизмов актуальное значение приобретают вопросы разработки и проектирование надежных, экономичных и безопасных систем внутреннего электроснабжения карьеров, обеспечивающих нормальное проведение основных технологических процессов по добыче полезных ископаемых и вскрытию их запасов.

ГЛАВА 1

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

§ 1.1 Термины, определения и понятия

Схема электрической цепи – ее графическое изображение, содержащее условные обозначения элементов и показывающее их соединения.

Электрическая сеть – совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их электрических линий, размещенных на территории района, населенного пункта, потребителя электрической энергии.

Принципиальная электрическая схема подстанции – схема, определяющая состав единиц оборудования и связей между ними и дающая представление о работе подстанции.

Главная электрическая схема подстанции – схема электрических соединений для полного состава основного электрооборудования подстанции с указанием его параметров.

Электроустановка – комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенный для производства или преобразования, передачи, распределения или потребления электрической энергии.

Преобразование электрической энергии – изменение рода тока, напряжения, частоты или числа фаз.

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

Электрическая подстанция – электроустановка, предназначенная для преобразования и распределения электрической энергии.

Трансформаторная подстанция – электрическая подстанция, предназначенная для преобразования электрической энергии одного напряжения в энергию другого напряжения с помощью трансформатора.

Преобразовательная подстанция – электрическая подстанция, предназначенная для преобразования рода тока или его части.

Открытая подстанция – электрическая подстанция, основные элементы оборудования которой расположены на открытом воздухе.

Закрытая подстанция – электрическая подстанция, все или основное оборудование которой расположено в помещении.

Встроенная подстанция – электрическая подстанция, занимающая часть здания.

Мачтовая трансформаторная подстанция – трансформаторная подстанция, не требующая наземных ограждений, оборудование которой установлено на конструкциях или опоре воздушной линии электропередачи (ВЛ ЛЭП).

Опорная подстанция – электрическая подстанция, с которой производят управление и контроль за работой других подстанций данной электрической сети.

Временная подстанция – электрическая подстанция, состоящая из разборных элементов, которые могут быть быстро доставлены на место работы и собраны для временного использования.

Пролет – участок электрической подстанции или станции, на котором устанавливается коммутационная аппаратура отдельного присоединения (линии, трансформатора).

Ячейка – пролет или его часть, ограниченная перегородками.

Главный щит управления – помещение, в котором сгруппированы щиты управления.

Обходные шины – связанная с рабочими шинами обходным выключателем вспомогательная система шин, на которую при неработоспособности основной отключающей аппаратуры может быть переключена с помощью обходного разъединителя любая линия.

Резервные шины – вторая система шин, на которую с помощью разъединителя развилки может быть переведена любая линия с сохранением в ее цепи собственного выключателя.

Узловая распределительная подстанция – центральная подстанция предприятия, получающая электроэнергию от энергосистемы на напряжении 110-500 кВ и распределяющая ее на напряжении 35-110 кВ по подстанциям глубоких вводов на территории предприятия.

Глубокий ввод – система электроснабжения с приближением высшего напряжения (35-110 кВ) к электроустановкам потребителей с минимальным количеством ступеней промежуточной трансформации и аппаратов.

Цеховая трансформаторная подстанция – электрическая подстанция, преобразующая электроэнергию на пониженном напряжении (до 1000 В) и непосредственно питающая электроприемник одного или нескольких прилегающих цехов, либо части большого цеха.

Комплектная трансформаторная подстанция (КТП) – электрическая подстанция, аппаратура, шины и трансформаторы которой заключены в общий металлический кожух.

Распределительное устройство (РУ) – электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии на одном напряжении и содержащая коммутационные аппараты, вспомогательные устройства и соединяющие их элементы.

Щит управления подстанцией – совокупность панелей с устройствами управления, приборами контроля, защиты и сигнализации, предназначенных для управления работой подстанции.

Присоединение электрического распределительного устройства – часть РУ, относящаяся к одному из основных элементов электрооборудования или линии электропередачи (ЛЭП).

Электрический распределительный пункт (ЭРП) – устройство с аппаратурой для управления его работой, не входящее в состав подстанции.

Открытое распределительное устройство (ОРУ) – размещенное на открытом воздухе.

Закрытое распределительное устройство (ЗРУ) – размещенное в помещении.

Система сборных шин – комплект токоведущих элементов, связывающих между собой присоединения электрического распределительного устройства.

Схема заполнения распределительного устройства – схема размещения оборудования и аппаратуры в электрическом распределительном устройстве.

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – электротехническое устройство, электрооборудование которого заключено в металлический шкаф (шкафы).

Электрическая часть электроустановки – электрические машины, аппараты, сборные и соединительные шины, образующие часть электроустановки или электрической системы.

Закрытая электроустановка – размещенная внутри здания, защищающего ее от непогоды.

Открытая электроустановка – незащищенная зданием от непогоды.

Подстанция – совокупность электрического оборудования, размещенного в общем пункте, которое включает в себя необходимые здания и предназначена для преобразования или трансформации электрической энергии, а также связи между двумя или несколькими сетями.

Тяговая подстанция – подстанция, питающая электрическую тягу.

Переключательный пункт – подстанция, служащая для секционирования линии электропередачи или сети отключением или включением разъединителями линий без нагрузки.

Трансформаторная подстанция – подстанция, содержащая трансформаторы.

Пункт межсистемной связи – подстанция, на которой заканчивается одна или несколько линий, связывающих две или несколько систем.

Распределительная подстанция – подстанция, питающая распределительную электрическую сеть.

Электрооборудование – совокупность электрических изделий и (или) устройств, предназначенных для выполнения заданной работы.

Приемник электрической энергии – устройство, в котором происходит преобразования электрической энергии в другой вид для ее использования.

Трансформатор – статическое электромагнитное устройство, имеющее две или более индуктивно связанных обмоток и предназначенное для преобразования посредством электромагнитной индукции одной или нескольких систем переменного тока в одну или несколько других систем переменного тока.

Силовой трансформатор – трансформатор, служащий для преобразования электрической энергии в электрических сетях и установках, предназначенных для приема и использования электрической энергии.

Автотрансформатор – трансформатор, две или более обмоток которого гальванически связаны так, что имеют общую часть.

Электрический реактор – статическое электромагнитное устройство, предназначенное для использования его индуктивности в электрической цепи.

Выключатель – коммутационный электрический аппарат, имеющий два коммутационных (устойчивых) положения (состояния) и предназначенный для включения и отключения тока (нагрузки).

Разъединитель – контактный коммутационный аппарат, предназначенный для коммутации цепи без тока (без нагрузки) или с незначительным током (например, с током холостого хода трансформатор), который для обеспечения безопасности имеет в отключенном положении изоляционный промежуток (т.е. служит для создания видимого разрыва).

Короткозамыкатель – коммутационный электрический аппарат, предназначенный для создания искусственного короткого замыкания в электрической цепи.

Контактор – двухпозиционный аппарат с самовозвратом, предназначенный для частых коммутаций токов, не превышающих токи перегрузки, и приводимый в действие двигателем.

Предохранитель – коммутационный электрический аппарат, предназначенный для отключения защищаемой цепи при разрушении плавкой вставки под действием тока, превышающего определенное значение.

Шкаф – низковольтное защищенное комплектное устройство со смонтированным внутри него электрооборудованием, устанавливаемое преимущественно на горизонтальной поверхности (полу).

Щит – низковольтное защищенное комплектное устройство, состоящее из нескольких шкафов.

Панель – плоский элемент заводского изготовления конструкции щита для размещения коммутационных аппаратов.

Стойка – объемный или плоский каркас.

Статив – стойка с объемным каркасом и установленными на монтажных конструкциях изделиями.

Ящик – низковольтное защищенное комплектное устройство, содержащее электротехнические изделия и устанавливаемое преимущественно на вертикальной поверхности.

ГЛАВА 2

ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОТКРЫТЫХ ГОРНЫХ РАБОТ

§ 2.1 Особенности электроснабжения разрезов

Электроснабжение разрезов имеет ряд особенностей, обусловленных технологией ведения горных работ и специфическими условиями эксплуатации электрооборудования и электрических сетей. К этим особенностям относятся:

1. Работа на открытом воздухе;
2. Значительная площадь, большая глубина и уступная форма разработок;
3. Рассредоточенность оборудования по всей территории и глубине разработок;
4. Систематическое перемещение фронта работ;
5. Широкое ведение взрывных работ;
6. Применение мощных электрифицированных горных машин, комплексов и железнодорожного транспорта;
7. Сезонность нагрузки, обусловленная применением системы отработки уступов способом гидромеханизации.

Электрооборудование и сети на разрезах круглый год работают на открытом воздухе и подвергаются воздействию:

1. Атмосферных осадков;
2. Резких колебаний температуры окружающей среды;
3. Запыленности;
4. Содержащихся в воздухе паров химических реагентов.

Применяемые на угольных разрезах электроустановки имеют нормальное нерудничное исполнение.

Площадь современных карьеров (разрезов) может составлять более 5 км², а глубина разработок – 500 м и более. На таких карьерах (разрезах) разработки ведутся одновременно на многих уступах, число которых в зависимости от глубины разработок и типов применяемых экскаваторов может составлять до 40-50.

Рассредоточение горных машин и механизмов по всему фронту работ, как по площади, так и по глубине разработок, усложняет систему распределительных электрических сетей.

Для подвода электроэнергии к экскаваторам и другим горным машинам сооружаются разветвленные воздушные и кабельные линии, а также значительное число подстанций и приключательных пунктов.

Трассы воздушных и кабельных линий могут проходить как в продольном, так и в поперечном (секущем) направлении обрабатываемых уступов.

Такое размещение электроустановок усложняет их эксплуатацию (ремонт, монтаж и демонтаж при передвижке, переноске), т.к. их состояние на одном уступе зависит от характера работы на смежных уступах.

Ведение горных работ связано с систематическим подвиганием забоев, отработкой уступов и предохранительных берм, на площадках которых размещаются горные машины, транспортные средства, электрооборудование и электрические сети. Это вызывает необходимость производить:

1. Передвижку приключательных пунктов, передвижных трансформаторных подстанций, воздушных и кабельных линий с одной площадке на другую, на одном и том же уступе или с одного уступа на другой;

2. Пересоединение экскаваторных кабелей с одного приключательного пункта на другой;

3. Сматывание и наматывание на барабан или подтягивание экскаваторного кабеля.

При производстве взрывных работ распределительные воздушные и кабельные линии, а также оборудование и механизмы подвержены воздействию взрывной волны и ударов комьями породы и полезного ископаемого (при взрывах накладных зарядов). При взрывах на карьерах имеют место следующие характерные повреждения электрического оборудования и сетей:

1. Обрыв проводов воздушных линий и спусков их к ППП и ПКТП;

2. Падение опор воздушных линий электропередач;

3. Повреждение фарфоровых (стеклянных) изоляторов ВЛ, ППП, ПКТП;

4. Механическое повреждение шланга гибких экскаваторных кабелей, корпусов и изоляции электродвигателей, пусковой аппаратуры ППП и ПКТП;

5. Особенно часто при взрывах нарушается механическая блокировка приводов разъединителей, выключателей и дверей ППП и ПКТП.

§ 2.2 Особенности работы изоляции токоведущих частей электроустановок

Изоляция токоведущих частей электроустановок разрезов (карьеров) выполняется в основном обычными материалами:

1. Резиной (на основе натурального и синтетического каучука);

2. Фарфором;

3. Стеклом;

4. Смолой;

5. Капроном;

6. Изоляционными жидкостями (трансформаторное масло, совтол и т.д.);

7. Воздушными промежутками (использование электроизоляционных свойств воздуха) и т.д.

Изоляция из указанных материалов неодинаково сохраняет свою стабильность при концентрированном воздействии на нее климатических условий окружающей среды. Под воздействием этих условий в разрезе (карьере) особенно резко ухудшаются изоляционные свойства резины, применяемой для изоляции экскаваторных кабелей (КШВГ, ГТШ и т.д.).

Резина обладает значительной влагопоглощающей способностью (сорбцией). В результате осмотической сорбции концентрация влаги в резине становится существенной даже при относительной влажности воздуха 60-70%. Наличие в резине водорастворимых примесей (тальк, каолин) увеличивает ее растворимость, а наличие озона в воздухе ускоряет процесс окисления резины и приводит к образованию микротрещин на поверхности изоляции.

При изменении температуры окружающей среды в разрезе (карьере) от плюсовой днем до минусовой ночью (в весенний и осенний периоды) влага, заполняющая микротрещины, в результате замерзания увеличивает их размеры, вследствие чего возникает тепловой пробой изоляции. Кроме того, при низких температурах в итоге кристаллизации и стеклования каучука резиновая изоляция теряет эластичность, становится хрупкой и изгиб ее приводит также к образованию трещиноватостей в механически нагруженных местах (в изгибах, местах крепления и т.д.), которые при резких колебаниях температуры воздуха развиваются, увеличивая вероятность теплового пробоя изоляции.

Фарфор, стекло, капрон и другие твердые диэлектрики применяются для изоляции проводов ВЛ и токоведущих частей электрооборудования (опорные, штыковые, подвесные и проходные изоляторы).

Под воздействием ветра и вследствие взрывных работ повышается запыленность воздуха в разрезе, а в забоях экскаваторов она достигает 60 мг/м^3 и выше. Из-за увлажнения при пасмурной погоде и наличия пыли в воздухе на поверхности изоляторов образуется устойчивый слой пыли (грязи). Этот слой образуется на поверхности изоляторов неравномерно, в зависимости от направления ветра и увлажненности. При нормальной сухой погоде этот слой пыли на изоляторах, а также на поверхности опор, конструкций электрооборудования имеет достаточную прочность. Во время дождя, мокрого снега сопротивление увлажненных изоляторов резко снижается, появляются однофазные утечки. Загрязнению подвергаются не только открыто установленные изоляторы (на опорах ВЛ, ПП и т.д.), но и изоляторы, установленные внутри шкафов ТП, вводных коробок, токоприемных колец экскаваторов и другого электрооборудования.

При переноске и передвижке электрооборудования и линий производится пересоединение контактов аппаратов, кабелей и проводов линий (отбалчивание гаек и новая их затяжка). Это, в свою очередь, увеличивает механический износ контактных соединений. Частая передвижка приводит к повышенным механическим нагрузкам на корпусе электрооборудования, на крепления электрических аппаратов и изоляторов вследствие ударов и повышенной вибрации.

Кабельные переключатели, токоприемники, выключатели, разъединители и другое электрооборудование, установленное на экскаваторах, буровых станках и других передвижных машинах, находятся в условиях постоянных сотрясений, толчков и вибраций, связанных с характером работы этих машин.

Указанные условия работы вызывают повышенный износ и разрушение корпусов, резиновой и фарфоровой изоляции, разладку аппаратов.

Различные перемещения кабеля приводят к частым его деформациям от многократных изгибов, кручений, изгибов с кручением, растяжений, волочений по грунту и вибраций.

При тяжении кабеля медные жилы и резиновая изоляция несколько удлиняются. Резиновая изоляция жил после прекращения тяжения стремится принять прежнее состояние (сократиться), в результате на одних ее участках образуются повышенные механические нагрузки (резина осталась в растянутом состоянии), на других – образуются пустоты между изоляцией и жилой. В этих местах (в местах образования пустот), которые заполняются озоном и влагой, ускоряется процесс окисления и увлажнения резины, что вызывает увеличение проводимости изоляции (увеличивает вероятность пробоя кабельной изоляции).

Появление повышенных градиентов потенциалов на концах среза полупроводящего озоностойкого слоя или незаземленного экрана в концевых заделках кабеля и при повреждении (обрыв, перетиравание) металлического экрана и полупроводящего слоя по длине кабеля также приводит к разряду по поверхности изоляции и пробое самой изоляции в этих местах.

§ 2.3 Распределение электропотребителей карьеров (разрезов) по степени ответственности

Согласно Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей потребители электрической энергии по степени ответственности делятся на три категории:

I категория – потребители, для которых перерыв подачи электроэнергии связан с опасностью для жизни людей, браком продукции, порчей оборудования и длительным восстановлением технологического процесса;

II категория – потребители, для которых перерыв подачи электроэнергии связан лишь с существенным уменьшением выпуска продукции, с простоем людей и механизмов;
III категория – неответственные потребители (вспомогательные цехи и механизмы).

Потребители первой категории должны быть обеспечены 100%-ным резервным питанием от двух независимых источников электроэнергии, и перерыв в подаче питания допускается только на время, необходимое для автоматического ввода резервного питания (АВР). При открытой добыче полезных ископаемых к I категории относятся дренажные шахты, водоотливные и противопожарные насосные станции, СЦБ и связь электрифицированного железнодорожного транспорта.

Перерыв в подаче электроэнергии потребителям второй категории допускается только на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом или выездной оперативной бригадой. Ко II категории относятся электрифицированный железнодорожный и конвейерный транспорт.

Для потребителей третьей категории перерыв в подаче электроэнергии допустим на время, необходимое для ремонта или замены поврежденных элементов системы электроснабжения, но не более одних суток.

К III категории относятся вскрышные и добычные работы, а также все вспомогательные службы (ремонтные мастерские, электродепо и т.д.) и бытовые нагрузки.

Все горные предприятия, имеющие хотя бы один объект первой категории, должны быть обеспечены электроэнергией по двум ЛЭП от двух независимых источников питания.

§ 2.4 Выбор рода тока и величины напряжения

Род тока определяется, главным образом, типом электроприводов горно-транспортных машин и механизмов. Для большинства карьерных машин и механизмов применяется переменный трехфазный ток. Постоянный же ток, требуемый для экскаваторных приводов, приводов буровых станков, электровозов и т.д., получают путем преобразования переменного тока с помощью различных устройств (двигатель-генератор, различные виды выпрямительных агрегатов и пр.).

Номинальное напряжение потребителей электроэнергии переменного тока может быть 10000, 6000, 1140, 660, 380, 220 и 127 В. Наиболее часто применяется напряжение 6000 и 380 В – для двигателей; 220 и 127 В – для освещения и электрифицированного инструмента.

Применение напряжений 1140 и 660 В для питания электродвигателей буровых станков, небольших экскаваторов, ленточных конвейеров и других машин и механизмов облегчит карьерные распределительные сети, сократит число передвижных подстанций и повысит качество электроэнергии, даст экономию цветных металлов. При выборе величины переменного тока необходимо руководствоваться ПТЭ для открытых горных работ.

В системе Г-Д используется постоянный ток напряжением до 700 В.

Для электровозной тяги применяют постоянный ток напряжением 600, 825 и 1650 В. При больших расстояниях от карьера (разреза) до отвалов, а также при больших перегонах карьера применяют напряжением 1650 В. На карьерах (разрезах), откаточные пути которых примыкают к ж/д путям МПС, целесообразно применять напряжение 3300 В. На электрифицированном ж/д транспорте карьеров (разрезов) используют также переменный ток напряжением 1000 В.

Выбор напряжения питающих линий от районных подстанций и сетей энергосистемы до ГПП или ЦРП карьеров (разрезов) производится на основании технико-экономического расчета.

При проектировании электроснабжения карьеров (разрезов) большое внимание должно уделяться выбору напряжения во всех звеньях системы. Величиной напряжения определяется:

1. Параметры линий электропередачи (ЛЭП);
2. Оборудование подстанций и сетей, а следовательно, размеры капиталовложений в систему энергоснабжения;
3. Расход цветных металлов;
4. Потери электроэнергии в сетях и электроприводе;
5. Эксплуатационные расходы.

Вывод: основным критерием при выборе напряжения должен быть экономический эффект.

По номинальному напряжению электроустановки в странах СНГ подразделяются на электроустановки до 1000 В и выше 1000 В.

ГОСТ 721-62 приняты следующие номинальные напряжения:

1. В сетях до 1000 В – 12, 24, 36, 220/127, 380/220, 660/380 В (в числителе – линейные напряжения, в знаменателе – фазные напряжения);
2. В сетях выше 1000 В – 6, 10, 20, 35, 110, 220, 330, 500, 750 кВ.

Из приведенных величин напряжений в системах электроснабжения карьеров (разрезов) применяются следующие:

1. Внешнее электроснабжение – подвод электроэнергии от районных подстанций энергосистем или местных электростанций – 220, 110, 35 кВ (реже 10 кВ);
2. Внутреннее электроснабжение – передача электроэнергии по питающим и распределительным линиям электропередачи от главных стационарных подстанций к потребителям – 6, 10, 35, 110 кВ.

Напряжения 35 и 110 кВ часто применяются на «глубоких» вводах для питания мощных экскаваторов по схеме «БЛОК ЛИНИЯ – ТРАНСФОРМАТОР».

Напряжением 6 и 10 кВ питаются либо понизительные трансформаторы, либо непосредственно приводные двигатели горных машин и механизмов, т.к. электропривод горных машин с двигателями на переменном токе осуществляется на напряжении 6, 0,38, 0,22 кВ (редко 0,66 и 10 кВ).

Напряжение 660 В до сих пор не находит широкого применения на карьерах (разрезах), хотя оно с 1960 года является стандартным и рекомендуется к широкому применению на горнорудных предприятиях. Сделано это потому, что в целом ряде случаев напряжение 660 В обеспечивает большие экономические преимущества по сравнению с напряжениями 380 В и 6 кВ:

1. Пропускная способность сети при напряжении 660 В возрастает в 1,73 раза по сравнению с напряжением 380 В, а потери электроэнергии уменьшаются в 3 раза при одинаковом расходе цветных металлов и примерно в 2 раза, если сечения токопроводящих жил, выбранных при напряжении 380 В, снизить на одну ступень;

2. Верхний предел мощности электродвигателей, которые могут быть выбраны на напряжение 660 В вместо 6 кВ, значительно повышается, что дает большую экономию на изготовление двигателей и, кроме того, позволяет применять в распределительных сетях напряжение 10 кВ вместо 6 кВ;

3. Увеличивается радиус действия участковых и цеховых подстанций за счет увеличения на 25-30% длины питающих сетей напряжением до 1000 В, что позволяет повысить на одну-две ступени мощности трансформаторов и почти в 2 раза сократить число трансформаторов радиальных линий и аппаратуры высокого напряжения. При этом стоимость трехфазных двигателей, электрической аппаратуры и трансформаторов, изготавливаемых в настоящее время на напряжение 380/220 В, при переходе на напряжение 660 В либо вовсе не увеличивается, либо увеличивается только на 5-15%.

Ручной инструмент, осветительные установки на горных машинах питаются напряжением 220, 127 В.

Для переносного освещения на горных машинах и установках применяют светильники на напряжение 36 В (в отдельных случаях – 12 или 24 В).

Напряжение для ручного инструмента и переносного освещения определяется по условиям безопасности, а напряжение природных двигателей – целесообразностью для каждой из горных машин.

Основными принципами при создании систем электроснабжения карьеров (разрезов) следует считать:

1. Устройство «глубоких» вводов высокого напряжения для питания мощных экскаваторов;
2. Разукрупнение узлов электроснабжения;
3. Широкое применение для отдельных крупных электропотребителей (например, экскаваторов с ковшом емкостью 10 м³ и более) блоков – «линия электропередачи (ЛЭП) – трансформатор».

Принципиальными также являются следующие вопросы при создании системы электроснабжения карьера (разреза):

1. Рациональное, с максимальным приближением к центру электрических нагрузок, расположение распределительных устройств и трансформаторных подстанций;
2. Удобные и надежные в эксплуатации системы электроснабжения;
3. Обеспечение качественной электроэнергией потребителей по напряжению и частоте (при нормальном режиме работы ГОСТ 13109-67 на нормы качества электроэнергии допускает отклонение частоты от 50 Гц не более $\pm 0,1$ Гц)
4. Максимальная механизация операций при строительстве и обслуживании электросистем карьеров (разрезов).

§ 2.5 Основные требования к электроснабжению открытых горных работ

Кроме требований, регламентирующих длительность перерывов электроснабжения отдельных категорий потребителей, любая система должна обеспечивать экономичность и безопасность всех элементов системы электроснабжения, потребность в электроэнергии высокого качества в полном объеме.

Эти требования к системе электроснабжения карьера (разреза) в целом или отдельных его участков, экскаваторов, буровых станков, агрегатов, комплексов могут быть обеспечены рациональным построением схемы электроснабжения с применением электрооборудования, обладающего устойчивостью к работе в специфических условиях открытых горных разработок, а также организацией высокого уровня эксплуатации.

Передвижные трансформаторные подстанции (ПТП) и приключательные пункты (ПП), а также электрооборудование экскаваторов и других горных и транспортных машин должно надежно работать в условиях тряски, толчков и вибрации, обладать повышенной механической и электрической прочностью и быть устойчивыми к частым передвижкам, взрывной волне и ударам комьев породы, иметь достаточные уплотнения, препятствующие попаданию внутрь оболочек пыли и влаги. Все электрооборудование карьера (разреза) должно иметь конструкции, схему и специальные блокировки и защиты, обеспечивающие полную безопасность обслуживающего персонала.

Одним из главных требований, предъявляемых к построению системы электроснабжения карьера (разреза), является обязательное устройство электрической защиты от однофазных замыканий на землю в электрических сетях, обеспечивающей безопасность обслуживания электроустановок.

Качество электроэнергии характеризуется нормальными величинами частоты напряжения на вводах потребителей.

Уровень частоты с колебаниями в пределах 0,2 Гц обеспечиваются энергосистемой, от которой осуществляется электроснабжение карьера (разреза).

Важным требованием при построении схемы распределительных сетей карьера (разреза) является поддержание величины напряжения на клеммах приводных асинхронных и синхронных экскаваторов (и другого горного и транспортного оборудования ОГР) на заданном уровне, обеспечивающее успешный их запуск, а также нормальную работу всех остальных электроприемников.

§ 2.6 Регулирование напряжения

Поддерживать напряжение у потребителя неизменным и равным номинальному практически невозможно. Поэтому, исходя из характеристик отдельных приемников, Правилами устройств электроустановок устанавливаются пределы допустимых отклонений напряжения.

Предельные допустимые отклонения напряжения у приемников электрической энергии (по ГОСТ 130109-67)

Характеристика приемника	Предельное отклонение, %
Рабочее освещение цехов предприятий, общественных зданий, прожекторное освещение	от +5 до -2,5
Освещение жилых зданий, аварийное и наружное освещение	±5
Аварийный режим осветительной установки	-12
Электродвигатели: нормальный режим	±5
особый режим	+10

Отклонение напряжения вызывается потерей напряжения, которая равна алгебраической разности между напряжениями на входе и выходе приемников (например: в ЛЭП потеря напряжения равна разности между напряжениями в начале и конце ЛЭП). С другой стороны потеря напряжения может быть определена через передаваемые активную и реактивную мощности. Анализируя эти определения, получаем возможные средства регулирования напряжения в конце ЛЭП (на выходе приемника).

Средство I – изменение напряжения в начале ЛЭП на ±5% регулированием напряжения генератора (в схемах электроснабжения карьеров не может быть использовано).

Средство II – изменение напряжения в начале ЛЭП на ±10% путем изменения коэффициента трансформации трансформаторов, находящихся в эксплуатации на карьерах.

Средство III – изменение реактивной мощности путем параллельного подключения перевозбужденных синхронных двигателей, синхронных компенсаторов.

Средство IV – то же, статистических конденсаторов.

Средство V – компенсация реактивного сопротивления путем последовательного (в расщелку линии) включения конденсаторов.

Средство VI – создание добавочной ЭДС автотрансформаторами.

Средство VII – то же, потенциал – регуляторами.

Средство VIII – то же, вольтдобавочными трансформаторами.

Средство IX – отключение параллельно работающих трансформаторов или линий электропередачи.

Выбор наиболее выгодного коэффициента трансформации. Одним из наиболее доступных и эффективных средств регулирования напряжения является изменение

коэффициента трансформации силовых трансформаторов. Обмотка высшего напряжения у силовых трансформаторов имеет со стороны нейтрали специальные регулировочные ответвления, которые выведены на переключатель, расположенный на крышке трансформатора. Большая часть современных трансформаторов на номинальное напряжение 6-34 кВ снабжается переключателем ПБВ. Каждое из выбранных и установленных на переключателе ответвлений соответствует одному из возможных коэффициентов трансформации (коэффициент трансформации – отношение номинального напряжения выбранного ответвления к номинальному напряжению обмотки низшего напряжения в режиме холостого хода).

С помощью ПБВ коэффициент трансформации можно изменять в пределах $\pm 5\%$ номинального напряжения равными ступенями по 2,5% (номинальные напряжения регулировочных ответвлений трансформаторов 25-630 кВА, имеющих ПБВ, приведены в справочной литературе).

Неудобство переключателя ПБВ заключается в том, что с его помощью можно производить переключения только при отключенном трансформаторе. Поэтому в настоящее время большее распространение получили трансформаторы, снабженные устройством РПН (устройство, позволяющее регулировать напряжение под нагрузкой). Номинальные напряжения регулировочных ответвлений с РПН приводятся в справочной литературе. Регулятор РПН может иметь:

1. Ручное управление;
2. Дистанционное управление;
3. Автоматическое управление.

Большее число ответвлений, а, следовательно, и число коэффициентов трансформации обуславливают необходимость определения наиболее выгодного коэффициента трансформации.

Под наивыгоднейшим коэффициентом трансформации понимают тот, при котором трансформатор обеспечивает наименьшее отклонение напряжения у потребителей. Выбирается такой коэффициент для трансформаторов на карьерах (разрезах) в следующих случаях:

1. При больших изменениях нагрузки на участке, который питается от данного трансформатора;
2. При определении минимально необходимой мощности синхронного компенсатора, предназначенного для регулирования напряжения;
3. При определении мощности батарей статических конденсаторов, устанавливаемых для регулирования напряжения.

Существует несколько методов определения наивыгоднейшего коэффициента трансформации.

Использование синхронных двигателей и конденсаторов в качестве регуляторов напряжения. Регулирующая способность синхронных двигателей (или синхронных компенсаторов) и конденсаторов заключается в том, что они генерируют реактивную мощность вблизи места ее потребления и этим освобождают сеть частично или полностью от перетока реактивной мощности, в результате чего потеря напряжения в сети снижается. Эффект снижения потери напряжения тем больше, чем больше реактивное сопротивление тех участков, которые освобождаются от реактивной мощности, и чем больше мощность генерирующих реактивную мощность установок.

Синхронные двигатели и синхронные компенсаторы могут работать в зависимости от степени их возбуждения не только генераторами, но и потребителями реактивной энергии, т.е. с их помощью можно изменить потерю напряжения не только в сторону уменьшения, но и увеличения.

Расчет потребной мощности конденсаторной батареи на три фазы и мощности синхронного компенсатора в режиме перевозбуждения можно произвести с погрешностью в сторону увеличения мощности на 10-15%.

В паспортных данных синхронных двигателей указывается номинальная полная мощность (кВА) и активная мощность при опережающем коэффициенте мощности, обычно принимаемым 0,8-0,9.

Перевозбуждая двигатель, можно снизить коэффициент мощности, но при этом полная и активная мощности двигателя также снижаются.

Продольная компенсация. Одним из возможных средств регулирования напряжения является уменьшение реактивного сопротивления цепи за счет последовательного включения в цепь емкостного сопротивления конденсаторов. Изменяя величину последовательно включенной емкости (изменяя величину реактивного сопротивления) можно регулировать напряжение на шинах потребителя электрической энергии. Последовательно включенные конденсаторы, служащие для компенсации реактивной мощности и сопротивления цепи, получили название установок продольной компенсации (УПК). Сопротивление конденсаторов, из которых может быть собрана установка УПК, определяют по паспортным данным.

Применение установок УПК особенно целесообразно в тех случаях, когда режим работы потребителя резко изменяется во времени, например асинхронные двигатели с частыми пусками, сварочные аппараты и т.д.

Последовательное включение конденсаторов по сравнению с параллельным имеет ряд особенностей:

1. Для последовательного включения применяются только однофазные конденсаторы с бумажно-масляным или бумажно-саловым заполнением;
2. Номинальное напряжение конденсаторов, применяемых в УПК, выбирают не по номинальному напряжению сети, а по перепаду напряжения на их выводах, равному произведению рабочего тока потребителя на реактивное сопротивление конденсатора;
3. Все конденсаторы УПК должны надежно изолироваться от земли в соответствии с напряжением на линии;
4. Для защиты от затяжных коротких замыканий, резких колебаний рабочего тока конденсаторы УПК должны шунтироваться параллельно включенными разрядниками;
5. Конденсаторы УПК являются вспомогательными источниками реактивной мощности, а, следовательно, помимо регулирования напряжения, являются средством для улучшения коэффициента мощности.

ГЛАВА 3

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ТОКОПРИЕМНИКОВ НА ОТКРЫТЫХ ГОРНЫХ РАЗРАБОТКАХ

§ 3.1 Система электроснабжения горных предприятий

Карьеры (разрезы), являясь крупными потребителями электроэнергии, получают ток, как правило, от энергетической системы, а точнее, от ее районных понизительных подстанций систем (РПС) по воздушным и кабельным линиям электропередач (ЛЭП).

Горные предприятия имеют две системы электроснабжения: внешнюю и внутреннюю. К первой относятся линии электропередач от выводов районной понизительной подстанции до вводов на шины главной понизительной подстанции ГПП предприятия. Электроэнергия на ГПП подводится на напряжение 6, 10, 35, 110 и 220 кВ. При этом отдается предпочтение более высоким напряжениям, т.к. при подводе на ГПП 35, 110 или 220 кВ снижаются потери электроэнергии из-за уменьшения числа ступеней трансформации и используемых аппаратов (см. § 5). Такая система получила название – «глубокий» ввод. При этом, как правило, в глубь предприятия к подстанциям глубокого

ввода 110-220 кВ (ПГВ), располагаемым непосредственно у наиболее крупных узлов потребления электроэнергии, заводится одна или несколько двухцепных воздушных линий электропередач. На предприятии обычно сооружается не менее двух подстанций ПГВ с установкой на каждой из них двух трансформаторов и загрузкой каждого в нормальном (номинальном) режиме на 70-80% их номинальной мощности. Небольшие предприятия имеют одну подстанцию ГПП (ПГВ). Схема коммутации главной понизительной подстанции (ГПП) должна обеспечивать раздельную работу питающих линий электропередач (ЛЭП) и трансформаторов при нормальном режиме эксплуатации. Их параллельная работа допустима только на время ликвидации аварии в сети. Поэтому каждая из питающих ЛЭП рассчитывается на полную нагрузку предприятия. Нейтрали трансформаторов подстанций ГПП со стороны низшего напряжения не имеют соединения с землей, т.к. на карьерах (разрезах) принята система электроснабжения с изолированной нейтралью.

К системе внутреннего электроснабжения относятся одна или несколько главных подстанций ГПП (ПГВ), комплектных подстанций КТП, передвижных трансформаторных подстанций ПТПА или ПКТП, мачтовые трансформаторные подстанции МТП, карьерные распределительные сети до и выше 1000 В, передвижные распределительные пункты (ПРП), приключательные пункты (ПП) и токоприемники.

По принципу построения схемы внутреннего электроснабжения различают:

1. Радиальные – с линиями, по которым электроэнергия от источников питания подается к одиночным распределительным пунктам РП, трансформаторным подстанциям КТП или отдельным токоприемникам, включая токоприемники, подключенные по длине линий;
2. Магистральные – с КРС, магистральными линиями, по которым электроснабжение от источника питания подается к ряду распределительных пунктов РП, приключательных пунктов ПП, передвижных подстанций ПТП или по отдельным элементам КРС (спуски, поперечники);
3. Смешанные – радиально-магистральные.

По расположению ЛЭП относительно уступов схемы подразделяются на три группы:

1. Продольные – это такая схема, когда линия электропередачи проложена вдоль уступа;
2. Поперечная – ЛЭП проходят поперек уступов;
3. Комбинированные – представляют собой различные комбинации продольных и поперечных схем.

Линии электропередач за пределами границ карьера называются бортовыми или бортокольцевыми; ответвления от них на рабочие горизонты – спусками или поперечниками.

Внутри карьера для распределительных сетей применяется напряжение 6 и 10 кВ, а напряжение 35 кВ – при согласовании с Госгортехнадзором.

Если в числе приемников или потребителей карьера (разреза) имеется хотя бы один, относящийся к первой категории по степени ответственности (см. § 4), то число источников питания (например, линий электропередач) должно быть не менее двух и перерыв в их питании может быть только на время автоматического ввода резервного питания (АВР).

Для электроприемников второй категории допустимы перерывы в электроснабжении на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом или выездной бригадой.

Для электроприемников третьей категории допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента сети, но не более 24 часов.

Выбор схем внешнего и внутреннего электроснабжения во многом определяется категориями потребителей.

§ 3.2 Схемы внешнего электроснабжения карьеров (разрезов)

В системе электроснабжения карьера (разреза) особое место отводится схеме внешнего электроснабжения.

Электроснабжение карьеров (разрезов) осуществляется от районных подстанций (РПС) систем по воздушным и кабельным линиям. Так как на карьерах (разрезах) имеются потребители 1-й и 2-й категории то число линий (или цепей) должно быть не менее двух. На некоторых карьерах (разрезах) в зависимости от величины электрических нагрузок и числа главных понизительных подстанций или распределительных пунктов сооружают две питающие линии и более.

Воздушные линии сооружаются с применением деревянных, железобетонных и стальных опор одноцепными или двухцепными. Величина напряжения питающих линий от РПС до подстанций карьеров (разрезов) составляет от 6 до 220 кВ. Принимается она в зависимости от:

1. Удаленности карьеров (разрезов) от РПС;
2. Величины напряжения на распределительных устройствах РПС;
3. Установленной единичной мощности крупных экскаваторов;
4. Системы транспорта на карьере (разрезе);
5. Величины площади карьера (разреза) и ее конфигурации;
6. Числа горных предприятий (карьер, шахт, обогатительных фабрик и т.д.), расположенных в районе одной ГПП.

Питающие линии угольных и рудных карьеров чаще всего сооружаются на напряжение 35 и 110 кВ, реже – 220 кВ.

Наиболее характерные схемы внешнего электроснабжения и первичных цепей ГПП и ЦРП карьеров (разрезов) приведены на рисунке 1.

На карьерах (разрезах) с небольшой установленной мощностью электроприемников и близко расположенных от РПС сооружают центральные распределительные пункты (ЦРП) или распределительные пункты (РП) напряжением 6 кВ. Питание РП (рис. 1 а) небольших карьеров (разрезов), на которых работают 2-3 экскаватора, т.е. имеются потребители только 3-й категории, осуществляется по одноцепной стационарной ВЛ-6 кВ или КЛ-6 кВ.

При большем числе экскаваторов и наличии потребителей 1-й и 2-й категорий, питание ЦРП или РП производится по ВЛ или КЛ от одной (рис. 1 б, в) или от двух РПС (рис. 1 г). РП добычных участков и поверхностного технологического комплекса обычно соединяются между собой кольцевой ЛЭП. РП вскрышных участков, а также гидромеханизации такой линии связи не имеют.

ЦРП и РП располагаются в нерабочей зоне горных разработок, обычно на поверхности или на рабочих уступах.

Электроснабжение более мощных карьеров (разрезов) и расположенных на значительном расстоянии от РПС осуществляется по ВЛ-35 кВ и выше (рис. 1 д, ж). Схемы рис. 1е и 1ж применяются для электроснабжения карьеров (разрезов) с большой территорией разработок. С целью приближения подстанции к центру электрических нагрузок на карьере (разрезе) сооружают две ГПП и более с первичным напряжением 35-220 кВ, питающихся от одной или двух РПС.

Электроснабжение карьеров (разрезов) большой производительностью, на которых применяются экскаваторы с различной установленной мощностью (ЭКГ-5А, ЭКГ-8И, ЭКГ-12,5, ЭКГ-20, ЭШ-10/50, ЭШ-13/70, ЭР-1250-ОЦ, ЭРШР-5000 и т.д.) осуществляется по схеме рис. 1з. По этой схеме на карьере (разрезе) сооружается ГПП на

два вторичных напряжения – 35 и 6 кВ. От РПС и ГПП сооружается двухцепная или две одноцепные ВЛ напряжением 110-220 кВ.

К шинам ЗРУ-6 кВ присоединяются установки поверхностных цехов, служб и потребители близко расположенных участков горных работ. К шинам ОРУ-35 кВ присоединяются ВЛ-35 кВ, питающие трансформаторные подстанции удаленных горных участков, а также участков, на которых работают мощные экскаваторы.

Такая схема применима и для электроснабжения нескольких горных предприятий, территориально близко расположенных друг от друга в районе одной РПС. В этом случае районная рудничная ГПП сооружается на поверхности наиболее мощного карьера (разреза), установки которого питаются от шин ЗРУ-6 кВ. На других карьерах (разрезах) сооружаются свои ГПП стационарного или передвижного типа, питающиеся по ВЛ от ОРУ-35 кВ районной рудничной ГПП.

Эта же схема применяется на карьерах (разрезах) с электрифицированным ж/д транспортом. В этом случае сооружается ГПП, совмещенная с тяговой подстанцией. К шинам ОРУ-35 кВ присоединяются трансформаторы преобразовательных агрегатов и ВЛ, питающие передвижные трансформаторные подстанции (ПКТП 35/6) удаленных горных участков и участков с мощными экскаваторами.

По схеме рисунка 1и на карьере (разрезе) сооружаются не в стационарном исполнении, а рассредоточению по периметру карьера (разреза) устанавливаются ПКТП 35-110/6 кВ, одна из которых предназначается для питания электроприемников

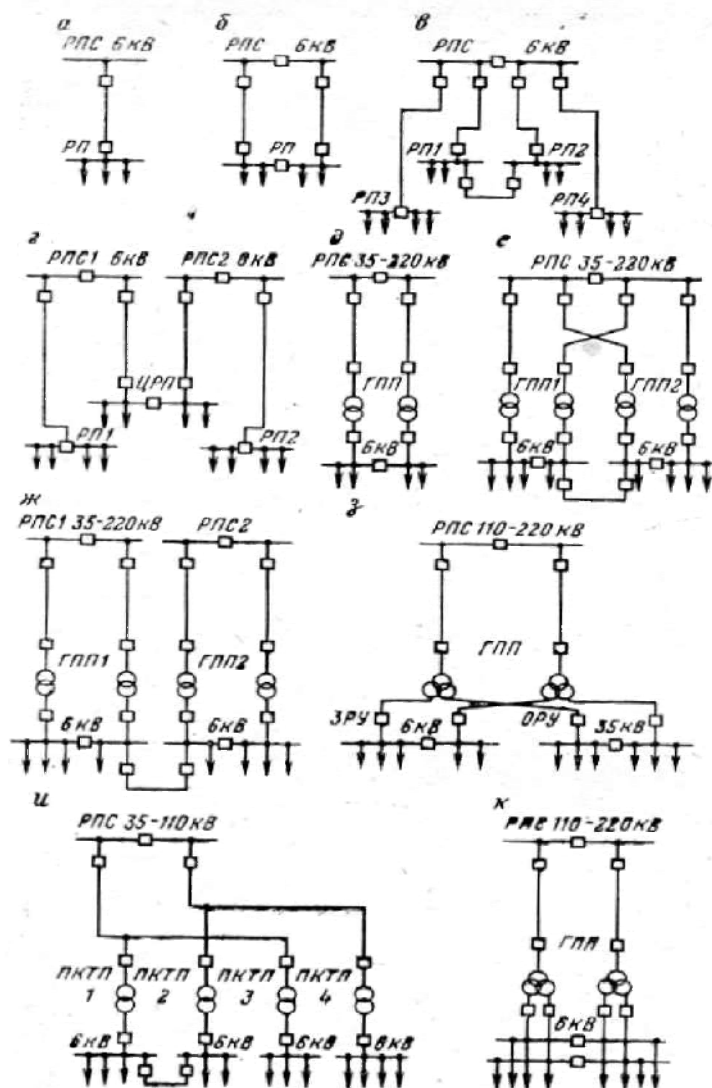


Рис 1 к § 3.2. Схемы внешнего электроснабжения карьеров

поверхностного комплекса. Для создания резервного питания установок 1-й и 2-й категорий РУ-6 кВ этой подстанции соединяется линией связи с РУ-6 Кв другой подстанции.

На карьерах (разрезах) с установленной мощностью трансформаторов более 16 МВА рекомендуется устанавливать на ГПП трансформаторы с первичным напряжением 110-220 кВ с расщепленными вторичными обмотками напряжением 6 кВ. В этом случае ЗРУ-6 кВ сооружается из четырех секций (рис. 1к).

Во всех схемах рис. 1 квадратом условно обозначена вся коммутационная аппаратура первичных цепей подстанций.

§ 3.3 Схемы главных понизительных подстанций

В зависимости от схемы внешнего электроснабжения применяются различные схемы первичных цепей ГПП.

На действующих карьерах (разрезах) находятся в эксплуатации ГПП, ОРУ которых имеют двойную систему шин. Двойная система шин применима на ОРУ 35 кВ ГПП мощных карьеров (разрезов), на которых работает электрифицированный ж/д транспорт, а также районных рудничных подстанциях. Чаще встречаются схемы с одинарной системой шин ОРУ ГПП.

Наибольшее распространение получили упрощенные схемы ОРУ 35-220 кВ ГПП, основанные на «блочном принципе». На таких ГПП отсутствуют сборные шины ОРУ 35-220 кВ, а трансформаторы питаются по схеме блок – линия – трансформатор. На рисунке 2 показана схема ОРУ 35-220 кВ ГПП карьера (разреза) с масляными (воздушными) выключателями. Масляные и воздушные выключатели по сравнению с бесмасляными коммутационными аппаратами являются более дорогим оборудованием, требующем значительных эксплуатационных расходов. Однако ОРУ с масляными выключателями наиболее надежны в условиях карьеров (разрезов), где возможна значительная запыленность воздуха и резкие изменения микроклимата.

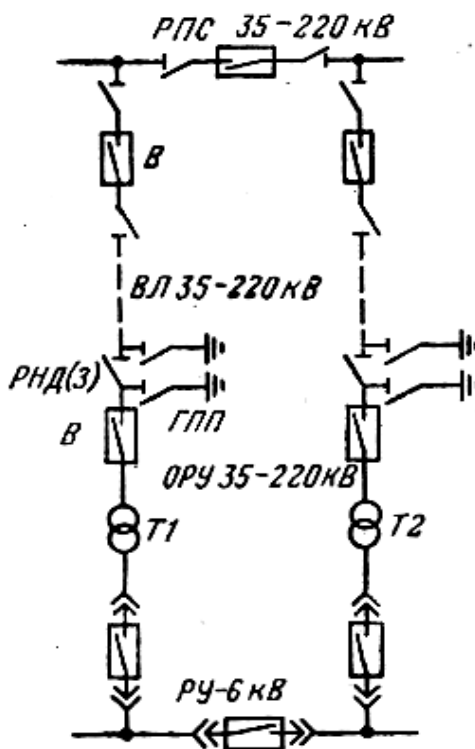


Рис 2 § 3.3. Схема ОРУ 35-220 кВ ГПП с масляными (воздушными) выключателя

Более простыми схемами ОРУ 35-220 кВ ГПП являются схемы без сборных шин и выключателей.

Схемы ОРУ с короткозамыкателями применяют на ГПП с трансформаторами мощностью 6300 кВА и выше. Каждый трансформатор питается от отдельной радиальной линии 35-220 кВ, присоединенной к шинам РПС через выключатель. Как видно на рисунке 3, подвод радиальной линии к трансформатору осуществляется через разъединитель и короткозамыкатель. При возникновении в трансформаторе ГПП повреждений короткозамыкатель КЗ под воздействием релейной защиты (дифференциальной или газовой) включается, искусственно создавая короткое замыкание, которое вызовет отключение выключателя на РПС данной линии. Следовательно, выключатель на РПС осуществляют защиту как самой линии, так и трансформатора ГПП.

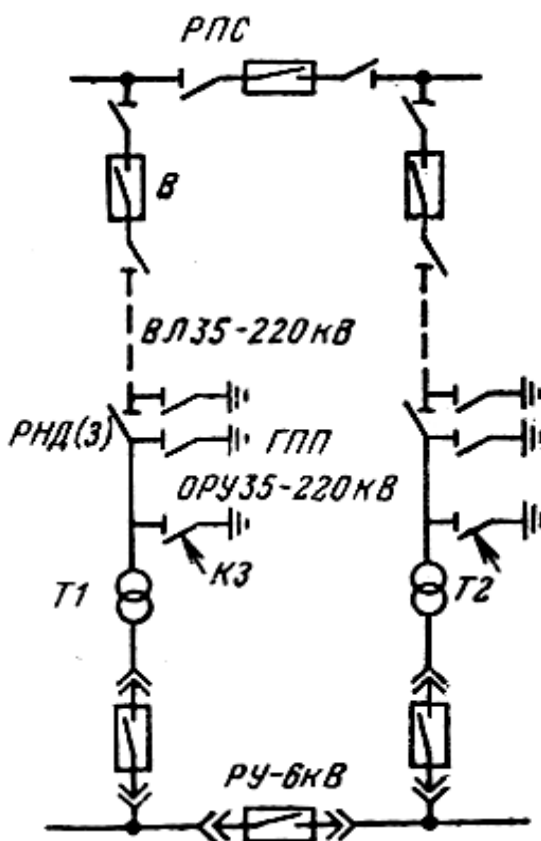


Рис 3 к § 3.3. Схема ОРУ 35-220 кВ ГПП с короткозамыкателями.

Схемы ОРУ с короткозамыкателями и отделителями применяют при установке на ГПП трансформаторов мощностью 6300 кВА и выше, присоединяемых к ответвлениям магистральных ВЛ напряжением 35-220 кВ (рис. 4). Такая схема может быть применена для ОРУ участковых подстанций, питающих мощные экскаваторы и удаленные участки горных работ на карьере (разрезе).

Отделитель ОД в этой схеме предназначен для отключения только поврежденного трансформатора. При повреждении трансформатора одной из подстанций присоединенных к магистральной ВЛ, под воздействием релейной защиты включится короткозамыкатель КЗ на вводе этого трансформатора. Созданное короткое замыкание вызовет отключение выключателя на РПС данной магистральной линии. В результате обесточатся все трансформаторные подстанции, присоединенные к данной линии. При этом вспомогательными контактами привода короткозамыкателя замыкается цепь привода отделителя, который и отключит поврежденный трансформатор.

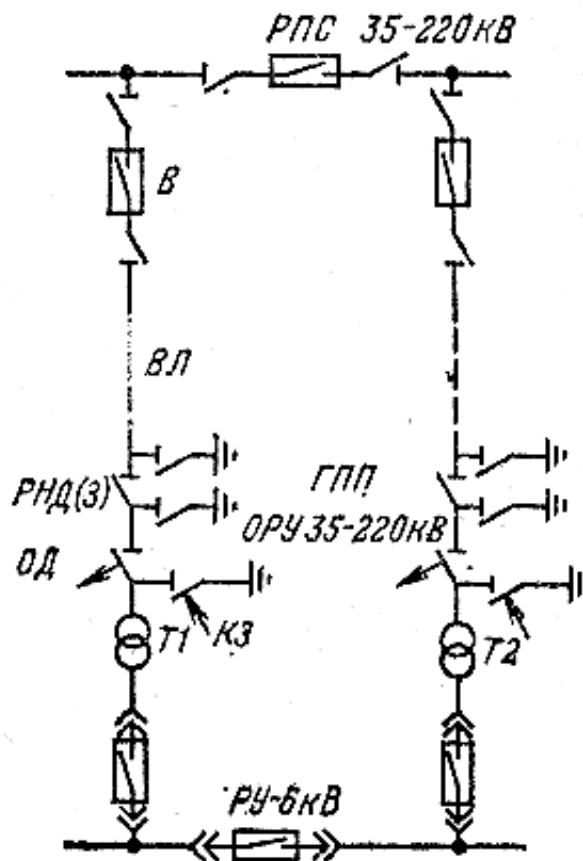


Рис 4 к § 3.3. Схема ОРУ 35-220 кВ ГПП с короткозамыкателями и отделителям

Отключение ОД произойдет во время «безтоковой паузы», т.е. когда с отделителя (и всей питающей линии) будет снято напряжение в результате отключения выключателя на РПС. В схеме предусматривается блокировка, разрешающая отключение ОД только при отключенном выключателе на РПС данной магистральной линии. После отключения ОД поврежденного трансформатора АПВ (автомат повторного включения) выключателя на РПС данной линии с выдержкой времени вновь автоматически включит ее и тем самым восстановит питание неповрежденных трансформаторов всех подстанций, присоединенных к данной линии.

Схемы ОРУ ГПП и участковых подстанций с разъединителями и предохранителями рекомендуются для трансформаторов до 4000 кВА напряжением 35 кВ и до 6300 кВА напряжением 110 кВ. Такие подстанции наиболее экономичны и удобны в эксплуатации по сравнению с подстанциями с короткозамыкателями и отделителями. Предохранители ПСН обеспечивают селективное отключение трансформаторов. Схемы ОРУ подстанций с ПСН применяют на передвижных сборных комплектных подстанциях (СКТП 1600-10000, 35-110/6 кВ), сооружаемых для питания отдельных мощных экскаваторов или удаленных участков горных работ («глубокий ввод»).

Трансформаторы с первичным напряжением 6 кВ на всех цеховых и участковых подстанциях рекомендуется включать по схеме с разъединителями и предохранителями.

§ 3.4 Схемы распределительных сетей на открытых горных работах

Система внутреннего электроснабжения карьера (разреза) представляет собой совокупность главных понизительных подстанций (ГПП), распределительных пунктов (РП) и распределительных сетей. Распределительные сети системы внутреннего

электроснабжения включают стационарные и передвижные воздушные и кабельные (ВЛ и КЛ) линии электропередач (ЛЭП), трансформаторные подстанции (ТП, ПКТП), стационарные закрытые распределительные пункты (РП), передвижные открытые и закрытые распределительные пункты (КРП), передвижные приключательные пункты (ППП), секционные линейные разъединители наружной установки (РЛН-6, РЛН-10), соединительные кабельные коробки и другие установки.

По характеру присоединения электроприемников к линиям электропередачи на карьерах (разрезах) схемы распределительных сетей (рис. 5) подразделяются на радиальные, магистральные, смешанные.

Радиальные схемы могут быть:

1. Одноступенчатыми – когда экскаваторы и ПКТП питаются непосредственно от ВЛ или КЛ через ГПП (ЦРП) (рис. 5а);
2. Двухступенчатыми на одно напряжение 6 кВ с установкой в карьере КРП-6 кВ (рис. 5б)
3. Двухступенчатыми на два напряжения – 35 и 6 кВ с установкой трансформаторных подстанций ПКТП 35/6 (рис. 5в)

Магистральные схемы на карьерах (разрезах) нашли наибольшее применение. Они выполняются одиночными магистралями с односторонним питанием от одной ГПП на напряжение 6 кВ (рис. 5г) или с двухсторонним питанием (рис. 5д), а также кольцевыми магистралями с односторонним питанием (рис. 5е). Как правило, магистральные ВЛ с двухсторонним питанием и кольцевые магистральные ВЛ с односторонним питанием разделяются на 2-3 участка с установкой секционных разъединителей (РЛН-6) или ячеек (ЯКНО, КРУН).

На карьерах (разрезах) для питания участков с мощными экскаваторами сооружают двойные магистральные ВЛ-6 кВ с односторонним питанием (рис. 5ж).

На действующих карьерах (разрезах) применяются также смешанные схемы распределительных сетей (рис. 5з). От ГПП (ЦРП) на отдельные участки прокладываются магистральные ВЛ-6 кВ, а к экскаваторам и другим установкам, близко расположенным от пункта питания, прокладываются радиальные ВЛ-6 кВ. Распределительные сети карьеров (разрезов) напряжением 35 кВ выполняются по магистральной схеме (рис. 5и) или по радиально-ступенчатой (рис. 5в). К магистральной ВЛ-35 кВ, проложенной на борту разреза или на нерабочих уступах в карьере (разрезе), присоединяются передвижные комплектные подстанции ПКТП-35 кВ, к шинам 6 кВ которых подключаются кабельные или воздушные (ВЛ или КЛ) линии, питающие экскаваторы, ПКТП и другие установки.

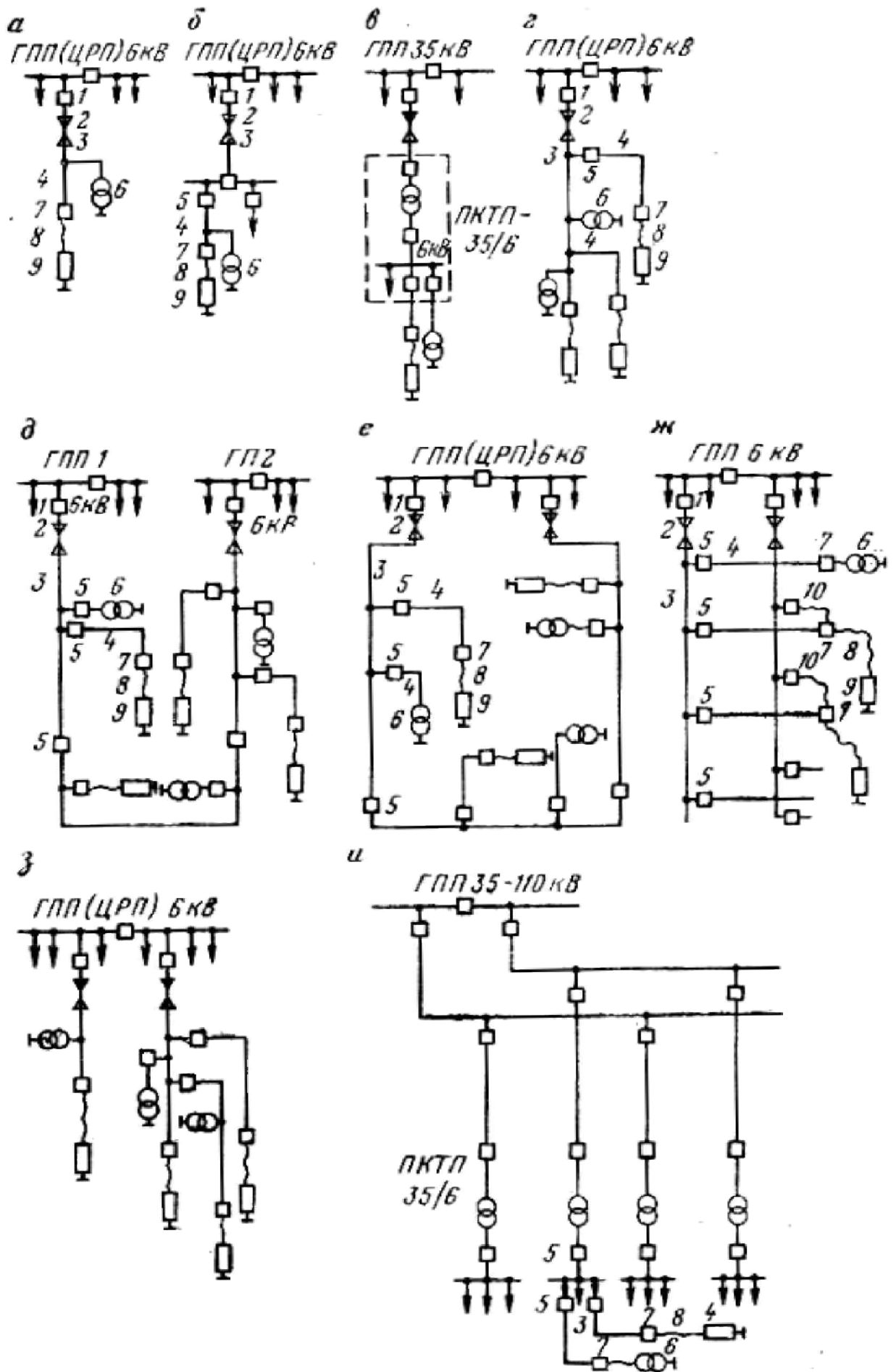


Рис 5 к § 3.4 Схемы распределительных сетей карьеров

§ 3.5 Построение распределительных сетей схемы внутреннего электроснабжения карьера (разреза)

Зависит от:

1. Размеров площади открытых разработок;
2. Конфигурации площади открытых разработок;
3. Мощности горных машин и механизмов;
4. Числа горных машин и механизмов;
5. Глубины ведения открытых разработок;
6. Числа одновременно обрабатываемых уступов;
7. Технологической схемы развития горных работ.

В зависимости от расположения распределительных воздушных и кабельных (ВЛ и КЛ) линий относительно фронта горных работ (вдоль или поперек) схемы электроснабжения карьеров (разрезов) разделяются на:

1. Фронтально-продольная схема (рис. 6). Воздушные ЛЭП сооружаются параллельно фронту работ и могут быть стационарными (при малой ширине карьера /разреза/) или переносными (при большой ширине). Отводы к потребителям выполняются, как правило, кабелями. Подобная система широко применяется в период строительства карьеров при проведении траншей. При этом она может быть фронтально-наращиваемой или фронтально-сокращаемой.

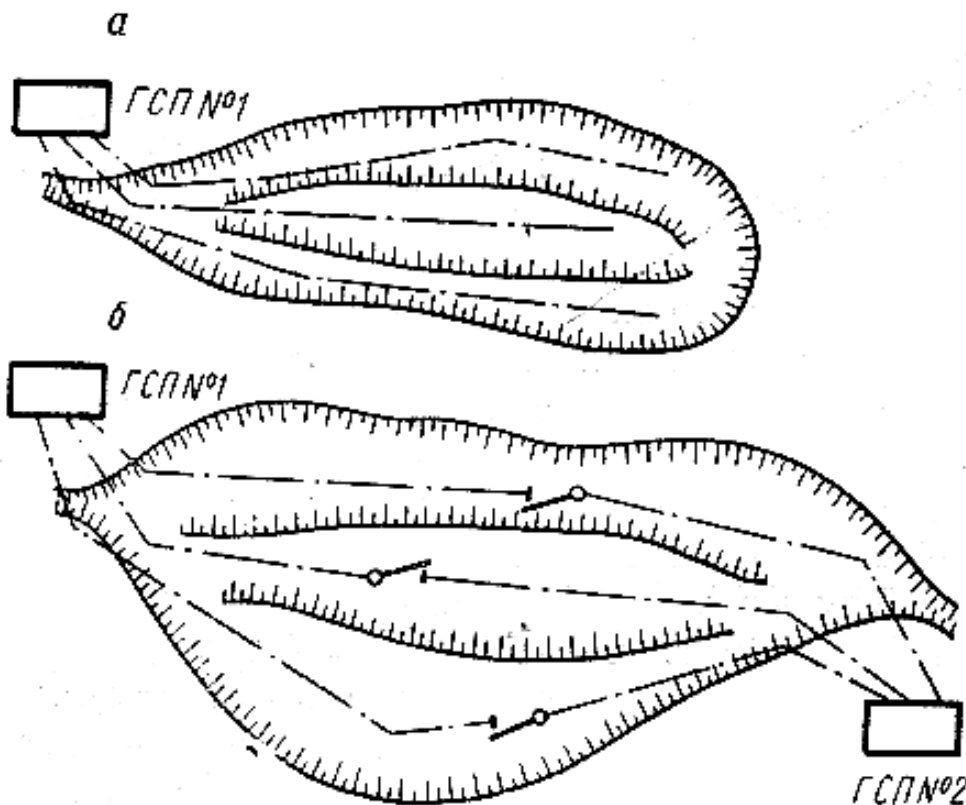


Рис 6 к § 3.5. Фронтально-продольная система распределения электрической энергии
а – с односторонним питанием; б – с двусторонним питанием

Фронтально-продольная схема может быть с односторонним и двухсторонним питанием. При двухстороннем питании ЛЭП включаются на параллельную работу и имеют секционные разъединители.

II. Поперечно-фронтальная схема (рис. 7). Воздушные ЛЭП с отводами к потребителям сооружаются перпендикулярно фону работ. При этом ЛЭП с отводами имеют отдельные ячейки на ГСП или являются отводами от стационарной ЛЭП, проложенной по борту карьера (разреза). Поперечно-фронтальная схема также может быть как с односторонним, так и с двухсторонним питанием.

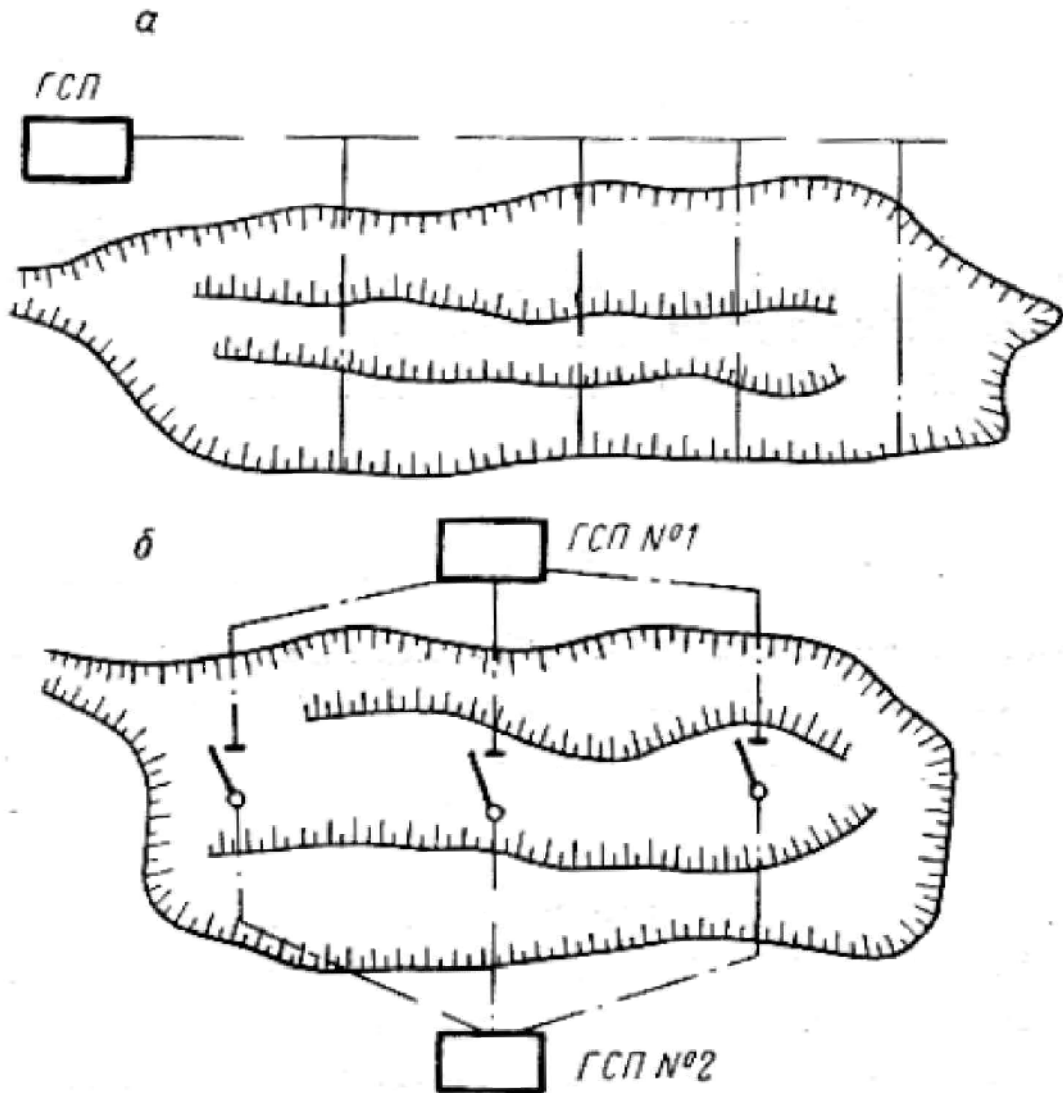


Рис 7 к § 3.5. Поперечно-фронтальная система распределения электрической энергии.
а – с односторонним питанием; б – с двухсторонним питанием.

III. Комбинированная продольно-фронтальная борто-кольцевая схема (рис. 8). Воздушные стационарные ЛЭП, проложенные по борту вокруг карьера, имеют воздушные или кабельные отводы к потребителям. Данная схема может иметь одностороннее или двухстороннее питание с включением стационарных ЛЭП на параллельную работу.

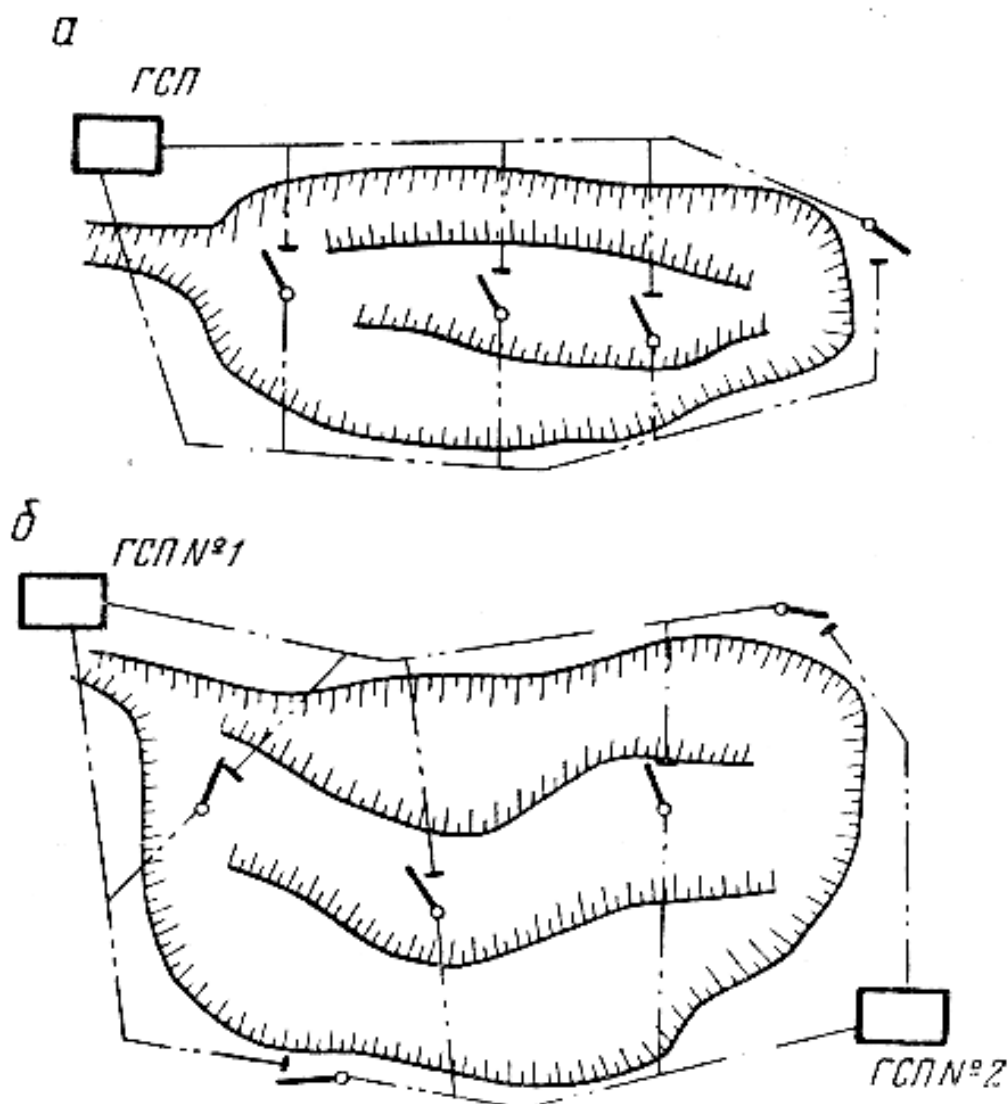


Рис 8 к § 3.5. Комбинированная продольно-фронтальная бортокольцевая система распределения электрической энергии.
а – с односторонним питанием; б – с двухсторонним питанием.

Одной из разновидностей борто-кольцевой схемы является такая, при которой в промежутках между ГСП сооружаются высоковольтные карьерные распределительные пункты (КРП), от которых по отдельным высоковольтным ЛЭП осуществляется питание крупных экскаваторов, участков добычи полезного ископаемого и т.д.

Для экскаваторов с емкостью ковша 10 м^3 и более рекомендуется применять схему электроснабжения по принципу блоков «линия 35 кВ – трансформатор 35/6» или «линия 110 кВ – трансформатор 110/6».

Выбор той или иной схемы электроснабжения может быть произведен путем расчетов и технико-экономических сравнений различных вариантов.

§ 3.6. Недостатки систем внутреннего электроснабжения карьеров (разрезов)

Основными недостатками систем внутреннего электроснабжения карьеров (разрезов) являются:

1. Распределительные сети на большинстве карьеров (разрезов) выполняются на напряжение 6 кВ, при котором для поддержания надлежащего уровня напряжения на клеммах электроприемников, особенно мощных и удаленных от источника, требуется сооружение тяжелых воздушных линий (с сечением провода более 120 мм²);
2. Значительная протяженность кабельных и воздушных (КЛ и ВЛ) линий 6 кВ и наличие большого количества других электрически связанных элементов 6 кВ сети 6 кВ одной или двух подстанций обуславливает значительную величину емкостного тока однофазного замыкания на землю (порядка 10-20 А). Замыкание на землю при таком токе вызывает значительные повреждения электрооборудования (выгорание активной стали статоров электродвигателей, трансформаторов);
3. Присоединение к шинам 6 кВ ГПП разреза электроустановок посторонних потребителей (города, поселка и т.д.), на которые не распространяются ПТЭ открытых горных разработок в части обязательного устройства электрической защиты от однофазных замыканий на землю в электрических сетях, питающих электрические установки в карьере (разрезе).

В то же время ПУЭ допускается работа электрической сети при наличии замыкания на землю одной фазы в течение продолжительного времени (до 2 часов).

Это несоответствие требований к электроустановкам карьеров (разрезов) и посторонних потребителей вызывает повышенную аварийность в сетях карьеров (разрезов). При наличии в сети 6 кВ замыкания на землю одной фазы, на двух фазах этой сети появляется повышенный потенциал по отношению к земле (до 14 кВ при дуговом перемежающемся замыкании). В случае длительного замыкания на землю (в сетях посторонних потребителей) в электрических установках карьеров (разрезов), имеющих более низкую изоляцию по сравнению с сетями стационарных установок, возникают пробой изоляции одновременно в нескольких установках. Особенно часто в таких случаях повреждается изоляция обмоток статоров асинхронных и синхронных машин напряжением 6 кВ и экскаваторных кабелей КШВГ-6 (КШВГЭ-6), прочность изоляции которых испытывается 2-х кратным рабочим напряжением (12 кВ), что ниже перенапряжения, возможного при дуговом замыкании.

Кроме того, при наличии резервной защиты от однофазных замыканий на землю, реагирующей на изменение напряжения нулевой последовательности и установленной в ячейках ГПП, к которым присоединены ВЛ, питающие установки в карьере (разрезе), последняя будет отключать электроустановки карьеров (разрезов) все время, пока не будет устранено повреждение (замыкание на землю) в сетях 6 кВ посторонних потребителей;

4. Распределительные сети на многих действующих карьерах (разрезах) построены без надлежащего технико-экономического обоснования, поэтому не обеспечивают оптимального уровня надежности и эксплуатационных затрат;

5. Конструктивное исполнение электрических аппаратов и установок в целом (ПП, ПТП и пр.) не отвечает специфическим условиям работы на карьерах (разрезах), поэтому частота и объем их повреждений значительно выше, чем при эксплуатации их в стационарных условиях на поверхности карьеров (разрезов) и на других (не горных) предприятиях. Применяемые выключатели имеют большое собственное время отключения и недостаточную электродинамическую устойчивость к токам короткого замыкания;

6. Основное оборудование карьеров (разрезов) не имеет надежной блочной аппаратуры для быстрого и безопасного присоединения гибкого кабеля, проводов центрального заземления и спусков от ВЛ к ПТП и ПП. Все присоединения кабелей к аппаратам и проводам ВЛ осуществляются с помощью болтовых зажимов, что приводит к большим затратам времени. Например, при перцепке кабеля КШВГ с одного ПП на другое затрачивается около 20 минут (без учета времени на переноску кабеля на расстояние между смежными ПП). Время, затрачиваемое на отсоединение и присоединение кабеля к токоприемной коробке экскаватора, составляет около 30 минут. Основная электрическая аппаратура (выключатели, разъединители) имеет приводы ручного управления, поэтому технологические и оперативные переключения занимают много времени;

7. Гибкие кабели КШВГ имеют значительную массу, что увеличивает затраты времени на его переноску и приводит к низкой надежности в эксплуатации;

8. Защитные устройства от однофазных замыканий на землю имеют малую чувствительность, большую температурную погрешность, низкую надежность, допускают частые ложные отключения электроустановок, но обеспечивают безопасность обслуживающего персонала при случайном прикосновении к токоведущим частям, находящимся под напряжением;

9. На карьерах (разрезах) с электрифицированным ж/д транспортом в тяговых сетях отсутствует стандартная защита, обеспечивающая безопасность обслуживающего персонала и сохранность кабелей при касании ковшом экскаватора провода во время погрузки горной массы в вагоны (думпкары).

§ 3.7. Перерывы в электроснабжении карьера (разреза)

Все перерывы в электроснабжении можно подразделить на две группы: перерывы в электроснабжении, вызванные необходимостью производства технологических переключений в электрических сетях карьера (разреза); перерывы в электроснабжении, вызванные аварийными отключениями участков электрической сети.

Технологические переключения вызываются самой технологией горных разработок и производятся с целью создания безопасных условий выполнения всех вспомогательных и подготовительных работ на карьере (разрезе). Снятие напряжения с электроустановок обязательно при выполнении следующих работ:

1. Переноска и пересоединение экскаваторных кабелей с одного приключательного пункта на другой;
2. Передвижка приключательных пунктов, трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ с одной площадки на другую на одном уступе или с одного уступа на другой;
3. Увеличение или уменьшение длины на один или несколько пролетов забойных ВЛ 6 кВ;
4. Передвижка или переноска забойных ВЛ с одной трассы на другую;
5. Погрузочно-разгрузочные и монтажные работы кранами вблизи проводов или под проводами ВЛ;
6. Провоз на платформах или проезд экскаваторов, буровых станков и других машин больших габаритов по высоте под проводами ВЛ
7. Эвакуация оборудования из опасной зоны и отключение ВЛ при производстве взрывных работ;
8. Проведение планового и неотложного ремонта электрической части горных машин, а также любого элемента распределительной сети 6 кВ.

Все перечисленные работы на карьерах (разрезах) производятся как в плановом порядке, так и вне плана. Неплановые переключения, вызванные технологией ведения

горных работ, производятся во время рабочей смены, вызывая тем самым простои отдельных горных машин и участков.

На ряде карьеров (разрезов) месячными и квартальными планами предусматриваются ремонтно-подготовительные смены или несколько часов смены (одна смена в неделю или одна-четыре смены в месяц), т.е. планируются простои всего карьера (разреза) или отдельных его участков. В ремонтно-подготовительные смены предусматриваются работы по всем видам ремонта, переносок и передвижек оборудования, ВЛ и КЛ и инженерных коммуникаций (ж/д пути, ленточные конвейеры, трубопроводы и т.д.).

На карьерах (разрезах) часто встречаются случаи, когда в отведенное планом время некоторые виды ремонтно-подготовительных работ не могут быть закончены (например, при перекладке забойных ж/д путей и контактной сети краном ремонт некоторых узлов экскаватора в это время не производится из-за отсутствия электроэнергии). В таких случаях ремонт продолжается уже в рабочее время.

При вынужденных (неплановых) технологических переключениях простой участка или карьера (разреза) в целом влечет за собой определенный ущерб.

Продолжительность перерыва в электроснабжении по технологическим причинам во многом определяется схемой внутреннего электроснабжения (продольной, поперечной, смешанной) карьера (разреза), а также схемой распределительных сетей (радиальной, магистральной ВЛ).

Неплановые технологические переключения чаще всего вызываются необходимостью переноски экскаваторных кабелей и присоединения их с одного ПП на другой, неотложного ремонта электрической или механической части экскаваторов, а также отдельных элементов электрической сети.

Продолжительность простоя всего участка или его части по причине перерыва в электроснабжении зависит от схемы распределительной сети, принятой на карьере (разрезах).

Продолжительность простоя участка при выполнении технологических переключений для производства необходимых ремонтных и вспомогательных работ при питании по магистральным схемам всегда больше чем в радиальных в 2-2,5 раза.

Затраты времени при производстве различных технологических переключений

№ п/п	Технологические переключения	Затраты времени на одно переключение, час.
1.	Перестройка забойного участка ВЛ 6 кВ	1,52-2,7
2.	Перестройка магистральной ВЛ 6 кВ, расположенной на уступах	3,0-5,0
3.	Пересоединение ПТП-6/0,4 кВ и ПП при перемещениях с одной площадки на другую	0,75-2,0
4.	Пересоединение экскаваторного кабеля с одного ПП на другой	1,0-3,2
5.	Отключение ВЛ 6кВ для производства взрывных работ	0,6-3,5
6.	Отключение ВЛ для проезда под проводами экскаваторов, кранов и другого оборудования с большими габаритами по высоте	1,3-2,8
7.	Отключение ВЛ для работы кранов под проводами и вблизи проводов ВЛ 6 кВ	1,6-4,2
8.	Отключения ПП для производства фазировки жил кабеля	0,4-0,6

Аварийные отключения линий, питающих экскаваторы и другие горные машины участков карьера (разреза), происходят по причинам повреждения изоляции отдельных элементов сети 6 кВ, а также ошибочных действий обслуживающего персонала при ремонте, монтаже и производстве переключений. Повреждения изоляции электроустановок обусловлены тяжелыми условиями эксплуатации и низкой надежностью применяемых на разрезах кабелей, отдельных электрических аппаратов и комплектных электроустановок.

При различных повреждениях в электрических сетях аварийные отключения электроустановок вызываются действиями электрических затрат максимальной токовой и от однофазных замыканий на землю, установленных на ГПП (ЦРП, РП), а также в ПТП (КТП) и ПП.

Анализ статистических данных по авариям в электрических сетях разрезов показывает, что 60-70% всех аварийных отключений происходит по причинам пробоя изоляции на землю или замыкания на землю неизолированных токоведущих частей электроустановок (обрыв одного провода ВЛ 6 кВ, спуска от ВЛ к ПП и ПТП, касание проводов оборудованием и т.д.).

Соотношения количества междуфазных и однофазных замыканий на землю элементов сети

№ п/п	Элементы сети	Аварийные отключения от действия электрических защит от общего количества, %	
		Максимально токовой	От однофазных замыканий на землю
1.	Экскаваторные кабели	28	72
2.	Воздушные линии	75	25
3.	Передвижные трансформаторные подстанции 6/0,4 кВ	60	40
4.	Приключательные пункты	49	51
5.	Электрооборудование экскаваторов	45	55
6.	Сети 6 кВ посторонних потребителей и установок, не имеющих защиты от однофазных замыканий на землю	---	100
7.	Неселективные действия электрических защит	9	91
8.	Прочие причины и ошибки при переключениях	84	16
9.	Прочие невыясненные причины	4	96

Аварийные отключения из-за повреждения отдельных элементов сети напряжением 6 кВ от общего количества аварийных отключений

№ п/п	Причины повреждения в элементах сети 6 кВ карьера (разреза)	Показатели от общего количества повреждений, %
1.	В экскаваторных кабелях	35
2.	На воздушных линиях	8
3.	В электрооборудовании экскаваторов	17
4.	В приключательных пунктах (без МВ)	4
5.	В передвижных трансформаторных подстанциях	2
6.	В сетях, не имеющих защиты от однофазных замыканий на землю	6
7.	Неселективность защиты	20
8.	Ошибка персонала при переключениях	3
9.	Причина не выяснена	5

На некоторых разрезах кабели применяются и для устройства распределительных линий вместо передвижных ВЛ 6 кВ, а также для секционированных перемычек между отдельными участками магистральных ВЛ 6 кВ.

В секционированных перемычках один конец кабеля присоединяется к секционному КРУ, другой конец – к проводам ВЛ. При большой длине секционированной кабельной перемычки можно установить секционные КРУ с обоих концов кабеля.

Конструкция кабелей КШВГ и ГТШ, методы их монтажа и эксплуатации на открытых горных разработках имеют ряд существенных недостатков:

1. Резиновая изоляция кабелей имеет малую устойчивость к климатическим воздействиям, условиям их частой передвижки, переноски, а также недостаточную электрическую прочность изоляции жил и внутренней резиновой оболочки в условиях частых перенапряжений, возникающих при однофазных замыканиях на землю;
2. Шланговая оболочка кабелей имеет недостаточную стойкость к механическим воздействиям, особенно к осевым окручиванием, в результате чего появляются трещины, раздиры и проколы;
3. Концевые заделки и вулканизированные соединения на карьерах (разрезах) выполняются различными способами и имеют низкое качество. Причины этого – отсутствие на карьерах (разрезах) обоснованных и надежных методов, технологии, специальной аппаратуры и материалов для выполнения монтажа концевых заделок и вулканизированных соединений отдельных отрезков кабеля. В результате низкого качества монтажа концевых заделок наибольшее количество аварий (до 76%) приходится на пробой изоляции в местах подсоединения кабелей к проводам ВЛ 6 кВ, к клеммам ПП, ПТП и вводных коробок, высоковольтных токоприемников и других аппаратов. Пробой изоляции в вулканизированных соединениях составляет 2-3% от общей аварийности в кабельных ЛЭП 6 кВ;
4. Применяемые на разрезах гибкие кабели КШВГ имеют значительную массу, что усложняет их эксплуатацию.

Сечение жил кабеля, мм ²	25	35	50	70	95	120	150
Масса, т/км	3,63	4,39	5,30	7,19	8,56	9,91	11,57

Так, например, при средней длине 200-250 м экскаваторный кабель сечением 35-50 мм² имеет массу 1,1-1,3 тн. Перетаскивание вручную при переключениях или подтаскивание при подъезде к забою кабеля такой массы требует значительных затрат труда и времени и вызывает длительные простои экскаватора. Поэтому практически на большинстве карьеров (разрезов) кабели переносят трактором или подтягивают с помощью петли ковшом экскаватора. При переноске трактором с кабеля снимается напряжение, а при подтягивании ковшом экскаватора кабель находится под напряжением. При переноске и подтаскивании кабель волочится по грунту, испытывая большие растягивающие усилия. Поэтому особенно частые повреждения изоляции жил и защитного шланга происходят в местах крепления кабеля к базе экскаватора и в местах крепления к нему приспособлений для переноски и подтаскивания. В результате низкой электрической прочности изоляции, тяжелых условий эксплуатации в кабелях происходят пробои изоляции в механически напряженных местах. Кроме того, на карьерах (разрезах) имеют место случаи повреждения кабелей механизмами (наезд на кабель трактора, экскаватора и т.д.), а также ударами кусков породы и угля.

Характерные причины повреждения кабелей КШВГ на карьере (разрезе)

№ п/п	Характер повреждения	Отношение числа повреждений кабелей к общему числу повреждений, %
1.	Пробой и разряд по изоляции в концевых заделках	75,8
2.	Пробой изоляции в вулканизированных соединениях	2,4
3.	Пробой изоляции в механически напряженных местах	13,8
4.	Механические повреждения кабеля (наезд оборудования, падение комьев грунта, обвал борта, растягивание при подстаскивании)	7,3
5.	Прочие причины	0,7

Воздушные линии 6 кВ на карьерах (разрезах) подразделяются на постоянные (с длительным сроком эксплуатации) и временные. Постоянные ВЛ 6 кВ сооружаются на поверхности карьера (разреза), а также на нерабочих уступах и предохранительных бермах или вдоль стационарных транспортных коммуникаций. Временные ВЛ 6 кВ сооружаются на площадках рабочих уступов и поэтому систематически передвигаются или переносятся. Временные ВЛ 6 кВ сооружаются передвижными или переносными. Опоры передвижных ВЛ 6 кВ устанавливаются на основании металлопроката и железобетона. Передвижка их осуществляется трактором. Перед передвижкой провода демонтируются. Опоры переносных ВЛ 6 кВ заглубляются в грунт так же, как и опоры постоянных ВЛ 6 кВ стационарного исполнения. Переносятся опоры таких ВЛ буростолбоставом, смонтированным на тракторе. Ввиду отсутствия типовых опор для временных ВЛ 6 кВ на карьерах (разрезах) применяются опоры различной конструкции. Переносные ВЛ применяются на карьерах (разрезах) с небольшой крепостью пород (до 4 по шкале профессора М.М. Протоdjeяконова), передвижные – на более крепких породах. Однако критерий крепости пород не принимается во внимание при выборе конструкции ВЛ. Основным определяющим фактором является установившаяся практика на данном карьере (разрезе). Передвижные основания (иногда их называют «подушки», «сани») опор передвижных ВЛ 6 кВ на карьерах (разрезах) применяются также различных конструкций, т.к. разработок типовых оснований нет. На ряде карьеров (разрезов) применяются основания массой, превышающей 3 тн, на передвижку которых затрачивается много времени, что вызывает дополнительные простои экскаваторов.

Аварийность ВЛ во многом определяется ее конструкцией и местом расположения трассы. Повреждаемость постоянных ВЛ 6 кВ стационарного исполнения незначительна и составляет менее 1%. Высокая аварийность наблюдается на временных передвижных ВЛ 6 кВ. При передвижке основания часто деформируются. На некоторых типах оснований частым является излом тумбы, к которой крепится деревянная стойка опоры. Причем излом может произойти во время как передвижки, так и нормальной работы (при сильном ветре, наезде оборудования и т.д.). Аварийность переносных ВЛ 6 кВ более чем в два раза ниже аварийности передвижных ВЛ.

Основными причинами аварийных отключений ВЛ 6 кВ являются:

1. Замыкание проводов, прикосновение к проводам горных машин;
2. Схлестывание проводов при сильном ветре, во время взрывов вблизи не отключенных ВЛ, при падении или большом крене опор;
3. Пробой изоляции и перекрытия изоляторов при перенапряжениях, при появлении трещин и сколов на изоляторах;
4. Перекрытие загрязненных изоляторов во время дождя и мокрого снега, выпадающих после продолжительной сухой погоды;
5. Обрыв проводов.

Аварийные отключения ВЛ 6 кВ

№ п/п	Характер повреждения	Отношение числа повреждений к общему числу повреждений, %
1.	Обрыв проводов	18,7
2.	Схлестывание проводов	42,0
3.	Замыкание (касание) проводов оборудованием	18,2
4.	Повреждение опор (оборудованием, комьями грунта) и их падение	14,0
5.	Повреждение, перекрытие и разрушение изоляторов	4,2
6.	Прочие повреждения	2,9

К электрооборудованию напряжением 6 кВ, установленному на экскаваторах, относятся:

1. Вводная коробка;
2. Кольцевой токоприемник;
3. РУ с выключателями, разъединителями и предохранителями;
4. Трансформаторы собственных нужд (ТСН) 6/0, 4/0, 23 кВ;
5. Электродвигатели и кабельные переключки, соединяющие отдельные аппараты и электродвигатели.

Основными причинами выхода из строя указанных аппаратов и электродвигателей являются пробой и разрушение резиновой и фарфоровой изоляции в результате попадания влаги и пыли и от механических перенапряжений.

Конструктивное исполнение вводного устройства экскаваторов затрудняет доступ для систематического осмотра и производства ревизий установленных аппаратов. Проведение осмотра и очистки от грязи и пыли указанных аппаратов связано с обязательным снятием напряжения с питающего кабеля, т.е. с остановкой экскаватора на продолжительное время. Поэтому эти работы производятся редко, вследствие чего концевые заделки кабелей и изоляторы вводной коробки и токоприемника имеют повышенное загрязнение. По этой причине происходит пробой изоляции и перекрытие по изоляции в местах концевых заделок кабелей, а от разбрызгивания грязи и пыли выходят из строя фарфоровые изоляторы.

У экскаваторов часто износ кольцевых рельсов (истирание по высоте) происходит неравномерно, что, в свою очередь, вызывает механическое повреждение опорных изоляторов кольцевого токоприемника.

Приводные асинхронные и синхронные двигатели преобразовательных агрегатов, хотя и работают со средней токовой нагрузкой ниже нормального значения, имеют частые пиковые перегрузки, в результате чего через определенное время наступает пробой изоляции статорных обмоток. Кроме того, при дуговых однофазных замыканий на землю в сети 6 кВ напряжение других фаз по отношению к корпусу может достигнуть величины, превышающей допустимое испытательное напряжение электродвигателя. В таких случаях часто происходит пробой изоляции статорных обмоток на корпус.

Систематические механические нагрузки от сотрясений и вибраций, а также частые операции по включению и отключению являются причинами выхода из строя контактной системы масляного выключателя, приводов выключателя и разъединителя, ТСН.

Количественные соотношения аварийного выхода из строя отдельных аппаратов, электродвигателя и кабельных перемычек, установленных на экскаваторе

№ п/п	Характер повреждения	Отношение числа аварийных повреждений к общему числу повреждений, %
1.	Пробой изоляции обмотки статора электродвигателя	8,5
2.	Пробой изоляции обмотки ВН и другие повреждения ТСН	2,0
3.	Повреждение и перекрытие кольцевых токоприемников	20,0
4.	Повреждение, пробой и перекрытие кабельных перемычек, соединяющих аппараты и двигатели	40,0
5.	Повреждения и неисправности элементов РУ-6 кВ (МВ, разъединители, предохранители, шины)	9,8
6.	Перекрытие изоляторов вводной коробки	17,0
7.	Прочие повреждения	2,7

На карьерах (разрезах) в качестве приключательных пунктов применяются ВВ ячейки (шкафы) различных конструкций и схем первичной и вторичной коммутации (РВНО, ЯКНО, КРУН и др.), выпускаемые заводами, а также ВВ ящики собственного изготовления с установкой разъединителя и предохранителей, выключателя нагрузки и т.п. В распределительных сетях карьеров (разрезов) аварийные отключения по причине повреждений ПП составляет 5-10% от общего их количества. К существенным недостаткам конструкций применяемых ПП относятся:

1. Отсутствие видимости положения ножей разъединителя;
2. Недостаточная механическая прочность;
3. Не герметичность отдельных блоков и секций;
4. Применяемые масляные выключатели и аппараты защиты общепромышленного назначения не приспособлены для работы в условиях открытых горных разработок (ОГР);
5. Большие габариты и масса, усложняющие их передвижение.

Относительная оценка повреждений отдельных элементов ПП

№ п/п	Характер повреждения	Отношение числа к общему числу повреждений в зависимости от типа ПП, %		
		РВНО-6	ЯКНО-6	С разъединителем и предохранителем
1.	Схлестывание и обрыв проводов спуска от ВЛ	22,3	21,8	21,3
2.	Пробой и перекрытие по изоляции концевых заделок кабельных перемычек	35,5	34,6	30,0
3.	Повреждения и неисправности МВ	14,7	13,7	---
4.	То же разъединителя	4,8	5,1	11,3
5.	Перекрытие и разрушение изоляторов	13,4	13,7	13,3
6.	Повреждение и перекрытие шин и другой коммутации	5,7	6,8	6,3
7.	Повреждение и расплавление предохранителей	---	---	13,4
8.	Механические повреждения	3,6	4,3	4,4

Анализ статистики аварий с ПП показывает, что основными причинами аварийных отключений являются повреждения МВ и его привода, пробой, перекрытие и разрушение фарфоровых опорных и проходных (вводных) изоляторов, механические повреждения корпуса, дверей, замков и блокировок, схлестывание и обрыв проводов спусков от ВЛ 6 кВ, пробой изоляции концевых заделок гибких кабелей, присоединяемых к ПП.

На карьерах (разрезах) применяют различные конструкции передвижных трансформаторных подстанций с масляными и сухими трансформаторами мощностью до 1000 кВА напряжением 6/0,4 кВ. Чаще всего трансформаторы и распределительные устройства (РУ) высокого и низкого напряжения устанавливают в металлических шкафах как заводского (КТПН), так и собственного изготовления. ПТП и КТПН изготавливаются как с воздушным, так и с кабельным вводом 6 кВ. Передвижным ТП присущи те же недостатки в конструктивном исполнении, что и ПП. Основными причинами аварийных отключений являются:

1. Пробой изоляции обмоток;
2. Перекрытие и разрушение фарфоровых изоляторов;
3. Обрыв фарфоровых тяг разъединителей;
4. Разрушение фарфоровых и стеклянных трубок предохранителей и их выпадение;
5. Загрязнение изоляторов из-за недостаточной герметичности дверей всех отсеков;
6. Механические повреждения как при передвижке, так и при взрывных работах;
7. Обрыв и схлестывание проводов спусков от ЛЭП 6 кВ.

В общем количество аварийных отключений в распределительных сетях карьеров (разрезов) отключение по причине повреждений ПТП и КТП составляет 2-3%.

Оценка аварийности отдельных элементов ПТП

№ п/п	Характер повреждения	Отношение числа повреждений к общему числу повреждений, %	
		с кабельным вводом	с воздушным вводом
1.	Пробой изоляции обмоток трансформатора	9,5	9,3
2.	Перекрытие по изоляции и разрушение изоляторов	15,8	20,2
3.	Повреждение разъединителей	13,7	14,2
4.	Повреждение предохранителей	22,4	22,8
5.	Схлестывание и обрыв проводов спусков от ЛЭП 6 кВ	---	23,7
6.	Пробой изоляции и перекрытие по изоляции кабельных перемычек	30,1	---
7.	Механические повреждения	8,5	9,8

В радиальной и радиально-ступенчатой системах внутреннего электроснабжения открытых работ наиболее важным звеном является распределительная подстанция на напряжение 6 кВ. Конструктивно такие подстанции выполняются стационарными (на неглубоких карьерах /разрезах/) и передвижными (на глубоких карьерах /разрезах/). Распределительные подстанции комплектуются ВВ ячейками РВНО, КРН, КРУН. На карьерах (разрезах) применяются различные конструкции передвижных распределительных подстанций с установкой ВВ ячеек на общем передвижном основании (полосках) или на ж/д платформе, с открыто расположенными шинами или с шинами, расположенными внутри шкафов ячеек.

В каждой ячейке отходящей линии 6 кВ монтируется аппаратура максимальной токовой защиты в двухфазном исполнении и аппаратура защиты от однофазных замыканий на землю. Защита от однофазных замыканий на землю может быть двухступенчатая:

1. Основная защита мгновенного действия;
2. Резервная защита, реагирующая на изменение напряжения нулевой последовательности.

Распределительные подстанции устанавливают в центре электрических нагрузок. В связи с подвижным характером основных электроприемников меняется и центр нагрузок, поэтому на глубоких карьерах (разрезах) и карьерах (разрезах), занимающих большую площадь, целесообразно применять передвижные РП и ОРУ.

При выборе места установки РП 6 кВ (ОРУ 6 кВ) определяется опасная зона при ведении взрывных работ. Практика эксплуатации показала, что коммутационная аппаратура электрической защиты, установленная в шкафах передвижных распределительных подстанций, работает значительно надежнее такой же аппаратуры, установленной в приключательных пунктах. Соответственно и аварийные отключения из-за повреждения оборудования и аппаратуры РП 6 кВ являются сравнительно редкими.

Характер основных повреждений оборудования РП 6 кВ такой же, как и в передвижных трансформаторных подстанциях КТП-6/0,4 кВ и приключательных пунктах.

Анализ характерных повреждений отдельных элементов РП 6 кВ

№ п/п	Характер повреждения	Отношение числа повреждений к общему числу повреждений, %
1.	Повреждение и неисправность МВ и их приводов	18,0
2.	То же разъединителей и их приводов	14,0
3.	Перекрытие и разрушение изоляторов	8,0
4.	То же общих шин (ОРУ-6 кВ)	5,0
5.	То же шин в шкафах	4,0
6.	Выброс масла из баков выключателей при отключении	51,0

§ 3.8 Краткие сведения о надежности систем электроснабжения

Надежность электроснабжения карьеров (разрезов) является категорией экономической, определяющей эффективность работы отдельных экскаваторов, комплексов, участков и карьера (разреза) в целом.

Под надежностью электроснабжения карьера (разреза) понимается свойство всей системы и ее отдельных элементов обеспечивать в необходимом объеме мощность и энергию высокого качества. Эти свойства должны сохраняться в определенных условиях эксплуатации и в течение требуемого промежутка времени или требуемой наработки.

Надежность электроснабжения обуславливается безотказностью, ремонтпригодностью и долговечностью.

Безотказность – свойство системы сохранять работоспособность в течение некоторого заданного времени без вынужденных перерывов. Количественными характеристиками безотказности являются:

1. Вероятность безотказной работы;
2. Параметр потока отказов;
3. Среднее время безотказной работы (наработка на отказ).

Ремонтпригодность – свойство системы, заключающееся в приспособленности ее к предупреждению, обнаружению и устранению отказов, путем проведения технического обслуживания и ремонтов. Количественно ремонтпригодность оценивается затратами времени и средств на предупреждение, обнаружение и устранение отказов. Снижение этого времени сокращает продолжительность простоев технологического оборудования и, таким образом, уменьшает ущерб от потери производительности, простоя машин и рабочих.

Затраты средств на восстановление (ремонт) вышедшего из строя элемента электрической сети в условиях карьеров (разрезов) можно не учитывать, т.к. их доля в нанесенном простом ущербе незначительна. Поэтому ремонтпригодность оценивается средним временем восстановления электроснабжения, которое складывается из времени обнаружения аварийного элемента и времени устранения (ремонта) этого элемента сети. Последнее, в свою очередь, зависит от уровня технической эксплуатации и конструкции отдельных элементов и электрической сети в целом.

Долговечность – свойство электрооборудования и сетей охранять работоспособность до предельного состояния с необходимыми перерывами для технического обслуживания и ремонтов. Предельное состояние электрооборудования и сетей определяется невозможностью их дальнейшей эксплуатации. Количественными показателями долговечности являются срок службы или ресурс, т.е. наработка до предельного состояния.

§ 3.9 Способы повышения надежности систем электроснабжения

Анализ данных статистики аварий в распределительных сетях карьеров (разрезов) позволил выявить основные конструктивные и эксплуатационные недостатки как отдельных элементов сети, так и систем электроснабжения в целом.

Изучение работы систем электроснабжения, а также опыт эксплуатации показывает, что надежность этих систем зависит от наличия и правильного действия ряда устройств, применяемых в электрических сетях (устройств релейной защиты, автоматики, компенсации емкостных токов и т.д.). Учитывая это, можно определить следующие основные способы повышения надежности систем электроснабжения:

1. Поэлементное усовершенствование схем электроснабжения;
2. Разработка наиболее рациональных схем электроснабжения участков горных работ и карьера (разреза) в целом;
3. Повышение уровня эксплуатации электрических установок;
4. Правильный выбор режима нейтрали электрической сети 6 кВ;
5. Применение совершенных устройств защиты от однофазных замыканий на землю;
6. Автоматизация и телемеханизация систем электроснабжения.

ГЛАВА 4

СТАЦИОНАРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

§ 4.1 Главные понизительные подстанции (ГПП)

Главные понизительные подстанции (ГПП) сооружаются на карьерах (разрезах), электроснабжение которых осуществляется от сетей энергосистемы напряжением 35 кВ и выше.

Выбирать тип ГПП необходимо в зависимости от климатических условий района расположения подстанции. Так, для районов Крайнего Севера (Печера, Инта и т.д.) приемлемы ЗРУ напряжением 35-110/6 (10) кВ и ЗРУ-6 (10) кВ, для остальных районов – распределительные устройства напряжением 35 кВ и выше сооружаются открытыми. РУ-6 (10) кВ при наличии КРУН в исполнении, соответствующем условиям, должны быть открытыми, а при отсутствии необходимого электрооборудования РУ-6 (10) кВ – закрытыми.

В конструкции ГПП с двумя трансформаторами ТРДН-25000/110 с ОРУ-110 кВ и ЗРУ-6 кВ (рис. 9) внешнее электроснабжение от РПС по схеме «блок – линия – трансформатор» с установкой на ОРУ-110 кВ разъединителей и короткозамыкателей.

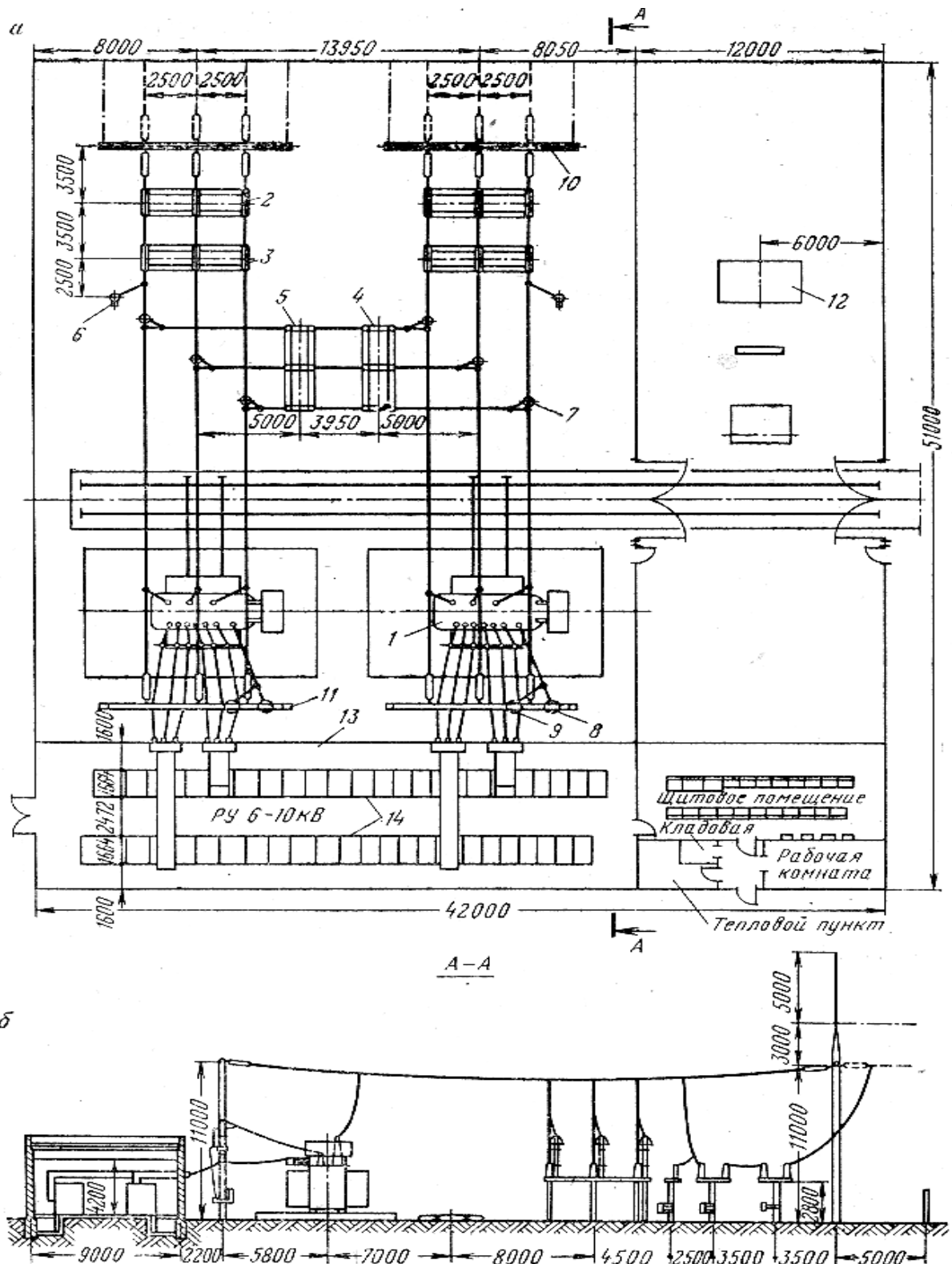


Рис 9 к § 4.1 План (а) и разрез (б) ГПП с двумя трансформаторами напряжением 110/6 (10)кВ
 1 – трансформатор ТРДН-25000/110; 2 – разъединитель РНД (З)-110/630; 3, 4, 5 – отделители ОД-110 М/630; 6 – короткозамыкатель КЗ-110М; 7 – разрядник РВС-110; 8 – заземлитель ЗОН-110МП; 9 – разрядник РВС 35+ РВС 15; 10 – линейный портал; 11 – трансформаторный портал; 12 – ремонтная площадка; 13 – закрытая часть подстанции; 14 – КРУ2-6-10Э

На действующих карьерах (разрезах) находятся в эксплуатации ГПП с закрытыми распределительными устройствами ЗРУ-6 кВ, масляные выключатели которых установлены во взрывных камерах с выходящими наружу дверями. Применяются также ЗРУ-6 кВ ГПП, строительная конструкция ячеек 6 кВ которых выполнена открытой в сторону коридора обслуживания. Между ячейками сооружены кирпичные или бетонные стенки. В камерах таких ячеек установлены малообъемные масляные выключатели ВМГ-133 (рис. 10а). На рисунке 10б показан разрез ячейки ЗРУ-6 кВ, скомплектованной из шкафов типа КСО. В целях ускорения и удешевления строительства и монтажа ЗРУ-6 (10) кВ применяют комплектные распределительные устройства типа КСО, КСД и КРУ. Здания таких ЗРУ-6 (10) кВ служат для защиты оборудования от атмосферных осадков.

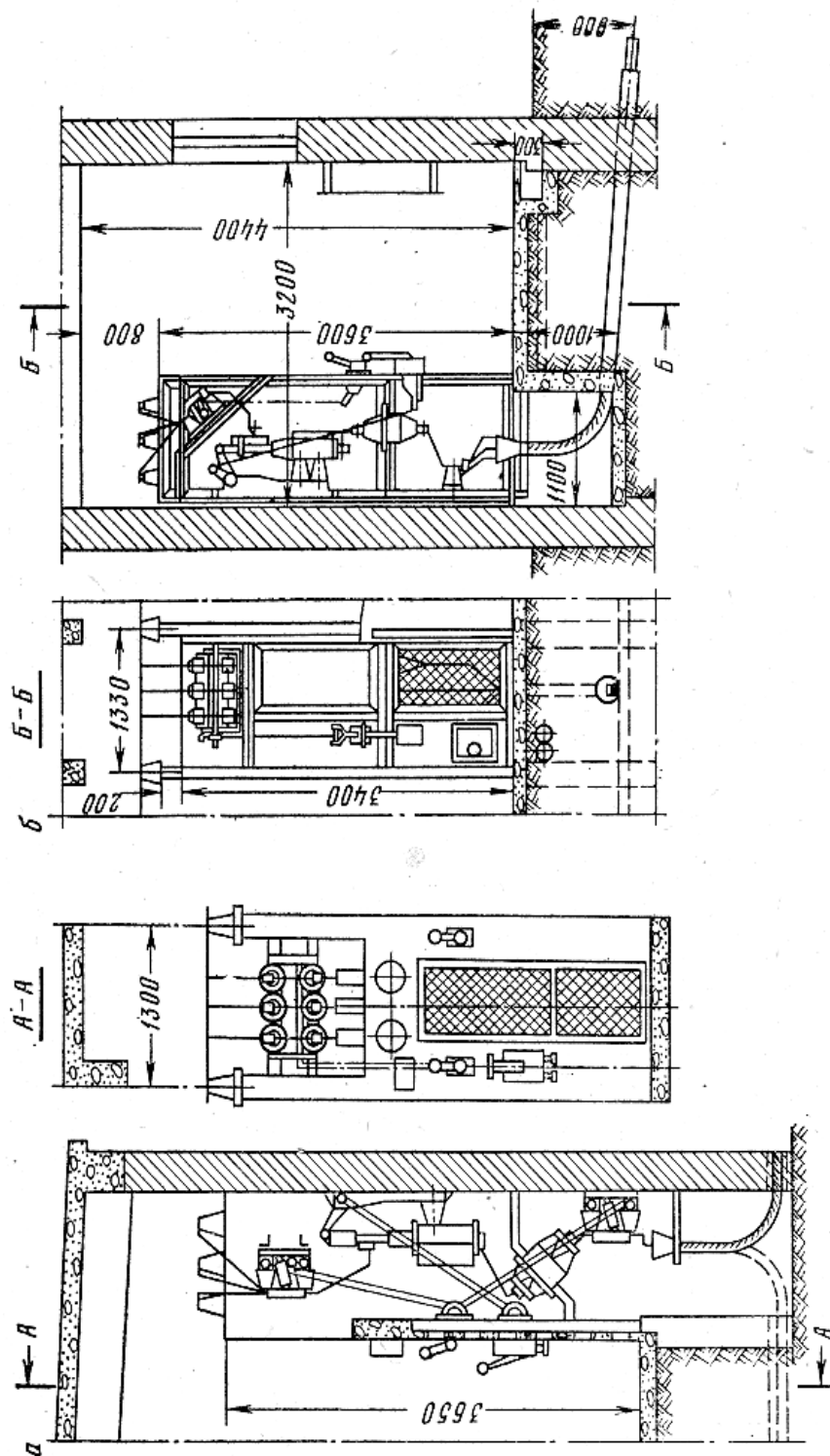


Рис 10 к § 4.1. Конструкция закрытого распределительного устройства
а – разрез ячейки РУ-6 кВ с железобетонными перегородками; б – разрез ячейки РУ-6 кВ типа КСО

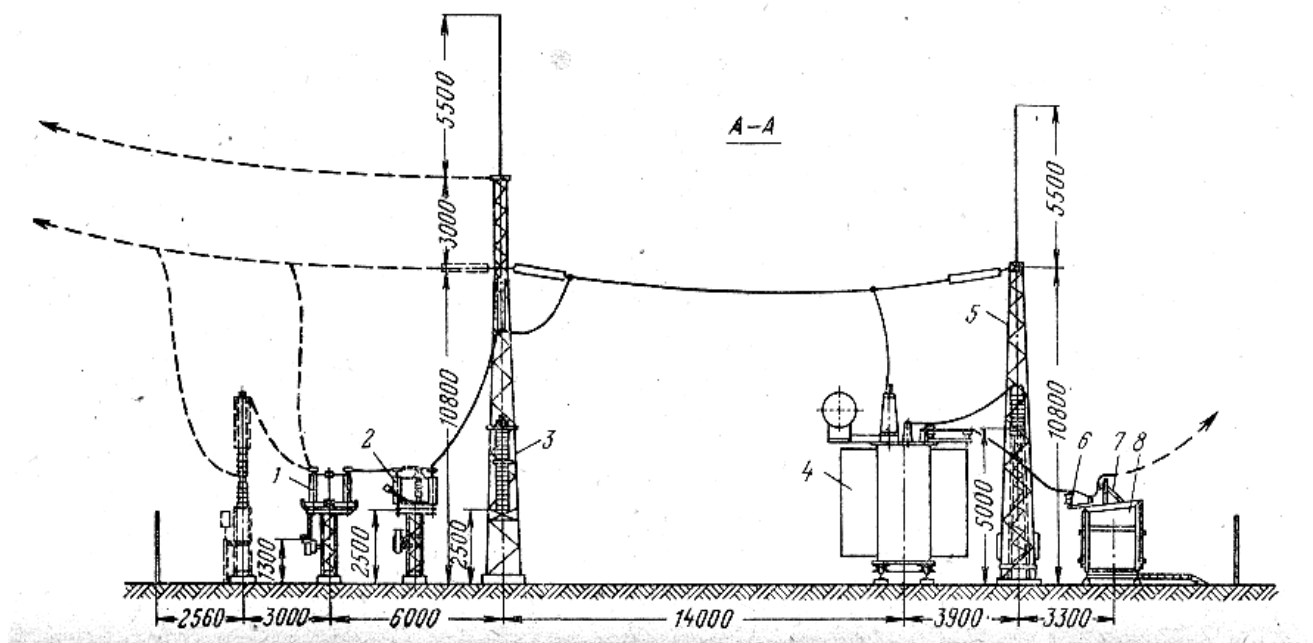
В настоящее время широко применяют ГПП с открытыми РУ-6 (10) кВ. Такие ОРУ-6 (10) кВ комплектуются шкафами наружной установки (КРУН или КРН).

Применение ОРУ-6 (10) кВ позволяет значительно сократить объем и стоимость строительных работ, сроки сооружения подстанций.

§ 4.2 Открытые распределительные устройства ГПП напряжением 35 кВ и выше

Территория ОРУ должна ограждаться внешним забором высотой не ниже 2 м, а площадка спланирована так, чтобы сток воды был направлен в одну сторону. Для удобства монтажа и ремонта оборудования на территории должны быть сооружены автодороги (щебеночные или гравийные), а при большой мощности трансформаторов – кроме того, железная дорога (около фундаментов трансформаторов). На ОРУ предусматриваются противопожарные устройства. Под масляными выключателями и трансформаторами должна быть гравийная подсыпка с отводом масла в специальные емкости. Коммутационные аппараты и разрядники монтируются на стальных или железобетонных конструкциях. С целью экономии металла в настоящее время эти конструкции рекомендуется выполнять железобетонными. На ОРУ 35-220 кВ должны быть обязательно установлены вводные разъединители с заземляющими ножами, а для защиты от атмосферных перенапряжений – разрядники (РВС или РВМГ) и молниеотводы.

На рисунке 11 показано конструктивное выполнение ОРУ-110 кВ и РУ-6 (10) кВ подстанции типа 2КТП/6-10. На ОРУ-110 кВ в цепи каждого трансформатора установлены разъединитель РНДЗ-110-2, отделитель ОД-110 и короткозамыкатель КЗ-110. Для повышения надежности оба ввода секционированы разъединителями РНДЗ-110-1. РУ-6 кВ скомплектовано открытым из комплектных распределительных устройств наружной установки типа КРУН.



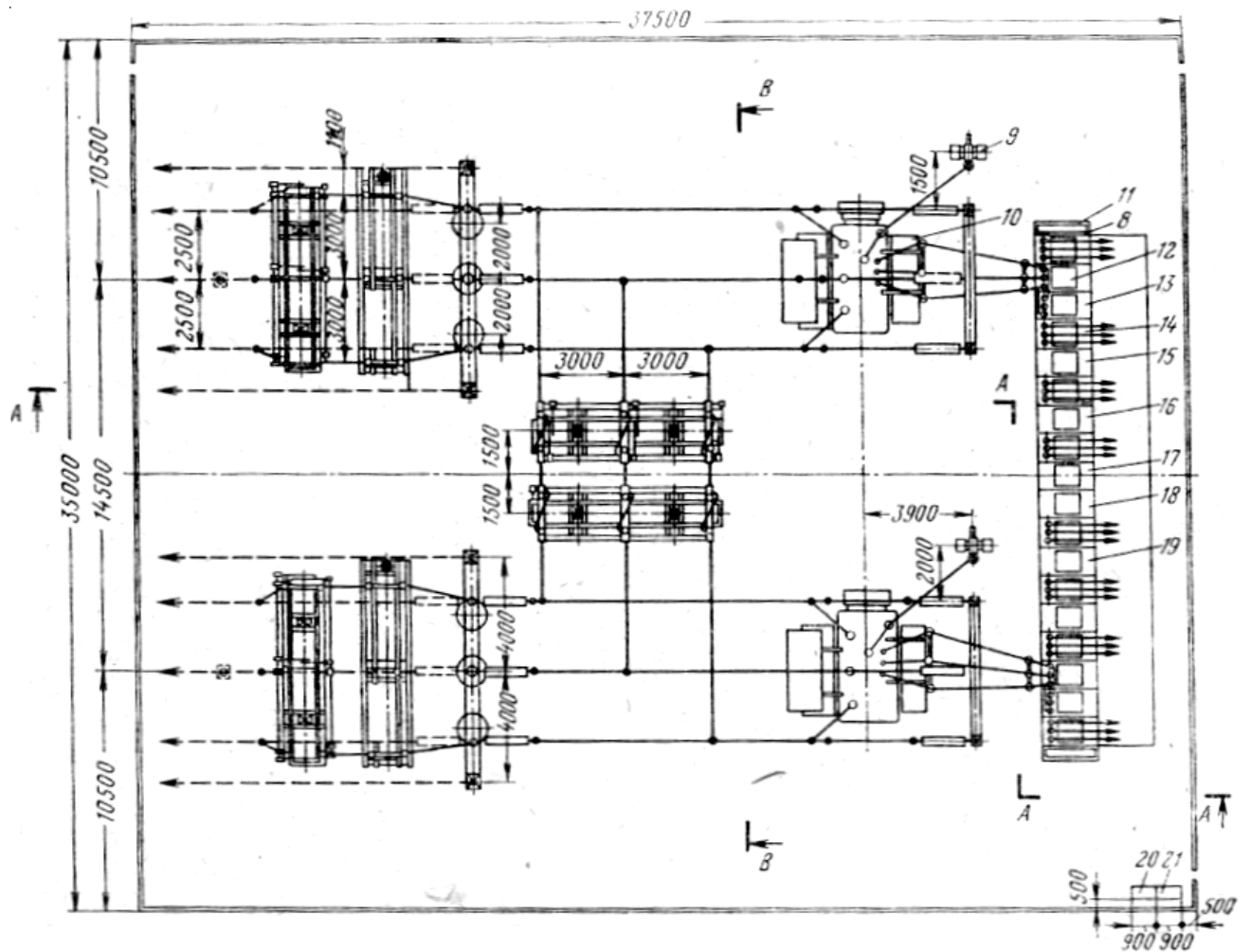


Рис 11 к § 4.2. Общий вид подстанции типа 2КТП-110/6-10-Н:

1 – разъединитель РЛНД-2-110/600 с приводом ПРН-220м; 2 – отделитель ОД-110 с приводом ШПО и короткозамыкатель КЗ-110 с приводом ШПК; 3 – линейный портал 110 кВ с вентильными разрядниками РВС-110; 4 – силовой трансформатор; 5 – трансформаторный портал; 6 – ошиновка шкафа ввода; 7 – кронштейн отходящей линии; 8 – торцевой лист шкафов КРУН; 9 – заземляющий разъединитель ЗОН-110 с приводом типа ПРН-10 и вентильный разрядник РВС-35; 10 – ошиновка стороны НН силового трансформатора; 11 – рама под шкафы КРУН; 12 – шкаф ввода; 13 – шкаф трансформатора СН; 14 – шкаф отходящей линии; 15 – шкаф трансформатора напряжения; 16 – шкаф аппаратуры; 17 – шкаф секционирования с разделяющими контактами; 18 – шкаф секционного выключателя; 19 – шкаф разрядников и аппаратуры; 20 – инвентарный шкаф; 21 – шкаф противопожарного инвентаря.

§ 4.3 Стационарные подстанции напряжением 6/0,4-0,23 кВ

Кроме ГПП на карьерах (разрезах) сооружаются стационарные подстанции напряжением 6/0,66-0,4 кВ для электроснабжения отдельных цехов и объектов поверхности, а также РП-6 кВ.

Здания закрытых подстанций сооружаются отдельно стоящими, а также в блоке с другими зданиями (сортировок, подъемных установок, компрессорных, административно-бытовых комбинатов и т.д.).

При сооружении помещений подстанции в блоке с другими зданиями уменьшаются затраты средств и материалов на строительство.

На рисунке 12 показана установка силового трансформатора в камере подстанции. Распределительное устройство напряжением 660-220 В размещается в отдельном помещении. В закрытых подстанциях при необходимости в специальном помещении размещают статические (косинусные) конденсаторы.

В закрытых стационарных подстанциях трансформаторы устанавливают в специальных камерах, двери которых должны открываться наружу.

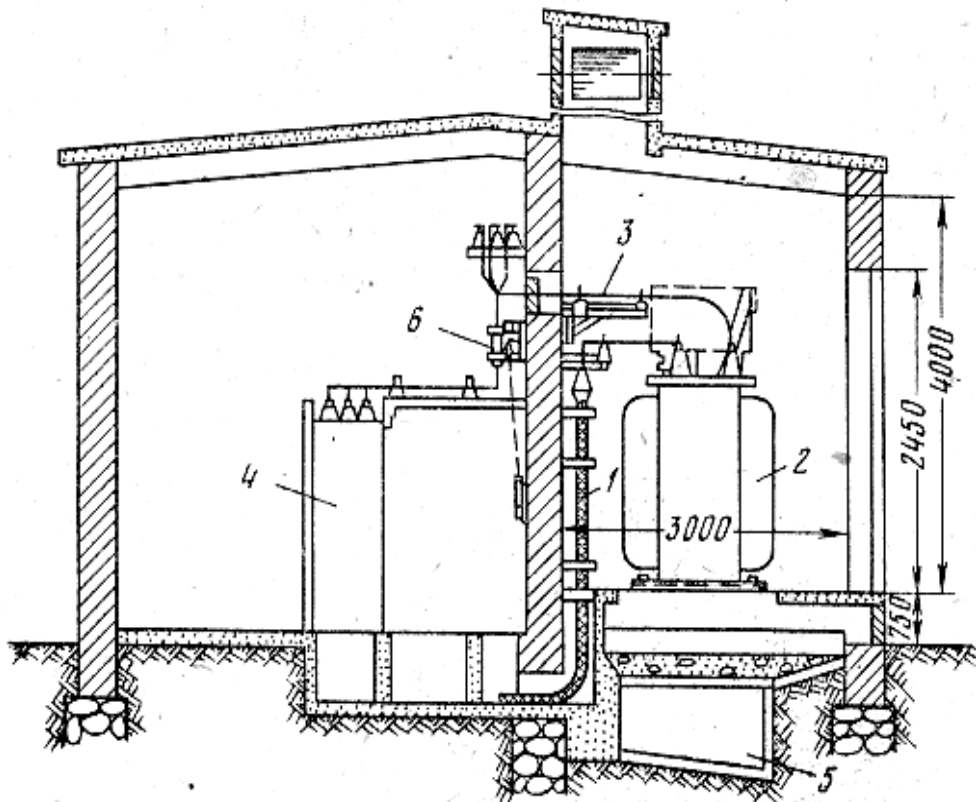


Рис 12 к § 4.3 Поперечный разрез камеры силового трансформатора и распределительного щита напряжением до 1000 В.

1 – высоковольтный кабель; 2- силовой трансформатор; 3 – шины; 4 – распределительный щит; 5 – маслоборник; 6 – разъединитель.

На рисунке 13 показан мачтовая подстанция напряжением 6/0,4 кВ с трансформатором мощностью до 400 кВА. Такие подстанции применяют для электроснабжения отдельных удаленных объектов с электроприемниками небольшой мощности (складов, скважин, шурфов водоснабжения, дренажа, отвалов пустых пород небольших карьеров и т.д.).

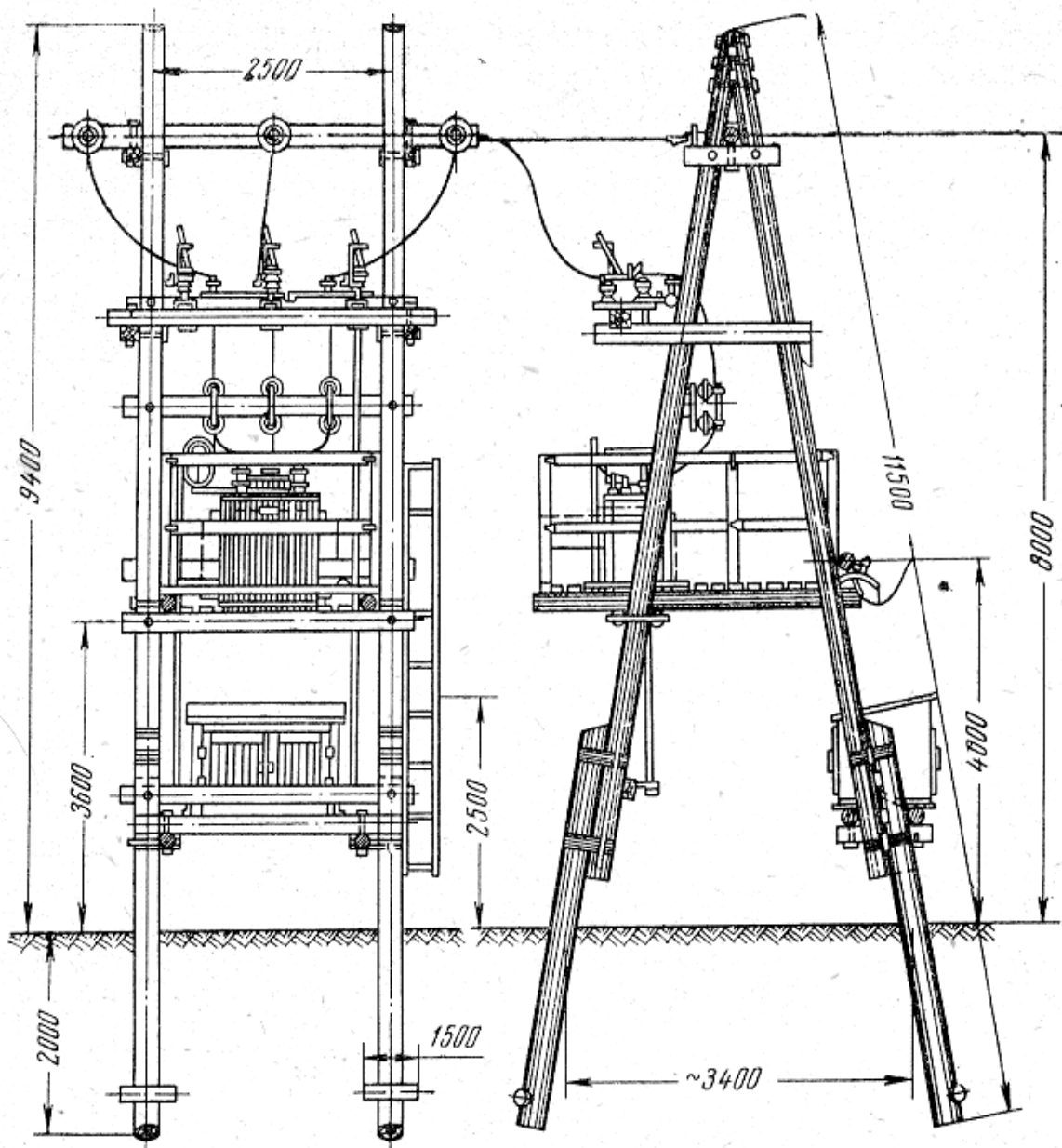


Рис 13 к § 4.3 Мачтовая подстанция напряжением 6/0,4 кВ с трансформатором мощностью до 400 кВ·А на АП-образной опоре.

§ 4.4 Тяговые преобразовательные подстанции (ТПП)

Тяговые подстанции служат для преобразования трехфазного переменного тока в постоянный ток требуемого напряжения и для распределения энергии между питающими линиями.

При электрификации транспорта по системе однофазного переменного тока нормальной (50 Гц) частоты функции тяговых подстанций ограничиваются трансформацией напряжения и распределением энергии.

Основным условием выбора местоположения тяговой подстанции является обеспечение допустимых потерь напряжения в наиболее удаленных пунктах контактной сети. Рекомендуется совмещать тяговую подстанцию в общем блоке с одной из главных стационарных подстанций карьеров. На карьерах (разрезах) со значительной протяженностью ж/д путей и большим числом мощных электровозов может возникнуть необходимость в сооружении двух стационарных ТПП или одной стационарной и нескольких передвижных ТПП. Передвижные ТПП устанавливаются на удаленных от стационарной ТПП участках контактной сети и, как правило, в центре нагрузки. Если на карьере (разрезе) имеется несколько ТПП, то их необходимо включать параллельно на общую контактную сеть.

В качестве преобразовательных агрегатов на тяговых подстанциях применяют установки УВКП-1 с кремниевыми вентилями ВК-200-4 и др. Установки УВКП-1 комплектуются трансформаторами ТМРУ-3500/35 и ТМРУ-6200/35 с первичным напряжением 35 кВ. Напряжение выпрямленного тока может быть 1650 или 3300 В. При первичном напряжении переменного тока 35 кВ трансформаторы преобразовательных агрегатов устанавливают на открытой части подстанции, а распределительное устройство на 35 кВ сооружают общим для ГПП и ТПП.

Для распределения выпрямленного тока сооружают специальное закрытое распределительное устройство, состоящее из комплекта типовых камер для каждой питающей линии, фильтра и шинной сборки отсасывающих линий.

Включение и отключение питающих линий постоянного тока, а также их защита от короткого замыкания осуществляется автоматическими выключателями АБ-2/4000, которые устанавливаются в камерах (ячейках) РУ постоянного тока. Камеры РУ постоянного тока обычно сооружаются из бетона или отделяются друг от друга асбестоцементными перегородками.

§ 4.5 Передвижные комплектные трансформаторные подстанции (ПКТП)

На ОГР широкое применение нашли передвижные подстанции 35-110/6 кВ. Сборно-разборные комплектные трансформаторные подстанции СКТП 1600-4000 и СКТП 6300-10000 с трансформаторами мощностью 1600-10000 кВА напряжением 35 кВ могут быть использованы как стационарные ГПП для электроснабжения всех установок карьера (разреза), так и участковые – для электроснабжения мощных экскаваторов. Такие подстанции можно располагать у рабочего борта карьера и передвигать вдоль ВЛ 35 кВ в зависимости от перемещения мощных экскаваторов, а на глубоких карьерах (разрезах) – непосредственно на уступах, на небольшом расстоянии от экскаваторов.

Подстанции типа СКТП состоят из трех комплектных, легко передвижных блоков, смонтированных на полозьях. Блоки РУ-35 кВ, РУ-6 кВ и трансформаторы мощностью 1600 кВА перевозятся без разборки. Блоки трансформаторов мощностью 4000 кВА и более при транспортировке разбираются.

На подстанции типа СКТП (рис. 14) установлен один трансформатор мощностью от 1600 до 10000 кВА. На вводе 35 кВ установлены:

1. Для трансформатора мощностью 1600-4000 кВА – предохранители ПСН-35;
2. Для трансформатора мощностью 6300-10000 кВА – масляный выключатель.

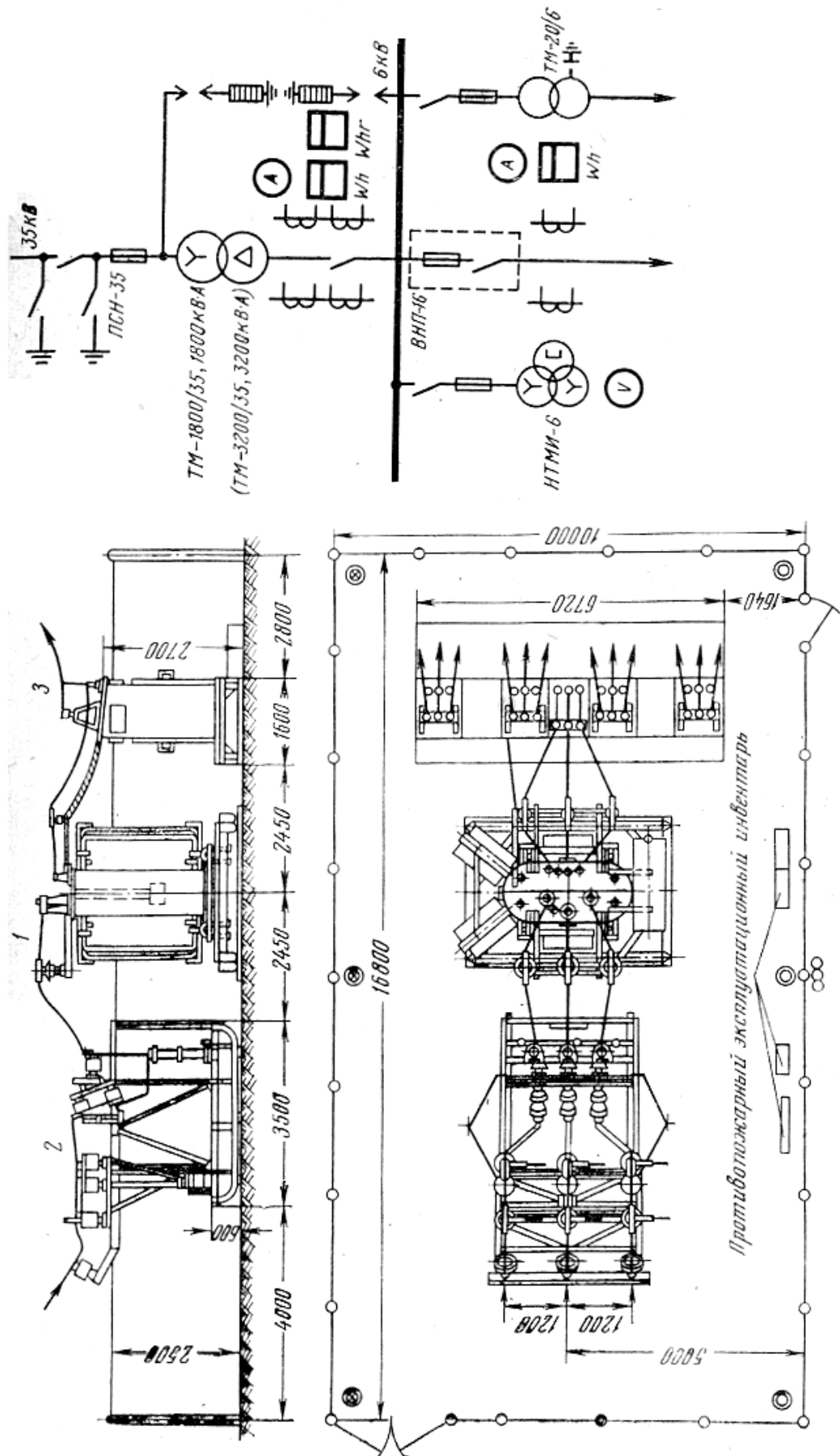


Рис.14 к §4.4. Подстанция типа СКТП с трансформатором мощностью от 1600 кВА.

Линейный разъединитель РЛН-35 принят без заземляющих ножей для возможности соединения подстанции отпайкой с действующей ЛЭП-35 кВ.

Система шин 6 кВ – одинарная. РУ-6 кВ состоит из комплектных высоковольтных ящиков КРН-10 наружной установки. К сборным шинам 6 кВ может быть присоединено четыре-шесть фидеров. Для питания освещения подстанции, цепей местной сигнализации, электрических приборов и других мелких потребителей на подстанции установлен трансформатор ТМ-25/6 (мощность – 25 кВА, напряжение 6,0/0,4-0,23 кВ).

Передвижные подстанции (ПКТП) напряжением 6,0/0,69-0,4 кВ предназначены для питания горных машин и механизмов с электродвигателями сравнительно небольшой мощности, напряжением 220-660 В (буровых станков, забойных и сборных ленточных конвейеров, передвижных компрессоров, насосов участкового водоотлива, освещения и т.д.). ПКТП изготавливают открытыми и закрытыми, с воздушным и кабельным вводами.

Каркас ПКТП-6/0,69-0,4, изготавливаемый из стали, разделен на три части:

1. Камера трансформатора;
2. Шкаф высоковольтного (в/в) оборудования;
3. Шкаф низковольтного (н/в) оборудования.

Для облегчения перемещения по территории карьера (разреза) ПКТП монтируют на металлических полозьях. В камере высокого напряжения устанавливают разъединитель или выключатель нагрузки и предохранители ПК-6 для защиты трансформатора. Для защиты трансформатора от перенапряжения в шкафу высокого напряжения (ВН) ПКТП монтируют вентильные (вилитовые) разрядники типа РВП-6, а также на вводной опоре ЛЭП-6 кВ трубчатые разрядники типа РТВ-6.

В шкафу низкого напряжения (НН) устанавливают автоматический выключатель для подсоединения шин к трансформатору, реле утечки (например УАКИ-380) для защиты от замыканий на корпус («землю») и контролю за состоянием изоляции в низковольтных сетях, рубильники с предохранителями или автоматические выключатели для отходящих линий, а также относительные трансформаторы типа ОСВУ, ТС на 220 В. Общий вид серийно выпускаемой промышленностью типовой передвижной подстанции ПКТП 630-6/04 кВ показан на рисунке 15.

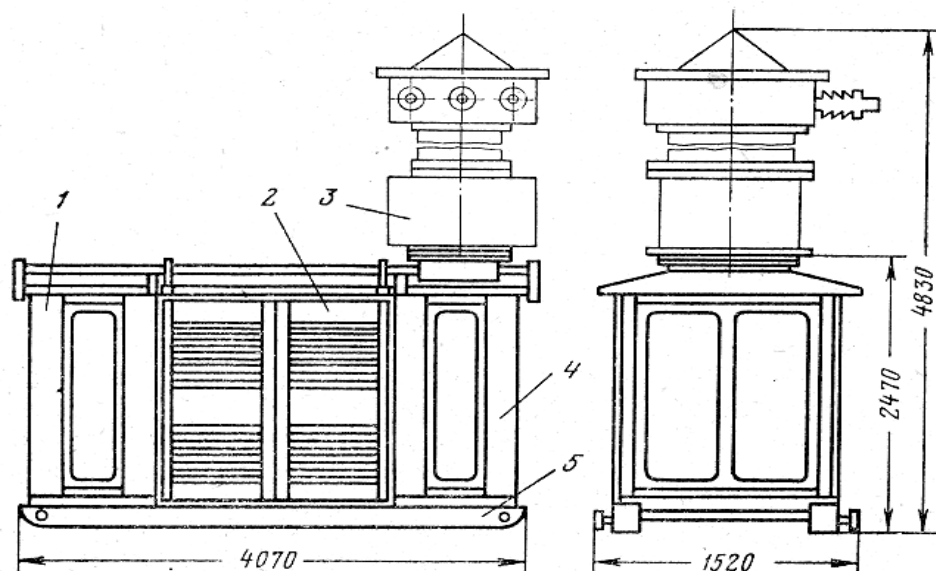


Рис 15 к § 4.5. Общий вид передвижной подстанции ПКТП-630-6/04 производства Армэлектростроительного завода. 1 – камера распределительного устройства; 2 – камера силового трансформатора; 3 – блок воздушного ввода оборудования напряжением 6 кВ; 5 – рама.

4.6 Одиночные приключательные пункты

Приключательные пункты по виду применяемых выключателей выпускаются в двух исполнениях:

1. С масляным выключателем;
2. С вакуумным выключателем.

Приключательные пункты (ПП) с масляными выключателями (МВ) по способу управления выпускаются исполнения I с пружинным приводом ПП-67 (ЯКНО-6ЭП, ЯКНО-10ЭП) и исполнения II с ручным приводом ПРБА (привод ручной, блокировка автоматическая) типа ЯКНО-6ЭР, ЯКНО-10ЭР или ЯКНО-10У1.

Приключательные пункты (ПП) ЯКНО-6ЭП и ЯКНО-10ЭП исполнения I имеют воздушный ввод и кабельный вывод, а исполнения II – с кабельным вводом на сборные шины и кабельным выводом. Кроме того, ПП исполнения II оборудованы средствами защиты от перенапряжений.

Техническая характеристика ПП типа ЯКНО

1.	Номинальное напряжение, кВ	6 или 10
2.	Номинальный ток, А	630
3.	Номинальный ток отключения, кА	20
4.	Ток термической стойкости, кА	20
5.	Ток электродинамической стойкости, кА	51
6.	Мощность отключения, МВА:	
	при ручном приводе выключателя	150
	при пружинном приводе выключателя	350
7.	Номинальный ток срабатывания защиты от замыканий на землю, А	1-5
8.	Напряжение срабатывания разрядников (для исполнения II), кВ:	
	при 6 кВ	15-18
	при 10 кВ	25-30
9.	Обслуживание	Двустороннее
10.	Исполнение	JP54
11.	Вводы и выводы:	
	исполнение I	Ввод воздушный, вывод кабельный
	исполнение II	Ввод и вывод кабельные
12.	Основные размеры, мм:	
	исполнение I:	
	высота (с салазками)	4500
	ширина	1000
	глубина	1270
	исполнение II:	
	высота	2900
	ширина	2000
	глубина	1270
13.	Масса, кг:	
	исполнение I	1500
	исполнение II	2100

Шкаф ПП разделен перегородками на три отсека:

1. Отсек линейного разъединителя – в нем установлены сам разъединитель и проходные изоляторы;
2. Отсек масляного выключателя – трансформаторы тока и напряжения, масляный выключатель, трансформатор нулевой последовательности, в/в предохранители, механизмы блокировок;
3. Отсек управления – приводы разъединителя и масляного выключателя, блок защиты, аппаратура измерения, контроля и сигнализация.

Доступ во все отсеки закрыт запирающимися дверями. Отсек разъединителя кроме двери имеет сетчатое ограждение. Дверь отсека масляного выключателя снабжена блокировкой, не допускающей ее открывания при включенном разъединителе. Соответствующие блокировки имеются между приводами масляного выключателя и разъединителя, а также между приводами основных и заземляющих ножей линейного разъединителя.

Техническая характеристика встроенного электрооборудования
и аппаратуры ПП типа ЯКНО-10У1

№ п/п	Обозначение по схеме	Наименование	Тип	Параметры
1.	QS	Линейный разъединитель	РВФЗ-10/600	10 кВ, 600 А
2.	QF	Выключатель масляный	ВМП-10К	10 кВ, 600 А
3.	SF	Выключатель автоматический	АП-50-3МТ	1 расц = 10 А
4.	SA1	Выключатель трехполюсной	ПВМЗ-10	
5.	SA2	Выключатель двухполюсной	ПВМ2-10	
6.	TA1, TA2	Трансформатор тока	ТПЛ-10	
7.	TV1	Трансформатор напряжения	НТМИ-10	
8.	TA3	Трансформатор тока нулевой последовательности	ТНП-2	Кабельного типа
9.	TV2	Трансформатор понижающий	ТОС-2-0,4	0,4 кВА, 127/36 В
10.	FU1	Предохранитель	ПКТ-10	10 кВ
11.	FU2	Предохранитель	ППТ-10	250 В, 1 вст = 10А
12.	KA1, KA2	Реле токовое	РТМ-1	
13.	KV	Реле максимального напряжения	РН-53/60Д	уст = 30:60 В
14.	KN1	Реле промежуточное	РП-25	
15.	KN2	Реле сигнальное	РУ-21	
16.	KVI	Реле минимального напряжения	РНВЛ	
17.	KA3	Реле максимального тока	ЭТД-551/60	1 уст = 0,01:0,06А
18.	HL1, HL2, HL3	Лампы сигнальные	ЛС-53	24 В, 0,1 А
19.	EL1 : EL4	Лампы накаливания		36 В, 40 Вт
20.	PA	Амперметр	3-378	
21.	PV	Вольтметр	3-378	
22.	SA	Переключатель вольтметровый	КФ-44556а	
23.	PI	Счетчик активной энергии	САЗУ-И670м	
24.	EK	Нагревательный элемент	ЭТ-100	100 В, 500 Вт
25.	XS	Штепсельная розетка		

Принципиальная электрическая схема силовых цепей и цепей управления ЯКНО-10У1 приведена на рисунке 16 и рисунке 17 соответственно.

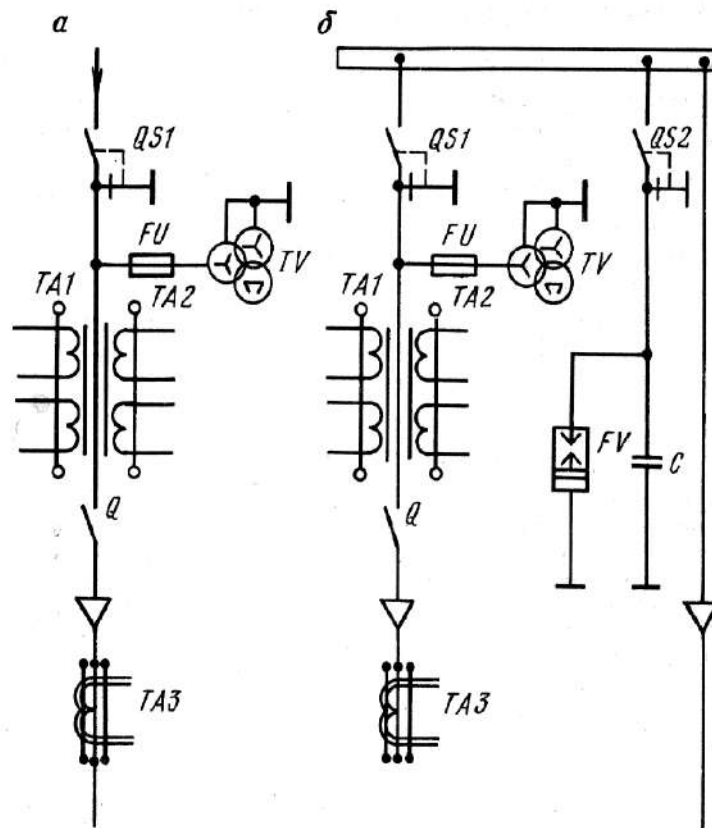


Рис 16 к § 4.6 Однолинейная электрическая схема приключательного пункта ЯКНО-10У1 а – исполнение I; б – исполнение II; QS1, QS2 – разъединитель РВФЗ; FU – предохранитель ПКТН; TV – трансформатор напряжения НТМИ; TA1, TA2 – трансформаторы тока ТПЛМ-10 (ТПОЛ-10); С – конденсаторы КС; FV – разрядник; Q – выключатель ВМП-10К; TA3 – трансформатор нулевой последовательности ТНП-2

Аппаратура обеспечивает максимальную токовую защиту, защиту от однофазных замыканий на землю и минимальную защиту.

Максимальная токовая защита мгновенного действия выполнена с помощью токовых реле КА1 и КА2 (см. рис. 17), встроенных в привод масляного выключателя.

Защита от однофазных замыканий на землю осуществляется трансформатором нулевой последовательности ТА3 типа ТНП-2 и реле максимального тока КА3. При возникновении на защищаемом участке однофазного замыкания на землю до вторичной обмотке ТА3 появляется ток, при достаточном значении которого срабатывает реле КА3. Одновременно срабатывает реле KV, питающееся от трансформатора напряжения TV1 типа НТМИ и осуществляющее блокирование защиты по напряжению нулевой последовательности. При срабатывании реле КА3 и KV питание поступает на промежуточное реле КН1, которое подает напряжение на электромагнит отключения привода выключателя и на сигнальное реле КН2.

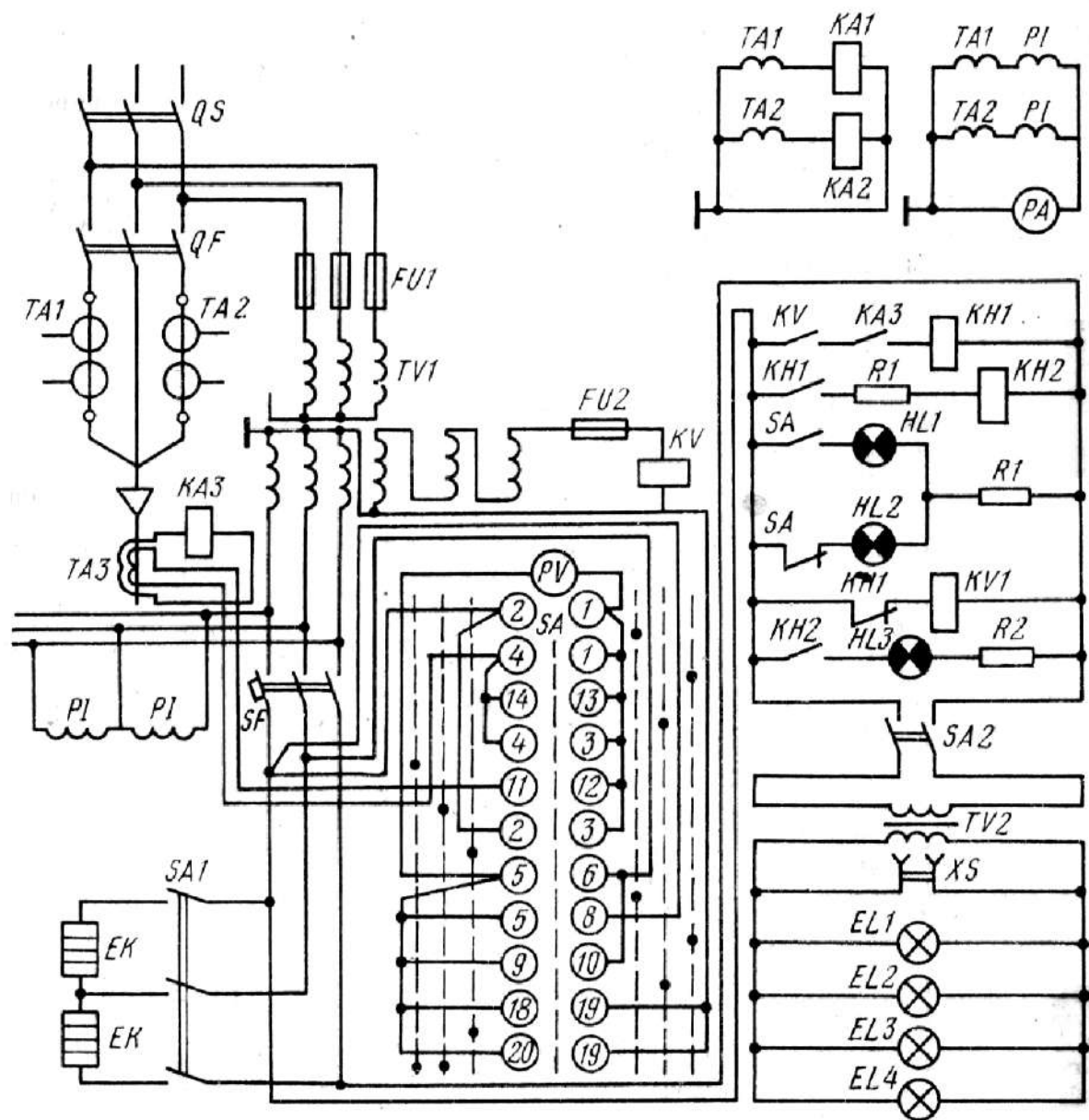


Рис 17 к § 4.6 . Принципиальная схема приключательного пункта ЯКНО-10У1

Минимальная защита осуществляется при помощи реле напряжения KV1, встроенного в привод выключателя.

Сигнализация осуществляется сигнальными лампами:

- | | |
|--|-----|
| 1. О включении масляного выключателя | HL1 |
| 2. Об оперативном отключении масляного выключателя | HL2 |
| 3. Об аварийном отключении масляного выключателя | HL3 |

Нагрузка контролируется по щитовому амперметру PA, фазные и линейные напряжения, а также состояние изоляции в отходящем кабеле – при помощи вольтметра PV и переключателя SA. Оперативные цепи ПП питаются от трансформатора напряжения TV1.

Приключательный пункт ЯКНО-6ЭП (рис. 18). Оборудуется масляным выключателем ВМП-10К и трансформатором напряжения НТМИ-6, имеет защиту от однофазных замыканий на землю. Устройство имеет воздушный ввод, который может быть

заменен кабельным, и кабельный вывод. РУ ЯКНО-6ЭП может быть использовано как отдельный приключательный пункт и как ячейка РУ-10 кВ.

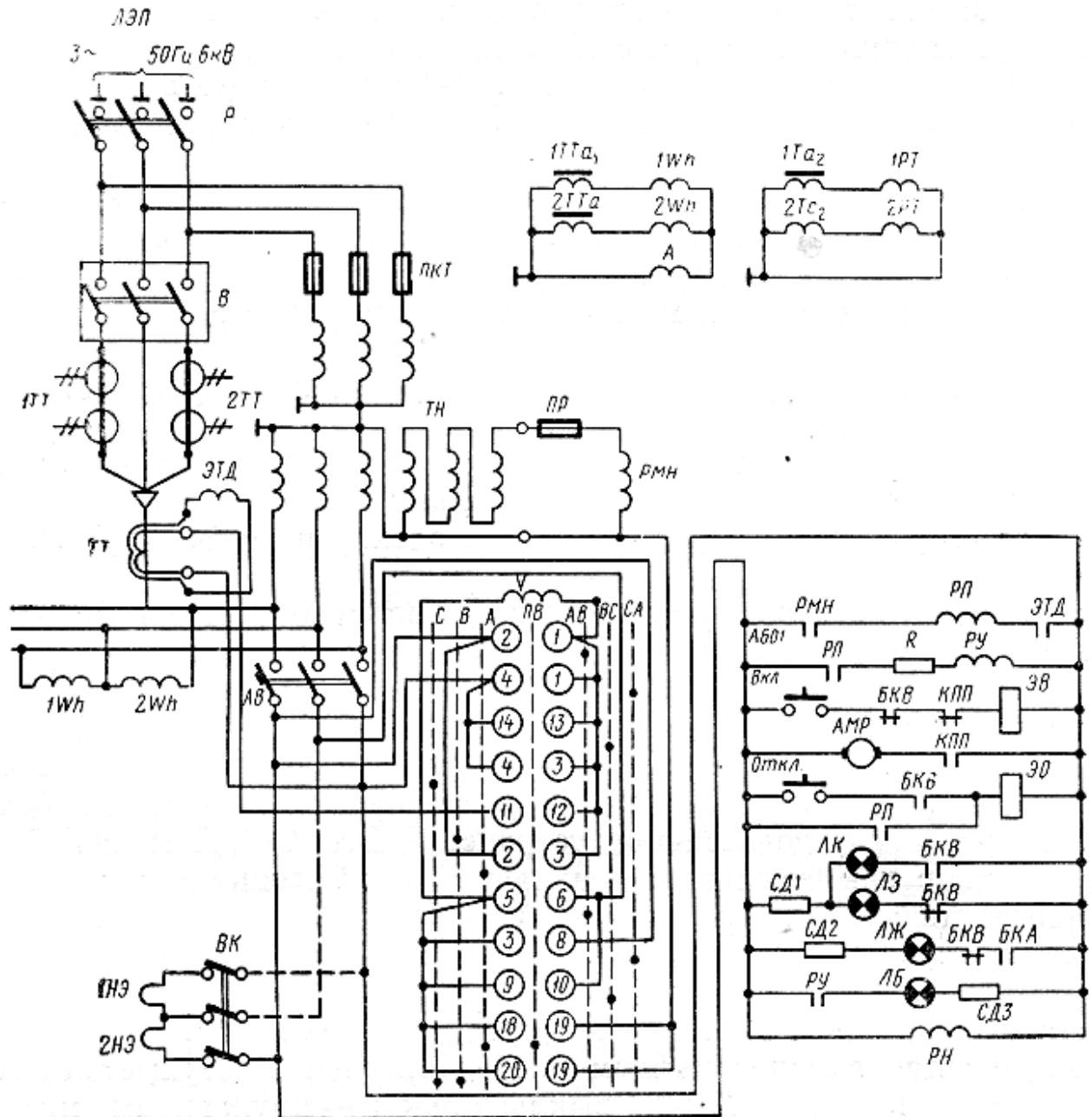


Рис 18 к § 4.6 Схема коммутации распределительного устройства ЯКНО-6ЭП

Управление в/в разъединителем Р осуществляется посредством привода ПР-2, а масляным выключателем – пружинным приводом ПП-61К. Питание цепей управления, защиты и сигнализации осуществляется от трансформатора напряжения ТН типа НТМИ-6. Указанные цепи защищены автоматическим выключателем АВ. Учет активной электроэнергии производится счетчиками 1Wh и 2Wh.

Для защиты приемников от коротких замыканий предусмотрена максимальная токовая защита мгновенного действия, встроенная в привод ПП-61К.

Защита от однофазных замыканий на землю осуществляется с помощью трансформатора нулевой последовательности ТТ типа ТНП-2 и реле максимального тока типа ЭТД-551/60.

Защита работает следующим образом: при однофазном замыкании на землю симметрия токов в фазах нарушается, в сердечнике ТТ появляется магнитный поток, который во вторичной обмотке наводит ЭДС, вызывающую протекание тока через обмотку реле ЭТД-551/60, замыкающее нормально открытый (н.о.) контакт в цепи катушки промежуточного реле РП, которое, в свою очередь, срабатывает и замыкает н.о. контакт в цепи электромагнита ЭО отключения пружинного привода. Это приводит к отключению масляного выключателя В. Одним из своих контактов реле РП замыкает цепь указательного реле РУ, которое, в свою очередь, своим контактом замыкает цепь сигнальной лампы ЛБ. Таким образом, загорание лампы ЛБ сигнализирует о замыкании на землю.

При помощи реле максимального напряжения РМН схемой осуществляется дублирование защиты от однофазных замыканий на землю. Катушка реле РМН включена через предохранитель ПР на фазовое напряжение сети, поэтому при нормальном режиме контакт РМН в цепи промежуточного реле разомкнут. В случае замыкания одной из фаз на землю к реле РМН подводится линейное напряжение, при котором реле срабатывает и замыкает контакт в цепи промежуточного реле РП (одновременно замыкается и контакт реле ЭТД).

Защита от работы на пониженном напряжении и при исчезновении напряжения осуществляется реле минимального напряжения, встроенным в привод ПП-61К. Измерение фазовых и линейных напряжений, а также контроль состояния изоляции производится при помощи вольтметрового переключателя ПВ и вольтметра V.

Срабатывание автоматического моторного редуктора АМР, осуществляется через блок-контакты положения пружины КПП привода выключателя. Масляный выключатель В может быть включен или отключен или выключен дистанционно нажатием соответственно кнопок «Вкл.» или «Откл.». Положение вала привода (рабочее) контролируется блок-контактами БКВ, аварийное положение – блок-контактом БКА. Питание токовых цепей защиты и измерения осуществляется от трансформаторов тока ИТТ и 2ТТ.

При включенном масляном выключателе и нормальном режиме работы горит красная сигнальная лампа ЛК. При отключении масляного выключателя посредством защиты вмонтированной в привод ПП-61К горит желтая лампа ЛЖ и, как было отмечено ранее, при замыканиях на землю горит лампа белого цвета ЛБ. Сигнальные лампы включены через балластные сопротивления ИСД, 2СД и 3СД.

В зимнее время ячейка может обогреваться тепловыми элементами ИНЭ и 2НЭ, которые включаются специальным выключателем ВК.

Приключательный пункт ПКРН-6В. Этот ПП состоит из шкафа, салазок и опоры со штыревыми изоляторами.

Техническая характеристика ПКРН-6В

1.	Номинальное напряжение, кВ	6
2.	Номинальный ток, А	600
3.	Мощность отключения, МВА	350
4.	Исполнение	JP44
5.	Вводы и выходы	Ввод воздушный, вывод кабельный
6.	Основные размеры, мм:	
	высота	4500
	ширина	1000
	глубина	850
7.	Масса, кг	1480

Шкаф разделен на два отсека – высоковольтный (ВВ), где установлены разъединитель, трансформатор напряжения и масляный выключатель, и низковольтный (НВ) – с аппаратурой управления и защиты. Шкаф имеет дверные проемы:

1. Два с лицевой стороны – для визуального контроля разрыва цепи разъединителем и для доступа к аппаратуре защиты и управления;
2. Один с задней стороны – для доступа к масляному выключателю и зажимам присоединения гибкого кабеля.

В ПП имеются блокировки между приводами разъединителя и масляного выключателя, а также между задней дверью и приводами разъединителя и масляного выключателя, не допускающие включения и отключения разъединителя при включенном масляном выключателе и открывания задней двери при включенных оазьединителе и масляном выключателе.

Техническая характеристика встроенного электрооборудования
и аппаратуры ПП типа ПКРН-6В

№	Обозначение по схеме	Наименование	Тип	Параметры
1.	QS	Разъединитель	РВ-6/600	6 кВ, 600 А
2.	QF	Выключатель масляный	ВМП-10П	10 кВ, 600 А
3.	SF	Выключатель автоматический	АП50-2МТ	
4.	ТА	Трансформатор тока	ТПЛ-10-05/р	
5.	TV1	Трансформатор напряжения	НОСК-6-66	
6.	TV2	Трансформатор	ТБС2-0,63	220/127 В
7.	KA1, KA2	Реле токовое	Встроено в ВМП	
8.	KV	Реле напряжения	Встроено в ВМП	
9.	YA3, YA2, YA1	Электромагниты заводки пружин привода, отключения и включения выключателя		
10.	FU	Предохранитель	ПКТ-6	
11.	SBI, SB2	Кнопки включения и включения выключателя	Встроены в ВМП	
12.	HL1, HL2, HL3	Сигнальные лампы	Встроены в ВМП	

Приключательный пункт типа ПКРН-6ВМ (передвижное комплектное распределительное устройство наружной установки на 6 кВ с масляным выключателем). Создан на базе ПП типа ПКРН-6В путем его оборудования дополнительными средствами релейной защиты и автоматизации. При модернизации внесены следующие изменения и дополнения:

1. Цепи токовых реле максимальной защиты и защиты от замыканий на землю питаются от специально разработанного трансформатора нулевой последовательности ТА3 шинного типа, конструктивно совмещенного с трансформаторами тока (см.рис. 19);
2. Цепи измерения и управления питаются от трансформатора напряжения TV2 типа ТНИЛ-6000/127/100 В и трансформатора TV1 типа ТБС2-0,63 220/127/12 В;
3. Реле защиты и элементы управления смонтированы в общем релейном блоке.

В ПП обеспечиваются следующие виды защит и блокировок:

1. Максимальная токовая защита – KA1, KA2;
2. Минимальная защита – KV;
3. Контроль состояния изоляции отходящего от ПП кабеля и блокирование против подачи напряжения на поврежденный участок – КН4;
4. Избирательная защита от однофазных замыканий на землю.

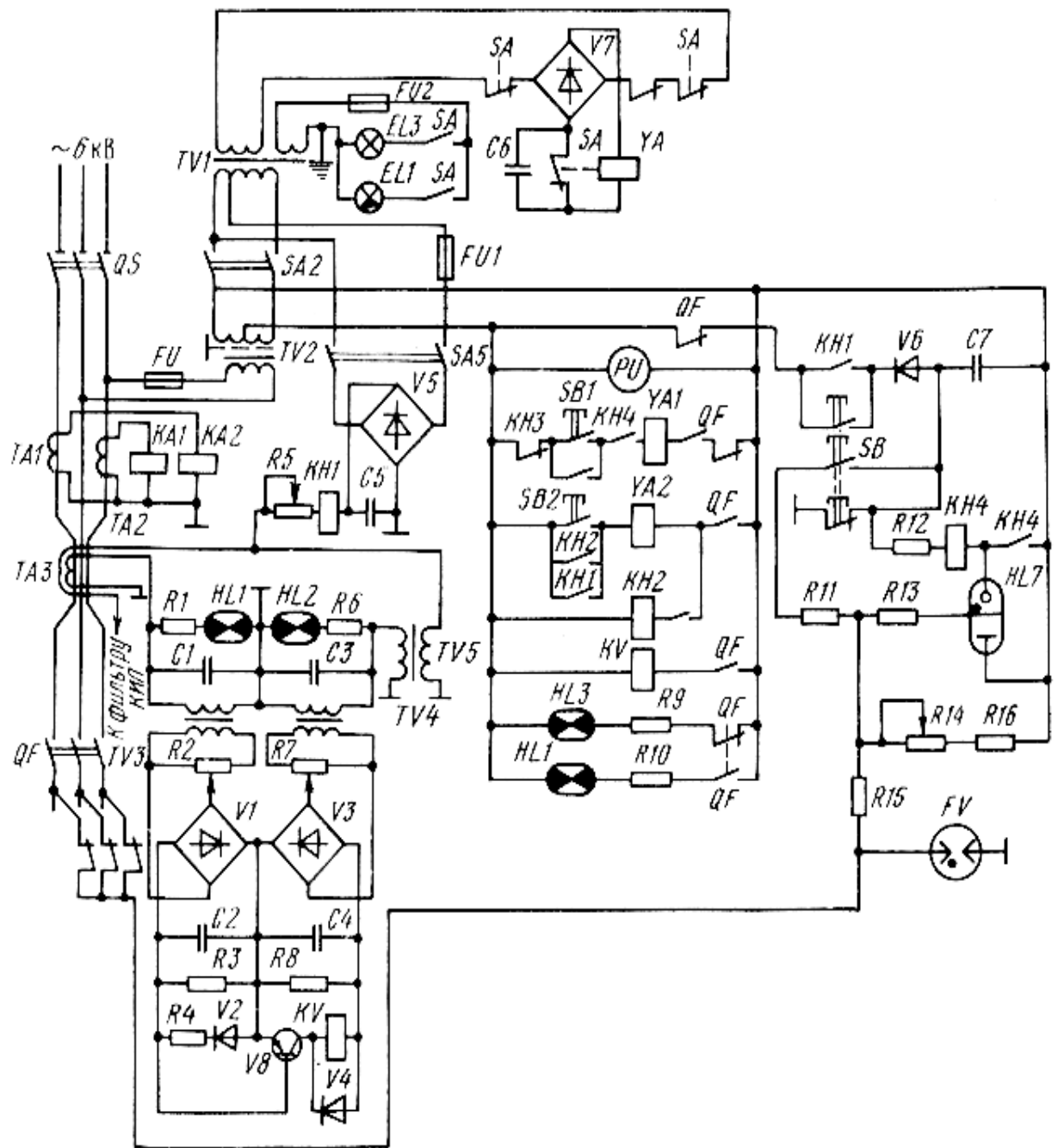


Рис 19 к § 4.6 Принципиальная электрическая схема приключательного пункта ПКРН-6ВМ

Рабочий орган защиты – реле KVI. Установку реле KH4 регулируют резистором R14, исправность проверяют кнопкой SB. Реле KV срабатывает при возникновении соответствующего напряжения на зажимах вторичных обмоток трансформатора тока нулевой последовательности TA3 и TV4 (выход кабельного емкостного фильтра напряжения нулевой последовательности). Реле KV замыкает свой контакт в цепи реле KH2, которое подает питание на электромагнит отключения YA2 выключателем QF.

Кроме того, обеспечивается:

1. Возможность местного и дистанционного управления приводом масляного выключателя. Местное управление осуществляется кнопками SB1 и SB2, дистанционное – соответствующими кнопками с площадки экскаватора

(предварительно должен быть включен выключателем SA5 источник оперативного напряжения). Цепь реле КН1 – исполнительного органа при дистанционном управлении – замыкается через экранные оболочки жил гибкого кабеля и его заземляющую жилу, что позволяет автоматически контролировать ее целостность;

- Однократное автоматическое повторное включение (АПВ) выключателя при ложном срабатывании защиты от однофазного замыкания на землю. АПВ происходит после замыкания с выдержкой времени контакта реле КН3 в цепи YA1.

Приключательные пункты с вакуумным выключателем. В настоящее время освоено производство одиночных ПП серии КРУПП с вакуумным выключателем для мощных карьерных электропотребителей. Эти ПП выпускаются в следующих типоразмерах:

- На салазках – КРУПП-1-6/630ХЛ1, КРУПП-1-10/630ХЛ1, КРУПП-1-6/630У1, КРУПП-1-10/630У1;
- На стационарной раме – КРУПП-2-6/630ХЛ1, КРУПП-2-10/630У1.

ПП серии КРУПП предназначены для подключения, питания и защиты электрооборудования мощных карьерных электропотребителей в распределительных сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц, напряжением 6 и 10 кВ (см.рис.20).

Техническая характеристика ПП серии КРУПП

1.	Номинальное напряжение, кВ	6 и 10
2.	Номинальный ток, А	630
3.	Номинальный ток отключения выключателя, кА	20
4.	Номинальный ток электродинамической стойкости, кА	51
5.	Номинальный ток термической стойкости для времени 4 с	20 кА
6.	Время включения выключателя с приводом, с	0,1
7.	Время отключения выключателя с приводом, с	0,05
8.	Высоковольтный выключатель	ВВТЭ-10-20/630УХЛ2
9.	Привод выключателя	Встроенный электромагнитный
10.	Высоковольтный разъединитель	РВФ3-10/630
11.	Высоковольтный предохранитель	ПКЭ1-10/20
12.	Трансформатор тока	ТОЛ-10
13.	Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.09.У2
14.	Разрядник	ОМП-4/10-75У1 РВО-6
15.	Ввод высокого напряжения	Воздушный или кабельный
16.	Вывод высокого напряжения	Кабельный – один или два
17.	Размеры с салазками (с рамой), мм	
	ширина	2500 (1455)
	высота	4505 (4305)
	глубина	3200 (2550)
18.	Масса с салазками, кг	2680

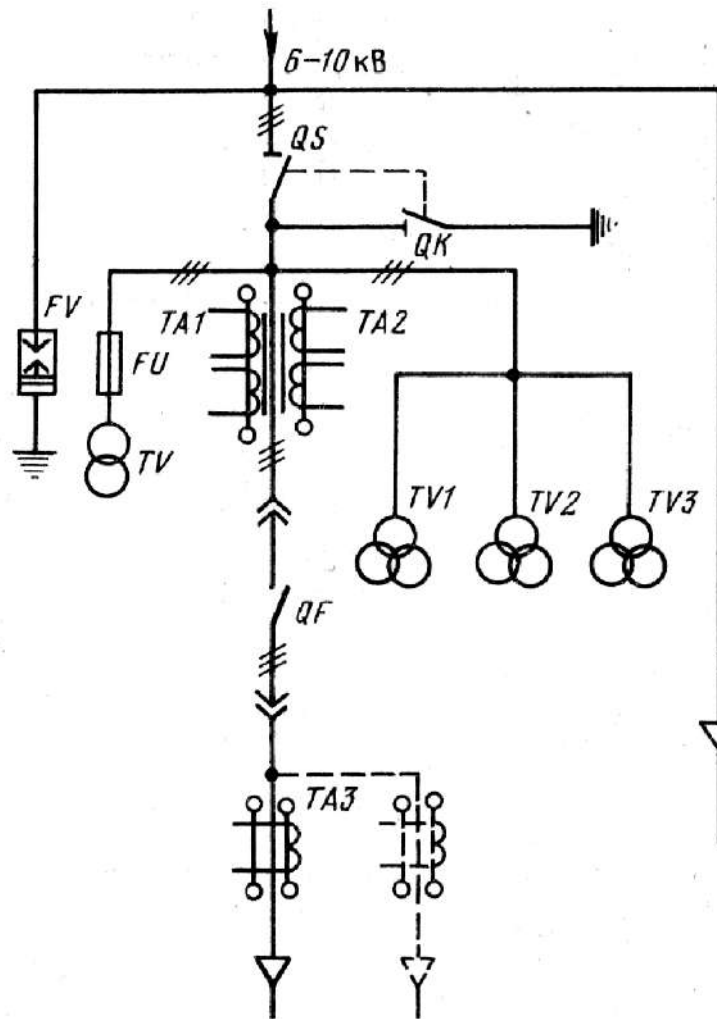


Рис 20 к § 4.6. Однолинейная электрическая схема приключательного пункта КРУПП-1-6 (10)/630

Приключательные пункты представляют собой блок с аппаратурой, состоящий из двух шкафов, установленных на салазках или раме (см.рис.21). Шкафы разделены на отсеки:

1. Трансформатора собственных нужд (ТСН);
2. Разрядников;
3. Разъединителя;
4. Выключателя.

С фасада на салазках или раме монтируется тамбур. При использовании воздушного ввода на блоке с аппаратурой и тамбуре устанавливают мачту. Кабельный ввод и вывод осуществляются через сальник. ПП на салазках оснащен прицепным устройством, позволяющим разворачивать и толкать его при установке на месте эксплуатации, а также передвигаться в карьере (разрезе).

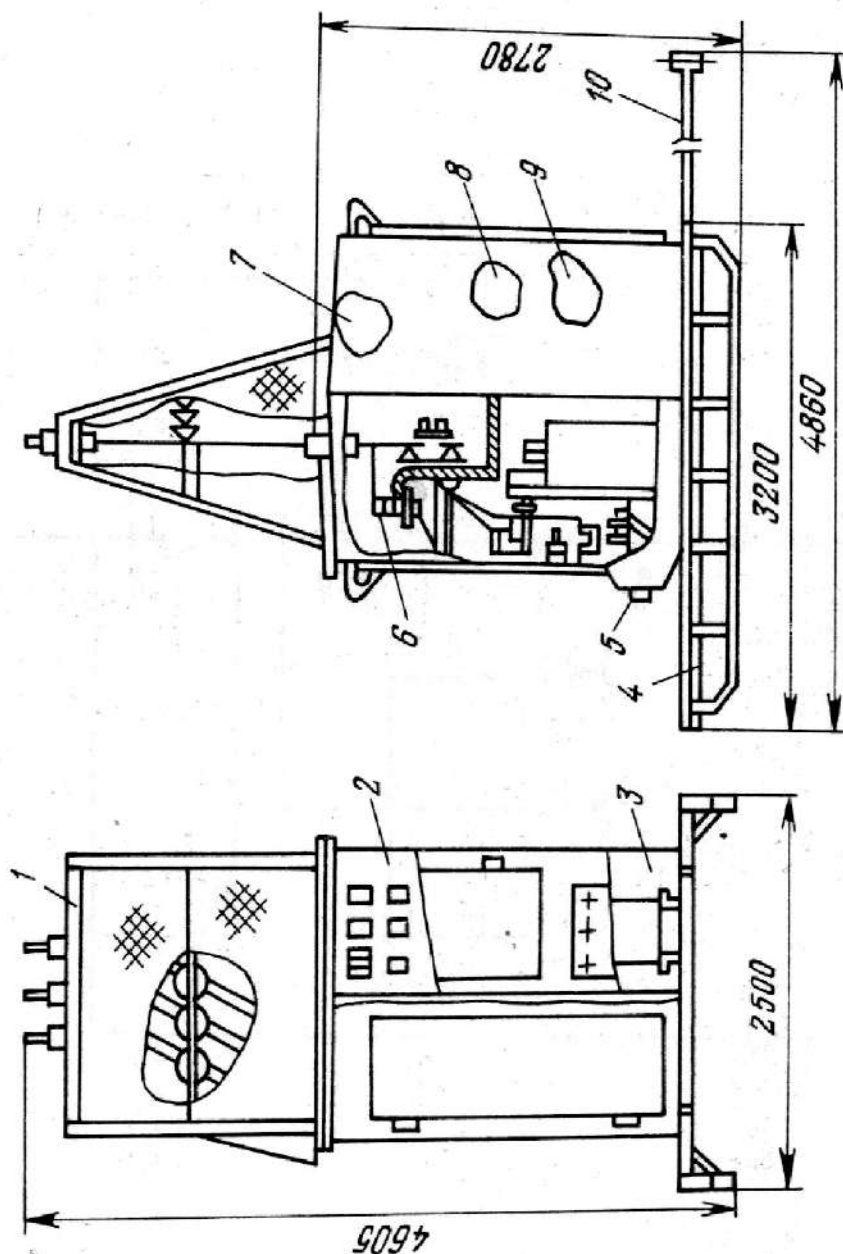


Рис 21 к § 4.6. Приключательный пункт серии КРУШ на салазках
 1 – мачта, 2 – релейный отсек, 3 – отсек трансформатора собственных нужд, 4 – салазки, 5 – сальник, 6 – отсек вентиляционных разрядников, 7 – отсек разъединителя, 8 – отсек вакуумного выключателя, 9 – тамбур, 10 – прицепное устройство.

§ 4.7 Комплектные распределительные устройства

В схеме электроснабжения ОГР на экскаваторах широко применяют комплектные распределительные устройства (КРУ), которые представляют собой шкаф, где размещаются: разъединитель, масляный выключатель, трансформаторы тока и напряжения, защитная и сигнальная аппаратура.

КРУ используются для управления двигателями экскаваторов, в качестве приключательных пунктов, а из отдельных шкафов могут собираться распределительные пункты (РП) внутри карьера. На экскаваторах устанавливают распределительные устройства:

1. С масляным выключателем – 2КВЭ-6У2, 2КВЭ-6-200-4, КРУЭПЭ-6П-400-10А, КРУЭ-10;
2. С вакуумным выключателем – КРУЭ-6Э-400-10.

В состав ПП входят КРУ типа ЯКНО-6ЭП, ЯКНО-10ЭП, ЯКНО-6ЭР, ЯКНО-10У.

Для комплектования закрытых подстанций выпускаются КРУ внутренней установки – К-ХІІ, К-ХХУІ, К-ХХУІІ, КРУ-10-20У3, КРУ2-10-20Т3, КР-10/31,5У с выключателями ВМП-10К, ВМПЭ-10, ВМПІ-10.

Для комплектования открытых подстанций и высоковольтных распределительных пунктов (РП) выпускаются КРУ наружной установки (КРУН) – К-37, К-33М, К-У1, К-1Х, К-44, КРУН-6(10)Л, К-34, КРН-10У1, КРН-ІІІ-10 с выключателями ВМПІ-10, ВМПЭ-10, ВММ-10-400-10У2, ВММ-10-630-10У2, ММГ-10, ВМГІ-10, ВМП-10К.

В качестве примера приведена принципиальная схема КРУ типа 2КВЭ-6/630-10УХЛ2 (рис.22, 23, 24).

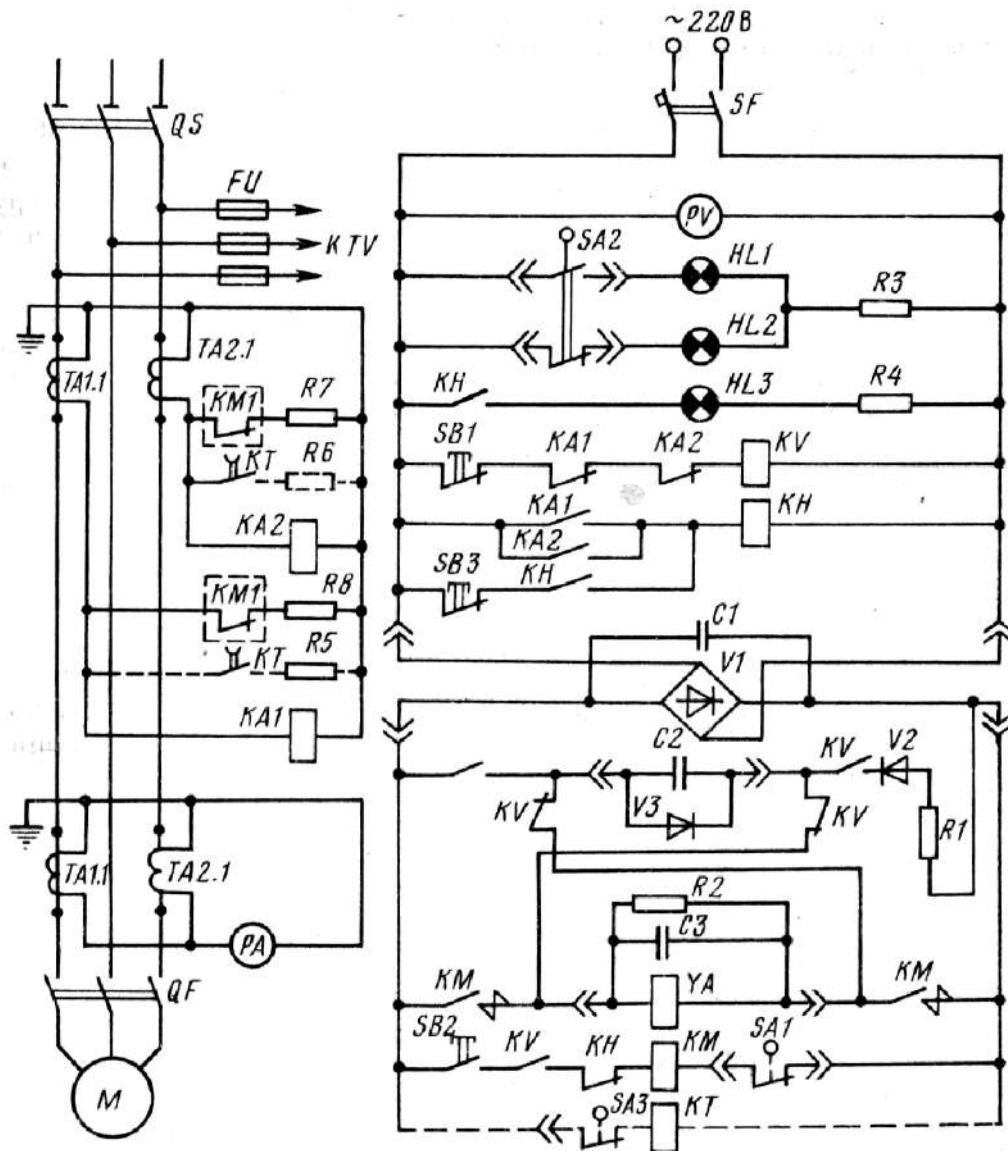


Рис 22 Принципиальная схема КРУ типа 2КВЭ-6/630-10УХЛ2:

QS – разъединитель; QF – вакуумный выключатель; SF – автоматический выключатель; PA – амперметр; PV – вольтметр; FU – предохранители; TA – трансформаторы тока; KM – контактор; KA1, KA2 – токовые реле; SB1-SB2 – кнопки управления; YA – электромагнит; KH, KV, KT – соответственно реле промежуточное; напряжения и времени; SA1-SA3 – вспомогательные контакты выключателя.

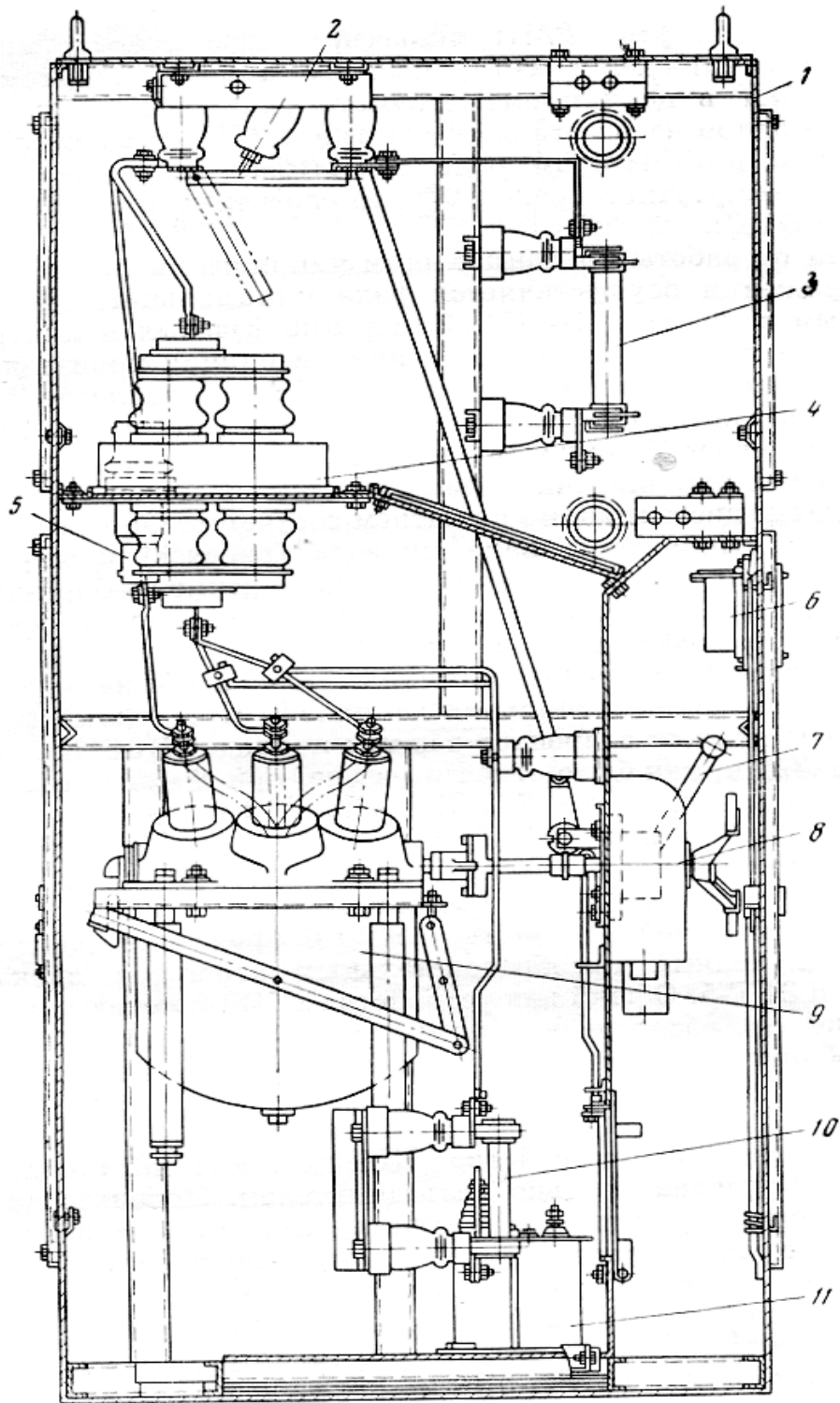


Рис 23 Распределительное устройство 2КВЭ-6.

1 – стальной корпус; 2 – разъединитель; 3 – предохранители силового трансформатора; 4 – трансформаторы тока; 5 – проходной изолятор; 6 – щиток с измерительными приборами и сигнальными лампами; 7 – привод разъединителя; 8 – привод масляного выключателя; 9 – масляный выключатель; 10 – предохранители трансформатора напряжения; 11 – трансформатор напряжения.

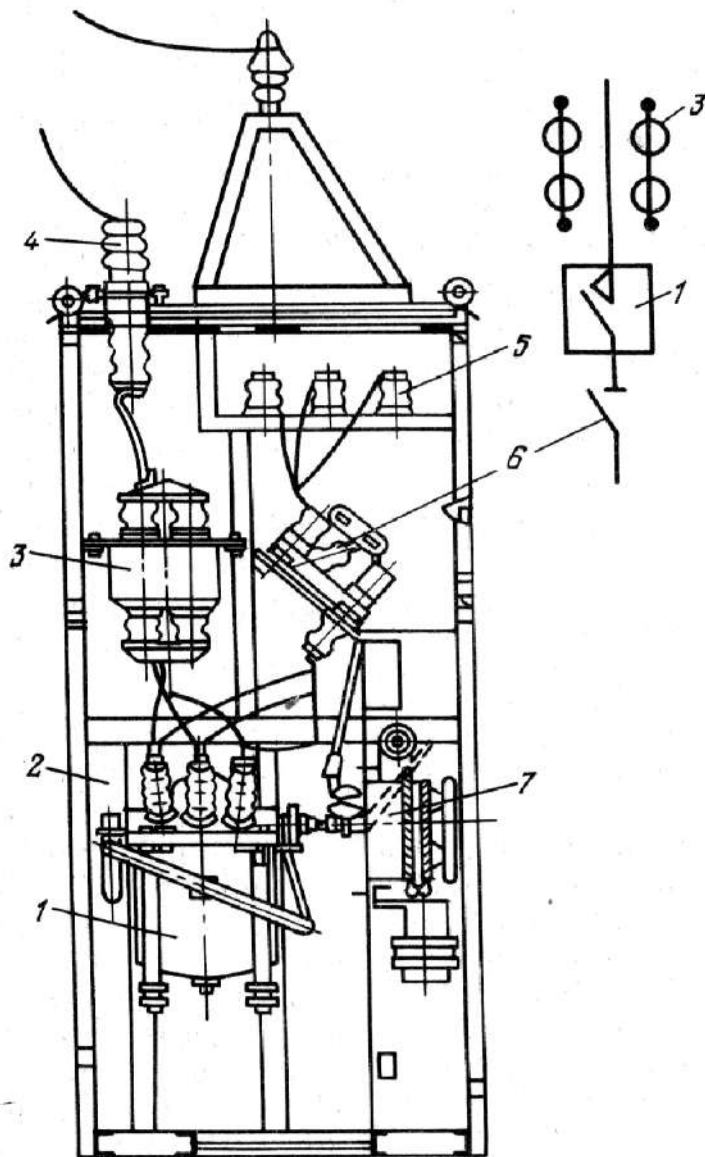


Рис. 24 Комплектное распределительное устройство наружной установки КРУН-10 напряжением свыше 10000 В.

§ 4.8 Карьерные распределительные пункты с вакуумными выключателями

Карьерные распределительные пункты (КРП) предназначены для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока напряжением 6-10 кВ. КРП представляет собой конструкцию, состоящую из установленных на общей раме отдельных металлических ячеек, соединенных между собой болтовыми соединениями. В ячейках устанавливаются:

1. Аппаратура высокого напряжения;
2. Приборы защиты, управления, измерения и сигнализации;
3. Вспомогательные устройства.

Ячейки КРП состоят из отсеков:

1. Приборного;

2. Выкатной части;
3. Трансформаторов тока.

В качестве выдвижных элементов в ячейках могут использоваться тележки:

1. С вакуумными выключателями типа ВВТЭ-10-10/630У2;
2. С трансформаторами напряжения и разрядниками;
3. С силовыми трансформаторами.

В водных шкафах с вакуумными выключателями располагается аппаратура:

1. Управления;
2. Автоматизации;
3. Измерения;
4. Учета ресурса выключателей и учета электроэнергии;
5. Сигнализации.

Секционная часть 6 кВ состоит из двух ячеек:

1. Секционного выключателя;
2. Секционного разъединителя.

В ячейке секционного выключателя устанавливается аппаратура:

1. Управления;
2. Автоматизации;
3. Защиты;
4. Сигнализации;
5. Оперативной блокировки.

В ячейке секционного разъединителя размещаются:

1. Выключатели для секционирования шин вспомогательных цепей;
2. Аппаратура оперативной блокировки.

В ячейках отходящих линий имеется полный комплект устройств вспомогательных цепей:

1. Аппаратура управления;
2. Аппаратура автоматизации;
3. Аппаратура защиты;
4. Аппаратура сигнализации;
5. Аппаратура учета электроэнергии.

Основные виды защиты:

1. Максимальная токовая и токовая отсечка;
2. От замыканий на землю.

Передвижной распределительный пункт типа КРУП (рис.25) предназначен для кабельных сетей в системах электроснабжения подвижного горно-транспортного оборудования.

Передвижной распределительный пункт (ПРП) типа КРУП представляет собой утепленную металлическую оболочку с автоматическим поддержанием температуры не ниже -30°C со встроенной в нее аппаратурой и состоящей из одного вводного, трех выводных, одного релейного шкафов, трансформатора собственных нужд (ТСН), аппаратуры для автоматического подогрева внутри оболочки и коридора обслуживания.

Конструкция КРУП предусматривает возможность установки кабельных разъемов высокого напряжения (ВН) для присоединения во вводном и выводном шкафах гибких экскаваторных кабелей.

ПРП оснащен защитой от нарушения целостности заземляющих жил вводного и выводного кабелей. ПРП транспортируется на салазках с прицепным устройством.

Технические характеристики карьерных распределительных пунктов
с вакуумным выключателем

№	Наименование	КРП	КРУП
1.	Номинальное напряжение, кВ	6-10	6-10
2.	Номинальный ток:		
	главных цепей, А	630	630
	сборных шин, А	1000	630
	отключения выключателя, кА	10	20
3.	Ток термической стойкости 3-секундный, кА	10	20
4.	Ток электродинамической стойкости главных цепей, кА	25	51
5.	Номинальное напряжение вспомогательных цепей постоянного тока, В	220	220
6.	Номинальная мощность встраиваемых трансформаторов СН, кВА	25	25
7.	Выключатель	ВВТЭ-10-10/630У2	ВВТП-10-20/630 УАЛ2
8.	Разъединитель	Штепсельный силовой	РВФ3-10/630П-П МУ
9.	Трансформаторы тока	ТПЛ-10; ТЗЛМ	ТОЛ-10; ТЗЛМ
10.	Трансформаторы напряжения	НТМИ	ЗНОЛО9
11.	Силовой трансформатор	ТМ-20	ТМ-25/10
12.	Аппаратура защиты:		
	максимальной токовой	2РТ-81/1	РТ40
	от замыканий на землю	3ЗП-1	РТ40
	нулевой	РН-54/160	РН-54/160
13.	Число ячеек:		
	ввода	2	1
	секционного выключателя и разъединителя	2	
	отходящих линий	12	3
	трансформаторов напряжения и разрядников	2	1
	силовых трансформаторов	1	1
	аппаратных	1	1

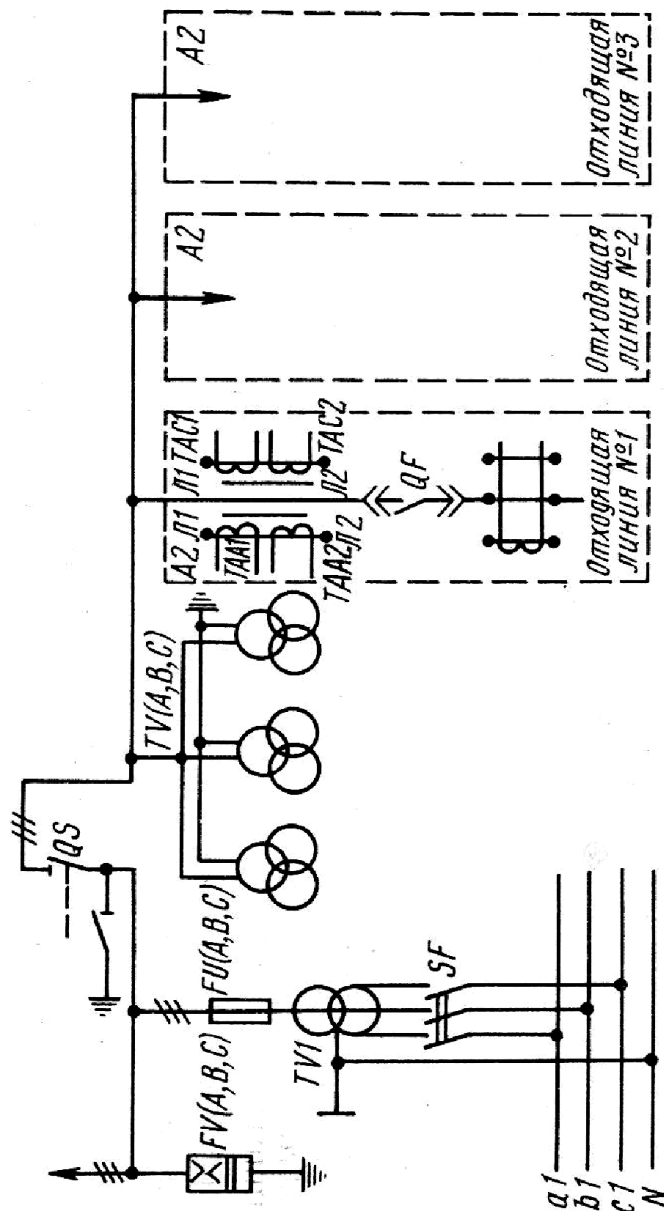


Рис 25 . Однолинейная электрическая схема ПРП типа КРУН

§ 4.9 Передвижные комплектные трансформаторные подстанции с сухими трансформаторами

Передвижные комплектные трансформаторные подстанции с сухими трансформаторами типа ПСКТП предназначены для электроснабжения переменным током передвижных токоприемников карьера (разреза). Подстанции ПСКТП-250/6 и ПСКТП-400/6 – для питания силовых установок.

Со стороны высокого напряжения подстанции могут быть подключены как к воздушным, так и к кабельным сетям.

Подстанция состоит из трех основных узлов:

1. Силового трансформатора;
2. Распределительных устройств высшего напряжения (РУВН);
3. Распределительных устройств низшего напряжения (РУНН).

Техническая характеристика подстанций типа ПСКТП

№	Наименование	ПСКТП-100/6	ПСКТП-250/6	ПСКТП-400/6
1.	Номинальная мощность, кВА	100	250	400
2.	Номинальное первичное напряжение, В	6000±5	6000±5	6000±5
3.	Номинальное вторичное напряжение, В	400; 230	400	400
4.	Схема и группа соединений трансформатора	y/y _н -0	y/ - 11	y/ - 11
5.	Напряжение к.з., %	3,7	3,5	3,5
6.	Ток к.з., %	6	3,5	2,5
7.	Потери к.з. при температуре обмоток 115 ⁰ С, Вт	1500	3000	4500
8.	Потери холостого хода, Вт	980	1600	2500
9.	Габариты, мм	3800x1320x2180	4050x1320x2180	4200x1320x2180
10.	Масса, кг	2500	3500	4300

Все узлы ПСКТП смонтированы на жесткой раме-салазках. Жесткая конструкция рамы-салазок с прицепным устройством позволяет транспортировать подстанцию по любому грунту. В верхней части корпуса имеется специальный фланец-патрубок, к которому при необходимости крепят опору шинную для подключения к ЛЭП на высоте 4,5 м. В нижней части опоры монтируют вентильные разрядники. В РУВН установлены разъединитель с заземляющими ножами и высоковольтные предохранители. Блокировки не позволяют включать заземляющие ножи при включенных силовых ножах разъединителя.

В верхней части РУВН имеются два кабельных силовых ввода, один из которых служит для транзитной передачи высокого напряжения.

Для технического обслуживания и ремонта РУВН имеет три двери: основную с торцевой стороны и две дополнительные с боковых сторон. Между основной дверью и разъединителем установлены дополнительные решетчатые дверцы. Бок-замок предотвращает включение-отключение разъединителя при включенном автоматическом выключателе.

РУНН представляет собой шкаф прямоугольной формы из гнутых стальных листов с комплектом силовой, защитной и измерительной аппаратуры; силовая цепь РУНН – главный автоматический выключатель и три выходных автоматических выключателя для подключения потребителей.

Для защиты от поражения электрическим током и от утечек тока на землю применяется блок АЗУР или реле утечки РУ-380, воздействующее на главный автоматический выключатель. Предусмотрена тепловая защита силового трансформатора от длительных перегрузок.

Для обеспечения нормального температурного режима работы комплектующей аппаратуры при низких отрицательных температурах в РУНН установлены теплоэлектронагреватели, включаемые вручную.

РУНН имеет три двери: основную с торцевой стороны для доступа к панели управления и две боковые дополнительные для технического обслуживания аппаратуры. На панель выведены ручки выключателей, переключатель для включения местного освещения, измерительные приборы и т.д.

§ 4.10 Электроснабжение карьерного электровозного транспорта

Тяговые подстанции бывают преобразовательными, на которых устанавливаются выпрямительные агрегаты, питающие тяговую сеть, и однофазного переменного тока, на которых устанавливаются обычные понизительные силовые трансформаторы. В этом случае выпрямительные агрегаты для питания тяговых двигателей постоянного тока устанавливаются непосредственно на электровозах.

В настоящее время на тяговых подстанциях постоянного тока применяют в основном полупроводниковые выпрямительные агрегаты (взамен ртутных) УВКЭ+1 на выпрямленный ток 200А, 1650 В и ПВЭ-3М, ПВЭ-5А, на токи 3000 и 9000 А, напряжением 3300 В. Агрегаты комплектуются силовыми трансформаторами ТМН-16000/100, ТМН-6300/110 или ТДН-10000/110, ТДН-16000/110, ТДН-25000/110, ТДН-32000/110, ТДН-40000/110. На стороне первичного напряжения подстанций используется обычная коммутационная и защитная аппаратура, а на стороне постоянного тока – однополюсные быстродействующие выключатели ВАБ или АБ.

Элементами тяговой сети (рис.26а) являются:

1. Питающие линии 2;
2. Контактная сеть 3;
3. Секционные выключатели 4;
4. Рельсовая сеть 6;
5. Отсасывающие линии 7.

Электровозы 5 получают питание от контактного провода. Обратным проводом служит рельсовый путь 6 и отсасывающие линии 7. При тяге на постоянном токе принято положительный вывод тяговой подстанции присоединять к контактному проводу, а отрицательный – к рельсам. При питании переменным током (см.рис.26б) одна фаза (с) вторичной обмотки трансформатора присоединяется к рельсам, а две другие фазы (а и в) – к секционированным участкам контактной сети.

Тяговые подстанции часто совмещают с главными подстанциями ГПП, и они имеют аналогичные открытые распределительные устройства (ОРУ). На совмещенных подстанциях переменного тока применяются, как правило, отдельные трансформаторы для питания тяговых и силовых нагрузок. Выводы питающих и отсасывающих линий тяговой сети выполняются воздушными. Места присоединения питающих или усиливающих линий к контактному проводу получили название питающих пунктов, а места присоединения отсасывающих линий к рельсовой цепи – отсасывающих пунктов.

Присоединение тяговых подстанций к ЛЭП или другим подстанциям выполняют двумя линиями. В случае выхода одной из них другая обеспечивает бесперебойную работу тяговой подстанции без снижения нагрузки. На тяговых подстанциях переменного тока устанавливают два трансформатора, каждый мощностью не менее 50% требуемой мощности подстанции.

Схема электропитания и секционирования (деления на участки) контактной сети определяется транспортной схемой и работой карьера. Как правило, участки контактной сети питают по односторонней (консольной) схеме. Секционирование контактной сети осуществляется секционными изоляторами или воздушными промежутками. Такое деление сети дает возможность выключать ее участок для производства ремонтных работ без прекращения движения на других участках.

Число и расположение тяговых подстанций определяются конфигурацией железнодорожных путей и протяженностью участков тяговой сети. Приблизительный радиус питания для постоянного тока составляет 5 км (при 1,5 кВ) и 10 км (при 3 кВ); для переменного тока – 15 км (при 10 кВ). В случае наличия нескольких подстанций возможно параллельное или раздельное питание контактной сети (последнее – предпочтительнее).

Контактная сеть выполняется в виде воздушной подвески и состоит из опорных и поддерживающих конструкций, к которым подвешены контактные несущие и усиливающие провода и различные вспомогательные устройства. Контактные провода применяются профилированные медные марки ТФ и сталеалюминевые марки ПКСА. Подвеска их осуществляется зажимами из латуни, чугуна и стали. Высота подвески центрального (по оси пути) провода над уровнем головки рельса должна быть не менее:

1. На станциях и разъездах – 6250 мм;
2. На перегонах – 5750-6500 мм.

Высота подвески бокового провода на передвижных путях над уровнем головки рельса должна составлять 4400-5300 мм, а расстояние выноса от оси пути – 2700-6000 мм в зависимости от типов электровоза и его токосъемника. Для подвески проводов применяют деревянные, металлические и железобетонные опоры.

Питающие и отсасывающие линии представляют собой обычно одножильные кабели сечением 70-300 мм², проложенные в траншеях, или воздушные линии из алюминиевого голого провода.

Для уменьшения сопротивления току стыки рельсов (исключая передвижные) соединяют отрезком гибкого медного провода сечением не менее 70 мм². Кроме того, выполняют соединения обеих ниток одного пути через 300 м, а межпутные – через 600 м из круглой стали диаметром 18-20 мм.

Защитное заземление опор контактной сети и других сооружений осуществляется как индивидуальными, так и групповыми заземляющими проводами, соединенными с рельсами или средними точками дроссель-трансформаторов. Заземляющие спуски выполняют двумя стальными прутками диаметром более 12 мм. Передвижная контактная сеть постоянного тока, выполненная на деревянных опорах, не заземляется. Система заземляющих устройств тяговой сети в целом определяется проектом.

ЧАСТЬ 2

ГЛАВА 5 НИЗКОВОЛЬТНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ АППАРАТУРА И СХЕМЫ ДИСТАНЦИОННОГО УПРАВЛЕНИЯ

§ 5.1 Назначение и классификация аппаратуры

Электрическая аппаратура – неотъемлемая часть электропривода – предназначена для управления электрическими сетями, электродвигателями, генераторами и трансформаторами. С ее помощью осуществляется защита от повреждений электрооборудования и сетей, автоматизация технологических процессов, сигнализация и блокировка.

Электрическую аппаратуру классифицируют по:

1. Роду тока – постоянного или переменного;
2. Напряжению – низковольтная (до 1000 В, включая 1000 В) и высоковольтная (свыше 1000 В);
3. Принципу действия – электромагнитная, индукционная, тепловая и т.д.;
4. Конструктивному выполнению в отношении защиты окружающей среды – открытая, защищенная, закрытая, герметическая, рудничная и т.д.;
5. Назначению – аппаратура управления, защиты, контроля и сигнализации. В большинстве случаев элементы управления и защиты комплектуются в одном корпусе соответствующего аппарата (автоматический выключатель, магнитный пускатель);
6. Способу управления – ручная, полуавтоматическая и аппаратура дистанционного и автоматического управления.

К аппаратам ручного управления относятся рубильники и пакетные выключатели, контроллеры и командоконтроллеры, пусковые реостаты и т.д.; к ручным полуавтоматическим аппаратам – установочные и фидерные автоматы; к аппаратам дистанционного и автоматического управления – контакторы, магнитные пускатели, реле, усилители, датчики и т.д.

Независимо от принципа действия, назначения, вида исполнения и т.п. все аппараты содержат в основном следующие главные элементы:

1. Контактную систему, обеспечивающую включение и отключение (иногда переключение) силовых цепей;
2. Механизм включения и отключения контактной системы;
3. Дугогасительные устройства;
4. Опорнуб изоляционную панель, на которой монтируются токоведущие части.

Многие аппараты управления (например, закрытого и рудничного исполнения), кроме указанных четырех основных элементов, имеют еще корпус (оболочку), обеспечивающий защиту всех элементов аппарата от воздействия внешней среды и снабженный устройствами:

1. Для подвода и отвода кабелей;
2. Блокировочные устройства, обеспечивающие требования безопасной эксплуатации аппаратов;
3. Элементы защиты (плавкие предохранители, токовые реле, тепловые реле, нулевые реле и т.д.).

§ 5.2 Виды защиты и защитная аппаратура

В условиях открытых горных работ следует различать два основных вида защиты:

1. Защиту электроустановок;
2. Защиту обслуживающего персонала.

Первый вид защиты предусматривает защиту электродвигателей, генераторов, трансформаторов, кабельных и воздушных сетей от чрезмерного повышения тока или сравнительно небольших, но допустимо длительных токов перегрузки, от значительных колебаний напряжения электрического тока.

Второй вид защиты предусматривает защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током и несчастных случаев в результате внезапного самовыключения электроустановки.

В зависимости от вида опасности, которой подвергаются электроустановки, различают следующие основные виды защиты:

1. Максимальную токовую – от чрезмерного повышения электрического тока (от коротких замыканий);
2. Тепловую – от подогрева обмоток электроустановок под действием длительных токов перегрузки;
3. Минимальную и нулевую – соответственно от снижения напряжения в сети ниже допустимой величины и от самовыключения (или от другой электроустановки) электродвигателя.

§ 5.3 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита выполняется с помощью плавких предохранителей или максимальных токовых реле.

Плавкий предохранитель – является простейшим аппаратом максимальной защиты и представляет собой пластинку или проволоку (вставку), расплавляющуюся при протекании по ней тока, величина которого превосходит допустимую.

Низковольтные предохранители (до 1000 В) изготавливаются двух видов:

1. Пробочные – применяются, главным образом, для защиты осветительных установок и двигателей небольшой мощности (на токи до 60 А) (рис. 26);
2. Трубочатые – для защиты силовых сетей и мощных потребителей электрической энергии (на токи до 1000 А).

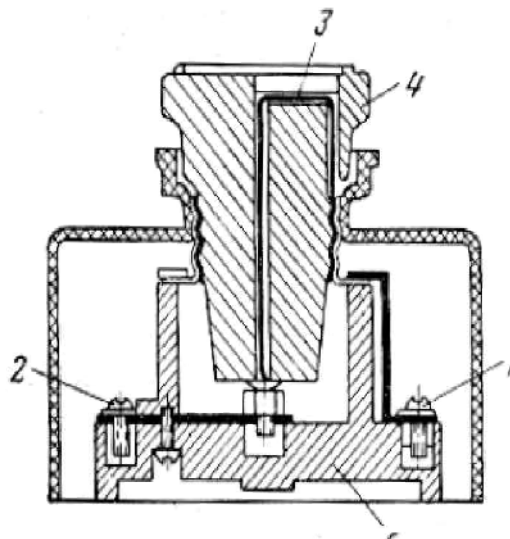


Рис 26. Предохранитель пробочный: 1 и 2 – зажимы; 3 – плавкая вставка; 4 – пробка; 5 – колодка

Трубчатые предохранители применяются в основном двух типов:

1. С кварцевым заполнителем (неразборные НПН и разборные ПН с патроном из стекла или фибры);
2. Незаполненные разборные типа ПР.

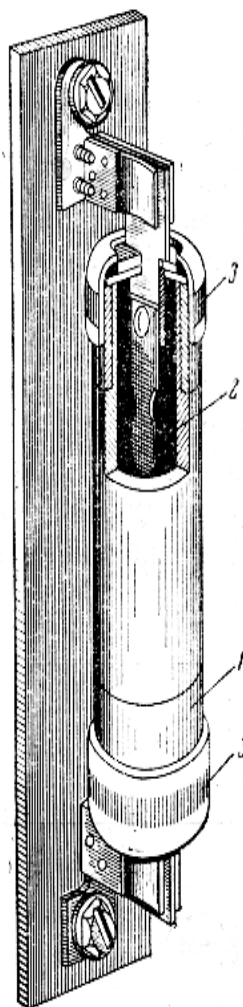


Рис 27. Предохранитель трубчатый разборный типа ПР:
1 – патрон; 2 – плавкая вставка; 3 – крышки патрона

Несмотря на то, что предохранители с заполнением более совершенны (их разрывная способность в 3-8 раз выше по сравнению с предохранителями типа ПР), они менее распространены, чем предохранители ПР.

Предохранители характеризуются номинальным током предохранителя (патрона) и номинальным током плавкой вставки $I_{н.в.}$. Вставка плавится при токе, большем ее номинального тока, причем время плавления зависит от величины тока (или кратности его величины номинальному):

Отношение тока плавления к номинальному	1,25	1,6	1,8	2,0	2,5	3,0	4,0
Время плавления, С	---	3600	1200	40	8	4,5	2,5

Из приведенных данных видно, что плавкая вставка предохранителя при токе больше номинального в 1,25 раза не перегорает, а при токе больше номинального в 1,6 раза перегорает только через 1 час. Электрический двигатель допускает перегрузку в 1,5 раза не более 2 мин. Следовательно, плавкие предохранители защищают электроустановки только от токов короткого замыкания (от сверхтоков) и не защищают их от небольших, но длительных перегрузок.

Плавкие предохранители просты по устройству и дешевы, поэтому они довольно широко применяются в практике. Однако плавкие предохранители – весьма несовершенное защитное устройство, т.к.:

1. Тепловые характеристики не соответствуют тепловым характеристикам электрических двигателей. При перегрузке на 25% предохранитель не расплавляется, а перегрузка двигателя уже на 10-15% вызывает недопустимый перегрев обмоток;
2. Сгорание предохранителя одной из фаз вызывает недопустимый ток перегрузки в двух других фазах двигателя, в результате чего двигатель выходит из строя;
3. Требуется значительное время на смену сгоревшего предохранителя и, следовательно, простой соответствующего оборудования и снижение его производительности;
4. Относительная трудность подбора и возможность установки (на глазок) некалиброванных предохранителей.

При применении предохранителей следует иметь в виду, что в системе с заземленной нейтралью питающего силового трансформатора каждая фаза защищаемой электроустановки должна быть обязательно снабжена отдельными плавкими предохранителями, а в системе с изолированной нейтралью трансформатора можно ограничиться установкой предохранителей только на двух фазах.

Смена предохранителей должна производиться только при отсутствии напряжения на его зажимах и не во время грозы.

Максимальное токовое реле – наиболее совершенное средство защиты электроустановок от недопустимых сверхтоков.

Оно представляет собой электромагнитную катушку с небольшим числом витков проволоки большого сечения, которая включается в рассечку фазы цепи главного тока у аппаратов низкого напряжения и обязательно через трансформатор тока в цепях высокого напряжения.

Катушка К (рис.28), включенная последовательно в цепь, при нормальном рабочем токе не в состоянии притянуть якорь Я, и автомат будет находиться во включенном положении. В случае короткого замыкания в цепи катушки появится большой ток, она притянет якорь, который освободит защелку З механизма отключения, и автомат под действием пружины П отключит поврежденный участок от сети.

Настройка величины тока отключения (уставка) реле производится изменением величины натяжения пружины Пр, связанной с якорем Я.

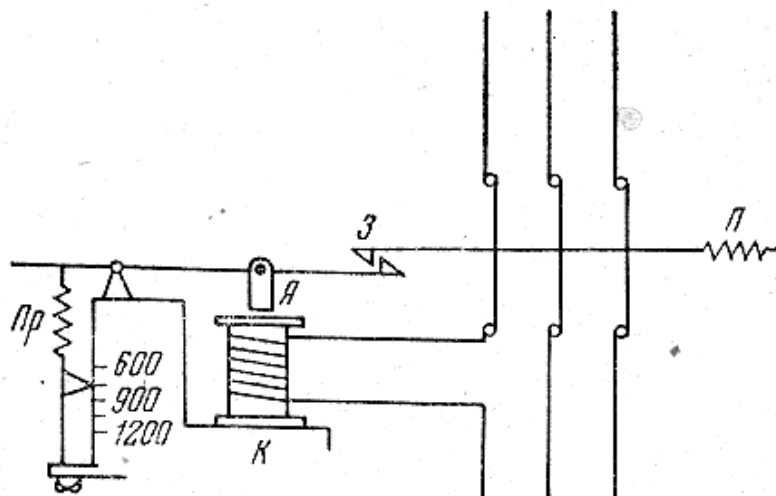


Рис 28. Схема максимального реле.

Ток уставки максимального реле автоматических выключателей и магнитных пускателей, защищающих магистраль, определяется суммами номинальных токов всех потребителей, питающихся от данной магистрали, и номинальным пусковым током наиболее мощного электродвигателя.

При выборе токовой уставки для защиты одиночного асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором учитывают только номинальный пусковой ток.

$$I_y \geq I_{п. \text{пуск.}}$$

В случае применения универсальной максимальной защиты (УМЗ), максимальную защиту отстраивают не по номинальному, а по фактическому пусковому току.

$$I_y = I \cdot I \cdot I_{п.ф.}$$

При защите осветительной нагрузки максимальную защиту отстраивают $I_y \geq 3 \cdot I_{п.раб.}$

где 3 – коэффициент, учитывающий увеличение значения тока в момент включения накаливания и колебания напряжения в кабельной сети;

$I_{п.раб.}$ – номинальный ток нагрузки, А.

Для надежности защиты выбранная уставка тока максимального реле должна быть проверена по току двухфазного к.з. в наиболее удаленной точке защищаемой сети с соблюдением условия

$$\frac{I^{(2)}_{к.з.}}{I_y} \geq 1,5$$

где $I^{(2)}_{к.з.}$ – расчетный ток (А) двухфазного металлического к.з., определяемый при нагреве жил кабеля до 65⁰С и напряжении трансформатора 690, 400, 133 В;

1,5 – коэффициент, учитывающий инерции коммутационного аппарата.

Реле максимального тока, обязательно устанавливаемые на всех трех фазах при заземленной нейтрали трансформатора, в условиях изолированной нейтрали в угольных разрезах устанавливаются обычно на двух фазах. Однако, учитывая возможность отказа защиты от тока к.з. при несфазированной сети, применяют установку максимальных токовых реле на всех трех фазах и при изолированной нейтрали.

Преимуществами максимальных токовых реле перед плавкими вставками являются:

1. Одновременность выключения тока во всех трех фазах;
2. Малая затрата времени последующего включения аппарата управления, отключенного максимальным реле;
3. Легкость регулирования величины отключающего тока и четкость действия защиты.

Однако максимальные реле, как и плавкие предохранители, имеют неудовлетворительную тепловую характеристику и, следовательно, не защищают двигатели от перегрева. Такая защита осуществляется тепловыми реле.

§ 5.4 Выбор плавких предохранителей в сетях напряжением до 1000 В

Номинальное напряжение предохранителей и вставок должно соответствовать номинальному напряжению сети.

Номинальный ток плавкой вставки выбирается в зависимости от характера нагрузки. Для трехфазных асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором номинальный ток плавкой вставки определяется:

$$I_{н.в.} = \frac{I_{н.пуск}}{1,6 \div 2,5}, A,$$

где $I_{н.пуск}$ – номинальный пусковой ток двигателя, А;

$1,6 \div 2,5$ – коэффициент, обеспечивающий не перегорание плавкой вставки при пуске электродвигателей с короткозамкнутым ротором. Для нормальных условий пуска (редкие пуски и быстрый разгон) значение этого коэффициента следует принимать = 2,5, а для тяжелых условий (частые пуски при длительном разгоне) = $1,6 \div 2$ (для крановых двигателей, имеющих большую частоту включений, независимо от условий пуска = $2,0 \div 2,5$).

Далее по полученному результату для защиты электроустановки принимается плавкая вставка с ближайшим к расчетному значением ее номинально тока.

Номинальные токи предохранителей и плавких вставок

№	Исполнение	Тип	Номинальные значения тока, А	
			патрона	плавкой вставки
1.	Патрон закрытый разборный (фибровый без наполнителя)	ПР-2	15	6, 10, 15
			60	15, 20, 25, 35, 60
			100	60, 80, 100
			200	100, 125, 160, 200
			350	200, 225, 260, 300, 350
2.	Патрон закрытый неразборный (стеклянный) с наполнителем	НПН-15 НПН-60	15	6, 10, 15
			60	15, 20, 25, 35, 45, 60
3.	Патрон закрытый разборный (фарфоровый) с наполнителем	НПР-100 НПР-200 ПН-Р-100 ПН-Р-250 ПН-Р-400	100	60, 80, 100
			200	100, 125, 160, 200
			100	30, 40, 50, 60, 70, 100
			250	70, 100, 120, 150, 200, 250
			400	200, 250, 300, 350, 400

Для двигателей с фазным ротором (и осветительных нагрузок) номинальный ток плавкой вставки $I_{н.в.} = (1 \div 1,25) \cdot I_{н.дв.}$,

где $I_{н.дв.}$ – номинальный ток двигателя (или рабочий ток осветительной нагрузки), А.

Основным условием выбора предохранителей является мгновенное сгорание плавкой вставки при проходе через нее токов короткого замыкания (т.к.з.). Следовательно, для надежной защиты двигателей или кабелей от токов к.з. в конце защищаемого участка необходимо, чтобы выбранная плавкая вставка отвечала условию:

$$\frac{I_{к.з.}^{(2)}}{I_{н.в.}} \geq 4 \div 7,$$

где $I_{к.з.}^{(2)}$ – ток двухфазного к.з. в конце защищаемого участка;

$4 \div 7$ – кратность, обеспечивающая своевременное перегорание плавкой вставки при возможном минимальном токе двухфазного короткого замыкания в защищаемой сети.

Следовательно, ток плавкой вставки должен быть в 4 ± 7 раз меньше минимально возможного т.к.з. защищаемой сети, в этом случае сгорание вставки произойдет через $0,4 \div 1,0$ сек.

Кроме того, защищаемый кабель также должен быть проверен на соответствие его сечения току выбранного предохранителя.

§ 5.5 Тепловая защита

Тепловая защита с помощью тепловых реле осуществляется для защиты электродвигателей от длительно недопустимой перегрузки в установившемся режиме работы.

Для предупреждения перегрева обмоток двигателей защита должна реагировать не только на величину тока, но и на результат его теплового действия $I^2 t$, т.е. защита должна реагировать (срабатывать) в зависимости от температуры нагрева обмоток двигателя. Более полно этому требованию удовлетворяют тепловые реле, встраиваемые в аппараты управления (магнитные пускатели, автоматы) или непосредственно в корпус электродвигателя. Основным рабочим элементом теплового реле является биметаллическая пластина, представляющая собой жестко связанные друг с другом (путем клепки или холодной прокатки) пластинки из двух металлов с различными коэффициентами линейного расширения.

При нормальной температуре (273-293⁰К или 0-20⁰С) биметаллическая пластинка имеет прямолинейную плоскую форму, при повышении же температуры она изгибается в сторону металла, имеющего меньший температурный коэффициент линейного расширения. Этот изгиб и используется для размыкания контактов теплового реле и, следовательно, автоматического отключения двигателя от сети.

Тепловой элемент 1 (рис.29) (нихромовое сопротивление в виде проволоки или фигурной пластинки) включается последовательно в цепь главного тока. Биметаллическая пластинка 2, расположенная внутри теплового элемента или сбоку от него, одним концом жестко прикреплена к стойке 6, а другим упирается в рычаг 4. Контакт 3 в этом положении замкнут.

При повышении тока в силовой цепи (при перегрузках двигателя) увеличивается нагрев теплового элемента и биметаллической пластинки, которая, расширяясь, выгибается и освобождает рычаг 4. Рычаг под действием пружины 5 размыкает контакт. При этом отключается автоматический выключатель и защищает двигатель от перегрузки.

Для включения аппарата после срабатывания теплового реле контакт необходимо вернуть в исходное положение нажатием кнопки возврата теплового реле, предусмотренной в аппарате.

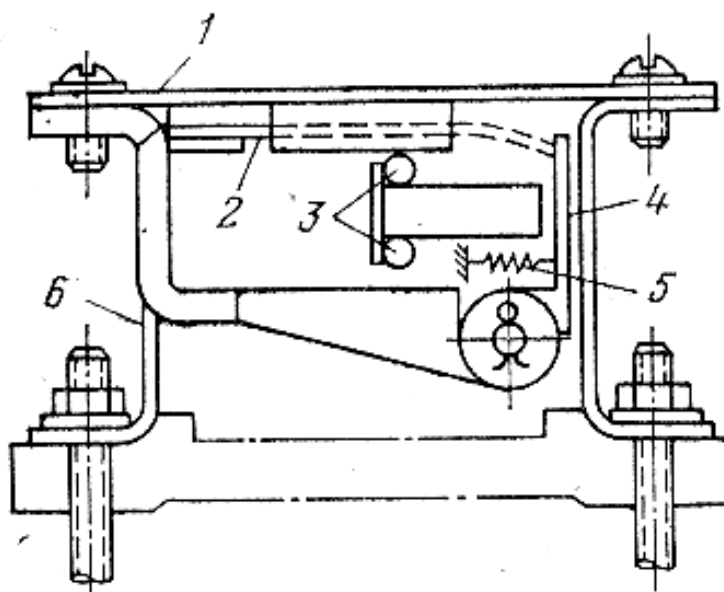


Рис. 29 . Устройство теплового реле.

При дистанционном управлении автоматическим выключателем (магнитным пускателем) взвод теплового реле осуществляется одним из промежуточных реле или специальным электромагнитом.

Время срабатывания теплового реле (рис.30), зависящее от величины тока, тем меньше, чем больше перегрузка двигателя. Из графика видно, что при семикратной величине тока (это соответствует пуску двигателя с короткозамкнутым ротором), тепловое реле отключает автоматический выключатель через 10 сек., при трехкратной перегрузке – через 35 сек., при полуторной – 3 мин.

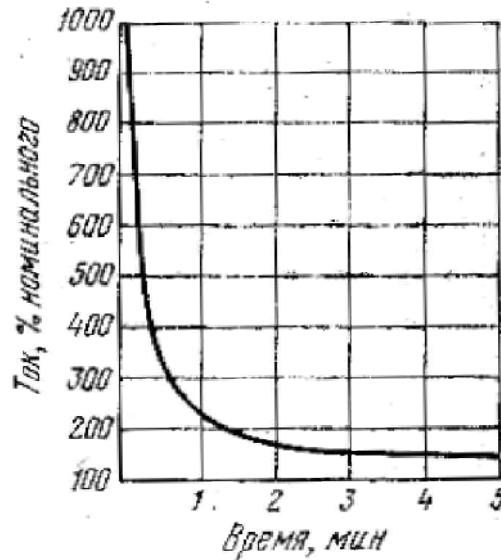


Рис 30. Характеристика теплового реле

Следовательно, тепловое реле вследствие своей тепловой инерции не реагирует на кратковременные толчки тока при пуске двигателя, но зато реагирует на недопустимый нагрев. Однако при к.з. большой ток может вывести из строя тепловое реле (сгорит тепловой элемент) и оно не успеет подействовать. Поэтому, применяя тепловое реле для защиты от длительных перегрузок, необходимо последовательно с ним устанавливать максимальное реле или плавкие предохранители для защиты от к.з. Некоторые аппараты управления (например, установочные автоматы) снабжаются комбинированными максимально-тепловыми реле, в которых при к.з. действует электромагнитный элемент, а при перегреве – тепловой. Иногда функцию защиты от к.з. выполняют автоматические выключатели или предохранители, установленные на подводящем фидере.

Тепловое реле обычно включают на две фазы, а выбор нагревательных элементов производят по наибольшему рабочему току нагрузки двигателя $I_{н.э.} \approx I_{р.дв.}$.

Тепловые реле защищают двигатели от недопустимого перегрева только тогда, когда температура воздуха, окружающего реле и двигатель, одинакова и когда двигатель работает в длительном режиме.

В других случаях (например, при работе двигателя в повторно-кратковременном режиме) тепловые реле не обеспечивают эффективную защиту двигателя от опасных перегрузок ввиду значительного различия тепловых характеристик двигателя и реле. Поэтому наиболее надежной защитой электроустановок от перегрева считается температурное реле, встраиваемое внутрь двигателя и прикрепляемое к лобовым частям обмотки.

Устройство дифференциального температурного реле ДТР (рис.31), реагирует не только на температуру обмотки двигателя, но и на скорость ее нарастания. Вследствие этого при небольших перегрузках ДТР срабатывает сравнительно медленно, а при затянувшихся пусковых токах – весьма быстро.

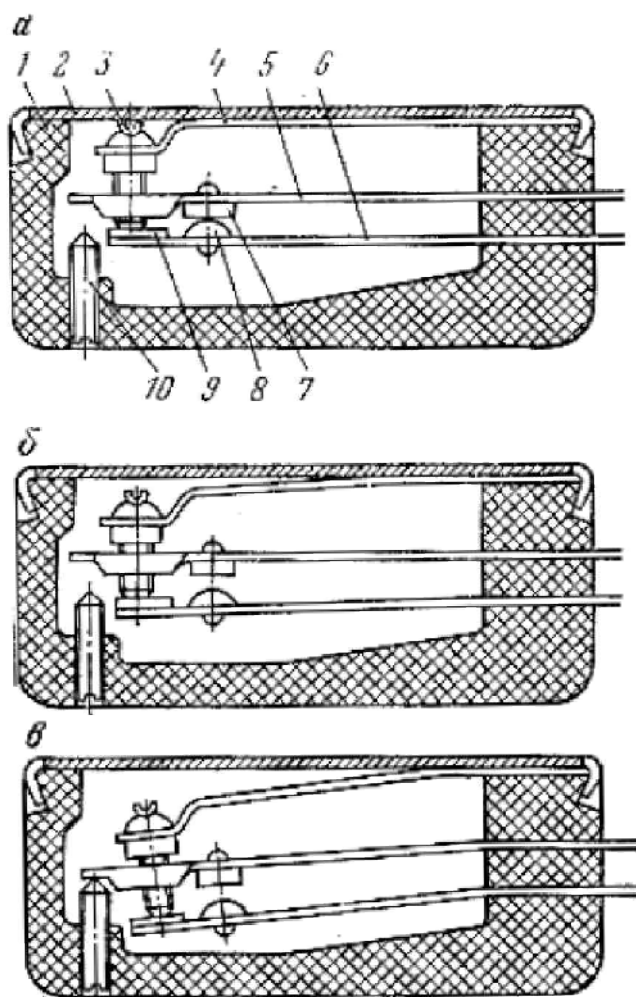


Рис 31. Положение контактов дифференциального температурного реле (ДТР) конструкции ВНИИВЭ: а – в нормальном состоянии; б – при небольшой длительной перегрузке; в – при затяжном пусковом токе

Реле ДТР (рис.31а) состоит из пластмассового корпуса 1, теплопроводящей медной крышки 2, непосредственно прилегающей к обмотке двигателя, термобиметаллических пластин 4 и 5, контактов 7 и 8, укрепленных на контактной пластине 6, изоляционной прокладке 9. Регулировка реле производится винтами 3 и 10.

При небольших перегрузках двигателя тепло от его обмотки сравнительно медленно передается пластинам 4 и 5, которые постепенно передвигаются вниз до тех пор, пока пластина 5 не упрется в винт 10. После этого разомкнутся контакты 7 и 8, включенные в цепь управления магнитного пускателя (рис.31б).

При затяжных пусковых токах вследствие быстрого нарастания температуры пластина 4 оказывается более нагретой, чем пластина 5, и, перемещаясь быстрее, разомкнет контакты 7 и 8 (рис.31в).

Контакты реле включаются последовательно в цепь дистанционного управления магнитными пускателями, хотя могут также включаться в цепи звуковой и световой

сигнализации. Через 2 ± 10 минут после отключения пускателя (в зависимости от конструкции двигателя) изоляция обмоток охлаждается до допустимой температуры, контакты реле вновь автоматически замыкаются и двигатель включается.

§ 5.6 Минимальная и нулевая защиты

В электрических сетях, питающих электродвигатели карьерных установок, величина напряжения колеблется в значительных пределах. Уменьшение величины напряжения у асинхронных двигателей ведет к резкому уменьшению вращающего момента, повышению рабочего тока и недопустимому перегреву двигателей. Кроме того, снижение напряжения может привести к «опрокидыванию» асинхронного двигателя. Значительную опасность для обслуживающего персонала представляет также внезапно появление напряжения (после исчезновения) на зажимах двигателя при внезапном самовключении установки, т.к. возможны несчастные случаи. Чтобы не допустить этого, применяют минимальную или нулевую электромагнитную защиту.

Минимальная защита отключает установку от сети при уменьшении напряжения до 60-70% номинального, а нулевая – при полном исчезновении напряжения или уменьшения его до 85%.

Минимальную защиту применяют, главным образом, для двигателей с фазным ротором, а нулевую – для двигателей с к.з. ротором, у которых толчки пусковых токов, вызванных колебаниями напряжения, не представляют для него большой опасности.

Катушки электромагнитных реле минимальной или нулевой защиты (рис.32) включают параллельно между двумя фазами, контролируя величину напряжения. При нормальном напряжении сети ток, протекающий по катушке К, удерживает якорь Я в притянутом положении. Снижение или исчезновение напряжения в питающей сети вызывает уменьшение величины тока и намагничивающей силы катушки К, якорь Я под действием собственного веса и силы регулировочной пружины Пр отпадает, освобождая защелку З, аппарат под действием пружины П отключает электродвигатель от сети. После подачи напряжения в сеть необходимо включить аппарат управления. Самопроизвольный запуск двигателя – ИСКЛЮЧЕН.

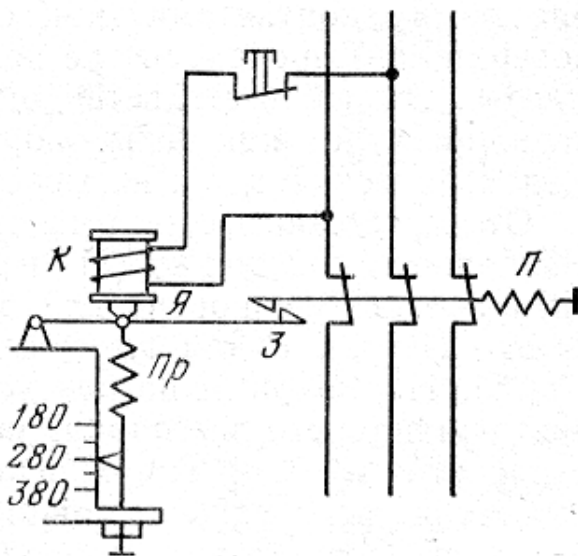


Рис 32 . Схема минимального (внутреннего) реле.

В магнитных пускателях роль нулевой защиты выполняет контакторная катушка, а минимальной защиты – катушка промежуточного реле пускателя (при наличии данного реле в пускателе). Минимальная и нулевая защиты не имеют выдержки времени, поэтому при кратковременном падении напряжения или исчезновении его происходит ненужное отключение электроустановок, что нарушает технологический процесс на предприятиях. Это приводит к ненужным простоям оборудования и браку продукции. Поэтому рекомендуется минимальную и нулевую защиты выполнять с выдержкой времени около 0,5 секунды.

§ 5.7 Конструкции контактов и материалы, применяемые для их изготовления

Все электрические аппараты, предназначенные для включения и отключения приемников электрической энергии, имеют:

1. Неподвижные (жесткие) контактные соединения – предназначены для жесткого присоединения внутренних токоведущих частей или соединительных проводов к аппарату;
2. Размыкающие (подвижные) контактные соединения – предназначены для замыкания и размыкания управляемых электрических цепей во время работы аппарата.

Контактное соединение (контакты) состоит из двух проводников определенной формы, от конструкции, состояния и материала которых в значительной мере зависит надежность работы аппарата.

Электрическое сопротивление цепи с контактами больше сопротивления такой же цепи без контактов, т.к. сопротивление (электрическое) между контактами (как бы тщательно ни подгонялись их поверхности) происходит не по всей поверхности, а в нескольких точках. Сопротивление, вносимое контактами в электрическую цепь, называется переходным.

От переходного сопротивления контактов (т.к. оно ограничивает допустимый ток, проходящий через контакты) зависит их нагрев. Наибольший допустимый нагрев контактов при длительной нагрузке для низковольтной аппаратуры составляет 80-110⁰С, а для аппаратов высокого напряжения – 75⁰С (348⁰К). Нормальный нагрев контактов обеспечивается при условии правильного выбора аппарата по рабочему току нагрузки и при относительно малом переходном сопротивлении контактов. Величина переходного сопротивления контактов зависит от величины их соприкосновения, силы их нажатия, состояния и материала контактов. В наиболее тяжелых условиях работают подвижные контакты и особенно размыкающие большие токи. Поэтому в таких аппаратах часто применяют двойные (или тройные) контакты: главные и дугогасительные.

Наиболее типичные конструкции коммутационных подвижных контактов низковольтных аппаратов показаны на рисунке 33.

Рычажные, мостиковые, врубные и роликовые контакты применяются в основном на большие номинальные токи (десятки ампер и выше). Контакты с плоскими пружинами используются преимущественно в слаботочных аппаратах. В зависимости от характера соприкосновения контактирующих поверхностей они могут быть точечными (касание в одной точке), линейными (касание по линии) или плоскостными (касание по плоскости).

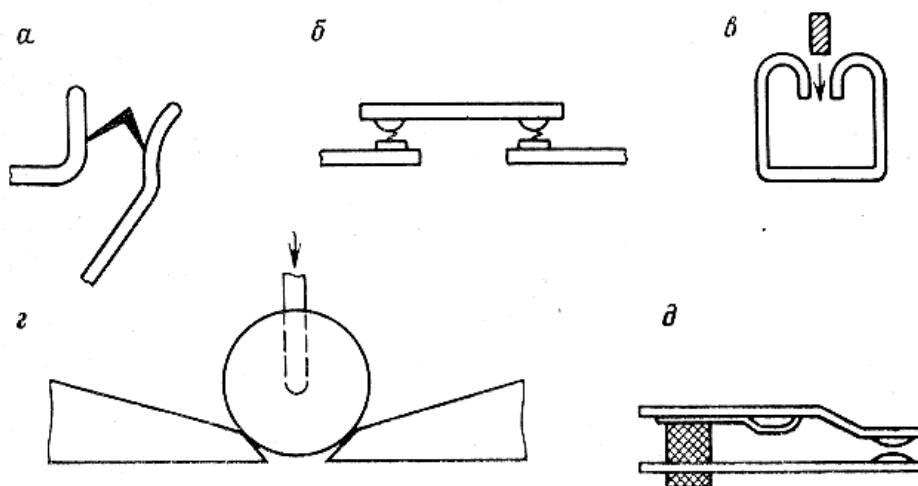


Рис 33 . Основные конструктивные разновидности контактов:
 а – рычажные; б – мостиковые; в – врубные; г – роликовые; д – с плоскими пружинами

Соприкосновение контактных поверхностей по линии может быть, например, между плоскостью и цилиндром, между контактами особой формы (рис.33а, г). Точечный контакт может иметь место при соприкосновении плоскости с полусферой или двух полусфер (рис.33б, д), а плоский – при соприкосновении двух плоскостей и более (рис.33в).

В большинстве современных электрических аппаратов управления применяются линейные контакты, имеющие значительные преимущества перед плоскими и точечными контактами. Для линейных контактов даже при малых усилиях нажатия характерно относительно малое переходное сопротивление и, следовательно, достаточная устойчивость в отношении механических деформаций при продолжительной работе аппаратов. На втором месте стоят точечные контакты, переходное сопротивление которых выше, чем линейных, но ниже, чем плоских контактов.

Материалы, применяемые для контактов, должны удовлетворять следующим требованиям:

1. Высокая механическая прочность;
2. Высокая электропроводность;
3. Теплостойкость (дугостойкость);
4. Антикоррозионность;
5. Простота обработки;
6. Экономичность.

Выбором материала в большей мере определяется срок службы контактного соединения.

В качестве материалов для контактов в основном применяют:

1. Медь и ее сплавы – латунь и бронзу;
2. Серебро;
3. Вольфрам;
4. Металлокерамические материалы и пр.

Особо высокими свойствами обладают контакты, выполненные прессованием из смеси порошков различных металлов, в частности, содержащих окиси кадмия, вольфрам, медь, серебро и др. Такие контактные материалы называются металлокерамическими, а метод получения их – порошковой металлургией.

§ 5.8 Способы гашения электрической дуги

При размыкании контактов под нагрузкой между ними возникает электрическая дуга, мощность которой зависит от величины отключаемого тока и напряжения. Образование электрической дуги между расходящимися контактами объясняется наличием ЭДС самоиндукции, накладывающейся на основное напряжение цепи, и ионизации воздушного промежутка. Ионизированный газ становится проводником тока и способствует возникновению и горению дуги, температура которой в центральной ее части достигает $1300-4000^{\circ}\text{C}$ ($6000-18000^{\circ}\text{K}$). Контакты при этом оплавляются и быстро выходят из строя. Для сокращения времени горения дуги и увеличения срока службы контактов применяют специальные дугогасительные устройства. В низковольтных аппаратах применяют в основном дугогасительные катушки и камеры (обычно вместо в аппаратах постоянного тока), а также решетки (в аппаратах переменного тока).

Принцип действия дугогасительной катушки показан на рисунке 34. Последовательно в цепь контактов 1 и 2 включается катушка 3, имеющая малое число витков большого сечения. Для сосредоточения магнитного потока в пространстве между контактами с обеих сторон дугогасительной катушки располагают стальные щеки (на рисунке не показано), в которых крепится дугогасительная с асбоцементными стенками камера. При размыкании контактами цепи тока в результате взаимодействия между током дуги и магнитным потоком Φ катушки возникает сила F , которая растягивает дугу на расходящиеся концы контактов. Дуга, соприкасаясь со стенками дугогасительной камеры, быстро охлаждается и гаснет.

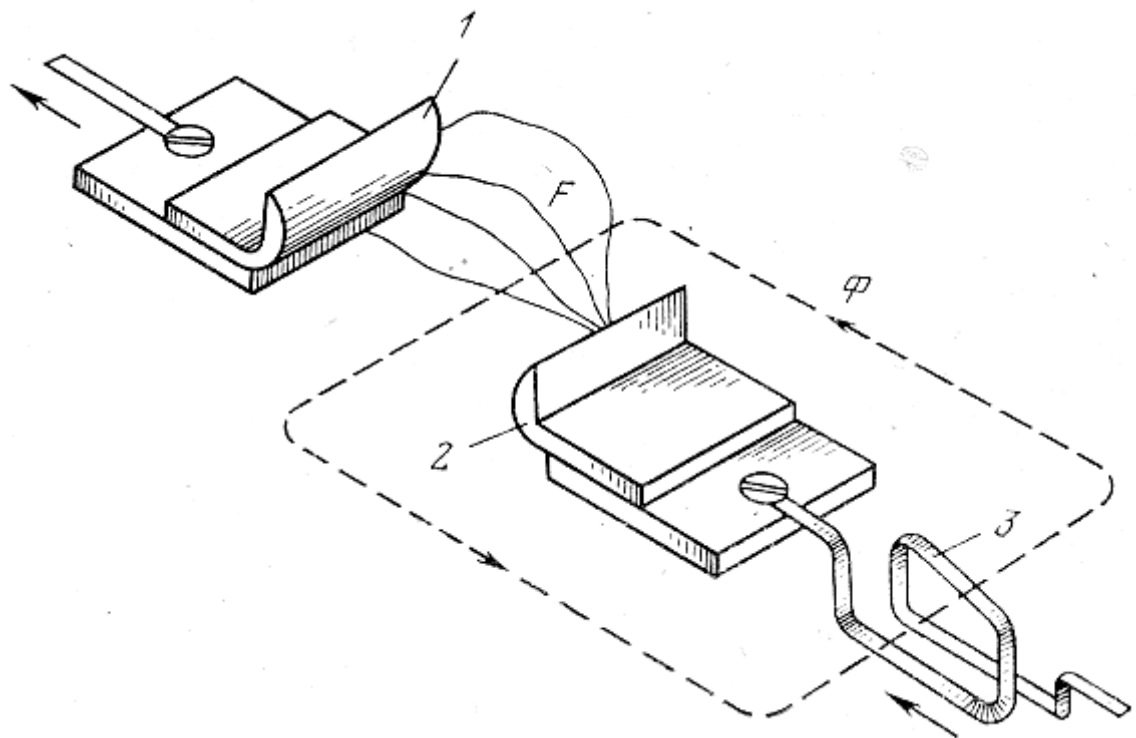


Рис 34 Принцип действия дугогасительной катушки.

Принцип действия дугогасительной (деионной) решетки показан на рисунке 36. Дугогасительная решетка состоит из ряда изолированных друг от друга омедненных стальных пластин, закрепленных в асбоцементных щеках. Такую решетку устанавливают над контактами аппарата переменного тока. При размыкании контактов 1 и 2 возникает дуга и под воздействием силы F , обусловленной смещением магнитного потока Φ дуги в сторону пластин, затягивается внутрь решетки, где дуга рассекается на отдельные короткие горячие дуги, быстро охлаждается и при первом же переходе синусоидального тока через нулевое значение гаснет.

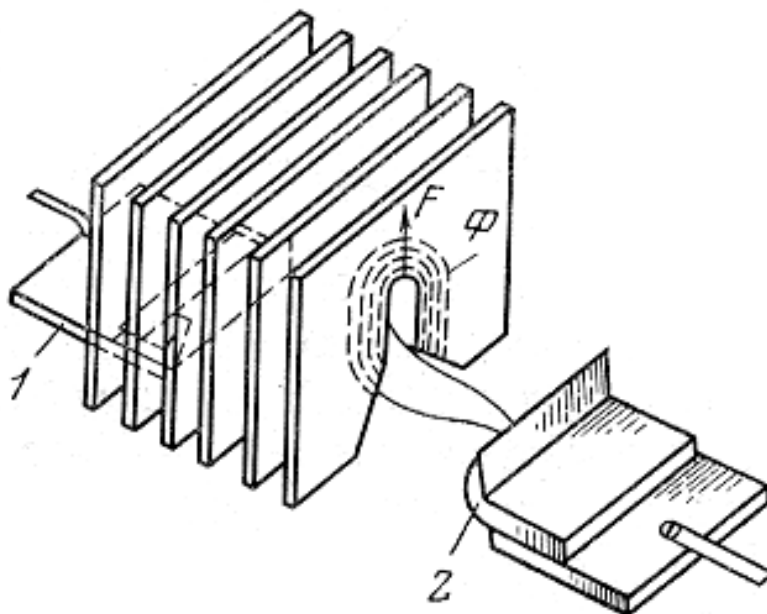


Рис 35 Принцип действия дугогасительной решетки

§ 5.9 Аппаратура ручного управления.

К аппаратам ручного управления относятся рубильники, переключатели, пакетные выключатели, сопротивления и реостаты, контроллеры, командоаппараты, пускатели с ручным приводом и автоматические выключатели.

Рубильники – простейшие аппараты ручного управления – применяются при редких замыканиях и размыканиях электрических цепей.

Переключатели отличаются от рубильников наличием второй системы неподвижных контактов и применяются в основном для реверсирования электродвигателей.

Рубильники и переключатели изготавливаются одно-, двух- и трехполюсными с передним и задним присоединением проводов, с центральной и боковой рукоятками и рычажным приводом, открытые и закрытые, на номинальные токи от 100 до 1000 А.

Пакетные выключатели получили широкое применение для включения, выключения и переключения электрических цепей на номинальные токи от 6 до 250 А. Конструкция их контактной системы обеспечивает быстрое и не зависящее от скорости поворота рукоятки переключение контактов и ускоренное гашение дуги.

Пусковые и регулировочные резисторы (сопротивления) и реостаты применяются для пуска и изменения скорости вращения двигателей и напряжения генераторов. Их включают в обмотки машин как дополнительные сопротивления для регулирования тока. Для этой цели применяются стальная, нихромовая, фехрелевая, никелиновая и другие проволоки или лента, намотанные на изоляционный каркас. Для больших токов применяют ящики сопротивлений (например – ЯС-2, состоящий из двадцати чугунных зигзагообразных элементов, установленных на двух изолированных шпильках).

Реостаты представляют собой набор сопротивлений (резисторов), снабженных переключающим устройством. По назначению они разделяются на пусковые и регулировочные.

Пусковые реостаты предназначены для снижения пусковых токов электродвигателя. Их нельзя оставлять включенными на длительное время.

Регулировочные реостаты предназначены для регулирования тока или напряжения в цепях управления электродвигателей или генераторов.

Реостаты бывают проволочные (металлические) и жидкостные. Металлические реостаты могут иметь масляное или воздушное охлаждение. В жидкостных реостатах часто используют 10-15%-ный водный раствор соды.

Контроллеры – служат для включения, отключения, реверсирования, а в комплексе с резисторами (сопротивления) и для регулирования частоты вращения электродвигателей. Все необходимые переключения в цепях главного тока электродвигателей производятся контактами контроллеров, управляемые вручную.

По конструктивному исполнению контактных устройств контроллеры бывают барабанные, кулачковые и плоские.

Барабанный контроллер состоит в основном из трех частей:

1. Барабана, выполненного из изоляционного материала и на котором закреплены подвижные контакты в виде профилированных сегментов из меди;
2. Изолированные рейки с закрепленными на ней неподвижными контактами-пальцами (щетками), расположенными вдоль барабана;
3. Стального или чугунного корпуса (с кожухом), внутри которого смонтирована контактная система с барабаном.

При повороте барабана штурвалом в ту или другую сторону подвижные контакты-сегменты поочередно находят (или сходят) на неподвижные контакты и замыкают (или размыкают) соответствующие цепи электродвигателя.

Недостатком барабанных контроллеров является быстрый износ контактов из-за трения между пальцами и сегментами. Поэтому эти контроллеры применяют при числе включений не более 240 в час.

Кулачковый контроллер имеет подвижные и неподвижные контакты (с дугогасительными камерами) контактного типа, смонтированные на искроупорных изоляционных досках. Причем подвижные контакты располагают против неподвижных. Контакты замыкаются рабочей пружиной, а размыкаются закрепленными на валу фасонными кулачковыми шайбами. Последовательность замыкания контактов при повороте вала (и, следовательно, кулачковых шайб) контроллера определяется профилем кулачковых шайб. Кулачковые контроллеры обладают высокой (относительно) электрической и механической прочностью и допускают до 600 включений в час.

Плоский контроллер представляет собой изоляционную панель с закрепленными на ней в несколько рядов неподвижными контактами, соединенными с элементами (ступенями) сопротивлений. По контактам скользят щетки, укрепленные на траверсе. Плоские контроллеры имеют большее число ступеней, чем барабанные и кулачковые, и применяются для более точного регулирования электродвигателей.

На рисунке 36 показан общий вид (при снятом кожухе) кулачкового контроллера для управления асинхронным двигателем с фазным ротором.

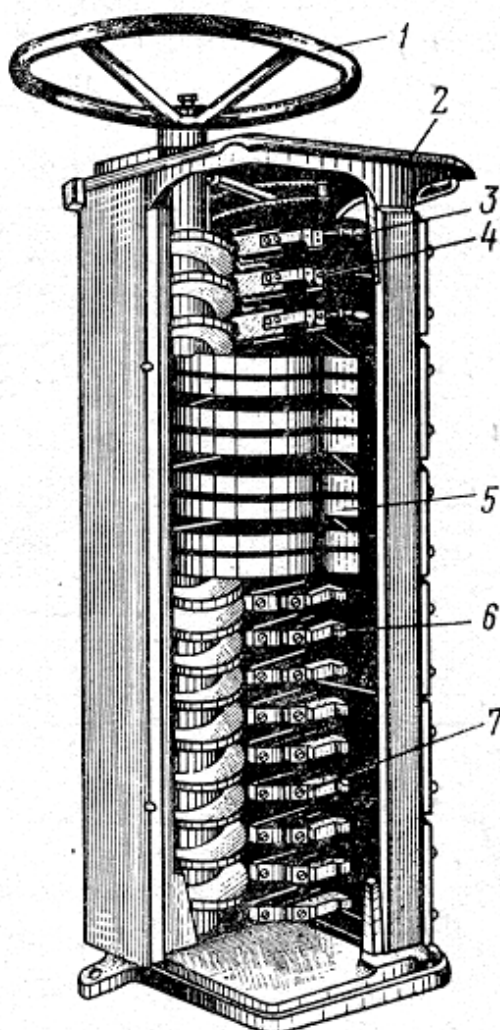


Рис 36. Кулачковый контроллер.

Внутри дугогасительных камер 5 расположены контакты для управления цепью статора двигателя. Ниже камер – подвижные 6 и неподвижные 7 контакты роторной цепи. Выше – блок-контакты 4. На валу внутри корпуса 2 контроллера укреплены профилированные кулачковые шайбы 3, а снаружи – маховик (штурвал) 1.

Схема управления асинхронным электродвигателем с фазным ротором с помощью кулачкового контроллера показана на рисунке 37. Из схемы видно, что в самом контроллере К отсутствуют элементы защиты электродвигателя от токов к.з. и колебаний напряжения в сети. Поэтому перед контроллером в статорной цепи устанавливают контактор с максимальными токовыми реле (или автоматический выключатель). Максимальное токовое реле защищает двигатель от токов к.з., а включающая катушка контактора Л выполняет функцию нулевой и минимальной защиты. В случае необходимости в цепь включающей катушки контактора могут быть включены размыкающие контакты концевого и аварийного выключателей.

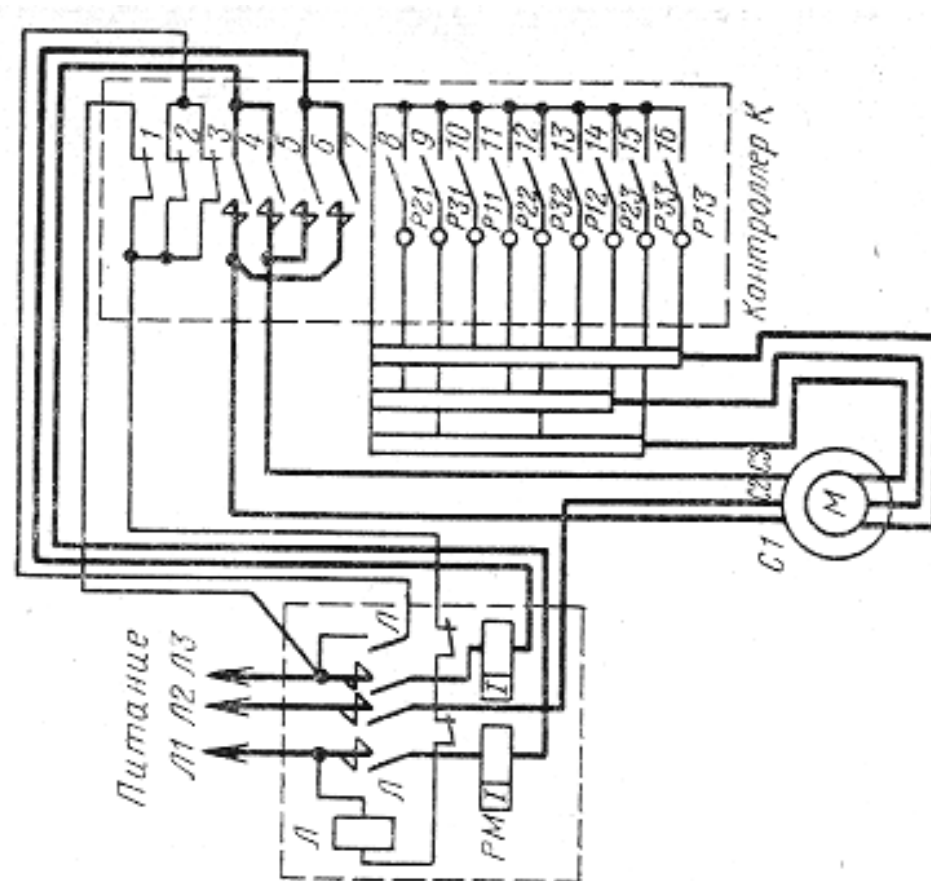


Таблица замыканий контактов контроллера.

№	Назад (спуск)					0	Вперед (подъем)											
	9	8	7	6	5	4	3	2	1	1	2	3	4	5	6	7	8	9
КК																		
1	X																	
2	X	X																
3	X	X	X															
4	X	X	X	X														
5	X	X	X	X	X													
6	X	X	X	X	X	X												
7	X	X	X	X	X	X	X											
8	X	X	X	X	X	X	X	X										
9	X	X	X	X	X	X	X	X	X									
10	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X								
11	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X							
12	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X						
13	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X					
14	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X				
15	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X			
16	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		

Рис 37 Схема управления асинхронным электродвигателем с фазным ротором с помощью кулачкового контроллера

Контроллеры применяются для управления электродвигателями кранов, электровозов и других механизмов при напряжении до 500 В.

Недостатками ручного контроллерного управления электродвигателями являются:

1. Значительные габариты контроллеров;
2. Возможность быстрого вывода сопротивления при пуске и регулировании частоты вращения электродвигателя, что вызывает перегрев последнего;
3. Возможность замедленного вывода сопротивления из цепи электродвигателя, что ведет к снижению производительности машины.

Указанные недостатки устраняют применением схем автоматизированного управления электроприводами.

Выбирают контроллеры по номинальным величинам тока и напряжения с учетом режима работы управляемого электропривода и его мощности (нагрузки).

Командоаппараты – аппараты, с помощью которых осуществляется воздействие на систему управления электроприводом.

Простейшими командоаппаратами являются кнопочные посты управления, для дистанционного управления магнитными пускателями, контакторами и устройствами сигнализации. Кнопочные посты управления (рис.38) комплектуются из одиночных кнопочных элементов и по способу защиты от окружающей среды могут иметь открытое, защищенное, взрывобезопасное и другое исполнение. Все они выпускаются одно-, двух-, трехкнопочные. Кнопка управления имеет подвижный и неподвижный контакты для замыкания и размыкания электрической цепи. Кнопки могут быть с самовозвратом в исходное положение под действием пружины или без самовозврата. Контакты у них различают замыкающие (нормально разомкнутые) и размыкающие (нормально замкнутые), которые соответственно замыкают электроцепь при нажатии на кнопку и размыкают.

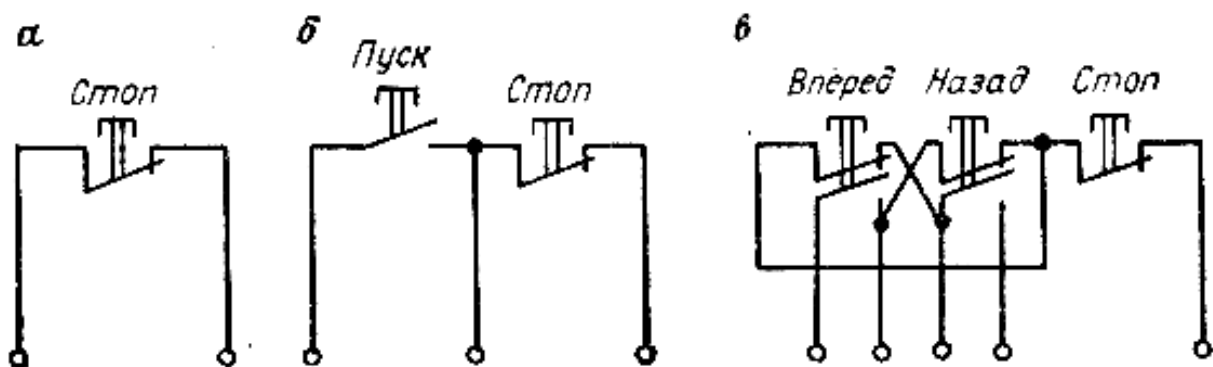


Рис. 38. Схемы внутренних соединений кнопочных постов:
а – однокнопочного; б – двухкнопочного; в - трехкнопочного

Если в схемах дистанционного автоматизированного управления электроприводом нужно осуществить переключения в нескольких цепях и в определенной последовательности, то применяют более сложные командоаппараты – командоконтроллеры.

По принципу действия и устройству командоконтроллеры не отличаются от силовых контроллеров, но применяются они не в силовых цепях, а в цепях управления – в цепях малых токов (например, в цепях катушек контакторов, реле и т.д.). Контакты этих аппаратов рассчитаны на малые токи, а поэтому габариты аппарата сравнительно невелики.

На одноковшовых карьерных и вскрышных экскаваторах ранних выпусков применялись барабанные командоконтроллеры типа К-1000 и К-1001, а на экскаваторах более поздних выпусков – кулачковые командоконтроллеры типа ЭК-8200 и ЭК-8250.

Командоконтроллер состоит из корпуса, закрываемого крышкой, коммутирующего устройства кулачкового типа и привода (ручного или ножного).

Коммутирующее устройство командоконтроллера (рис.39) состоит из вала 1 квадратного сечения, на котором укреплены четыре кулачковые шайбы 2, контактных рычагов 3 с подвижными контактами 4 мостикового типа и неподвижными контактами 5, укрепленными на изолированной плите 6. Цепи управления присоединяются к зажимам 7. Средств дугогашения контактная система не имеет. Для быстрого размыкания контактов установлены пружины 8. Нажимные пружины 9 через контактный рычаг удерживают контакты замкнутыми. Размыкание контактов производится вращением вала от привода аппарата с воздействием кулачковых шайб на ролик 10.

Привод кулачкового командоконтроллера – ручной или ножной (в зависимости от назначения). Командоконтроллер предназначен для работы в цепях постоянного тока до 440 В, а в цепях переменного тока – до 500 В. Они выпускаются с различным числом контактов (в зависимости от назначения).

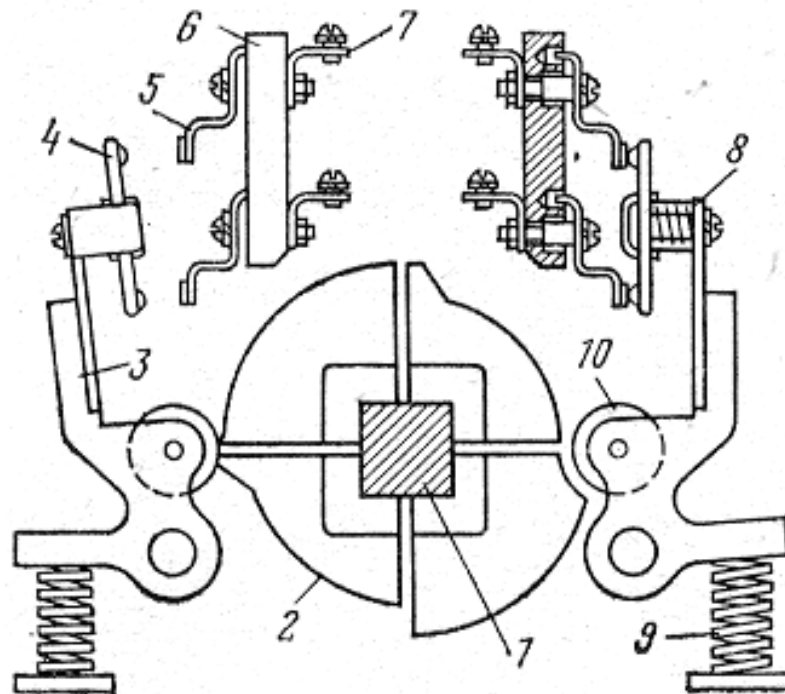


Рис. 39. Коммутирующее устройство командоконтроллера

Сельсинные командоаппараты. Взамен контактных командоконтроллеров применяют сельсинные командоаппараты, использующие бесконтактные сельсины. Прежде чем ознакомиться с принципом действия сельсина, представим, что имеется однофазный трансформатор, у которого вторичную обмотку II можно по-разному расположить относительно первичной I (рис.40 а,в). От угла поворота α вторичной обмотки II изменяется на выходе трансформатора выходное напряжение от «О» до « E_{\max} ». На таком принципе работают контактные сельсины (рис.40 г), представляющие собой небольшой асинхронный двигатель с фазным ротором. Однофазная статорная обмотки (первичная обмотка) создает пульсирующий поток возбуждения, который индуцирует в каждой фазе вторичных (роторных) обмоток ЭДС (принцип действия не зависит от места расположения

обмоток I и II). Амплитуда (наибольшее значение) и их фаза зависят от угла между осью обмотки возбуждения и осью соответствующей обмотки ротора. При повороте ротора с помощью рукоятки амплитуда и фазы ЭДС роторных обмоток изменяются. Безконтактный сельсин не имеет роторной обмотки и контактных колец, все обмотки расположены на статоре, а ротор только замыкает магнитную цепь машины. Принцип действия, однако, остается тем же.

У сельсинного командоаппарата (рис.40д) к обмоткам ротора через выпрямители VI и V2 включены два балластных резистора R_{61} и R_{62} ; шунтированных сглаживающими емкостями C1 и C2. При нулевом (нейтральном) положении рукоятки сельсина токи, проходящие по балластным резисторам, одинаковы, следовательно, равны и падения напряжения на них. Поскольку нагрузка $R_{нг}$ (например, обмотка независимого возбуждения генератора – ОНГ) включена на разность указанных падений напряжений (зажимы А и Б, рис.40д), ток по ней не проходит. При повороте ротора, например, до совпадения осей обмоток статора и ротора P1, ток в обмотке P1 увеличивается, а в обмотке P3 – уменьшается. Вследствие полученной разности напряжений, по нагрузке проходит ток (от А к Б). С поворотом ротора в другую сторону до совпадения осей обмоток статора и ротора P3 ток в цепи нагрузки изменит направление. Выпрямители V3 и V4 необходимы для получения зоны нечувствительности при нулевом положении командоаппарата; при повороте рукоятки на несколько градусов от нулевой ток по нагрузке не должен проходить (при малых напряжениях сопротивление выпрямителя в проводящем направлении очень велико). В некоторых командоаппаратах балластные резисторы R_{61} и R_{62} подключаются на линейные напряжения обмоток ротора или же статора, если обмотка возбуждения на роторе.

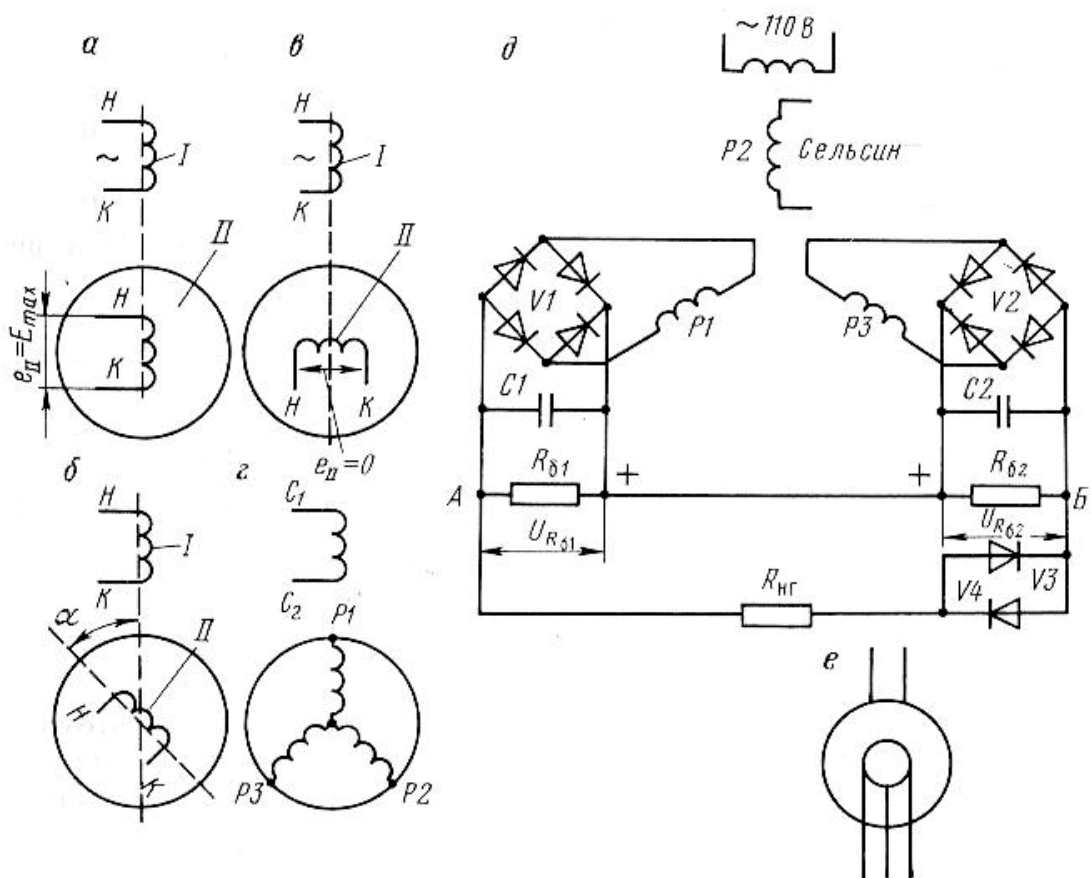


Рис 40. Сельсинный командоконтроллер:
 а- в – схема принципа действия; г – схема; д – реверсивная схема; е – условное обозначение.

Пускатели ручного управления – это обычно электроаппараты, предназначенные для непосредственного включения и выключения электрической нагрузки. Они, как правило, снабжаются плавкими предохранителями и по конструкции бывают барабанного и контакторного типа.

К контакторным относится пускатель ручной взрывобезопасный типа ПРВ-1031А, на номинальный ток – 60 А (в настоящее время ПРВ-1031А снят с производства, но еще применяется в карьерной и шахтной практике) (рис.41).

Внутри стального корпуса пускателей типа ПРВ размещены две панели. На внутренней панели смонтированы контактная система с дугогасительными деионными решетками и механизм расцепления, на внешней – предохранители. Эти пускатели имеют механическую блокировку, позволяющую снять крышку штыкового затвора только при выключенном пускателе. Для удобства перемещения корпус имеет салазки.

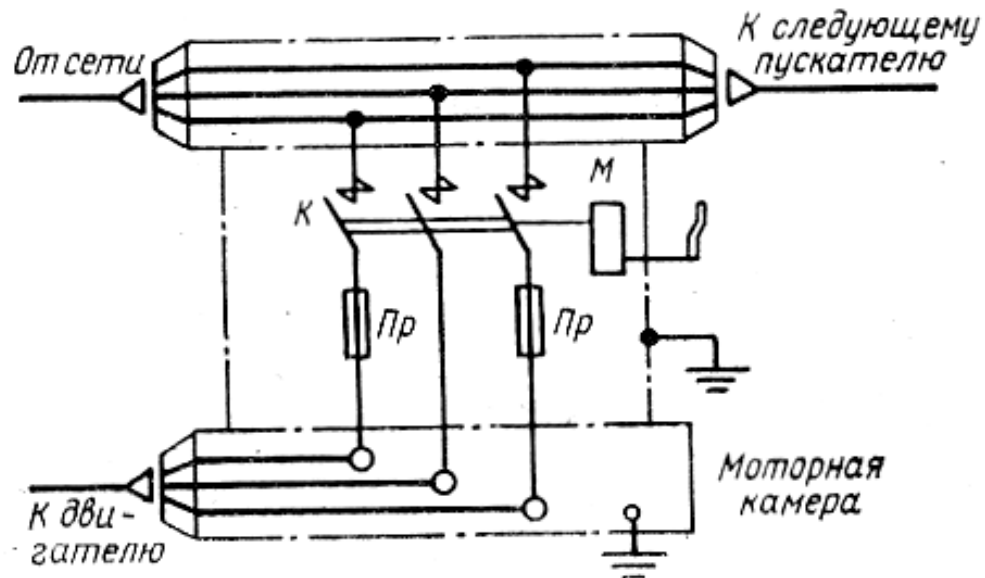


Рис 41. Схема электрических соединений ручного взрывобезопасного пускателя ПРВ-1031А

На токи 6-10 А при напряжении 660-380 В выпускаются пускатели ручного управления барабанного типа ПРВ-3 и ПРШ-1 (со штепсельным выводом), а для работы в цепях напряжением 127 В – штепсельный разъединитель типа ШРВ на номинальный ток 10,5 А. Защиты от токов к.з. ШРВ не имеет.

В настоящее время на ОГР ручные пускатели имеют ограниченное применение, т.е., по возможности, они заменяются автоматами или магнитными пускателями.

Автоматические воздушные выключатели, или автоматы – это коммутационные двухпозиционные аппараты, предназначенные для замыкания и автоматического или дистанционного размыкания силовых электрических цепей под нагрузкой.

Контакты автоматов замыкаются только при помощи ручного привода (по этому признаку они отнесены к аппаратам ручного управления), а размыкаются вручную – рукояткой и автоматически – токовыми или другими реле, встроенными в автомат. В нормальных условиях работы цепи автоматы применяются в случаях нечастых включений (не более нескольких раз в сутки), т.к. их контакты не рассчитываются на постоянные включения и выключения.

§ 5.10 Ручная полуавтоматическая аппаратура

Автоматические воздушные выключатели (автоматы). Как мы уже говорили, автоматы – это коммутационные двухпозиционные аппараты, предназначенные для замыкания и автоматического или дистанционного размыкания силовых электрических цепей под нагрузкой.

Автоматы занимают промежуточное положение между аппаратами ручного и автоматического управления. Они совмещают функции коммутационного и защитного характера, заменяя рубильники и предохранители. Важной особенностью автоматов является наличие в них так называемого механизма свободного расцепления, связывающего привод, который включает автомат с контактной системой.

При наличии механизма свободного расцепления нарушение нормальных условий работы цепи сопровождается размыканием контактов автомата независимо от положения привода. При этом возврат автомата в исходное положение невозможен до восстановления нормального режима сети.

Соединение рукоятки привода и рычага (рис.42), шарнирно связанного с контактной системой автомата, осуществляется с помощью системы связанных между собой рычагов. В эту систему входит ломающийся рычаг а-б-в. В положении I контакты автомата замкнуты. В момент замыкания контактов между рукояткой и контактной частью автомата имеется жесткая связь. При расхождении контактов эта связь утрачивается за счет ломающегося рычага (положение II). Расцепление механизма и отключение контактной системы происходят под действием специальных расцепителей, которые реагируют на повышение тока, понижение напряжения и т.д., и снабжены соответствующим реле. При этом повторное включение автомата возможно только в том случае, если причина, вызвавшая отключение, устранена. Ударник реле позволяет включить автомат вновь лишь при возвращении шарнира «б» в первоначальное положение III.

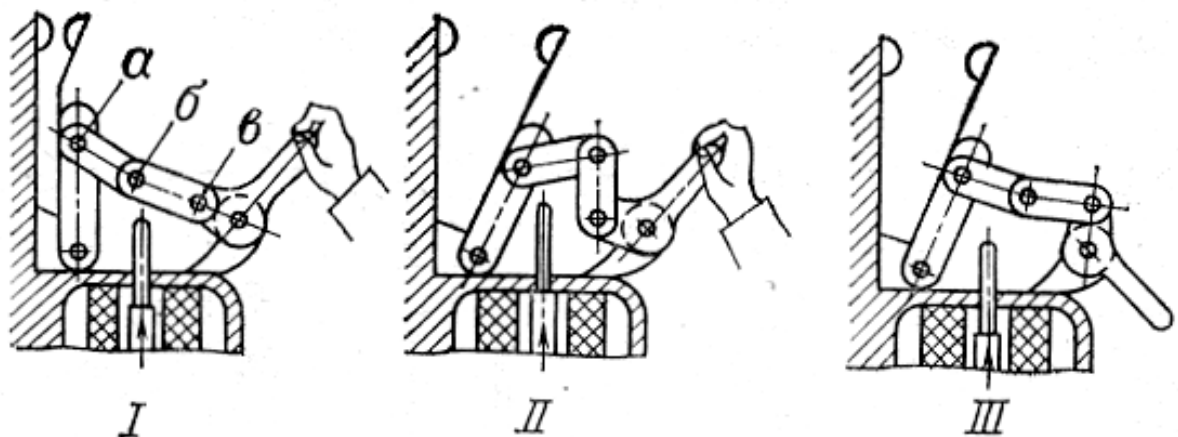


Рис 42 . Механизм свободного расцепления автоматического выключателя:

I – первый момент включения, нижнее положение шарнира б; II - контакт разомкнут, ударник препятствует повторному их включению; III – шарнир б приближается к исходному положению.

Принципиальные схемы включения расцепителей максимального тока, минимального напряжения и тепловой защиты автоматов аналогичны рассмотренным ранее.

В зависимости от назначения автоматические выключатели изготавливаются одно-, двух-, трехполюсными и применяются в сетях постоянного и переменного тока напряжением до 1000 В. Они выпускаются:

1. В открытом исполнении – серия АВМ – на токи от 400 до 2000 А;
2. В закрытом исполнении – серия А-3700 – на токи от 40 до 630 А, и серия АП-50В, АК-63, АЕ-20 – на токи от 1,6 до 100 А;
3. В рудничном взрывобезопасном исполнении – серия АФВ и АФВД (в настоящее время вместо этих серий выпускаются серии АВ, но еще встречаются на карьерах; автомат типа АФВД относится к аппаратам дистанционного управления) – на токи 200, 350, 500 А.

Автоматические выключатели серий АП-50 и А-3700 (см.рис.43), установленные в закрытом пластмассовом корпусе, выпускаются с тепловыми, электромагнитными, а также тепловыми и электромагнитными расцепителями. Эти автоматы широко применяются для защиты и включения электродвигателей соответствующей мощности, освещения, а также в силовых цепях и цепях управления на экскаваторах, буровых станках, распределительных пунктах и в стационарных установках на открытых горных разработках (ОГР).

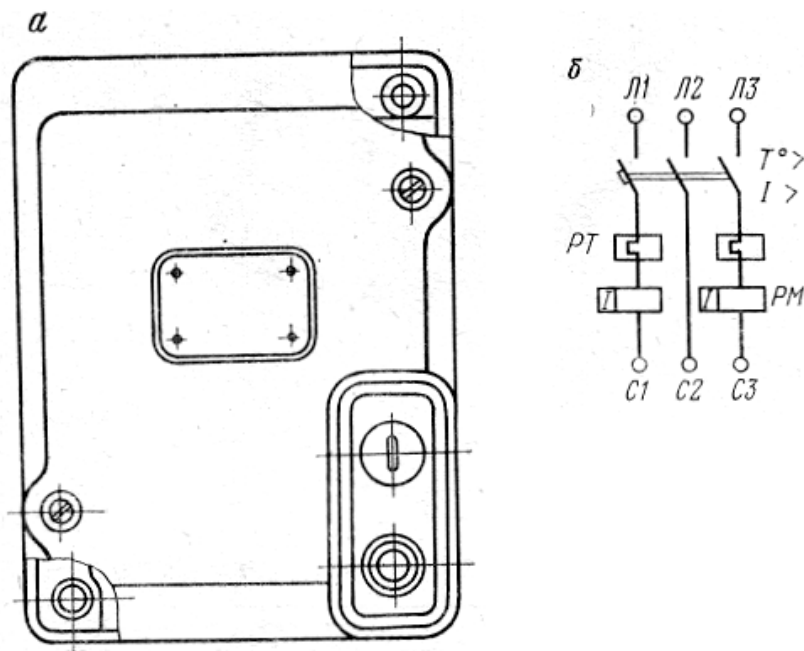


Рис 43. Автоматический выключатель АП50-3мт:

а – общий вид; б – электрическая схема; РТ – тепловой расцепитель; РМ – электромагнитный расцепитель

В практике эксплуатации автоматов на карьерах имеют применение и фидерные (для защиты магистральных кабелей – фидеров) автоматы в рудничном взрывобезопасном исполнении (АФВ, АФВД, АВ). Все эти автоматы имеют по два максимальных токовых реле РМ для защиты от токов к.з. и отключающую катушку ОК для реле утечки, которое осуществляет защиту от однофазных замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью. АФВД дополнительно снабжен электромеханическим приводом для возможности дистанционного управления им.

Для проверки токовых реле в существующих фидерных автоматах предусмотрено устройство, выполненное в виде добавочных обмоток ОП1 и ОП2 (рис. 44б) и двух кнопок КПМ1 и КПМ2.

Взрывобезопасная оболочка фидерного автомата (рис.44а) состоит из корпуса с вводной коробкой и салазками, и крышки (на рис.44 не показана). Крышка соединена с корпусом штыковым (байонетным) затвором и заблокирована с рукояткой автомата таким образом, что снятие ее при включенном аппарате, как и включение аппарата при снятой крышке, **НЕВОЗМОЖНО**. Для облегчения поворота крышки на корпусе имеется приспособление, выполненное в виде рукоятки с шестерней на конце, а на части окружности крышки нарезаны зубья.

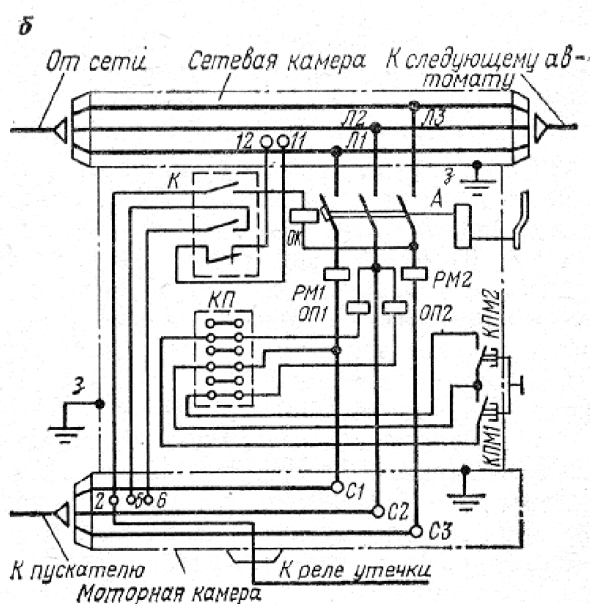
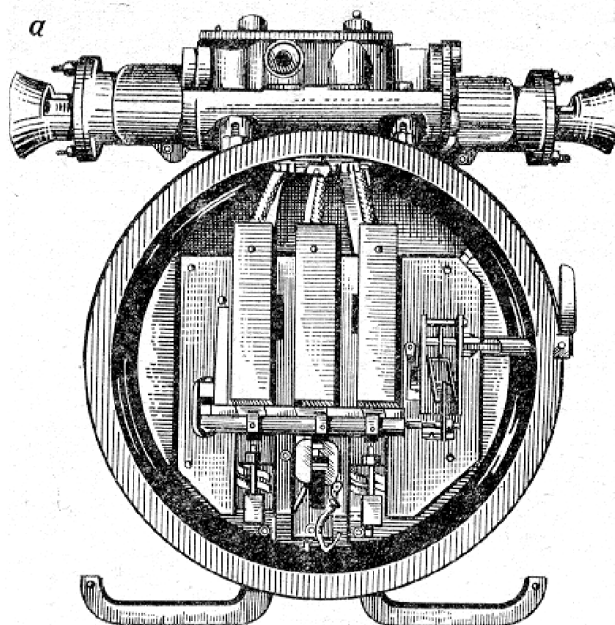


Рис 44. Автоматический фидерный выключатель серии АФВ:
а – общий вид; б – электрическая схема.

Выбор автоматических выключателей производится по номинальному напряжению и суммарному номинальному току защищаемых потребителей с учетом одновременности их работы. А также выбранный автомат проверяется на способность отключений возможного тока трехфазного к.з. на его выводных зажимах.

Отключающая способность автомата должна быть в 1,2 раза больше максимально возможного тока трехфазного к.з. на его зажимах и, примерно, не менее двухкратного тока двухфазного к.з.

После выбора автоматического выключателя определяются величины уставок тока его защитных расцепителей $I_{уст.мах.}$.

§ 5.11 Аппаратура дистанционного и автоматического управления. Общие сведения

Наиболее совершенной электрической аппаратурой, позволяющей осуществить частичную или полную автоматизацию управления электроприводом горных машин и механизмов, является аппаратура дистанционного и автоматического управления.

Аппаратура дистанционного управления не требует непосредственного присутствия человека у мест установки аппаратов. Она может находиться на значительном расстоянии (на дистанции) от мест установки управляемых машин и механизмов. В комплексе со средствами автоматически эта аппаратура может применяться при автоматическом управлении электроустановками.

В схемах дистанционного и автоматического управления электроприводами горных машин и установок широко применяются электромагнитные контакторы, различные виды реле и магнитные пускатели.

§ 5.12 Электромагнитные контакторы

Контактором называют аппарат, который включает и отключает электрическую цепь посредством электромагнита. Контактторы предназначаются для частых включений и отключений электрических силовых цепей. Основными узлами контактора являются: электромагнитная система; контактная система со средствами дугогашения; система блок-контактов.

При нажатии кнопки «ПУСК» (рис.45) по катушке 1 начинает проходить ток и намагничивать сердечник 2, к которому притянется якорь 3 и приведет в действие подвижную часть контактной системы. При этом замкнутся контакты 4 и 5 цепи главного тока, блок-контакты 6 для шунтирования контактов кнопки «ПУСК» и разомкнутся блок-контакты 7 (например, в цепи сигнализации или блокировки). При нажатии кнопки «СТОП» разрывается цепь втягивающей катушки 1, и контактор под действием веса подвижных частей и пружинного устройства 8 отключается.

Контакторы изготавливаются для различных напряжений. По числу полюсов главной цепи они могут быть одно-, двух-, трехполюсными, как с замыкающими, так и с размыкающими контактами.

В зависимости от рода тока, питающего втягивающую катушку, различают контакторы переменного тока и постоянного тока, отличающиеся друг от друга в основном устройством магнитной системы.

Магнитопровод контактора переменного тока собирают из тонких изолированных листов трансформаторной стали. Этим уменьшают потери мощности на нагрев железа вихревыми токами. Кроме того, такой магнитопровод снабжают короткозамкнутым штампованным витком, охватывающим часть его сечения. Этот виток предназначается для уменьшения вибрации магнитопровода. Изменение магнитного потока наводит в витке ЭДС

взаимоиндукции, которая создает такое направление тока, при котором создаваемый магнитный поток уменьшает величину изменения основного магнитного потока и, тем самым, уменьшает вибрацию магнитопровода.

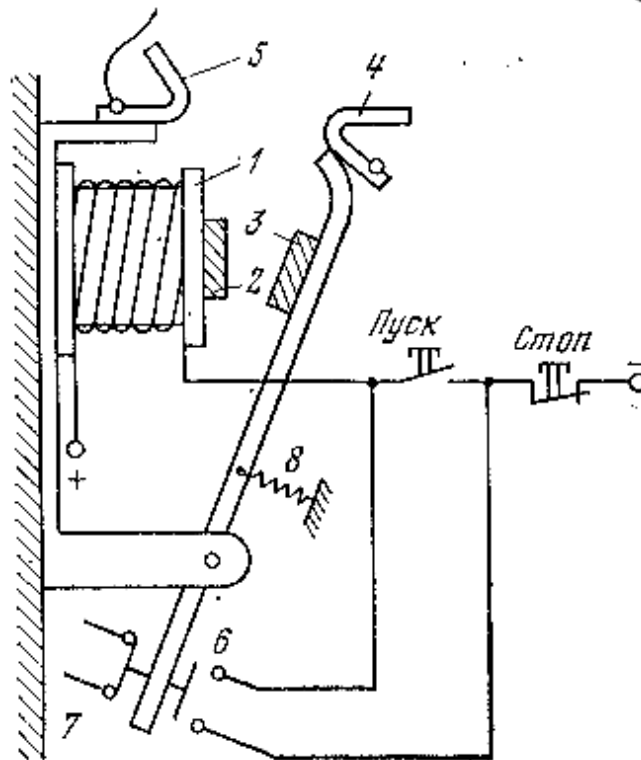


Рис 45. Устройство электромагнитного контактора.

Магнитопровод контактора постоянного тока изготавливают из массивных стальных деталей. Такая конструкция магнитопровода увеличивает срок службы контактора, особенно при большом числе включений. Контактors постоянного тока менее громоздки и надежнее в работе, чем контакторы переменного тока.

Устройство контакторов переменного тока серий КТ, КТВ (с деионным гашением электрической дуги) показано на рисунке 46, а контакторов постоянного тока серии КП (с дугогасительной катушкой) – на рисунке 47.

Контактор серии КТВ (рис.46) монтируется на изоляционной панели 14, на которой неподвижно укреплены сердечник 2 и силовые контакты 7. На сердечник насажена включающая катушка 3, которая при подаче напряжения притягивает подвижный якорь 5. На изолированной части вала 1 крепятся подвижные контакты 8 силовой цепи и блок-контакт II, который служит для шунтирования пусковых кнопок, для цепей сигнализации и блокировки. При замыкании контактов через гибкую связь 10 напряжение подается потребителю. Усилие нажатия контактов создается пружиной 9. Силовые контакты закрывают асбоцементной камерой 6 с дугогасительными решетками. Неподвижная часть 13 блок-контактов крепится на панели, а подвижная – с помощью угольника 13 (и других деталей) прикрепляется к валу. Блок-контакты мостикового типа не имеют дугогасительных средств.

После снятия напряжения с катушки контактора под действием собственного веса якоря, подвижных контактов и контактных пружин контактор отключает электроустановку от сети. Для удержания якоря в притянутом положении во время перехода тока через нулевое значение на верхней и нижней частях сердечника установлены короткозамкнутые витки 4 и 15.

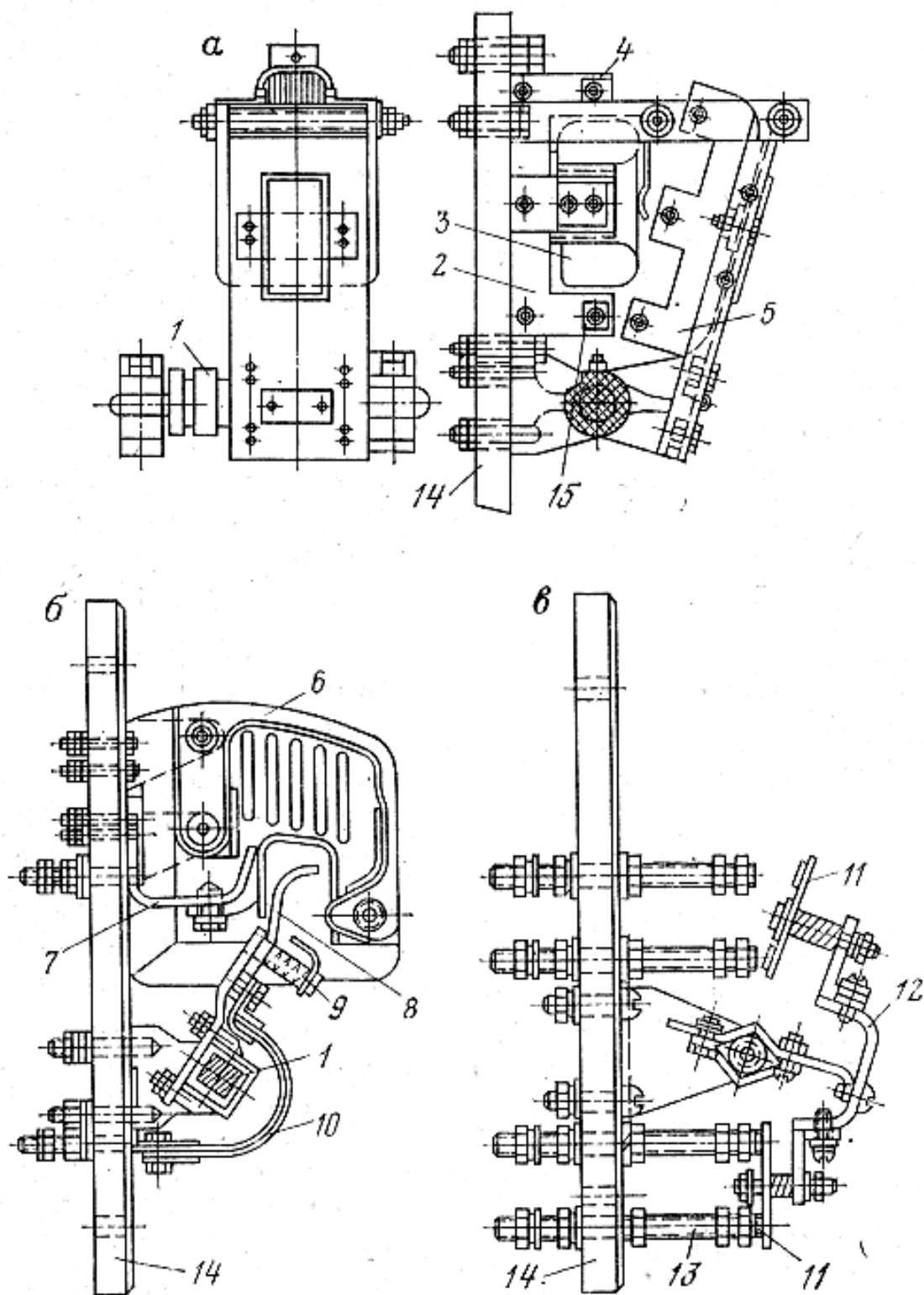


Рис 46. Устройство контактора переменного тока серии КТВ

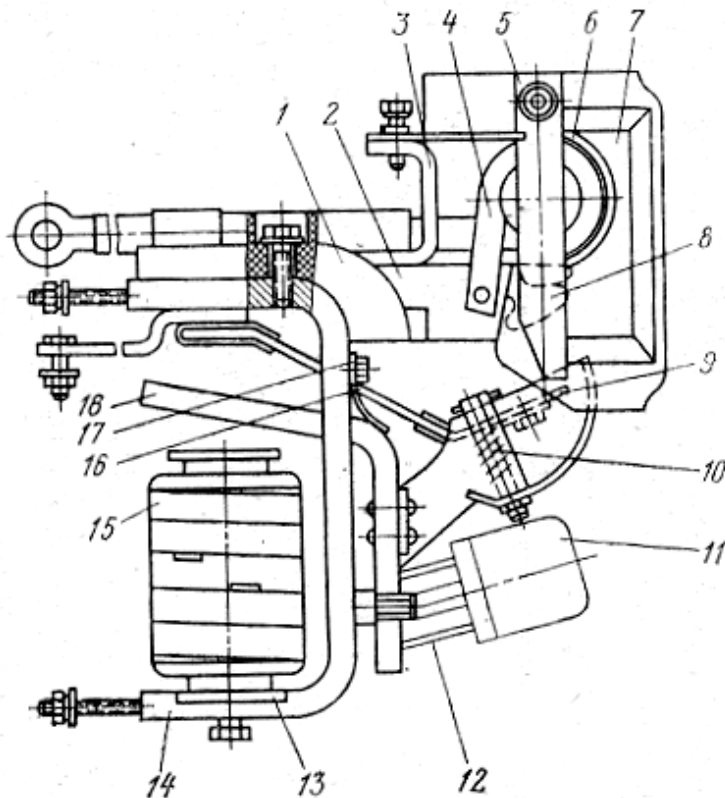


Рис 47. Контактор постоянного тока КП-504:

1 – пластмассовое основание; 2 – колодка неподвижного контакта; 3 – скоба для закрепления дугогасительного устройства; 4 – дугогасительная катушка; 5 – дугогасительные щетки; 6 – рог неподвижного контакта; 7 – дугогасительная камера; 8 – неподвижный контакт; 9 – держатель подвижного контакта; 10 – пружина контакта; 11 – блок-контакты; 12 – отжимная пружина; 13 – плоская пружина; 14 – магнитопровод; 15 – катушка контактора; 16 – гибкая токоведущая шина; 17 – упорная скоба якоря; 18 – якорь.

§ 5.13 Основные параметры и назначение реле.

Реле называются такие электрические приборы, которые реагируют на изменение режима работы электрической установки.

Все реле имеют два рабочих органа:

1. Первый – воспринимающий изменение режима в электрической цепи;
2. Второй – исполнительный, который воздействует на цепь сигнализации или цепь отключения электрической цепи.

По устройству воспринимающего органа реле делятся на реагирующие на изменение электрических и неэлектрических параметров. Реле первой группы в зависимости от параметра, на который они реагируют, делятся на токовые, напряжения, мощности, сопротивления и др. Ко второй группе относятся газовые реле, применяемые для защиты трансформаторов, термические реле, реле давления и т.д. Реле времени и промежуточные реле реагируют на импульсы, получаемые от других реле. По способу включения в цепь главного тока и воздействия на цепи управления реле делятся на первичные, вторичные, прямого и косвенного действия (рис.48-50). В первичных реле их воспринимающий орган получает питание непосредственно от сети. Вторичные реле питаются от вторичных цепей

трансформаторов тока и напряжения. Реле прямого действия воздействуют на цепь управления непосредственно, а реле косвенного действия – через отключающие катушки аппаратов, промежуточные реле, реле времени и т.п.

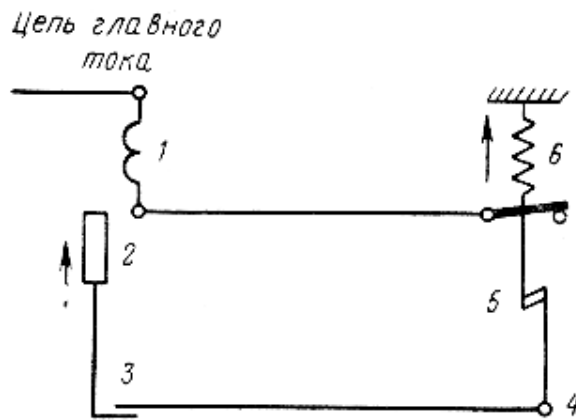


Рис. 48. Схема включения первичного реле прямого действия:
1 – обмотка воспринимающего органа реле; 2 – якорь; 3, 4 и 5 – рычажная система;
6 – пружина.

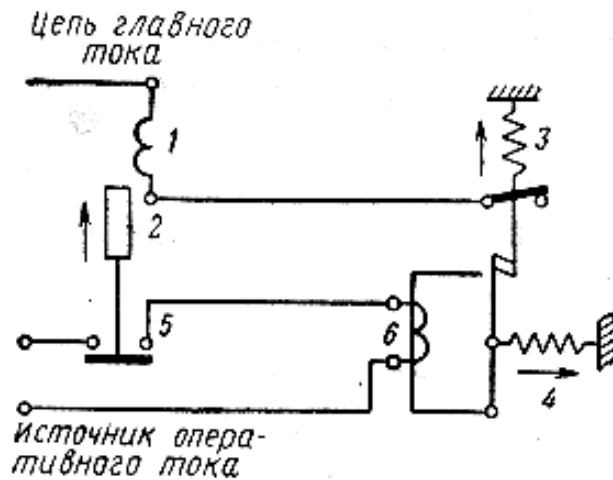


Рис.49. Схема включения первичного реле косвенного действия:
1 – обмотка воспринимающего органа; 2 – якорь; 3 и 4 – пружины; 5 – контакты;
6 – отключающая катушка.

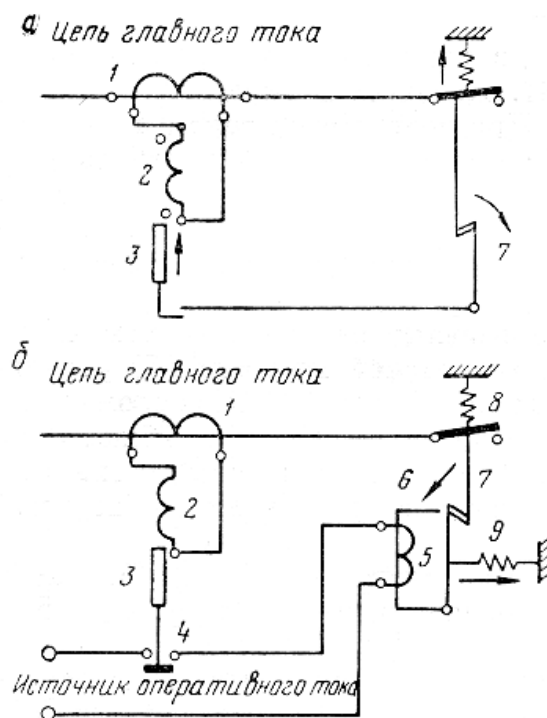


Рис 50. Схема включения вторичных реле:

а – прямого действия; б – косвенного действия; 1 – трансформатор тока; 2 – обмотка воспринимающего органа реле; 3 – якорь; 4 – контакты цепи оперативного тока; 5 – отключающая катушка аппарата; 6 и 7 – рычажная система; 8 и 9 – пружины.

Реле характеризуются следующими основными параметрами:

1. Параметр срабатывания – минимальная величина тока, напряжения, мощности и т.д., при которой срабатывает реле;
2. Параметр отпускания или возврата – минимальная величина тока, напряжения, мощности и т.д., при которой происходит отпускание (возврат) реле;
3. Коэффициент возврата – отношение параметра возврата к параметру срабатывания – всегда меньше единицы. Чем ближе коэффициент возврата к единице, тем чувствительнее реле;
4. Коэффициент управления – отношение мощности управления к мощности срабатывания;
5. Время срабатывания реле – время от момента подачи импульса до момента полного срабатывания реле;
6. Время отпускания реле – время от момента прекращения подачи импульса до момента прекращения воздействия исполнительного органа на цепь управления.

По характеру срабатывания реле подразделяются на мгновенного, замедленного и ограниченно замедленного действия.

Реле мгновенного действия реагирует на отклонение контролируемой величины от нормального ее значения через промежуток времени, обусловленный инерцией движущихся частей реле (кривая 1, рис.51).

Реле, которое реагирует на отклонение контролируемой величины от заданного значения не мгновенно, а через некоторый промежуток времени, и у которых величина этого времени не зависит от степени отклонения контролируемой величины, имеют замедленно

независимую характеристику (кривая 2, рис.51). Такие реле называют реле с выдержкой времени.

Реле, у которых время срабатывания зависит от степени отклонения контролируемой величины и чем отклонение больше, тем время срабатывания меньше, имеют замедленно зависимую характеристику (кривая 3, рис.51).

Реле, у которых время срабатывания зависит от степени отклонения контролируемой величины в ограниченных пределах, имеют замедленную ограниченно зависимую характеристику (кривая 4, рис.51).

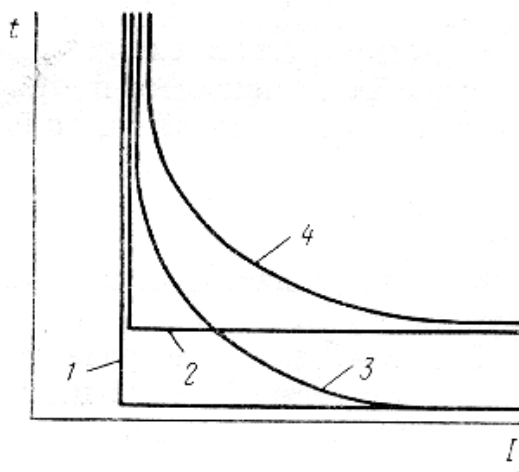


Рис 51. Характеристика срабатывания реле.

1 – мгновенная; 2 – замедленно независимая; 3 – замедленно зависимая; 4 – замедленно ограниченно зависимая.

Надежный подбор выдержкой времени в системах электроснабжения обеспечивают реле с независимыми или ограниченно зависимыми характеристиками. Реле мгновенного действия и с зависимой характеристикой для такой цели непригодны, т.к. при больших токах они имеют малые выдержки времени (практически близкие к нулю) и не обеспечивают последовательного действия защиты.

По назначению различают реле управления и реле защиты.

§ 5.14 Реле управления

Реле управления работают в схемах автоматического управления электроприводами. С их помощью можно осуществлять пуск двигателей в зависимости от того или иного параметра (тока, частоты и т.д.), реверсирование и торможение. Такие реле используются также для защиты электрических установок от сверхтоков, понижения напряжения, обратного тока.

Обычно реле управления являются первичными, обмотки которых включаются непосредственно в схему управляемой установки.

Электромагнитные реле – выполняют различные функции. Они приводятся в действие электромагнитами постоянного или переменного тока. Могут быть реле тока или напряжения, у которых предусмотрена возможность регулирования тока или напряжения срабатывания (отпускания). Промежуточные реле срабатывают от довольно слабого сигнала и контактными парами осуществляют коммутацию в ряде электрических цепей.

Конструктивная схема одного из вариантов электромагнитного токового реле показана на рисунке 52. Катушка 1 включается в цепь главного тока силовой установки. При

достижении током в главной цепи величины, равной току срабатывания, якорь 3 притягивается к полюсному наконечнику 2. При этом контакты 10-11 размыкаются, а контакты 6-7 замыкаются. Подвижные контакты 7 и 10 установлены в пластмассовых колодках 9. Нажатие в контактах создается пружинами 8.

Ток срабатывания реле можно регулировать изменением числа витков катушки 1, сила нажатия возвратной пружины 12 регулируется корончатой гайкой 5. Воздушный зазор в электромагните регулируется винтом 4. Вместо токовой катушки в реле может быть установлена катушка напряжения. В этом случае срабатывание реле происходит, когда напряжение на катушке достигает необходимой величины.

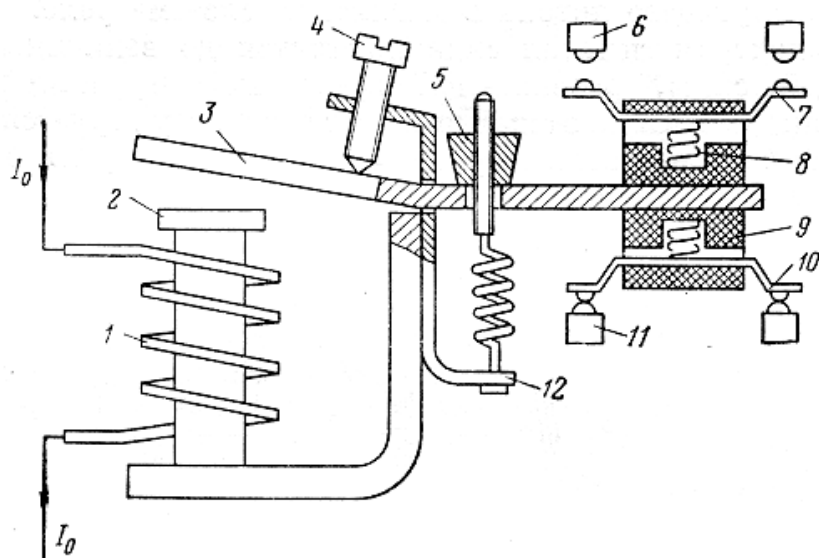


Рис 52 Конструктивная схема электромагнитного токового реле

Реле времени с электромагнитным замедлением показано на рисунке 53. Такое реле может создать достаточно большие выдержки времени (до 5 сек.) при опускании якоря 6.

Большие выдержки времени допускаются тем, что на магнитопровод 2 надевается гильза 3 (короткозамкнутый виток). При снятии напряжения с катушки 1 магнитный поток в магнитной системе начинает спадать и наводит вихревые токи в гильзе 3. Поток, создаваемый вихревыми токами гильзы, совпадает по направлению с основным потоком (принцип Ленца) и этим замедляет процесс спадания результирующего потока в магнитной системе реле.

Когда электромагнитная сила понизится до величины противодействующей силы, развиваемой возвратной пружиной 4, реле отпускает якорь 6. Сила нажатия пружины 4 регулируется гайкой 5. Чем больше сила нажатия пружины, тем меньше время отпускания реле.

Кроме того, время отпускания реле можно регулировать изменением толщины немагнитной (латунной) прокладки 7.

Промежуточные реле переменного тока. Одна из разновидностей данных реле показана на рисунке 54. При подаче напряжения на катушку 2 якорь 4 притягивается к магнитопроводу 1, перемещая связанную с ним изоляционную рейку 5, на которой установлены подвижные контакты моста 7 с контактными пружинами 6. При этом контакты 7 и 8 переключаются. Для уменьшения вибрации якоря во включенном состоянии электромагнита на расцепленных полюсах магнитопровода установлены короткозамкнутые витки 3.

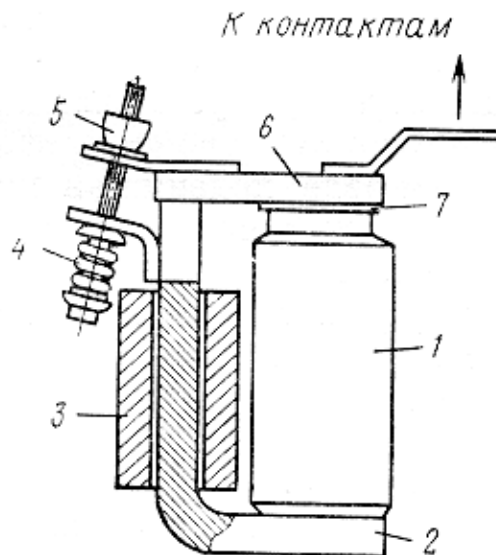


Рис 53 к § 40. Реле времени с электромагнитным замедлением.

Когда снимается напряжение с катушек реле, подвижная система перемещается вниз под действием собственного веса и сил контактных пружин, осуществляя переключение контактов. В таких реле устанавливают до 10 пар замыкающих и размыкающих контактов на одной общей изоляционной траверсе.

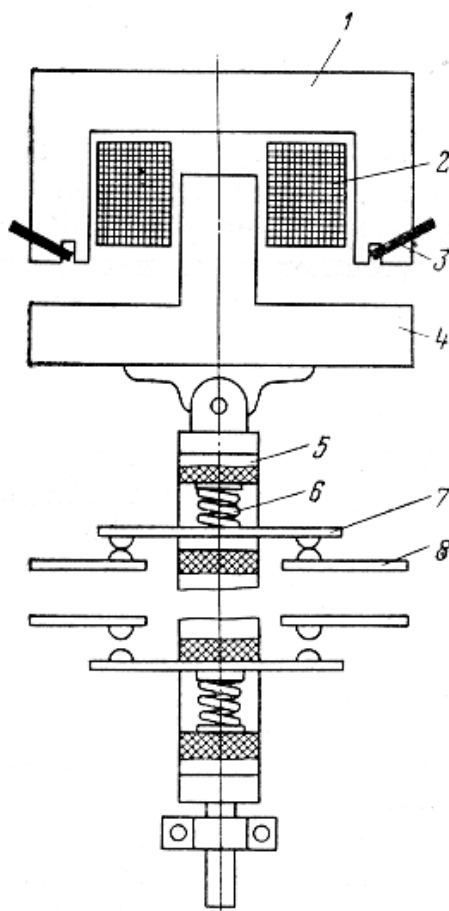


Рис 54. Промежуточное реле переменного тока.

Тепловое реле. Тепловое реле содержит биметаллический элемент, который при нагревании изгибается и переводит контактную систему в отключенное или включенное состояние.

Биметаллическая пластина 1 (рис.55) упирается в верхний конец пружины 7. Нижний конец пружины давит на выступ колодки 6, которая может поворачиваться вокруг оси «О». Движение пластины 1 и верхнего конца пружины 7 (в положении указанном на рисунке) ограничивается упором 8. Пружина воздействует на выступ колодки 6 так, что она оказывается повернутой по часовой стрелке, а укрепленный на ней мостиковый подвижный контакт 4 замкнутым с неподвижным контактом 5. При протекании повышенного тока биметаллическая пластина 1 нагревается и ее нижний конец перемещается в направлении стрелки «А». Верхний конец пружины 7 при этом переходит вправо и воздействует на колодку 6 так, что она поворачивается на некоторый угол против часовой стрелки, а контакты 4 и 5 размыкаются. Упоры 2 и 8 ограничивают положение нижнего конца пластины 1. Возврат реле в исходное положение может произойти самопроизвольно при остывании пластины. В некоторых системах возврат реле в исходное положение осуществляется кнопкой ручного возврата 3. На рисунке 54б приведена схема, в которой основной ток цепи проходит через шунт $R_{ш}$, а сравнительно небольшая доля тока – через нагреватель Н и биметаллический элемент БЭ. При переменном токе вместо шунта $R_{ш}$ могут использоваться трансформаторы тока.

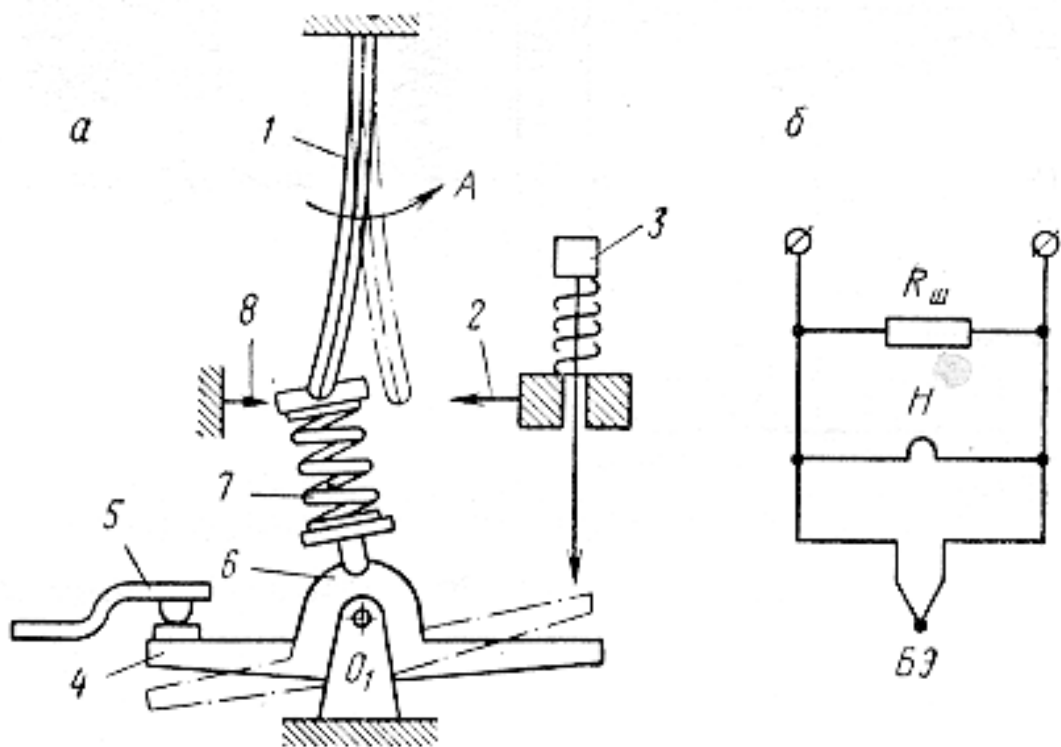


Рис 55 Схема теплового реле.

§ 5.15 Реле защиты

Реле защиты предназначены для отключения электрической установки от сети при возникновении в ней недопустимых отклонений от нормального режима работы или в отдельных случаях для подачи сигнала о нарушении нормального режима работы. Обмотки реле защиты обычно подключаются к вторичным выводам понижающих трансформаторов тока или напряжения.

Электромагнитное реле максимального тока (рис.56) – состоит из магнитопровода 1 с выступающими полюсами, на которых расположены обмотки 2. На оси 0-0₁ закреплены якорь 3, один конец спиральной пружины 4 и подвижные контакты. Второй конец пружины соединен с концом поводка 5. Момент сопротивления можно плавно менять перемещением вращающегося вокруг оси 0₂ поводка 5, который одновременно служит указателем на шкале уставок 6. Реле имеет неподвижные контакты 7 и шкалу.

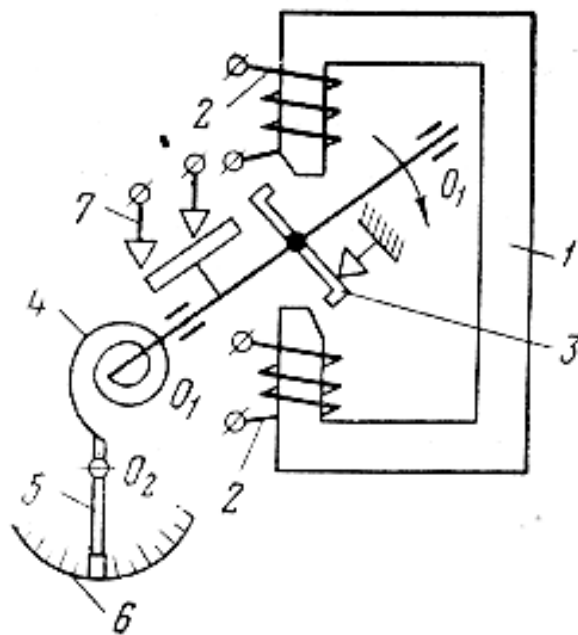


Рис 56. Схема устройства электромагнитного реле тока с поперечным движением якоря.

Реле времени постоянного тока. Схема устройства одной из конструкций реле времени постоянного тока показана на рисунке 57. Реле времени состоит из электромагнитного реле 1, якорь 2 которого при срабатывании получает поступательное движение. Нормально якорь оттянут вверх пружиной 3. Якорь удерживает в верхнем положении левый (по рисунку) конец рычага 4, правый конец которого заделан в валик 5. Последний снабжен пружиной 6, стремящейся повернуть валик против часовой стрелки. На валике закреплена зубчатая река 7, сцепленная с зубчатым колесом 8. Подвижная система реле состоит из часового механизма 9 с анкерным колесом 10, обеспечивающем равномерное вращение подвижной системы, и контактного поводка II, замыкающего при срабатывании контакты 12. Выдержка времени реле зависит от того, на какой угол должны повернуться поводок II с подвижным контактом до замыкания с неподвижными контактами 12.

Для обеспечения нужного времени срабатывания (уставки времени) поводок II перемещают по шкале и на определенном ее делении закрепляют. Шкала реле градуируется в секундах.

При прохождении тока через обмотку реле 1 якорь 2 втягивается, левый конец рычага 4 опускается, рейка 7 приводит во вращение зубчатое колесо 8, поводок II начинает перемещаться по направлению вращения часовой стрелки и по истечении времени уставки контакты 12 замыкаются, т.е. реле срабатывает. После прекращения прохождения тока в обмотке реле все механизмы реле возвращаются в исходное состояние (положение), контакты размыкаются. Возврат механизмов реле в исходное положение происходит сравнительно очень быстро.

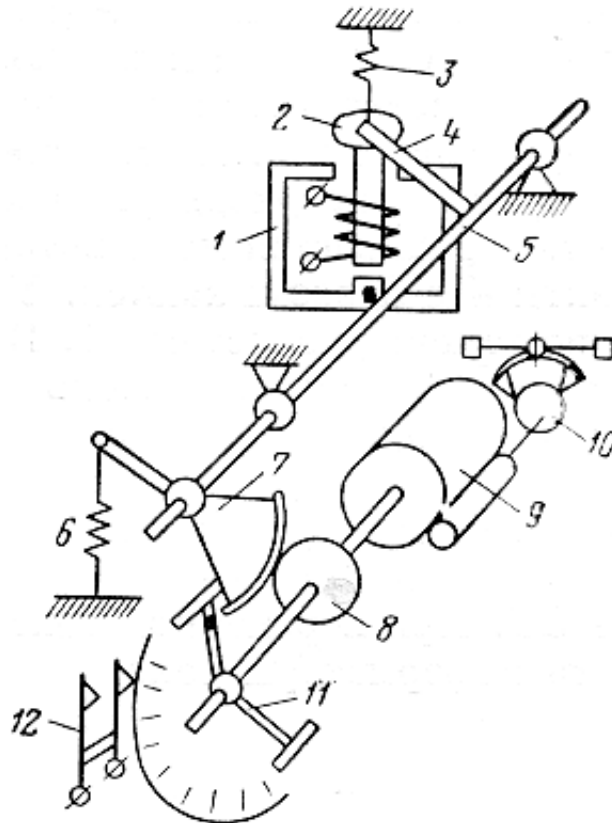


Рис 59. Схема устройства реле времени постоянного тока.

Указательное (сигнальное) реле (рис.58). При прохождении тока через обмотку 2 к магнитной системе 1 притягивается якорь 3, при этом «флажок» 6 теряет упор и падает вниз, поворачиваясь на 90^0 . Механизм реле строен в корпус со стеклянным окошечком 7 в крышке. По выпавшему «флажку» определяют сработавшую защиту. «Флажок» возвращают в начальное (исходное) положение вручную поворотом штифта 8. Срабатывание некоторых защит сопровождается световой или звуковой сигнализацией. Для этого на валу «флажка» сигнального реле предусмотрена контактная пластинка 4, которая при повороте «флажка» замыкает контакты 5 цепи сигнализации.

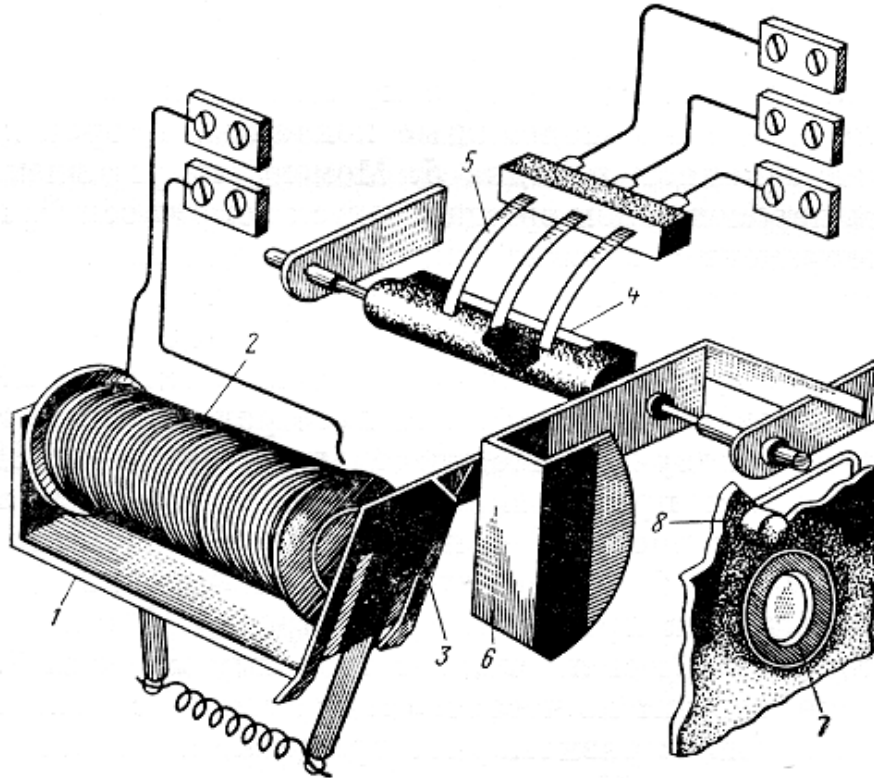


Рис.58 к § 41. Схема устройства указательного реле.

Газовое реле. На рисунке 59 приведена одна из конструкции газового реле, чугунный резервуар 1 которого укреплен в трубопроводе расширителя трансформатора. На крышке 2 реле расположена стойка 3, на которой на разных уровнях укреплены два герметически закрытых металлических поплавка 4 и 6, имеющих форму цилиндров. Поплавки жестко закреплены на осях O_1 и O_2 . Поплавки уравновешены грузиками и снабжены стеклянными колбочками 5 и 7, в которые впаяны контакты и налита ртуть. Выводы 8 от контактов колбочек смонтированы на крышке 2, на ней же расположен кран 9 для впуска газов, скапливающихся при аварийных режимах.

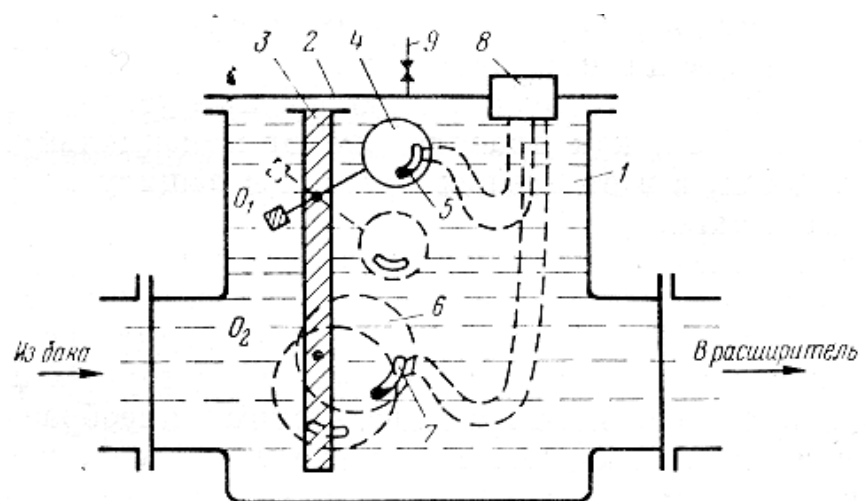


Рис.59. Схема устройства газового реле.

§ 5.16 Пускатели магнитные общепромышленного исполнения.

Магнитным пускателем называется комплектный электромагнитный аппарат для дистанционного и автоматического управления трехфазными асинхронными электродвигателями с к.з. ротором.

Магнитный пускатель состоит из одного или двух трехполюсных контакторов переменного тока, смонтированных на общей панели и помещенных в металлический корпус. Большая часть пускателей снабжена также встроенными тепловыми или максимальными токовыми реле. Магнитный пускатель с одним контактором называется нереверсивным. Он осуществляет пуск, отключение и защиту электродвигателя от самопроизвольных включений при появлении напряжения и защиты от тепловых перегрузок или от токов к.з. Пускатель с двумя контакторами называется реверсивным и выполняет, кроме перечисленных выше, функцию управления реверсом электродвигателя.

Магнитные пускатели изготавливаются в нормальном (открытом, защищенном и пылебрызгонепроницаемом) и рудничном исполнении.

Пускатели общепромышленного исполнения серий ПА (с 1975 года сняты с производства, но до сих пор встречаются на действующих карьерах), ПАЕ и ПМЕ изготавливаются нереверсивными и реверсивными, с тепловыми и без тепловых реле.

В обозначении пускателей буквы (ПА, ПАЕ, ПМЕ) – серия пускателей; цифры после дефиса:

первая цифра – величина пускателя;

вторая цифра – род защиты от окружающей среды (1 – открытые, 2 – защищенные, 3 – пылебрызгонепроницаемые);

третья цифра – исполнение (реверсивное или нереверсивное, с тепловой защитой или без нее); для реверсивных пускателей без тепловых реле последняя цифра – 3, а с тепловыми реле – 4; для нереверсивных – соответственно 1 и 2.

Технические данные некоторых видов пускателей

Величина пускателя	Тип пускателя	Наибольшая мощность (кВт) управляемого электродвигателя при нормальном напряжении, В				Номинальный ток главной цепи пускателя при напряжении до 380 В, А	Вид защиты
		127	220	380	500		
0	ПМЕ-021	0,27	0,6	1,1	0,6	3	Без тепловой защиты
1	ПМЕ-121	1,1	2,2	4	4	10	Без тепловой защиты
II	ПМЕ-221	3	5,5	10	10	23	Без тепловой защиты
III	ПМЕ-321	4	10	17	17	36	Без тепловой защиты
IV	ПАЕ-421	10	17	30	22	60	Без тепловой защиты
V	ПАЕ-521	17	30	55	40	106	Без тепловой защиты

VI	ПАЕ-621	22	40	75	50	140	Без тепловой защиты
0	ПМЕ-022	0,27	0,6	1,1	0,6	3	С тепловой защитой
I	ПМЕ-122	1,1	2,2	4	4	10	С тепловой защитой
II	ПМЕ-222	3	5,5	10	10	23	С тепловой защитой
III	ПАЕ-322	4	10	17	17	36	С тепловой защитой
IV	ПАЕ-422	10	17	30	22	60	С тепловой защитой
V	ПАЕ-522	17	30	55	40	106	С тепловой защитой
VI	ПАЕ-622	22	40	75	55	140	С тепловой защитой

Тепловое реле не обеспечивает защиту двигателя от токов к.з., и поэтому перед пускателями (по потоку мощности) должны быть установлены плавкие предохранители или максимальные токовые реле. Максимальная (и нулевая) защита осуществляется катушкой контактора, которая при снятии напряжения или его снижении до 60-70% номинальной величины не в состоянии удержать якорь в притянутом положении, и контакты пускателя под действием массы подвижной системы отключаются. Функцию нулевой защиты осуществляет и замыкающий блок-контакт К в цепи катушки контактора, шунтирующий кнопку «ПУСК» (см.рис.60).

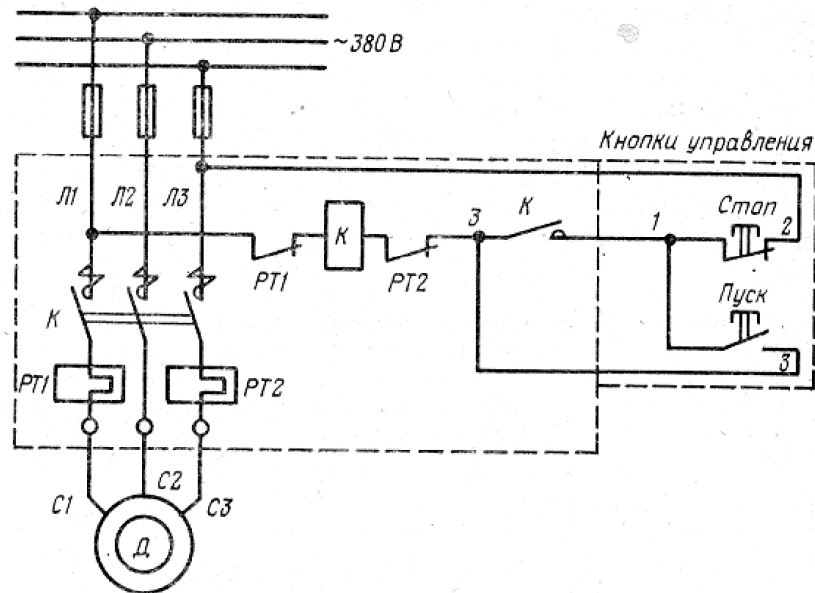


Рис 60. Принципиальная электрическая схема дистанционного управления асинхронным двигателем с помощью магнитного пускателя.

Управление нереверсивным магнитным пускателем осуществляется дистанционно с помощью двухкнопочного поста, а реверсивным – трехкнопочного.

Пускатели серии ПМЕ предназначены для дистанционного управления асинхронными двигателями с к.з. ротором мощностью 0,27-10 кВт, а пускатели серии ПАЕ (ПА) – указанными двигателями мощностью 4-75 кВт при номинальном напряжении 380 В

переменного тока частотой 50 или 60 Гц (60 Гц в экспортном исполнении). На рисунке 60 показана принципиальная схема управления асинхронным двигателем Д с помощью магнитного пускателя и двухкнопочного поста управления. Для пуска двигателя необходимо нажать кнопку «ПУСК». При этом замыкается цепь втягивающей катушки К контактора (первая фаза Л1 – размыкающие контакты первого теплового реле РТ1 – катушка контактора К – размыкающие контакты второго теплового реле РТ2 – зажим 3 пускателя – зажим 3 кнопки – контакты нажатой кнопки «ПУСК» - размыкающие контакты кнопки «СТОП» - третья фаза Л3). Якорь контактора при этом притягивается и главные контакты К включают двигатель. Одновременно с включением главных контактов замыкается блок-контакт К, который шунтирует кнопку «ПУСК», давая возможность отпустить ее, не разрывая цепь катушки. После отпускания кнопки «ПУСК» катушка контактора будет обтекаться током по цепи: фаза Л1 – контакты реле РТ1 – катушка контактора К – контакты реле РТ2 – зажим 3 пускателя – замкнувшийся блок-контакт К контактора – контакты кнопки «СТОП» - фаза Л3.

Для отключения двигателя нажимают кнопку «СТОП». При этом катушка контактора обестачивается и якорь отпадает, размыкая главные контакты и блок-контакты К. Теперь при отпускании кнопки «СТОП» включения двигателя не произойдет, т.к. кнопка «ПУСК» и блок-контакт К разомкнуты. По этой же причине не произойдет и повторного включения двигателя после кратковременного перерыва в подаче энергии. Следовательно, схема с шунтированием кнопки «ПУСК» замыкающим блок-контактом контактора позволяет легко осуществить нулевую защиту. То же произойдет и при размыкании контактов теплового реле в случае их срабатывания при недопустимом перегреве двигателя.

Для привода механизмов, которые могут вращаться в разных направлениях (буровые станки, лебедки и т.д.), необходимо изменять направление вращения двигателя, т.е. реверсировать двигатель. В этом случае применяются реверсивные магнитные пускатели, состоящие из двух трехполюсных контакторов, механически и электрически заблокированных между собой таким образом, что если один из контакторов включен, то другой включиться не может.

На рисунке 61 видно, что одновременное включение обоих контакторов привело бы к короткому замыканию двух фаз в пускателе и выходу его из строя.

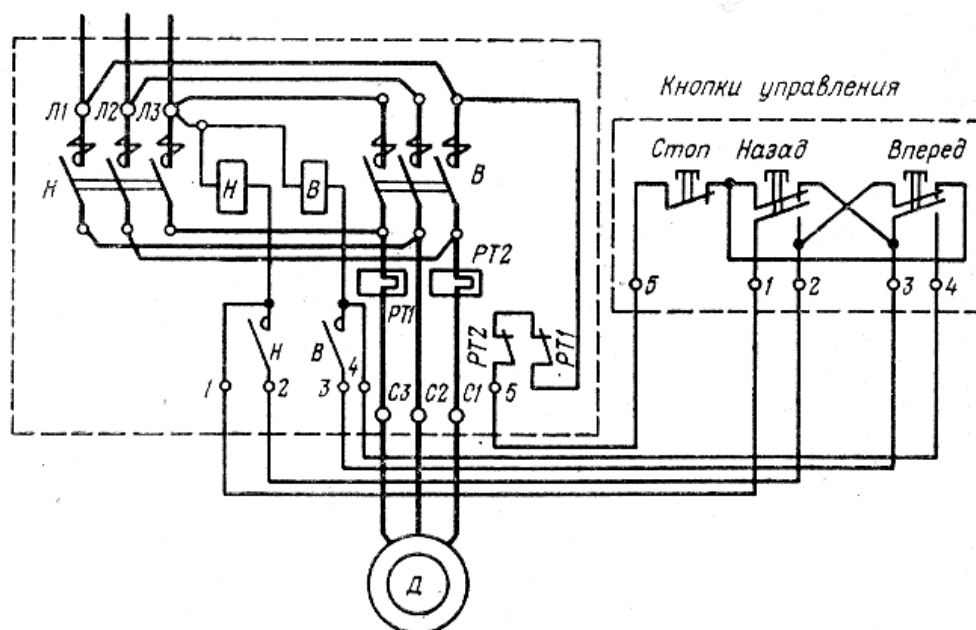


Рис 61. Принципиальная электрическая схема управления реверсивным асинхронным двигателем посредством реверсивного магнитного пускателя серии ПАЕ (ПА).

Для управления реверсивным пускателем применяется трехкнопочный пост с двумя кнопками «ПУСК» («ВПЕРЕД» и «НАЗАД») и общей кнопкой «СТОП». При нажатии на кнопку «ВПЕРЕД» включается контактор В по цепи: фаза Л3 – катушка контактора В – зажим 4 пускателя – зажим 4 кнопки – замыкающие контакты нажатой кнопки «ВПЕРЕД» – размыкающие контакты кнопки «НАЗАД» – кнопка «СТОП» – зажим 5 пускателя – размыкающие контакты тепловых реле РТ2 и РТ1 – фаза Л1. Якорь контактора В притянется, замкнет главные контакты В, включит двигатель в направлении «Вперед» (к двигателю подключаются фазы Л1-С1, Л2-С2, Л3-С3), замкнет блок-контакт В, шунтирующий кнопку «ВПЕРЕД». После отпускания кнопки «ВПЕРЕД» катушка контактора В будет обтекаться током по цепи: фаза Л3 – катушка контактора В – зажим 3 пускателя – зажим 3 кнопки – нормальнозамкнутые контакты кнопок «НАЗАД» и «СТОП» – зажим 5 пускателя – замкнутые контакты тепловых реле РТ2 и РТ1 – фаза Л1.

Для отключения двигателя надо нажать кнопку «СТОП». При нажатии на кнопку «НАЗАД» включается контактор Н, к двигателю подключаются фазы Л1-С2, Л2-С1, Л3-С3. Направление тока в двух фазах статорной цепи двигателя изменилось, и ротор его стал вращаться в обратном направлении.

В схеме кнопочного поста предусмотрена электрическая блокировка, исключающая возможность одновременного включения контакторов при одновременном или поочередном нажатии кнопок «ВПЕРЕД» и «НАЗАД». Кроме того, в самом пускателе должна быть предусмотрена электрическая или механическая блокировка, исключающая возможность одновременного включения обоих контакторов при «прилипании» (приваривании) главных контактов одного из контакторов.

Автоматическое отключение пускателя происходит при срабатывании тепловых реле, значительном снижении или полном исчезновении напряжения в питающей сети.

Несмотря на наличие в рассмотренных пускателях общепромышленного (нормального) исполнение тепловых реле и установки перед ними плавких предохранителей (или максимальных токовых реле), они не обеспечивают надежной защиты асинхронных электродвигателей от работы в неполнофазном режиме. Опыт эксплуатации трехфазных асинхронных электродвигателей на горнорудных предприятиях показывает, что наиболее частый выход из строя (до 50% общего числа аварий) происходит по причине работы двигателей на двух фазах.

Для защиты электродвигателей от работы на двух фазах можно применять специальное реле (в системах с заземленной нейтралью рекомендуется применять тиристорное устройство для защиты электродвигателей от работы на двух фазах). Действие этого реле предусмотрено на случай перегорания предохранителей, установленных либо на щитах низковольтных РУ при применении магнитных пускателей общепромышленного исполнения, либо непосредственно в корпусах магнитных пускателей взрывобезопасного исполнения.

При применении пускателей типов ПА, ПАЕ и ПМЕ реле устанавливаются на каждую фазу и подключаются параллельно предохранителям. Однако для двигателей малой и средней мощности можно рекомендовать подключение реле к двум любым фазам, а к третьей предохранитель с плавкой вставкой, рассчитанной на несколько завышенную силу тока («загрубленную»).

Сгорание предохранителя в первой или в третьей фазе (рис.62) вызывает срабатывание реле (Р1 или Р2). При этом размыкающие контакты (Р1 или Р2) в цепи управления размыкаются, катушка контактора К обесточивается, размыкаются контакты К в пускателе и электродвигатель отключается от сети.

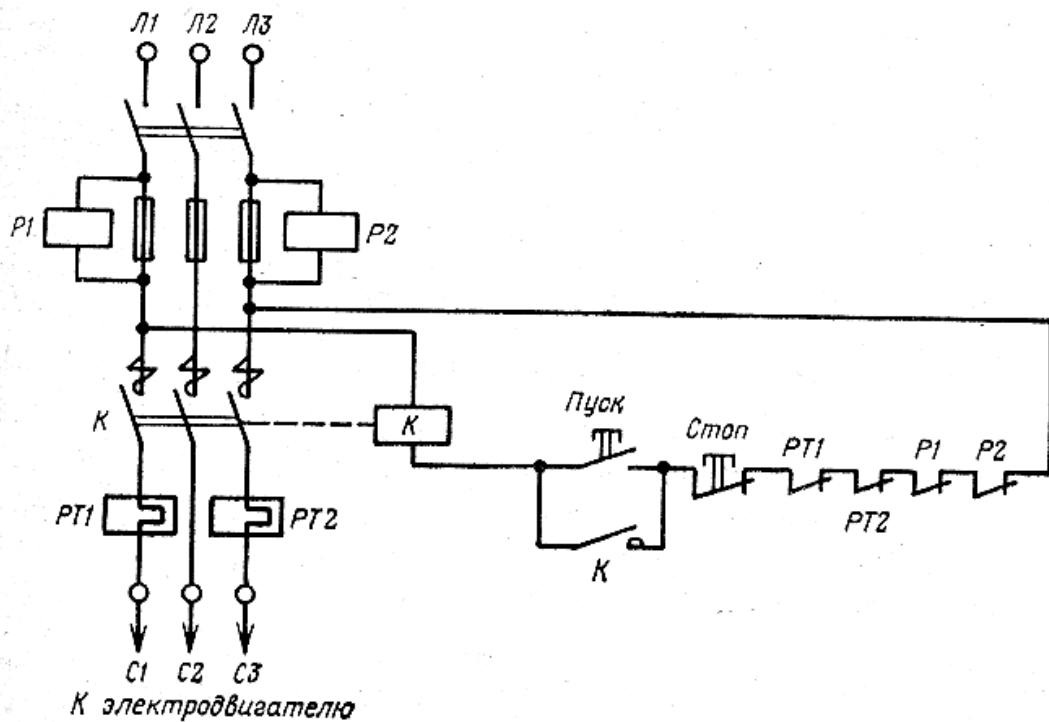


Рис 62. Принципиальная электрическая схема включения реле в магнитном пускателе типа ПАЕ для защиты двигателя от работы на двух фазах.

Магнитные пускатели общепромышленного исполнения серий ПА, ПАЕ и ПМЕ рекомендуется применять в условиях умеренного климата при температуре окружающей среды от -40 до $+40^{\circ}\text{C}$. Пускатели в защитных оболочках должны эксплуатироваться в закрытых производственных помещениях, под навесами, на верандах и в палатках, чтобы не подвергать их воздействию солнечной радиации и дождя.

Пускатели открытого исполнения должны эксплуатироваться только в закрытых производственных помещениях.

§ 5.17 Взрывобезопасные магнитные пускатели

Тяжелые условия работы некоторых эксплуатирующихся на карьерах (разрезах) машин и механизмов (например, забойных конвейеров, передвижных водоотливных установок и т.д.), относительно частые переноски, удары и т.д. предъявляют к аппаратуре управления жесткие требования в отношении прочности их конструкции. Кроме того, в закрытых галереях угледобычей, подземных стволах глубоких разрезов, дренажных шахтах и т.п., где может иметь место скопление угольной пыли или выделение метана, должна применяться аппаратура управления во взрывобезопасном исполнении.

Взрывобезопасность пускателей достигается заключением всей электрической аппаратуры (контактора, реле и т.д.) во взрывобезопасную (взрывонепроницаемую) оболочку.

По параметрам цепи управления различают взрывобезопасные магнитные пускатели с неискробезопасными цепями управления (серия ПМВ) и с искробезопасными цепями управления (серии ПМВИ и ПВИ).

Искробезопасными называют цепи, в которых открытая искра, образующая при обрыве или к.з. в любом месте цепи, не приводит к воспламенению метано-воздушной смеси опасной концентрации.

Все взрывобезопасные магнитные пускатели имеют искробезопасные цепи управления напряжением 18 В (первые выпуски серии ПМВ во избежание поражений электрическим током имели цепи управления напряжением 36 В), что отличает их от магнитных пускателей нерудничного исполнения, где напряжение цепей управления равно напряжению силовой цепи.

В соответствии с требованиями действующих Правил безопасности для подземных горных выработок изготовлена единая серия магнитных взрывобезопасных пускателей ПВИ на напряжение 380/660 В и номинальные токи от 25 до 250 А.

Пускатели ПВИ предназначены для шахт, опасных по газу (метану) и угольной пыли, содержащейся в окружающей атмосфере до 1000 мг/м³. Они могут эксплуатироваться при температуре окружающей среды от -5⁰ до +35⁰С и на высоте над уровнем моря не более 1000 м.

§ 5.18 Недостатки и выбор пускателей.

Недостатки магнитных пускателей. Наибольшее число отказов магнитных пускателей и нормальных режимах происходит из-за неполадок в контактной системе и обмотке втягивающей катушки. Наиболее характерные из них – спекание контактов и их неплотное прилегание, обрыв электрической цепи на контактах вследствие нагара. Поэтому магнитные пускатели (и, следовательно, контакторы) требуют постоянного контроля и периодической зачистки контактов или замены их новыми. Указанные недостатки полностью исключаются при применении бесконтактных пускателей.

В связи с появлением управляемых полупроводниковых выпрямителей (тиристоров) в промышленности получают применение бесконтактные системы пускателей, не требующих для включения контакторных катушек, рабочих контактов и дугогасительных устройств (например, аппарат бесконтактной коммутации типа АБК).

Взрывобезопасный аппарат АБК-2,5 предназначен для дистанционного управления ручного электроинструмента (главным образом для ручных электросверл) мощностью до 1,6 кВт или осветительных установок мощностью до 2,5 кВт.

Выбор магнитных (и ручных) пускателей – производят по номинальному напряжению и номинальному рабочему току подключаемой сети, а также по мощности двигателей.

Выбранный пускатель необходимо проверить на соответствие его коммутационной и разрывной способности величинам тока в данной сети, т.е. пусковому току защищаемого двигателя и току к.з. сети. Если пускатель, выбранный по номинальному току, имеет меньшую разрывную способность, чем величина тока к.з. сети, то для защиты сети должен быть установлен более мощный пускатель или автомат.

После выбора пускателя по указанным параметрам определяют величину уставок тока их максимальных и тепловых реле, а для пускателей с плавкими предохранителями – ток плавких вставок.

§ 5.19 Назначение, виды и схемы электрических блокировок

Для предупреждения ошибочных действий обслуживающего персонала, которые могут привести к электротравматизму людей и аварии электрооборудования, в низковольтной аппаратуре применяют различные блокировки, основными видами которых являются механические и электрические. Механические блокировки применяются только в пределах одного аппарата, а электрические как для блокировки отдельных элементов в пределах одного аппарата, так и для блокирования отдельных аппаратов в пределах комплекса аппаратов.

Примерами механических блокировок являются:

1. Блокировка между контакторами у реверсивных магнитных пускателей с помощью тяги, которая при включенном первом контакторе не дает включиться второму контактору;

2. Блокировка между крышкой корпуса и рукояткой разъединителя у аппаратов рудничного исполнения. Для этой цели используют блокировочный винт, который при нормальной работе аппарата входит в прорезь крышки и не дает возможности открыть ее. Крышку можно открыть при выключенном разъединителе, но тогда блокировочный винт другим своим концом войдет в прорезь рукоятки разъединителя и не допустит включения разъединителя при открытой крышке.

Примерами электрической блокировки отдельных аппаратов в пределах комплекса аппаратов являются:

1. Блокировка нескольких магнитных пускателей для пуска и остановки двигателей конвейеров в определенной заданно последовательности. Например, пуск конвейеров должен производиться в порядке, обратном направлению грузопотока, так, чтобы каждый последующий конвейер мог включиться только в том случае, если конвейер, на который он грузит, уже пущен; остановка любого конвейера должна вызвать немедленную автоматическую остановку всех конвейеров, подающих на него груз;

2. Блокировочная зависимость между аппаратами при управлении экскаватором должна обеспечить работу главных механизмов (например, механизмов подъема, напора, поворота и хода) только в том случае, если первоначально будут включены двигатели маслонасоса, компрессора, вентилятора и т.д.

3.

На рисунке 63 показана простейшая схема электрической блокировки магнитных пускателей, которая позволяет управлять несколькими двигателями конвейеров с помощью одного кнопочного поста. При нажатии кнопки «ПУСК» включается пускатель двигателя первого конвейера и одновременно левым блок-контактом К1 замыкает цепь управления второго пускателя, который, включившись, своим блок-контактом К2 замыкает цепь управления третьего пускателя и т.д.

Данная схема может быть применена лишь при управлении сравнительно малым числом двигателей с к.з. ротором и при небольшой их мощности. Пуск большого числа двигателей значительной мощности, быстро следующий один за другим, вызывает наложение толчков пусковых токов, суммарная величина которых может оказаться недопустимой для нормального режима работы. Для устранения этого недостатка применяются различные реле скорости (основным назначением реле скорости является контроль за целостностью конвейерных лент или цепей, а также исключение пробуксовки ленты. Вместе с тем они могут выполнять и дополнительные (блокировочные) функции, обеспечивающие пуск последующих двигателей с выдержкой времени, т.е. после спада пусковых толчков тока; в этом случае замыкающие контакты реле скорости РС предыдущего конвейера включаются в цепь катушки пускателя последующего конвейера (рис.63).

В случае отсутствия специальных автоматических устройств для обеспечения выдержки времени между пусками сопряженных в работе двигателей, но при сохранении блокировочной зависимости, каждый пускатель имеет свой двухкнопочный пост (рис.64).

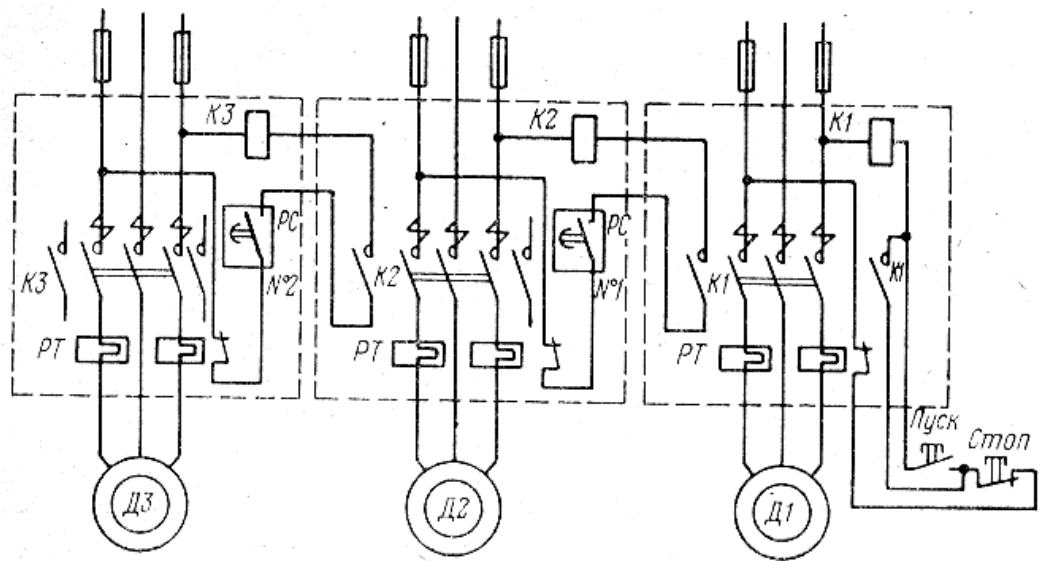


Рис 63 Схема электрической блокировки магнитных пускателей, управляемых одним двухкнопочным постом.

Пуск двигателей происходит при нажатии в определенном порядке соответствующих кнопок с некоторым интервалом времени, необходимым для спада толчков пусковых токов. В данном случае пуск двигателей происходит в последовательности Д1, Д2, Д3 и т.д.

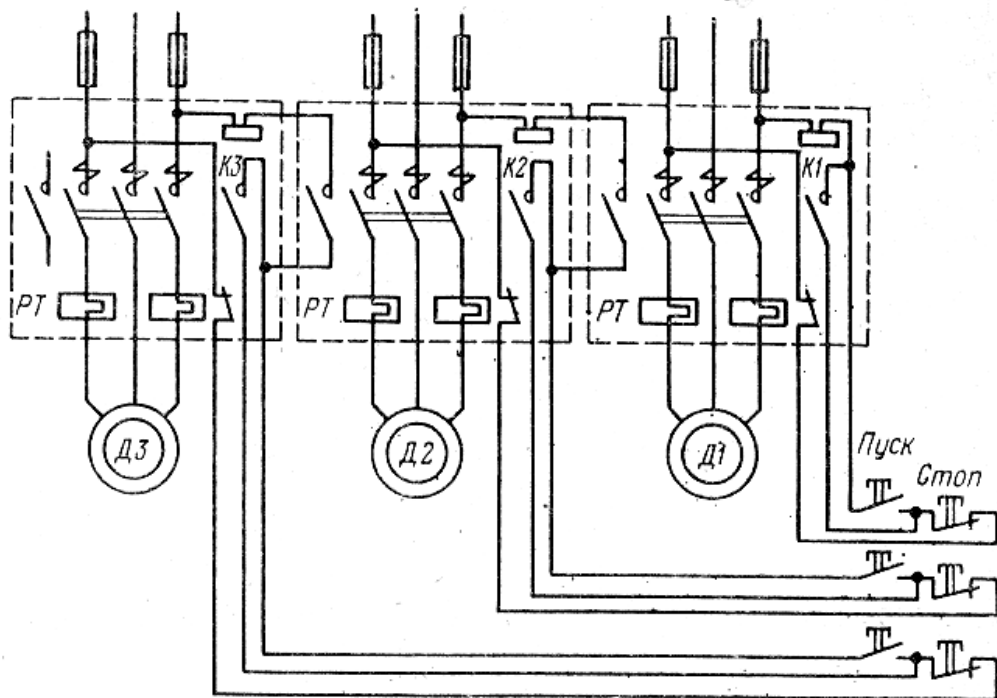


Рис 64. Схема электрической блокировки магнитных пускателей, управляемых с помощью отдельных кнопочных постов.

§ 5.20 Некоторые типы низковольтной аппаратуры, применяемой для управления электроприводами карьерных машин и установок

К низковольтной аппаратуре, применяемой для управления электроприводами карьерных машин и установок, можно отнести тиристорные пускатели серии ПТ, автоматические выключатели серии «Электрон», комплекс контактных и бесконтактных аппаратов управления, размещенных в корпусах логических полупроводниковых элементов серии «Логика-Т» и др.

Тиристорные пускатели. Тиристорные пускатели серии ПТ-16-380 и ПТ-40-380 предназначены для дистанционного включения и отключения, а реверсивные пускатели типов ПТ-16-380Р и ПТ-40-380Р – для дистанционного включения, реверса и отключения трехфазных электродвигателей с к.з. ротором мощностью до 20 кВт.

Нереверсивные пускатели могут использоваться для включения и отключения других видов трехфазных активных нагрузок.

Пускатели предназначены для использования в условиях умеренного климата (при температуре окружающей среды от -20 до $+50^{\circ}\text{C}$) на подвижных объектах и в стационарных установках в шахтах, на рудниках и карьерах (разрезах), а также в установках нефтяной, газовой, химической, металлургической и других отраслях промышленности при условии применения их в защитных оболочках, соответствующих условиям эксплуатации, и при наличии в схеме электроснабжения индивидуального или группового аппарата с видимым разрывом цепи.

Каждый тип пускателя ПТ имеет два исполнения:

- 1 исполнение – для взрывобезопасного применения;
- 2 исполнение – для общепромышленного применения

Пускатели исполнения I отличаются от пускателей исполнения 2 только материалом изоляционных панелей.

Не допускается работа пускателей в агрессивных средах, содержащих пары кислот и щелочей в концентрации, разрушающей металл и изоляцию, а также в средах с токопроводящей пылью.

Пускатели имеют две защиты:

1. Тепловую – от перегрузок;
2. Максимальную токовую – от токов к.з. с регулируемым порогом срабатывания.

Пускатели поставляются с защитой, настроенной так, чтобы максимальная токовая защита срабатывала при 9-10-кратном номинальном токе, а тепловая защита от перегрузок срабатывала при температуре на корпусе тиристора не выше 105°C . Управление пускателями кнопочное, с фиксацией и без фиксации команды. Возможно управление от бесконтактных логических элементов.

Конструктивно пускатель ПТ выполнен в виде единого блока. Тиристоры установлены на медном охладителе. На нижнем правом охладителе закреплен термодатчик ТД.

В нижней части пускателя размещен блок управления, прикрепленный к несущим уголкам винтами. Он может откидываться для доступа к элементам, расположенным с обратной стороны блока. Реле в пускателях исполнения I размещены в контейнере для защиты контактов реле от механических повреждений и пыли.

Электрические схемы тиристорных пускателей (рис.65) унифицированы и различаются лишь числом элементов и типом силовых тиристоров. Схема пускателя состоит из нескольких схем (силовой, управления, защиты) и источника питания. В силовую часть входят тиристоры, включенные в каждую фазу встречно-параллельно. Принцип работы пускателей состоит в бесконтактном включении и отключении нагрузки силовыми тиристорами при получении команды с кнопочного элемента.

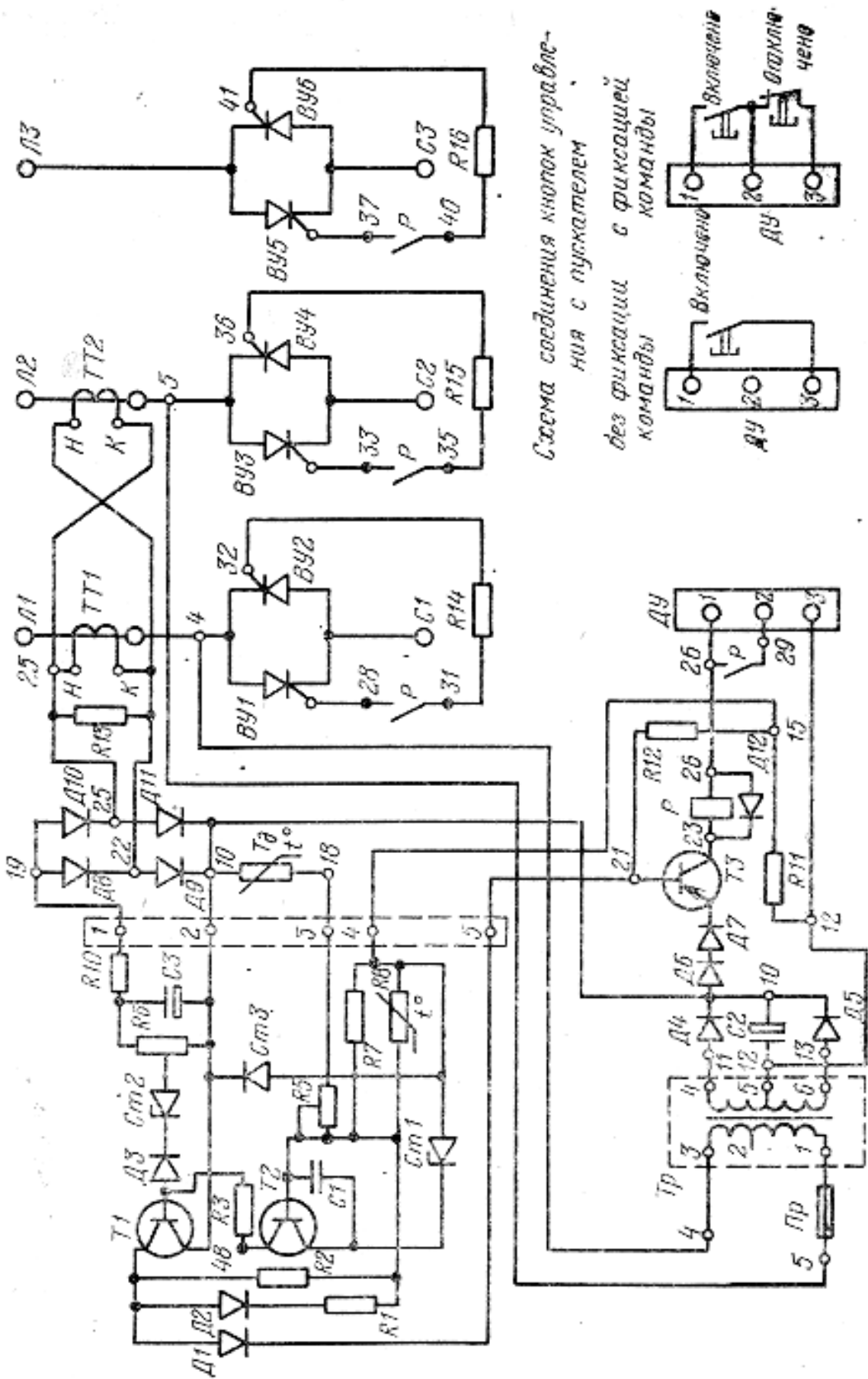


Схема соединения кнопок управления с пускателем

без фиксации с функцией команды

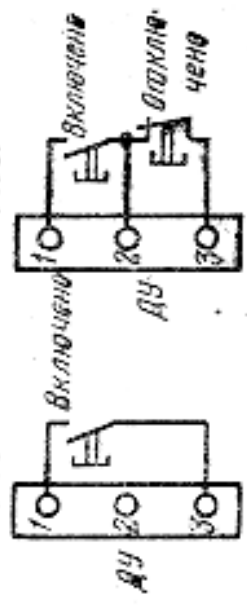


Рис. 65. Электрическая схема тиристорных пускателей ПТ16 – 380 – УБ, ПТ40 – 380 – УБ:

ВУ ÷ ВУ6 – тиристоры; Д1 ÷ Д12 – диоды; ТТ1, ТТ2 – трансформаторы тока; R1 ÷ R16 – резисторы; ТД – термодатчик; Тр – трансформатор; Р – реле

Управление силовыми тиристорами осуществляется широтно-импульсным методом.

Импульсы управления тиристорами формируются из анодного напряжения тиристоров. В исходном состоянии все тиристоры закрыты и находятся под фазным напряжением. Допустим, что после замыкания контактов реле Р положительная полуволна напряжения сети приложена к аноду тиристора BV1. Тогда от анода к катоду тиристора BV1 через управляющий переход тиристора BV2, контакт реле Р, резистор R14 и управляющий тиристора BV1 будет протекать ток управления. Тиристор BV1 откроется. С открытием тиристора автоматически снимается сигнал управления, т.к. падение напряжения на открытом тиристоре не превышает 1 В. При переходе тока через нуль тиристор BV1 закрывается. Теперь положительная полуволна напряжения сети будет приложена к аноду тиристора BV2. Ток управления будет протекать от анода к катоду тиристора BV2 через управляющий переход тиристора BV1, резистор R14, контакт реле Р и управляющий электрод тиристора BV2. Тиристор BV2 откроется, и с него автоматически снимается сигнал управления.

Импульсы управления поступают на тиристоры синхронно с напряжением сети в начале каждого положительного полупериода, т.е. через 360 эл.градусов.

Пускатели отличаются высокой надежностью, простотой конструкции, низкой стоимостью и относительно малыми габаритами

Высокая надежность и циклоустойчивость пускателей обеспечивают надежную работу электропривода в тяжелых условиях эксплуатации и дают значительный экономический эффект.

Автоматические выключатели серии «Электрон» (рис.66) – имеют следующие исполнения:

- По роду тока главной цепи – постоянного и переменного тока;
- По виду привода – с ручным и электродвигательным.

Автоматический выключатель «Электрон» надежно обеспечивает защиту электрических установок при перегрузках и к.з. с помощью электронной автоматики; включение и отключение в номинальных режимах работы электрических установках, в том числе асинхронных двигателей с к.з. ротором.

Выключатели имеют номинальные тока от 630 до 5000 А, номинальные токи защиты от перегрузок от 250 до 5000 А, номинальное напряжение 660 или 440 В.

Привод выключателей ручной или дистанционный.



Рис 66. Общий вид автоматического выключателя серии «Электрон».

Технические характеристики тиристорных пускателей

	Показатели	Тип пускателя	
		ПТ-16-380-У5 ПТ-16-380Р-У5	ПТ-40-380-У5 ПТ-40-380Р-У5
1.	Напряжение сети, В	380	380 +10% -20%
2.	Частота питающей сети, Гц	50	50
3.	Номинальный ток, А	16	40
4.	Ток в продолжительном режиме работы при температуре окружающей среды 35 ⁰ С, А	25	63
5.	Минимальный ток, А	0,18	0,18
6.	Ток включения в течение 0,4 с, А, в режиме:		
	а) повторно-кратковременном	100	200
	б) продолжительном	130	360
7.	Ток включения, А, в режиме:		
	а) повторно-кратковременном	16	40
	б) продолжительном	25	63
8.	Предельная коммутационная способность при $\cos \varphi = 0,6$, а в момент:		
	а) включения	560	1650
	б) отключения	400	900
9.	Электродинамическая устойчивость, А	560	1650
10.	Термическая устойчивость за время 0,1 с, А	400	900
11.	Ток перегрузки раз в течение:		
	а) не менее 2 часов	1,25	1,25
	б) не менее 20 мин	1,5	1,5
	в) не менее 20 сек	2	2
12.	Масса (пускатели исполнения), кг	14; 17	16; 25

§ 5.21 Эксплуатация электроаппаратуры и требование правил безопасности при эксплуатации и ремонте низковольтной электроаппаратуры

При эксплуатации электроаппаратуры могут возникать неисправности как механического, так и электрического характера, которые, не будучи своевременно устраненными, приводят к преждевременному выходу аппаратов из строя и простоям машин и механизмов. Рассмотрим характерные неисправности, их обнаружение и устранение в электрической аппаратуре дистанционного управления.

Основными неисправностями магнитных пускателей и контакторов являются пробой на корпус, междуфазное замыкание, разрыв цепи тока, сильное гудение контакторов, неисправности в схеме цепей управления.

Причинами пробоя на корпус могут быть повреждение изоляции проходных шпилек, соприкосновение с корпусом токоведущих частей из-за неправильного присоединения наконечников, плохая разделка кабелей и т.д.

Междуфазные замыкания в самом пускателе происходят по тем же причинам, и, кроме того, могут быть вызваны отсутствием дугогасительных камер, порчей изоляционных панелей и непосредственным соединением токоведущих частей. Место повреждения в

пускателе определяют или внешним осмотром, или прибором после обязательного отключения его от сети. После устранения неисправностей следует измерить сопротивление изоляции (оно должно быть НЕ МЕНЕЕ 1 МОм для аппаратов напряжение до 1000 В).

Разрыв силовых цепей чаще всего происходит в подвижных контактных соединениях в результате их подгорания или отсутствия соприкосновения, а также в местах присоединения перемычек и жил кабеля. Основными причинами этого вида повреждений могут быть неправильный выбор аппарата по току, плохой монтаж, недостаточное сечение жил кабеля в местах присоединения, плохая регулировка контактов. Исправное состояние контактов – главное условие надежной работы электроаппаратов.

При регулировании контактной системы необходимо проверять:

1. Усилие нажатия контактов;
2. Величину провала контактов;
3. Величину раствора контактов.

Величина начального нажатия пружины на подвижный контакт измеряется динамометром (рис.67, а) при отключенном контакторе. Вставленная между подвижным контактом и его упором полоска тонкой писчей бумаги должна сравнительно легко вытягиваться, не разрываясь. Величины конечного нажатия и провала контактов определяются при замкнутом от руки контакторе (рис.67, б). При этом заложенная между подвижным и неподвижным контактами полоска писчей бумаги также должна вытягиваться, не разрываясь.

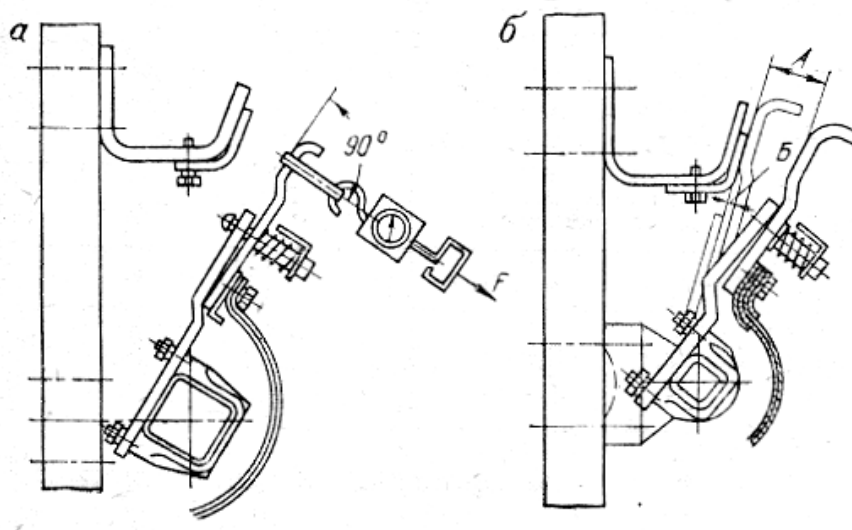


Рис 67 Измерение величин нажатия и провала контактов контактора и магнитного пускателя: а – раствор контактов; б провал

Чрезмерное нажатие контактов вызывает быстрый износ их и неустойчивую работу электромагнита, а слишком слабое – перегрев контактов. Регулирование производится вращением гайки или винта, ослабляющего или усиливающего давление регулирующей пружины.

Одновременно с измерением степени нажатия контактов необходимо проверять одновременность и характер их касания. Контакты, как в момент начального касания, так и окончательно замкнутые должны касаться по всей своей ширине без просветов. Касание контактов разных полюсов, а также боковое смещение подвижного контакта по отношению к неподвижному должно быть не более 1 мм.

Во время эксплуатации магнитных пускателей и контакторов необходимо регулярно (не реже одного раза в неделю) осматривать контактную систему. В случае подгорания контактов они должны быть зачищены личным напильником. Не разрешается чистить

контакты наждачным полотном, т.к. кристаллы наждака врезаются в контактные поверхности и ухудшают контакт.

Посеребренные контакты обычно не зачищают, а протирают ветошью, слегка смоченной в бензине.

Линейные контакты контакторов и пускателей подлежат замене, если при нажатии рукой на якорь не будет заметно перекатывание контактов, т.е. если величина провала контакта станет меньше величин в заводской инструкции.

Величина провала контактов контакторов

Контактор	Усилие нажатого контакта, кгс		Размеры, мм		Минимальный провал, мм
	начальное	конечное	раствора (А)	провала (Б)	
КТВ-33	1,6-2,3	3,2-4,0	17,5±1,4	3,5±0,4	2,0
КП-504	3,6-4,0	7,2-8,0	18,5±1,0	5,0±0,5	4,5

При работе магнитные пускатели и контакторы переменного тока издают легкий переменный гул подобно гудению трансформатора. Сильное гудение или дребезжание контактора (пускателя) обозначает, что он неисправен.

Причины чрезмерного гудения контактора и меры их устранения:

1. Слишком большое нажатие контактов – ослабить пружины;
2. Поврежден короткозамкнутый виток – заменить виток;
3. Якорь неплотно прилегает к сердечнику – очистить грязь с прилегающих поверхностей магнитопровода и произвести пригонку шабровкой этих поверхностей в случае их перекоса;
4. Слабое крепление якоря и сердечника – закрепить их, предусмотреть возможность свободного перемещения якоря в держателе;
5. Повреждение включающей катушки – заменить катушку;
6. Заедание вала в подшипниках или контактов в дугогасительных камерах, что легко обнаруживается при включении и выключении контактора;
7. Недостаточное напряжение в сети.

Необходимо помнить, что любая из приведенных причин гудения контактора вызывает перегрев катушки контактора, и поэтому оно должно быть устранено немедленно.

В магнитных пускателях очень часто бывают неисправности и в цепях управления, например:

1. При нажатии кнопки «ПУСК» пускатель не включается;
2. При нажатии кнопки «СТОП» пускатель не выключается;
3. При отпуске кнопки «ПУСК» после включения пускатель выключается;
4. При подаче питания из сети пускатель самопроизвольно (без нажатия кнопки «ПУСК») включается и т.д.

Основной опасностью при эксплуатации электроаппаратуры является возможность поражения электрическим током, поэтому от обслуживающего персонала требуется:

1. Строгое выполнение Правил безопасности и инструкций по монтажу и эксплуатации электрических аппаратов;
2. Хорошие знания электрических схем и конструктивных особенностей электрических аппаратов.

Установка, эксплуатация и ремонт электрических аппаратов должны производиться в соответствии с действующими:

1. «Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ);

2. «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» (ПТЭ) и «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей» (ПТБ);
3. «Едиными Правилами безопасности при разработке месторождений полезных ископаемых открытым способом» и т.д.

§ 5.22 Аппараты защиты от поражения электрическим током

Схемы аппаратов защитного отключения подразделяются на несколько типов в зависимости от параметра, на который реагирует датчик – реле напряжения или тока.

Один из зажимов источника постоянного тока E_0 (рис.68, а) через обмотку реле (датчика) постоянного тока К и присоединительный фильтр с сопротивлением Z_ϕ присоединяется к трехфазной сети, другой – к земле. Постоянный ток I_0 от источника E_0 проходит через сопротивление Z_ϕ на фазы сети и через сопротивления изоляции $Z_{из}$ (Z_1, Z_2, Z_3) и землю возвращается к источнику, т.е. обмотка реле обтекается контрольным (оперативным) током, который недостаточен для его срабатывания. В случае же прикосновения человека к токоведущей части (допустим, к проводу фазы 3) через его тело (сопротивление $R_{чел}$ много меньше $Z_{из}$) будет проходить контрольный ток $I_0 > I_0$, который приведет в действие реле К. Последнее при срабатывании замыкает свой контакт, вследствие чего отключающая катушка ОК автомата обтекается током двух фаз. При этом катушка ОК воздействует на механизм свободного расцепления автомата SF, который отключает сеть, осуществляя защитное отключение электросети. Время отключения сети менее 0,1 сек., так что человек находится под действием тока – кратковременно.

Вместе с тем эта аппаратура может контролировать (и реагировать) состояние (и повреждения) изоляции сети (уменьшение сопротивления $Z_{из}$). При снижении сопротивления изоляции относительно земли ниже определенного значения (критического сопротивления) ток I_0 достигает значения тока срабатывания реле К. В настоящее время в электросетях напряжением до 1000 В с изолированной нейтралью широко применяются реле утечки РУ-127/220, РУ-380, разработанные для шахтных условий, но применяемые в цепях машин и механизмов на ОГР.

На ОГР защитным средством от поражения электрическим током при касании человека к металлическому корпусу, оказавшемуся под напряжением в результате пробоя изоляции электроустройств, является защитное заземление. Отсюда контроль автоматической аппаратурой целостности заземления очень важен. Существует большое разнообразие таких схем; одна из них, использующая экранирующую оплетку кабеля для прохождения контрольного тока приведена на рис.68б. Устройство состоит из трансформатора тока 10, через окно которого пропущена оплетка кабеля 8, а к его вторичной обмотке подключено реле 9 с действием на отключение. Посредством трансформатора напряжения 6, первичная обмотка которого питается от стабилизатора напряжения 7, а вторичной обмоткой является заземляющая жила кабеля, создается небольшая ЭДС. Под ее действием проходит незначительный контрольный ток по цепи: заземляющая жила 2, контакты 12 и 11 корпуса пункта питания 1 (ПП), первичная обмотка трансформатора тока, контакты 5 и 4 корпуса машины 3. Тогда во вторичной обмотке трансформатора тока возникает ЭДС, под действием которой втягивается якорь реле 9. При обрыве контролируемой цепи якорь реле 9 отпадает, а его контакты отключают сеть.

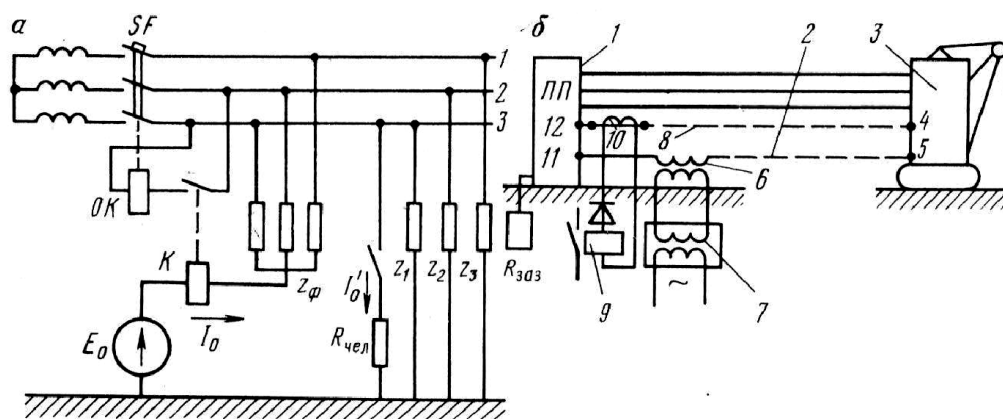


Рис 68. Принципиальная схема защитных устройств:
а – реле утечки; б – схема контроля целостности цепи заземления.

ЧАСТЬ 3

ГЛАВА 6 ВЫСОКОВОЛЬТНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ АППАРАТУРА

§ 6.1 Изоляторы. Типы и конструкции высоковольтных изоляторов

Токоведущие части электроустановок крепятся и изолируются (друг от друга и относительно земли) посредством изоляторов.

В зависимости от назначения изоляторы подразделяются на:

1. Линейные – штыревые и подвесные, применяемые на воздушных линиях электропередач;
2. Стационарные – опорные и проходные, используемые для распределительных устройств подстанций;
3. Аппаратные – опорные и проходные различной формы, устанавливаемые в аппаратах.

Изоляторы имеют следующие обозначения:

- «О» - опорный;
- «П» - проходной (или подвесной);
- «Ш» - штыревой;
- «С» - стрелевой.

У стационарных изоляторов вторая буква в обозначении (А, Б, В, Д или Е) характеризует механическую прочность. У линейных изоляторов вторая буква в обозначении может указывать на материал изолятора (например, «Ф» - фарфоровые, «С» - стеклянные). Цифры после букв указывают номинальное напряжение в кВ (ШФ10, ШФ35 и т.д.).

Линейные штыревые изоляторы применяются на напряжении до 35 кВ, подвесные – 35 кВ и выше, а также для подвески проводов сечением более 120 мм² для любого напряжения. Подвесные изоляторы собираются в гирлянды.

Стационарные изоляторы выпускаются как для внутренних, так и для наружных установок (рис.69 и рис.70). Изоляторы для наружных установок имеют большую площадь поверхности (ребра и т.д.).

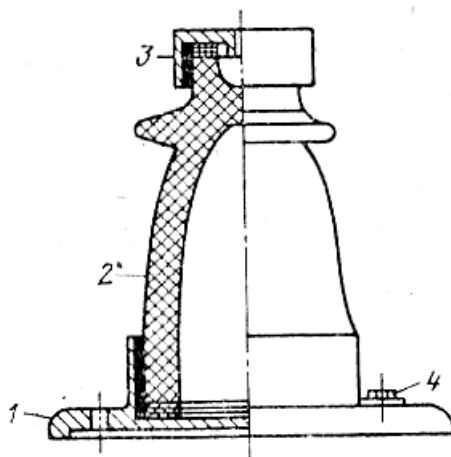


Рис.69. Опорный изолятор для внутренней установки:

- 1 – чугунное основание для крепления изолятора; 2 – корпус; 3 – чугунный колпачок для крепления шины; 4 – болт для заземления

Опорные изоляторы для внутренних установок на напряжение 6-35 кВ служат для крепления шин и аппаратуры РУ, а проходные – для проведения токоведущих частей через стены и перекрытия.

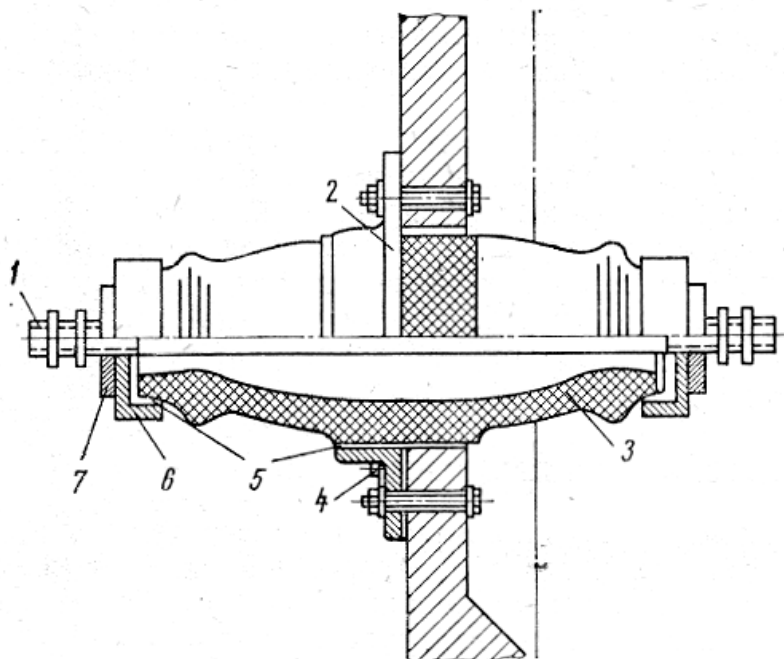


Рис 70 Проходной изолятор для внутренней установки:

1 – токоведущий стержень; 2 – фланец для крепления изолятора; 3 - корпус; 4 – болт для заземления; 5 – цементирующая замазка; 6 – чугунный колпачек для крепления токоведущего стержня; 7 – центрирующая шайба.

Аппаратные изоляторы (опорные и проходные) – специальные изоляторы из фарфора или стекла, предназначенные для изоляции токоведущих частей аппаратов высокого напряжения. Проходные изоляторы изготавливаются для внутренней или наружной установки (основной конструктивной особенностью изоляторов внутренней установки является отсутствие на их поверхности резко выступающих ребер, как это имеет место в изоляторах наружной установки).

На рисунке 71 показаны различные типы проходных изоляторов, применяемых в масляных выключателях. Опорные изоляторы в аппаратах используются для монтажа на них разъединителей, безмасляных выключателей, малообъемных масляных выключателей и т.п. Опорные изоляторы (рис.72 и рис.73) указанных конструкций применяются также для монтажа на них шин в РУ подстанций и КРУ.

Изоляторы в большинстве случаев изготавливают из фарфора. Для улучшения электромеханических качеств корпуса изоляторов покрывают блестящей белой или коричневой глазурью, а арматура на фарфоре крепится с помощью различного рода цементирующих веществ (замазок).

Наряду с фарфоровыми изоляторами выпускают стеклянные изоляторы. Электрические и механические свойства изоляторов из отожженного и закаленного стекла значительно выше фарфоровых при меньших размерах. Благодаря этому значительно снижается расход материала на опоры и стоимость линий электропередачи.

Для внутренних установок применяют также изоляторы бакелитовой бумаги.

При выборе изоляторов учитывают:

1. Номинальное напряжение;
2. Место установки;

3. Допустимую механическую нагрузку, возникающую при ударном токе трехфазного короткого замыкания. Эта нагрузка не должна превышать 60% разрушающей нагрузки изолятора;

4. Проходные изоляторы дополнительно выбирают по номинальному току нагрузки установки.

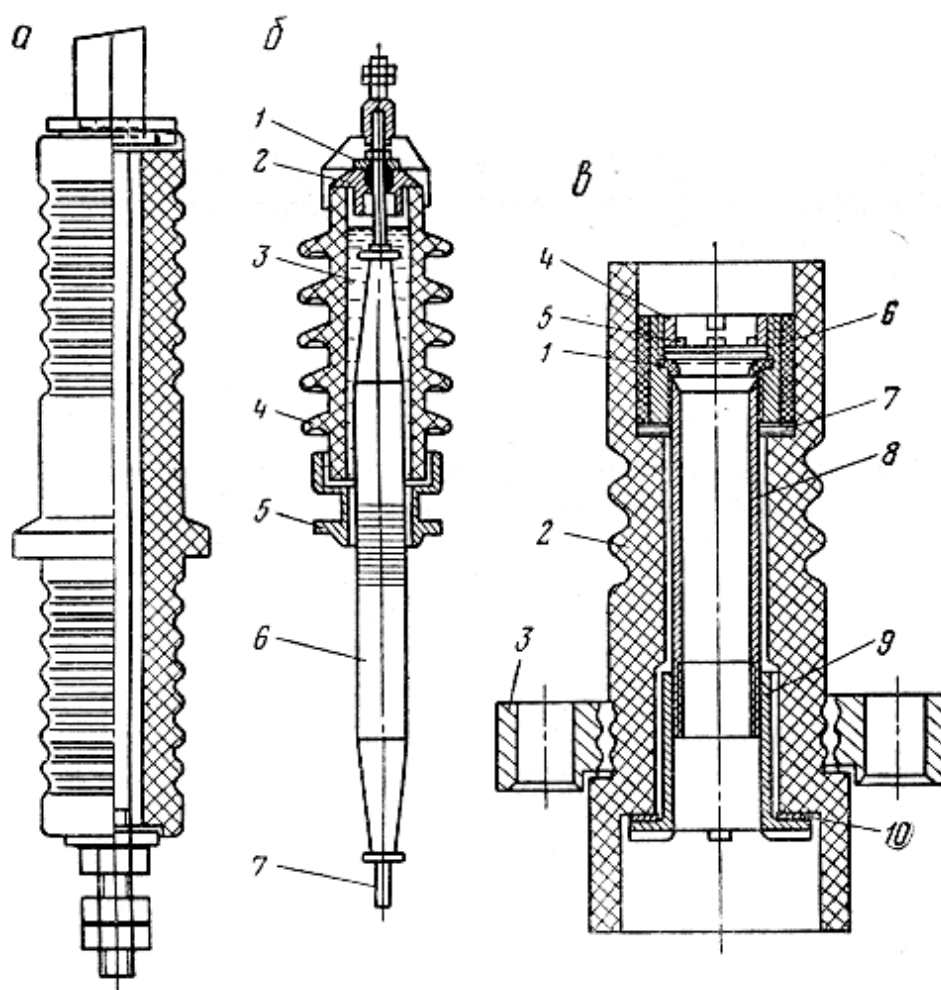


Рис 71. Проходные изоляторы для аппаратов:

а – цилиндрической формы с ребристой поверхностью для масляного выключателя ВМБ-10 на 10 кВ;

б – с дополнительной внутренней изоляцией (компаудная мастика) на 35 кВ для масляных выключателей;

1 – нажимная шайба; 2 – диск; 3 – мастика; 4 – фарфоровая покрывка; 5 – фланец;

6 – бакелитовый остов; 7 – токоведущий стержень;

в – специальный тип П-29 на 10 кВ для выключателей типа МГГ:

1 – манжет; 2 – изолятор; 3 – фланец; 4 – гайка; 5 – хомут; 6 - фланец трубы;

7 – шайба; 8 – труба; 9 – фланец трубы; 10 – шайба.

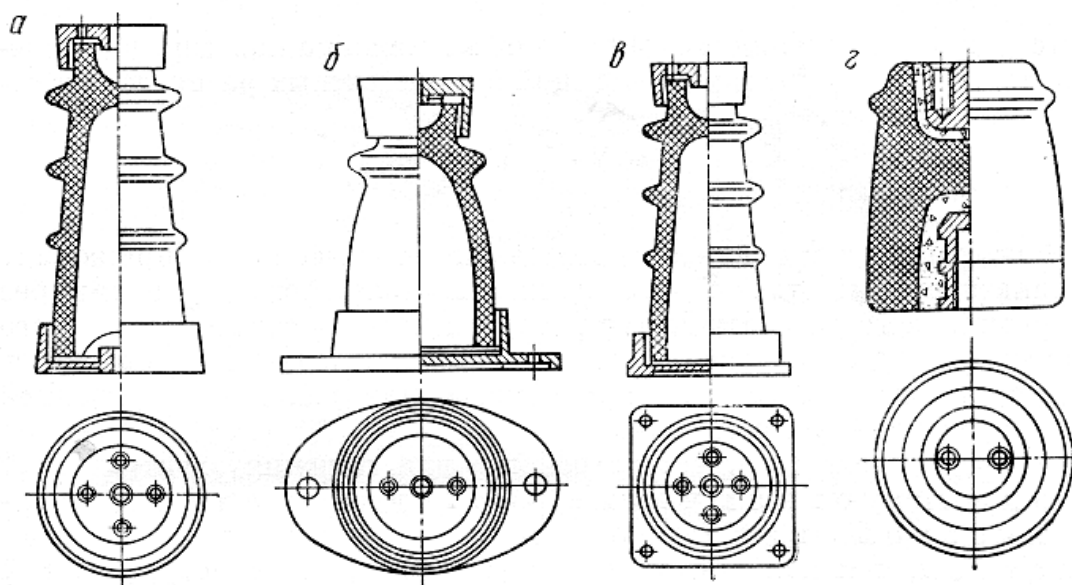


Рис 72 . Опорные изоляторы типа ОФ для внутренней установки:
 а – с круглым фланцем на 6-10 кВ; б – с овальным фланцем на 6-10 кВ; в – с квадратным фланцем на 35 кВ; г – с внутренней закладкой арматуры на 6, 10 и 20 кВ

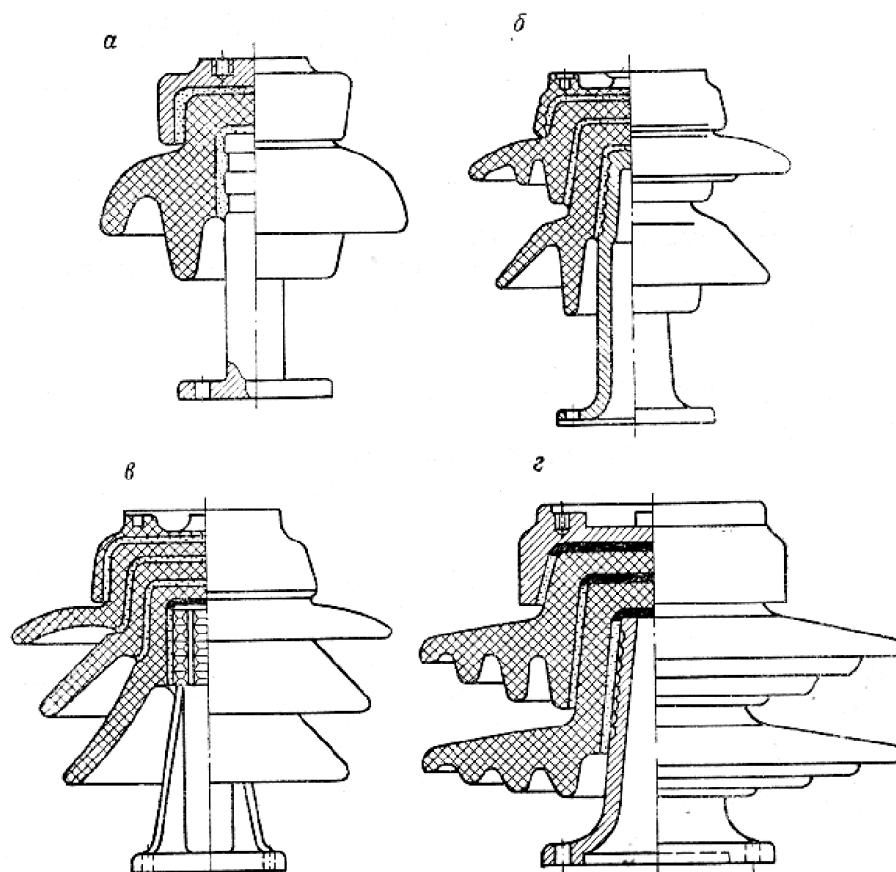


Рис 73 к § 49. Опорные штыревые изоляторы для наружной установки:
 а – ШН-10 и ШНС-10 на 10 кВ, стеклянный; б – ШТ-35 на 35 кВ; в – ИШД-35 на 35 кВ;
 г – ОС-1 на 35 кВ для районов с загрязненной атмосферой.

§ 6.2. Шины распределительных устройств

Шинами называются голые проводники, а также гибкие многопроволочные провода круглого, трубчатого, прямоугольного или коробчатого сечения, укрепляемые на изоляторах. Шинами соединяют между собой как отдельные аппараты, так и элементы внутри них. Шины бывают медные, алюминиевые и стальные. Медные шины применяют в наиболее ответственных установках, а стальные – в маломощных высоковольтных установках или при напряжении до 1000 В и токах до 200-400 А.

В РУ, как правило, применяют алюминиевые шины. В закрытых установках напряжением до 35 кВ устанавливают алюминиевые шины прямоугольного (плоского) сечения; в открытых установках шины выполняются круглыми многопроволочными сталеалюминевыми проводами.

Шины прямоугольного сечения на изоляторах могут крепиться (располагаться) на ребро и плашмя. Первый способ предпочтительней из условия охлаждения шин, а второй – из условия механической прочности при токах короткого замыкания. Прямоугольные шины закрепляют на опорных изоляторах обычно с помощью специальных шинодержателей, а круглых – с помощью скоб.

Для токов более 3000 А применяют шины коробчатого сечения. При нормальной работе максимально допустимая температура нагрева шин не должна превышать $+70^{\circ}\text{C}$ ($+343\text{K}$).

Для облегчения ориентирования обслуживающего персонала шины окрашивают эмалевыми красками соответственно:

1. Постоянный ток:
 - а) шины положительного полюса – бордо;
 - б) шины отрицательного полюса – синий.
2. Трехфазный ток:
 - а) шины фазы «А» - желтый;
 - б) шины фазы «В» - зеленый;
 - в) шины фазы «С» - красный;
 - г) заземленная нейтраль – черный.
3. Однофазный ток – желтый и красный.

Ответвление шин однофазного тока окрашивают в цвета соответствующих фаз трехфазного тока.

При выборе шин учитывают номинальный ток и напряжение сети, а также производят проверку по режиму к.з. и механическому резонансу.

§ 6.3. Высоковольтные предохранители

Высоковольтные предохранители предназначены для защиты силовых установок, силовых (мощностью до 1000 кВА) трансформаторов и трансформаторов напряжения (измерительных), косинусных конденсаторов и т.д. от токов к.з. и значительных токов перегрузки. Они выпускаются для внутренних и наружных установок. Для внутренних установок напряжение до 35 кВ включительно изготавливают предохранители трубчатые с кварцевым заполнением, силовые – серий ПК и ПКЭ и для защиты трансформаторов напряжения – ПКТ и ПКТУ.

Предохранитель ПК состоит из двух опорных изоляторов с контактами и патрона (рис.74), изготовляемого в виде фарфоровой или стеклянной трубки 1, закрытой крышками 3 с латунными колпачками 7 на концах. Внутри патрона помещаются рабочие плавкие вставки 2, которые могут быть навиты также на керамический сердечник 6. Остальное пространство, не занятое плавкими вставками, заполняется кварцевым песком 4, способствующим быстрому гашению дуги при перегорании вставок. Сигналом о срабатывании служит указатель 5, который при перегорании указательной вставки (средней в патроне)

выталкивается пружиной наружу. Материалом плавких вставок служит константан, серебро, медь. Для быстрого плавления вставок на них напаивают шарики из олова или свинца.

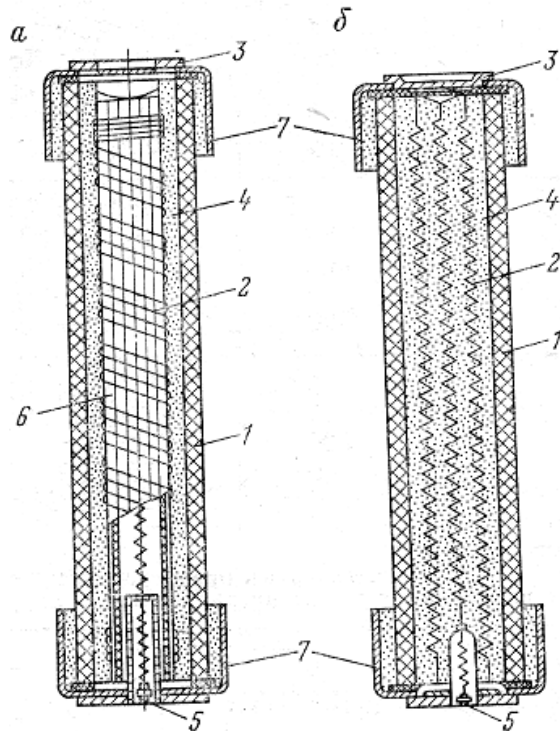


Рис 74. Патрон предохранителя типа ПК, рассчитанный на силу тока до 7,5А (а) и свыше 7,5 А (б).

Предохранители ПКТ (ПКТУ) в отличие от ПК (ПКЭ) не имеют указателей срабатывания.

Предохранители ПКЭ (экскаваторные) предназначены (рис.75) для установок, работающих в условиях тряски и вибрации.

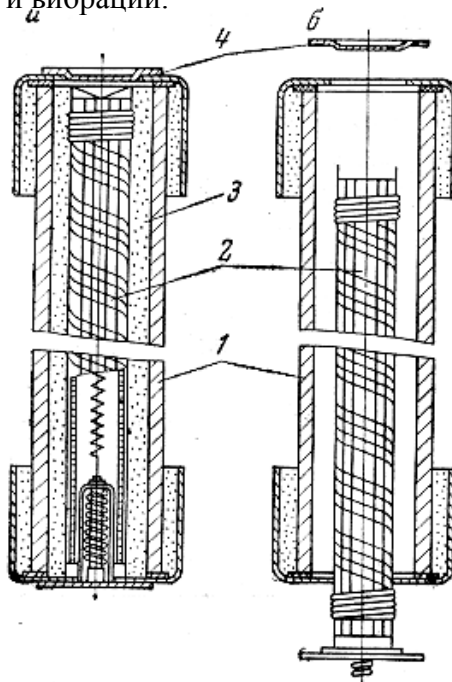


Рис 75. Предохранитель ПКЭ-6: а – заряженный; б – при сборке или разборке; 1 – патрон (фарфоровая трубка); 2 – плавкая вставка; 3 – кварцевый песок; 4 – латунные колпачки.

Силовые предохранители типа ПК (ПКЭ) выпускаются на номинальный ток 2-400 А (пределный ток отключения до 40 кА).

Для наружных установок изготавливаются предохранители типа ПКН (предохранитель с кварцевым заполнением наружной установки) и с газовыделяющими материалами типа ПСН (предохранитель силовой наружной установки стреляющий).

Предохранители ПСН (рис. 76) устанавливаются на напряжение до 110 кВ, на номинальные токи 7,5-100 А и предельную мощность отключения до 500 кВА.

Срабатывание предохранителя типа ПСН сопровождается выстрелом с выбрасыванием снопа пламени наружу. Поэтому такие предохранители необходимо устанавливать на высоте не менее 2 м.

Выбор высоковольтных предохранителей производится по:

1. Номинальному току;
2. Номинальному напряжению;
3. Разрывному току (току отключения).

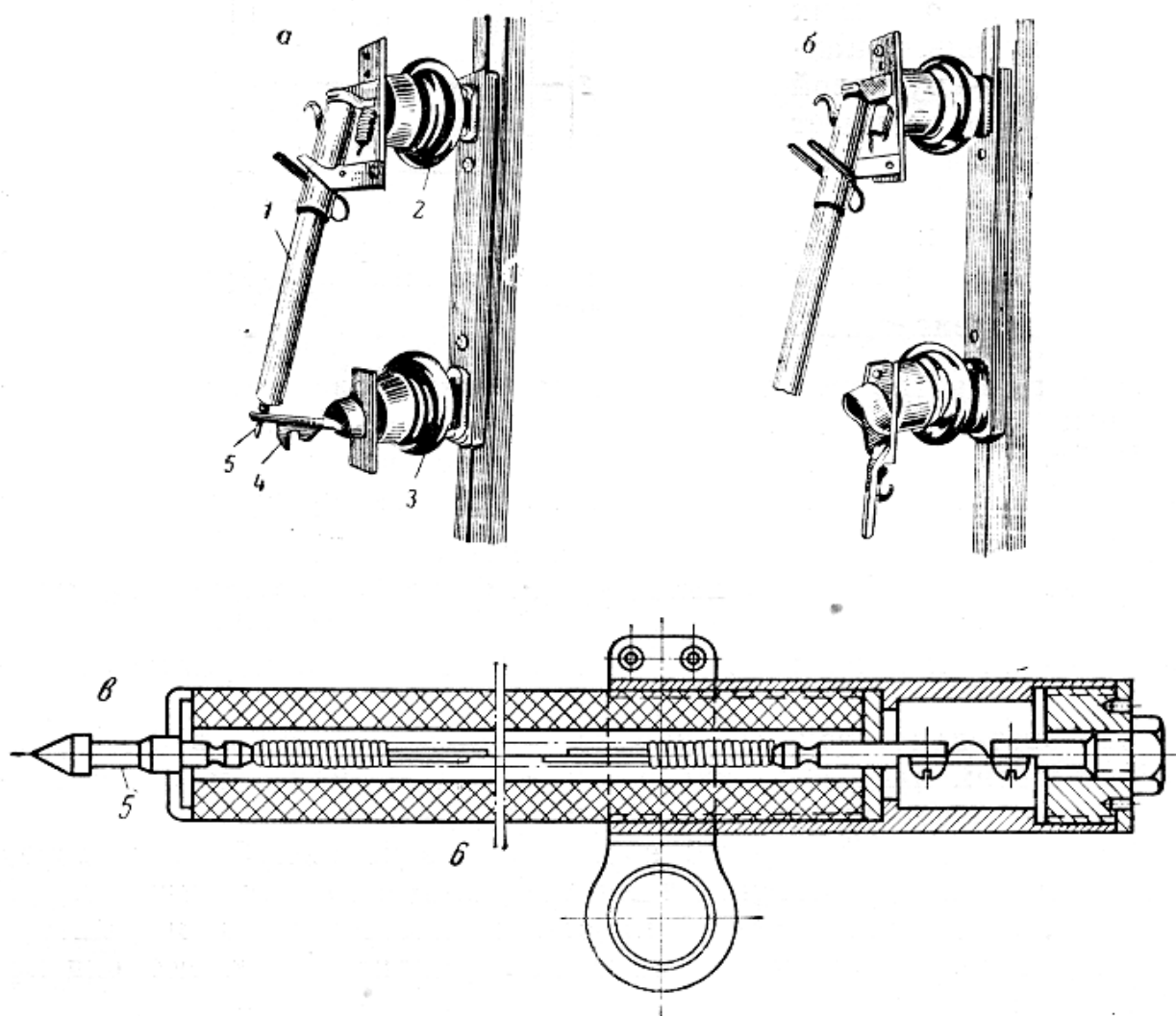


Рис 76. Предохранитель типа ПСН:

- а – в заряженном состоянии; б – после срабатывания; в – патрон предохранителя
1 – патрон; 2 – верхний изолятор с контактным держателем; 3 – нижний изолятор;
4 – контактный нож; 5 – наконечник вставки; 6 – гибкий проводник

§ 6.4. Разъединители

Разъединителем называется высоковольтный электрический аппарат, предназначенный для снятия напряжения и создание видимого разрыва в обесточенной масляным (или другим) выключателем электрической цепи. Снятие напряжения является весьма важным для обеспечения безопасности при выполнении ремонтных работ.

Разъединители не имеют специальных устройств для гашения дуги и поэтому с их помощью нельзя включать электрические цепи под нагрузкой (чтобы не вызвать опасное к.з. между фазами в разъединителе из-за возникшей электрической дуги и выход его из строя). Разъединителями разрешается отключать:

1. Емкостные токи воздушных и кабельных линий;
2. Измерительные трансформаторы напряжения;
3. Ток холостого хода силовых трансформаторов мощностью до 750 кВА при напряжении до 10 кВ;
4. Ток холостого хода трансформаторов мощностью до 7500 кВА при напряжении 35 кВ;
5. Проведение операций по разземлению и заземлению нейтрали трансформаторов;
6. Отключению и включению дугогасящих катушек при отсутствии в сети замыкания на землю;
7. Включение и отключение обходных разъединителей, если шунтируемый ими выключатель включен.

Разъединители (рис.77 и рис.78) подразделяются:

1. По числу полюсов – на однополюсные и трехполюсные;
2. По роду установки – для внутренних и наружных установок;
3. По способу установки – с вертикальным и горизонтальным расположением ножей;
4. По конструкции – рубящего типа, поворотные и штепсельные.

Конструкция разъединителей для наружных установок должна обеспечивать надежную работу их в любых атмосферных условиях.

Некоторые типы разъединителей кроме рабочих токоведущих ножей снабжены еще заземляющими ножами, которые должны накоротко замыкать отключаемую сеть и заземлять ее только после размыкания рабочих контактов.

Управление разъединителями осуществляется как вручную, так и дистанционно.

Тип разъединителя (РВ-6/400; РВ-6/600; РВЗ-6/400; РВЗ-6/600; РВФ-6/400; РВФ-6/600 и т.д.) расшифровываются следующим образом:

- «Р» - разъединитель;
- «В» - внутренней установки;
- «Ф» - фигурный (наличие проходных изоляторов);
- «З» - с заземляющими ножами;
- «Число в числителе дроби» - номинальное напряжение (кВ);
- «Число в знаменателе дроби» - номинальный ток (А).

Для правильного выбора разъединителей необходимо, прежде всего, определить величины напряжения и тока в той точке сети, где проектируется их установка. Номинальные величины тока и напряжения выбираемого аппарата должны быть равны или больше расчетных величин тока и напряжения для данной точки сети. Это условие называется выбором аппарата по его номинальным параметрам (напряжению и току).

Далее подсчитывают значения величин, характеризующий к.з. в точке установки данного аппарата. При этом каталожные данные аппарата должны быть больше или равны расчетным данным. Это условие называется проверкой аппарата на устойчивость по отношению к токам к.з.

Таким образом выбор аппаратуры высокого напряжения сводится к сравнению расчетных и каталожных данных. Кроме того, при выборе аппаратов необходимо учитывать их конструкцию и место установки.

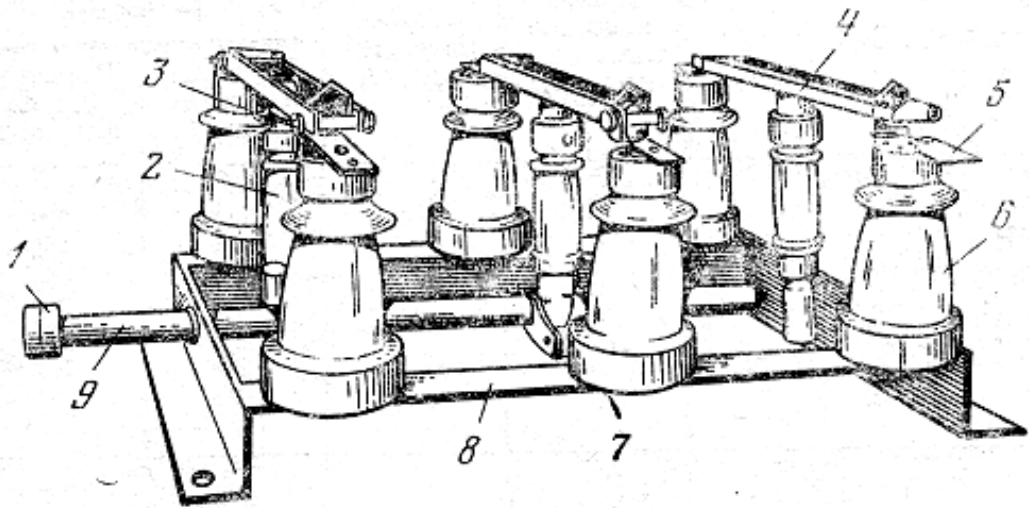


Рис 77. Трехполюсный разъединитель для внутренней установки:
 1 – рычаг управления; 2 – фарфоровая тяга; 3 – пружины ножей; 4 – ножи; 5 – неподвижные контакты; 6 – опорные изоляторы; 7 – рычаги каждого ножа; 8 – рама; 9 – вал.

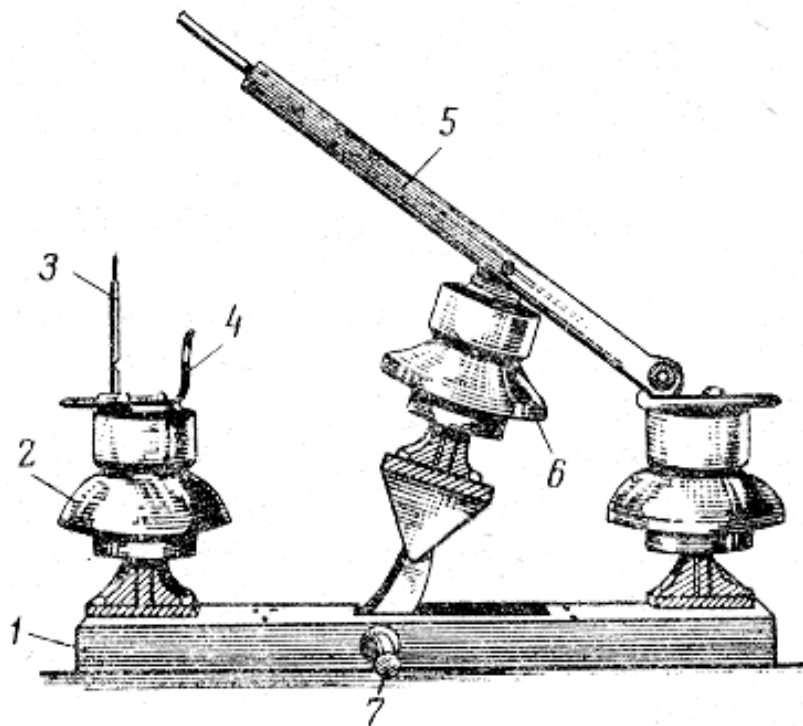


Рис 78. Однополюсный разъединитель для наружной установки;
 1 – рама; 2 – опорные штыревые изоляторы; 3 – рога; 4 – неподвижный контакт;
 5 – нож; 6 – фарфоровый изолятор тяга; 7 – вал.

§ 6.5 Отделители и короткозамкатели.

На подстанциях карьеров (разрезов) со стороны высшего напряжения трансформаторов (35 кВ и выше) зачастую выключатели не устанавливают. Вместо выключателей используют отделители и короткозамкатели. Конструктивно их устройство аналогично устройству разъединителей. Они так же не имеют дугогасительных устройств.

Короткозамыкатель (КЗ) предназначен для создания искусственного короткого замыкания на питающей линии электропередачи при повреждениях в трансформаторах ГСП. Отделитель (ОД) совместно с КЗ работают в определенной последовательности.

При повреждениях в трансформаторе подается импульс на один из электромагнитов привода КЗ. При этом освобождается защелка, удерживающая КЗ в отключенном положении, КЗ срабатывает и закорачивает фазу на землю, одновременно подается импульс на отключение масляного выключателя, установленного в конце питающей линии со стороны районной подстанции.

После включения КЗ обмотка блокирующего реле, встроенного в привод ОД, получает питание от трансформатора тока, установленного в цепи заземляющего провода КЗ. В момент прохождения тока к.з. якорь реле притягивается и заводит свою пружину.

При отключении масляного выключателя на питающей линии электропередачи со стороны районной подстанции якорь реле привода ОД под действием пружины и собственного веса отключает ОД.

Таким образом, с помощью блокирующего реле осуществляется необходимая последовательность работы КЗ, выключателя на питающем конце линии электропередачи и ОД, который, как и разъединитель, отключится при отсутствии нагрузки.

Включение КЗ происходит автоматически, отключение – вручную.

§ 6.6. Силовые выключатели

Предназначены для коммутации электрических цепей переменного тока, а также автоматического отключения этих цепей при к.з. и перегрузках, возникающих при аварийных режимах. К основным параметрам выключателей относятся:

1. Номинальное напряжение;
2. Наибольшее рабочее напряжение;
3. Номинальный ток;
4. Предельный ток и предельная мощность отключения при к.з.;
5. Собственное время отключения

По роду дугогасящей среды силовые выключатели делятся на масляные и газовые, а по месту установки на выключатели внутренних и наружных установок. Масляные выключатели с большим объемом масла называют многообъемными, или баковыми, с малым объемом масла – горшковыми, или колонковыми. У первых трансформаторное масло, заполняющее объем бака, выполняет две функции:

1. Гашение электрической дуги;
2. Изоляцию токоведущих частей друг от друга и от корпуса бака.

У малообъемных масло только способствует гашению дуги. При напряжениях до 10 кВ многообъемные выключатели имеют на три фазы общий бак, а при высших напряжениях на каждую фазу отдельный бак. Малообъемные выключатели в основном выпускаются с одним горшком или колонкой на каждую фазу. К газовым выключателям относятся воздушные выключатели.

Большинство силовых выключателей общего назначения рассчитано на работу при установке на высоте до 1000 м над уровнем моря, температуре окружающей среды от -40 до $+40^{\circ}\text{C}$, относительной влажности до 98%. Выключатели не рассчитаны на работу в среде, содержащей значительное количество агрессивных газов и паров, разрушающих металлы и изоляцию, насыщенной токопроводящей пылью и водяными парами, а также пожаро- и взрывоопасной среде. Рабочее положение выключателей вертикальное, с максимальным отклонением от вертикали на 5°C .

Обозначение выключателей расшифровывается следующим образом:

1. Первая буква: «В» - выключатель
2. Вторая буква: «М» - масляный; «В» - воздушный
3. Третья буква: «Б» - баковый; «Г» - горшковый; «К» - колонковый; «П» - подвесной; «Н» - наружной установки
4. Четвертая буква: «П» - с пружинным приводом; «Э» - с электрическим приводом

5. Первая цифра после букв – номинальное напряжение, кВ;
6. Вторая цифра – номинальный ток, А;
7. Третья цифра – номинальный ток отключения, кА;
8. Буквы после цифр: «У» - для умеренного климата; «Т» - тропическое исполнение
9. Последняя цифра – условное обозначение схемы защиты

Пример. ВМПП-10-630-20-У-11460 расшифровывается так: выключатель масляный подвесной с пружинным приводом на номинальное напряжение 10 кВ, номинальный ток 630 А, номинальный ток отключения 20 кА, для умеренного климата, со схемой защиты с двумя реле максимального тока мгновенного действия РТМ, одним электромагнитом отключения с независимым питанием ЭО_{нн}, одним реле минимального напряжения с выдержкой времени РНВ, с блок-контактами положения привода БКП на четыре цепи и блок-контактами положения выключателя БКВ на восемь цепей.

§ 6.7 Многообъемные масляные выключатели

На рисунке 79 схематически показано устройство масляного выключателя с большим объемом масла. Выключатель состоит из металлического бака 1, обшитого изнутри изолирующим материалом 2 и заполненного трансформаторным маслом 3. Изолирующими перегородками (на рисунке не показаны) внутреннее пространство бака разделено на части, в каждой из которых размещена контактная система отдельной фазы.

На крышке 4 смонтированы проходные изоляторы 5, внутри которых проходят токоведущие стержни 6, соединенные с неподвижными контактами 7.

Замыкание неподвижных контактов производится ножами 8, подвешенными на штанге из изоляционного материала 9, которая при помощи кривошипно-шатунного механизма 10 может перемещаться вверх и вниз (при движении штанги одновременно перемещаются все три ножа). Включение и выключение масляного выключателя осуществляется приводом П, соединенным полумуфтами с валом 12. При включении масляного выключателя сжимается пружина 13, которая во включенном положении выключателя остается сжатой благодаря специальной запорной защелке. При отключении выключателя защелка смещается, пружина разжимается, ускоряя разрыв ножей с неподвижными контактами. При разрыве цепи между неподвижными контактами и ножами возникает дуга 14.

Под действием высокой температуры дуги масло разлагается и вокруг контактов образуется ток, называемый газовый пузырь (приблизительный состав газа – 70% водорода, 20% этилена и 10% метана). Водород, составляющий основную часть газового пузыря, обладает высокой теплоемкостью и диэлектрической прочностью. Благодаря этим свойствам водорода ускоряется процесс охлаждения дуги и затрудняется ее восстановление после достижения переменным током мгновенного нулевого значения.

Большое значение имеет уровень масла в баке. Если уровень масла недостаточен, раскаленные газы легко проходят через тонкий слой масла и, смешиваясь с воздухом буферного пространства 15, образуют гремучий газ, который может взорваться и разрушить масляный выключатель. При излишнем количестве масла буферное пространство может оказаться недостаточным для смягчения возникающих под действием образующихся газов ударов масла о крышку выключателя, что также может привести к разрушению выключателя. Уровень масла контролируется по указателю 16; для спуска масла на баке установлен маслоспускной кран 17, а для доливки – пробка 18 и для отвода газов – газоотводная трубка 19.

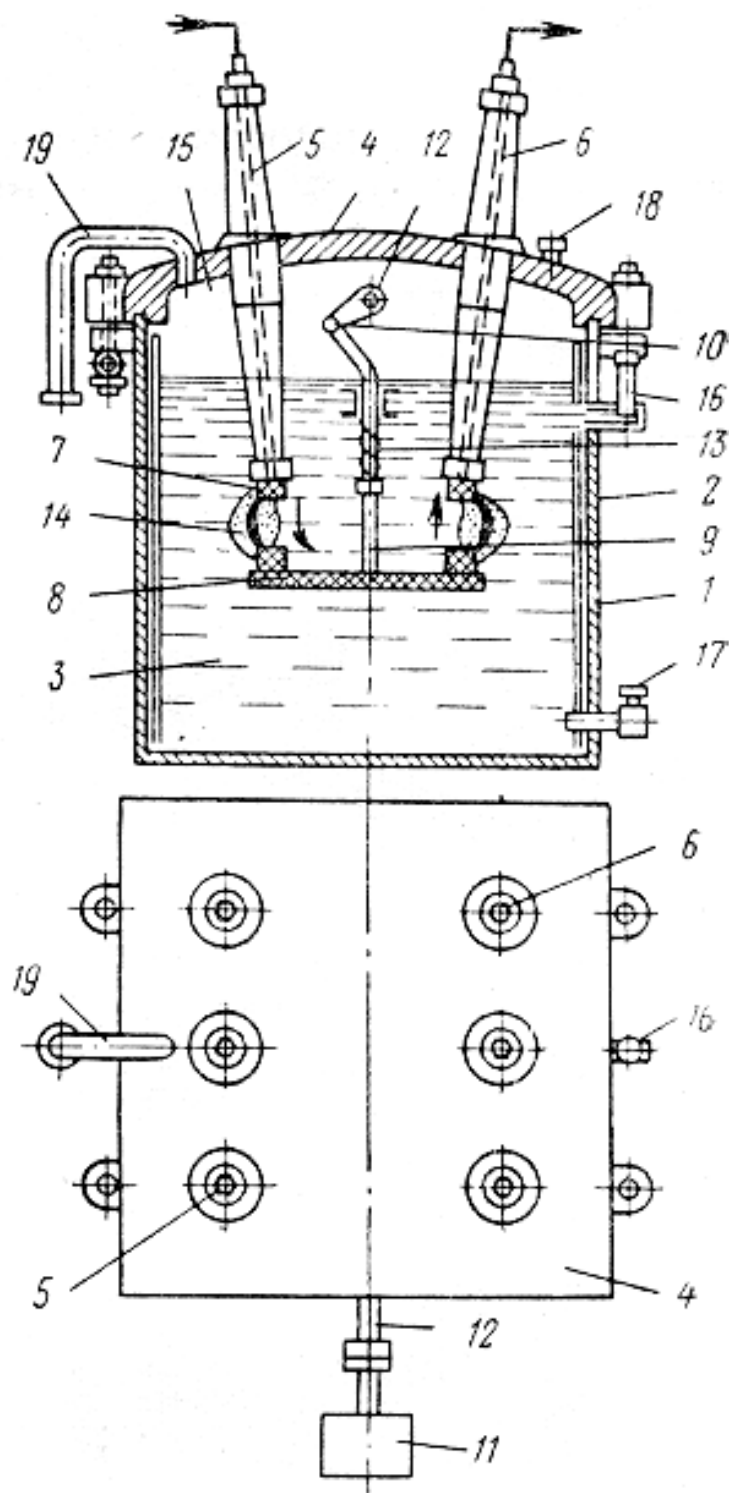


Рис 79. Устройство масляного выключателя.

На рисунке 80 показан многообъемный масляный выключатель ВМБ-10 (до 10 кВ).

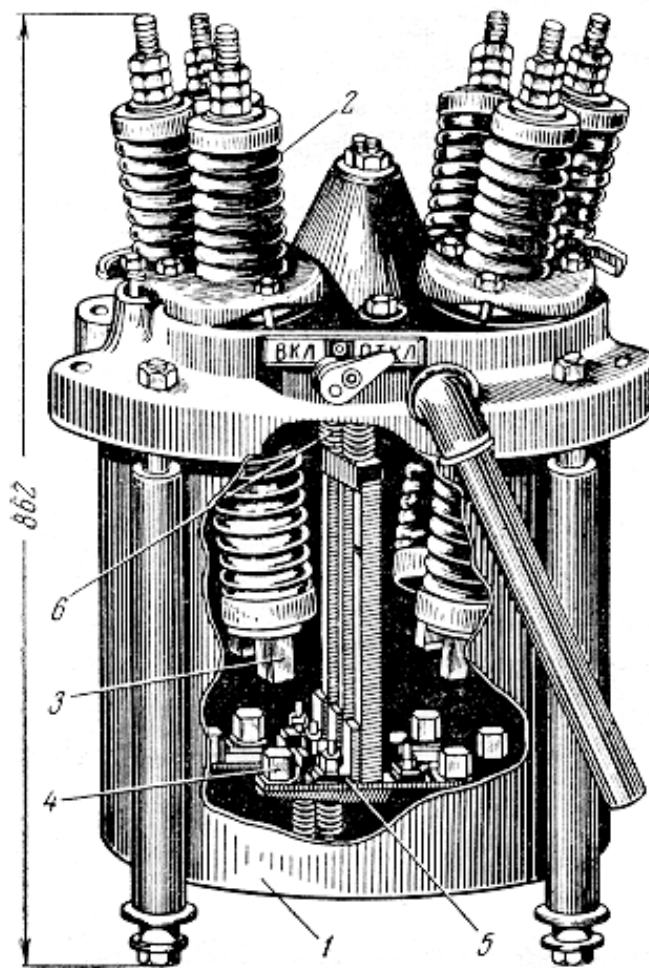


Рис 80. Масляный выключатель ВМБ-10: 1 – бак; 2 – проходные изоляторы; 3 – неподвижные контакты; 4 – подвижные контакты; 5 – траверса; 6 – отключающая пружина.

На рисунке 81 показан разрез масляного выключателя ВМЭ-6 специального исполнения для установки на экскаваторах. Основной особенностью данного типа выключателя является устройство маслоотделителя, которое исключает возможность выброса масла наружу при отключении токов к.з., а также позволяет допускать наклон выключателя на угол до 20° при перегонах экскаватора.

Иную конструкцию имеют и подвижные контакты, представляющие собой ряд медных пластин (щеточный тип) и имеет искрогасительные камеры.

У выключателей серии МКП (масляный, камерный, подстанционный), предназначенных для наружной установки (рис.82) в каждом полюсе установлены камеры поперечного дутья с одним разрывом дуги при напряжении до 35 кВ и с многократными разрывами дуги при высших напряжениях. Камеры выполнены в виде цилиндров из бакелита и прикреплены при помощи кольца и бронзового держателя к нижней части проходных изоляторов. Через проходные изоляторы пропущены токоведущие стрежни, а остальное пространство залито маслом. В верхней части изоляторов имеются расширители, а на уровне крышки бака встраивают трансформаторы тока (по 6-12 на выключатель).

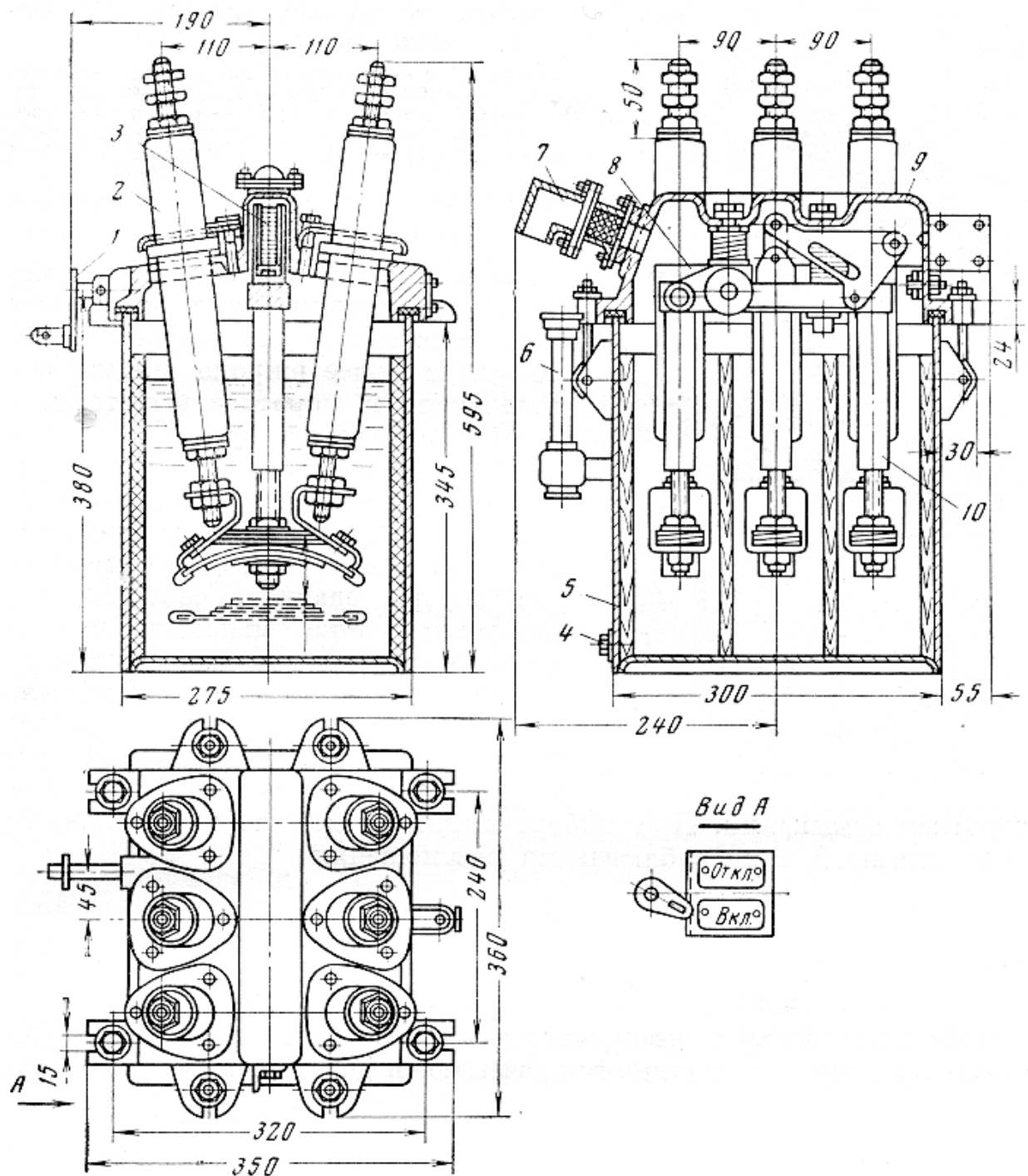


Рис 81. Масляный выключатель ВМЭ-6:

1 – главный вал приводного механизма; 2 – проходные изоляторы; 3- приводной механизм; 4 – маслоспускная пробка; 5 – бак выключателя; 6 – маслоуказатель; 7 – маслоотделитель; 8 – траверса; 9 – чугунная крышка; 10 – изолирующие штанги.

Для работы в зимних условиях под баком устанавливаются электроподогреватели масла. Аналогично устроены силовые выключатели серии «Урал» (У-110).

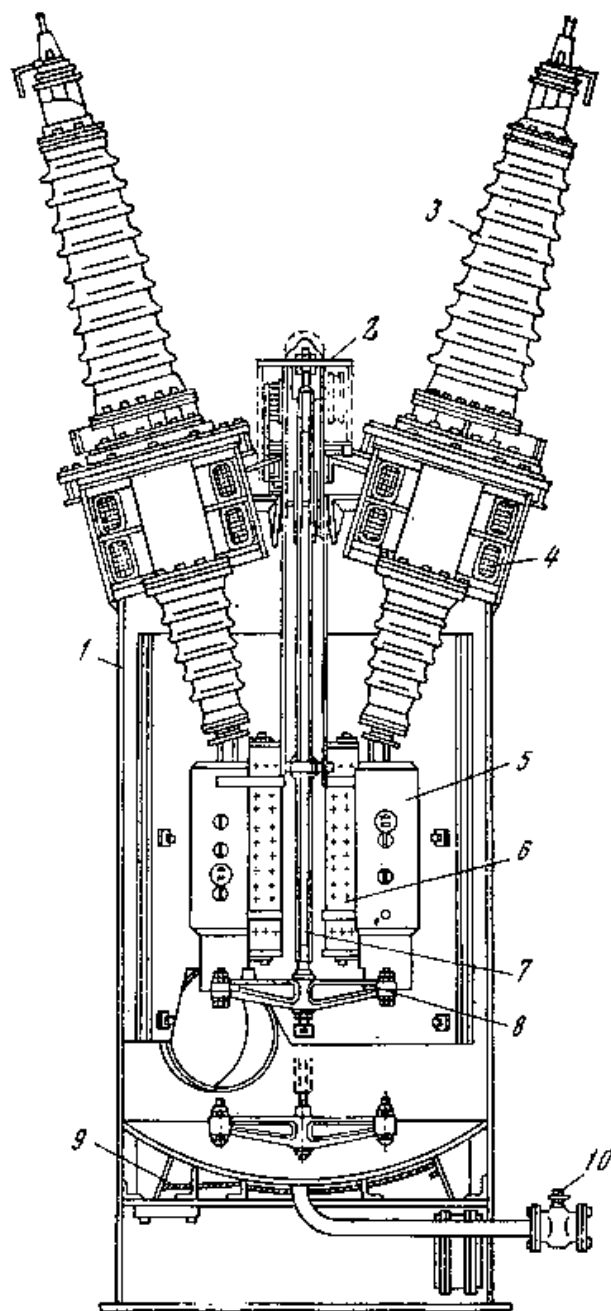


Рис 82. Разрез полюса силового выключателя МКП-110М
 1 – бак, 2 – приводной механизм, 3 – маслонаполненный ввод с расширителем,
 4 – трансформатор тока, 5 – дугогасительная камера, 6 – шунтирующий резистор,
 7 – изолирующая тяга, 8 – траверса подвижных контактов, 9 – электроподогреватель,
 10 – кран для спуска масла.

§ 6.8. Малообъемные масляные выключатели

На подстанциях и в РУ карьеров (разрезов) широкое применение находят малообъемные масляные выключатели. Уменьшение объема масла в этих выключателях достигается тем, что масло в них используется только в качестве средства для гашения дуги. Такие выключатели изготавливаются на напряжение 6-10 кВ, а также 35 и 110 кВ.

На рисунке 83 показан общий вид выключателя типа ВМГ (выключатель масляный горшковый).

Основной частью выключателя являются баки 1, устанавливаемые на опорных изоляторах 13, которые, в свою очередь, закрепляются на металлической раме 12. В верхней части рамы помещен приводной вал 8 с рычагами 7 и 9. Рычаг 9 соединяется с приводом выключателя. Передача движения от рычага 7 к токоведущим стержням 5 осуществляется через изоляционные тяги 6. В крышках баков укреплены проходные изоляторы 2. На головке изоляторов установлена скоба, к которой крепятся подводы к подвижному контакту (стержню) в виде клеммы 3 и гибкой связи 4. На дне цилиндра укреплен неподвижный розеточный контакт (на рисунке не показан), к которому через вывод 14 присоединяется подводящая шина. Для отключения и удержания вала 8 в отключенном положении служат пружины II. Для смягчения ударов при отключениях имеется масляный демпфер 10.

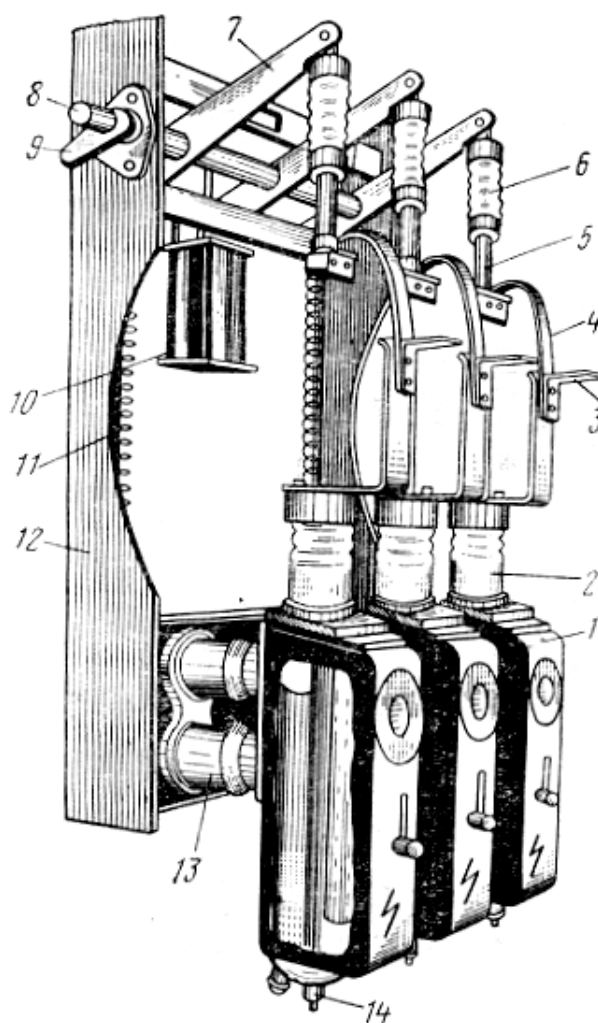


Рис 83. Общий вид выключателя с малым объемом масла:

1 – баки; 2 – проходные изоляторы; 3 – клеммы; 4 – гибкие связи; 5 – токоведущие стержни; 6 – изоляционные тяги; 7 – рычаг; 8 – вал; 9 – рычаг привода; 10 – демпфер; 11 – пружины; 12 – рама; 13 – опорные изоляторы; 14 – вывод.

Выключатель масляной подвесной типа ВМП (рис.84) состоит из трех изолированных горшков 1, укрепленных с помощью фарфоровых изоляторов 2 на сварной металлической раме 3. На этой же раме укреплен главный вал 5 приводного механизма, который с помощью изолированных тяг 4 соединен с подвижными контактами выключателя. Для смягчения динамических ударов при отключении имеются масляные 6 и пружинные демпферы (успокоители). На раме предусмотрены болт 7 для заземления и четыре отверстия диаметром 18 мм для крепления выключателей к конструкции распределительного устройства. Внутри каждого горшка помещена дугогасительная камера поперечного дутья.

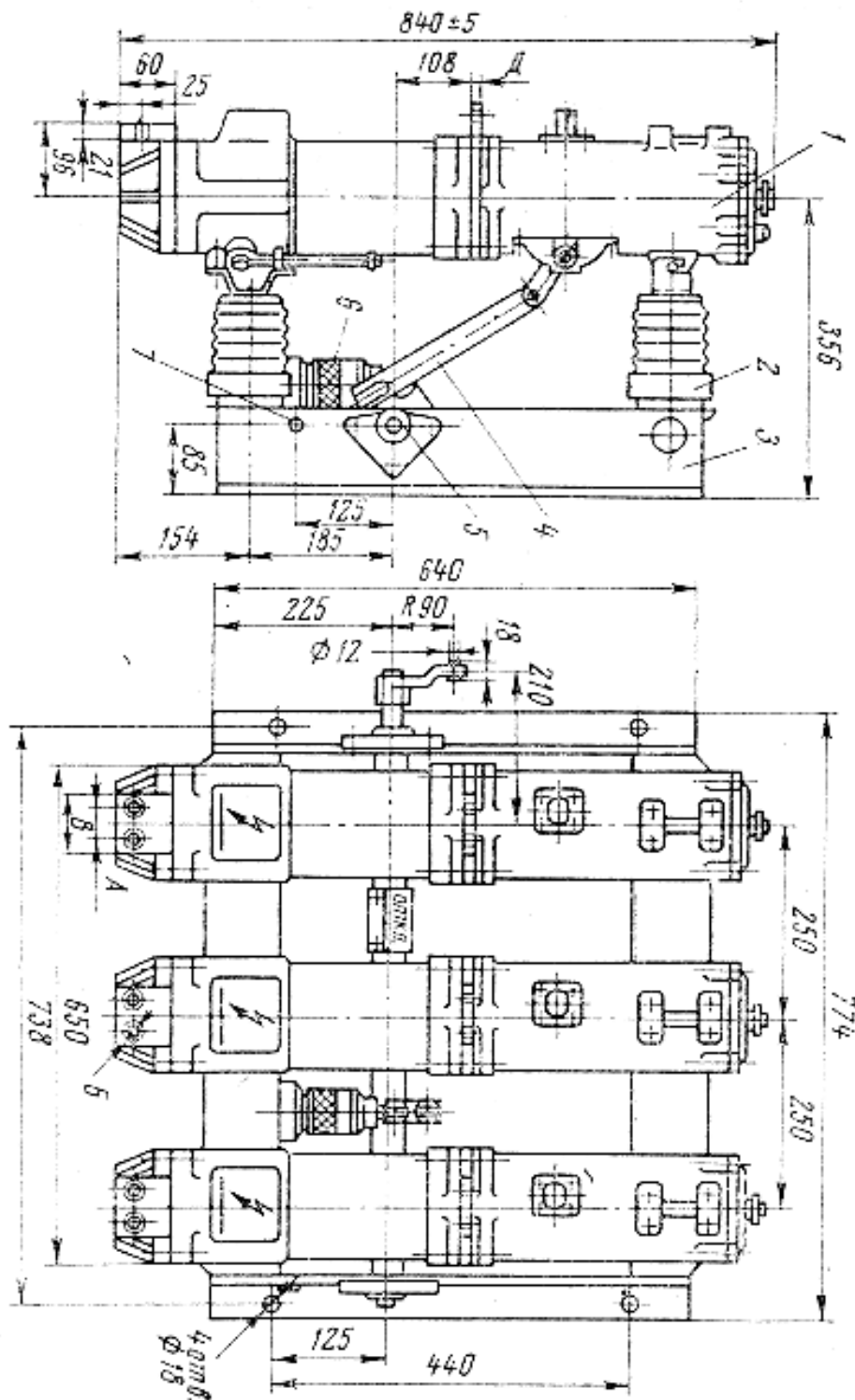


Рис.84. Выключатель масляной подвесной типа ВМП:
1-горшок; 2-изолятор; 3- рама; 4- тяги; 6- демпфер

Полус каждой фазы выключателя состоит из (разберем на примере силового выключателя ВМП-10, рис.85) прочного влагостойкого изолятора 1 цилиндрической формы, закрытого металлическими фланцами 2 и 12. На верхнем фланце 2 укреплен корпус 5 из алюминиевого сплава, внутри которого расположены:

1. Подвижный контакт 9, связанный с роликовым токосъемным устройством 3;
2. Механизм 6 приводящий в движение подвижный контакт;
3. Направляющие стержни 7.

Под верхней крышкой 4, закрывающей корпус, находится маслоотделительная камера с отверстием для заливки масла, закрытом пробкой. В нижнем фланце, закрытом крышкой 14, укреплен неподвижный розеточный контакт 13, лепестки которого поддерживаются пружинами, и поэтому даже при некотором перекосе подвижный контакт всегда имеет плотное соединение с неподвижным. Подвижный контакт имеет съемный наконечник, который, как и верхние концы розеточного контакта, облицован дугостойкой керамикой. Контактная система соединяет верхний вывод 8 с нижним выводом 16. Для наблюдения за уровнем масла полюс снабжен маслоуказателем 10. В нижней части изолятора помещена дугогасительная камера поперечного дутья II. Для спуска масла имеется отверстие, закрываемое пробкой 15.

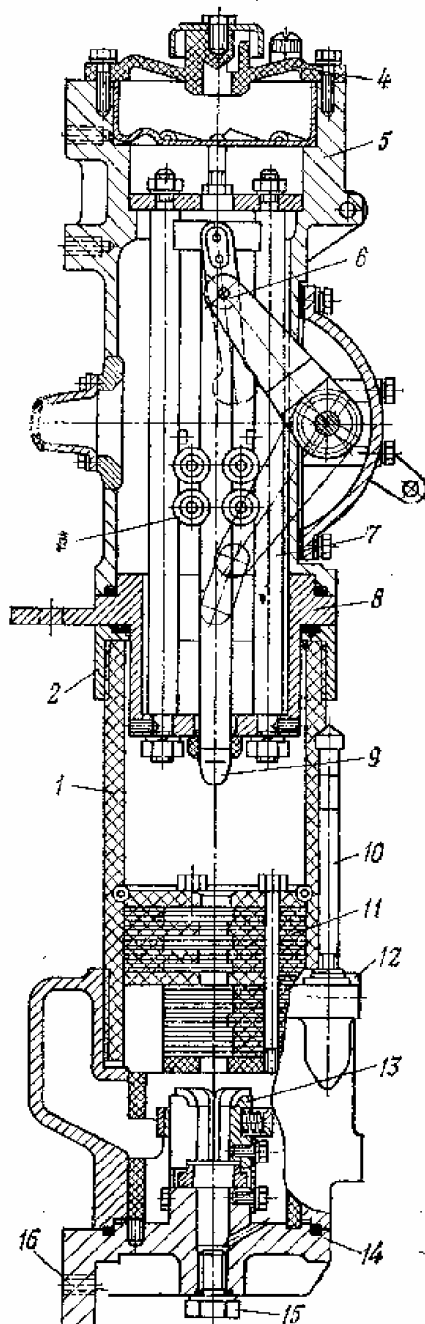


Рис 85. Полюс силового выключателя ВМПП-10

Камера для поперечного масляного дутья (рис.86) представляет собой диск 1 из изоляционного материала с конусообразным придатком 2, в центре которого проходит подвижный контактный стержень 4. В середине диска имеется поперечный канал 3, а в центре (против отверстия для контактного стержня) – подвижные заслонки из латуни 5.

Во включенном состоянии (рис.86, а) заслонки сжаты подвижным контактным стержнем вниз. В процессе отключения (рис.88, б) заслонки под действием пружин закрывают отверстие, через которое прошел контактный стержень, и разрывают дугу на две части. Энергия дуги в нижней части цилиндра создает большое давление, под действием которого масло и продукты его разложения перемещаются по поперечному каналу 3 и гасят дугу. В отключенном положении выключателя концы подвижных контактов находятся выше уровня масла (рис.86, в), чем обеспечивается разрыв контактов в воздухе, а не в масле, которое при малом объеме может быть загрязнено.

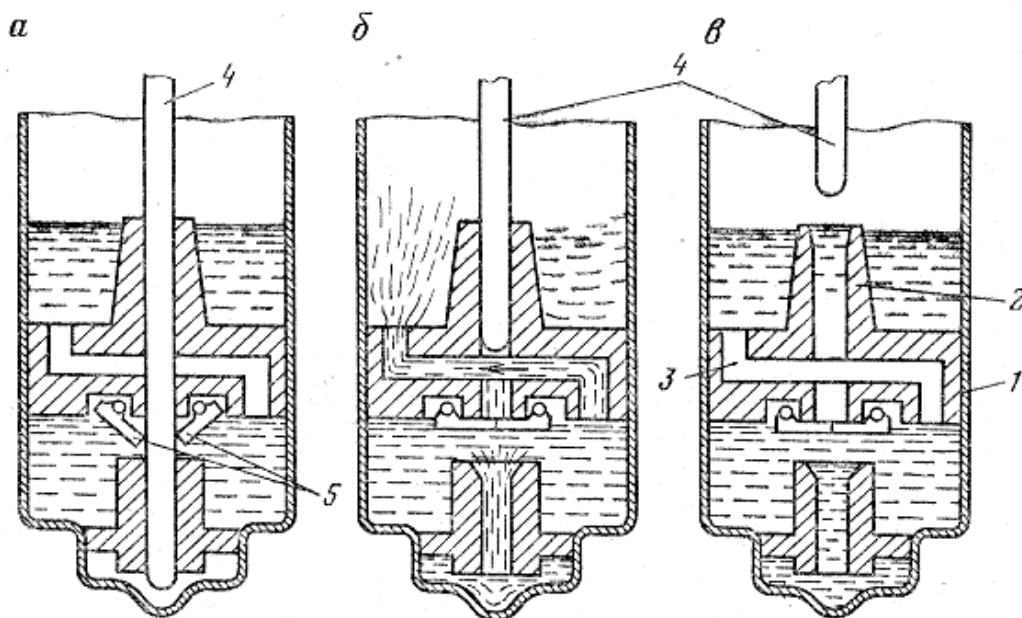


Рис 86. Схема процесса гашения дуги в камере масляного горшкового выключателя с поперечным дутьем

Преимуществами малообъемных масляных выключателей являются их малые размеры и масса масла (4,5 кг в трех горшках); удобство в эксплуатации и небольшое время, необходимое для осмотра и ремонта. Кроме того, благодаря применению унифицированных деталей и узлов выключатель довольно просто может развиваться по напряжению.

Выбор высоковольтных выключателей переменного тока производится по заводским каталожным данным в зависимости от места установки (снаружи или внутри здания), рабочего напряжения и тока, максимально возможных значений отключаемых тока и мощности короткого замыкания. При выборе выключателей по выше перечисленным и другим параметрам должно соблюдаться условие, чтобы каталожные данные аппарата равнялись или были выше действительных значений.

§ 6.9 Безмасляные выключатели

Наряду с масляными выключателями в электроустановках напряжением выше 1000 В применяют и безмасляные выключатели:

1. Воздушные;
2. Электромагнитные;
3. Вакуумные;
4. Автогазовые и т.д.

Их применение дает возможность отказаться от масла как дугогасящей среды, сделать выключатели быстродействующими и более надежными в работе с точки зрения взрыво- и пожаробезопасности, а также долговечности.

Однако и безмасляные выключатели имеют свои специфические недостатки. Так, например, воздушные выключатели требуют установки компрессора для подачи сжатого воздуха давлением 8-20 кгс/см² в гасительную камеру и для операций «ВКЛЮЧЕНИЕ» - «ОТКЛЮЧЕНИЕ». Причем расход воздуха у них при включении составляет более 300, а при отключении – 5700 л.

Недостатком электромагнитных выключателей являются относительно большие габариты дугогасительного устройства, что затрудняет развитие выключателя по напряжению, и поэтому выключатели используются на напряжение не выше 15 кВ, в пределах которого они, однако, перспективны.

Наиболее перспективными в применении на ОГР являются вакуумные выключатели на напряжение до 10 кВ. Их основными преимуществами являются:

1. Быстродействие;
2. Большой срок службы без ревизий и ремонтов;
3. Малый объем обслуживания;
4. Взрыво- и пожаробезопасность;
5. Нетоксичность;
6. Широкий рабочий диапазон по температуре окружающей среды (-50⁰:+50⁰С);
7. Высокая надежность и экономичность;
8. Широкий диапазон применения.

К преимуществам вакуумных выключателей относятся также низкие эксплуатационные затраты, бесшумность работы, удобство и высокая электробезопасность обслуживания.

Дугогасительные устройства автогазовых (газогенерирующих) выключателей снабжаются специальными сменными вкладышами из электроизоляционного материала, генерирующего газы под действием высокой температуры дуги. Эти газы и используются для гашения дуги.

В качестве генерирующего материала используются фибра, органическое стекло и т.д.

К выключателям с твердым газогенерирующим веществом относятся выключатели нагрузки с пристроенными плавкими предохранителями, предназначенными для защиты установки от токов к.з.

§ 6.10 Воздушные выключатели

К достоинствам воздушных выключателей относятся быстрота гашения дуги и отсутствие масла. Но для них необходимо устанавливать компрессоры, подающие сжатый воздух для выполнения операций «ВКЛЮЧЕНИЕ», «ОТКЛЮЧЕНИЕ» и для гашения дуги. Давление воздуха у различных типов выключателей составляет 6-20 Па, а расход воздуха при отключении превышает 25000 л. В процессе работы воздух расходуется на вентиляцию внутренних полостей выключателя, например у выключателя ВВН-220 – до 3000 л/час. При включении у некоторых типов выключателей расход воздуха практически отсутствует, а у некоторых достигает 300-900 л.

Рассмотрим устройство выключателя ВВУ-110/У – усиленный по скорости (частоте) восстанавливающего напряжения. Выключатель представляет собой трехполюсный аппарат с распределительным шкафом. Полюс выключателя (рис.87) состоит из двух дугогасительных камер 8 и 15, разделенных промежуточным изолятором 16 и расположенных одна над другой на опорном изоляторе 3. Основанием полюса служит сварная конструкция 1 с прикрепленным к ней шкафом управления 2, в котором расположены элементы электрического и пневматического управления выключателем. Внутри изоляторов 16 и 3 проходят два изолирующих воздухопровода 4, один из которых служит для постоянной подачи воздуха в камеры 8 или 15 из шкафа управления, а второй для импульсной подачи воздуха из шкафа в клапаны управления камер. Верхняя камера имеет два главных и два вспомогательных разрыва, нижняя – два главных разрыва. В камере 15 главные разрывы шунтированы резисторами, встроенными в камеру, и конденсаторами 14,

расположенными снаружи камеры. Разрывы камеры 8 зашунтированы резисторами 6, размещенными в кожухе 5. Электрическое соединение камер выполнено токоведущими переключками II и экраном 17. Подача воздуха для продувки внутренних полостей осуществляется через трубы 9, 10, 12 и 13, а контроль – с помощью указателя продувки 7.

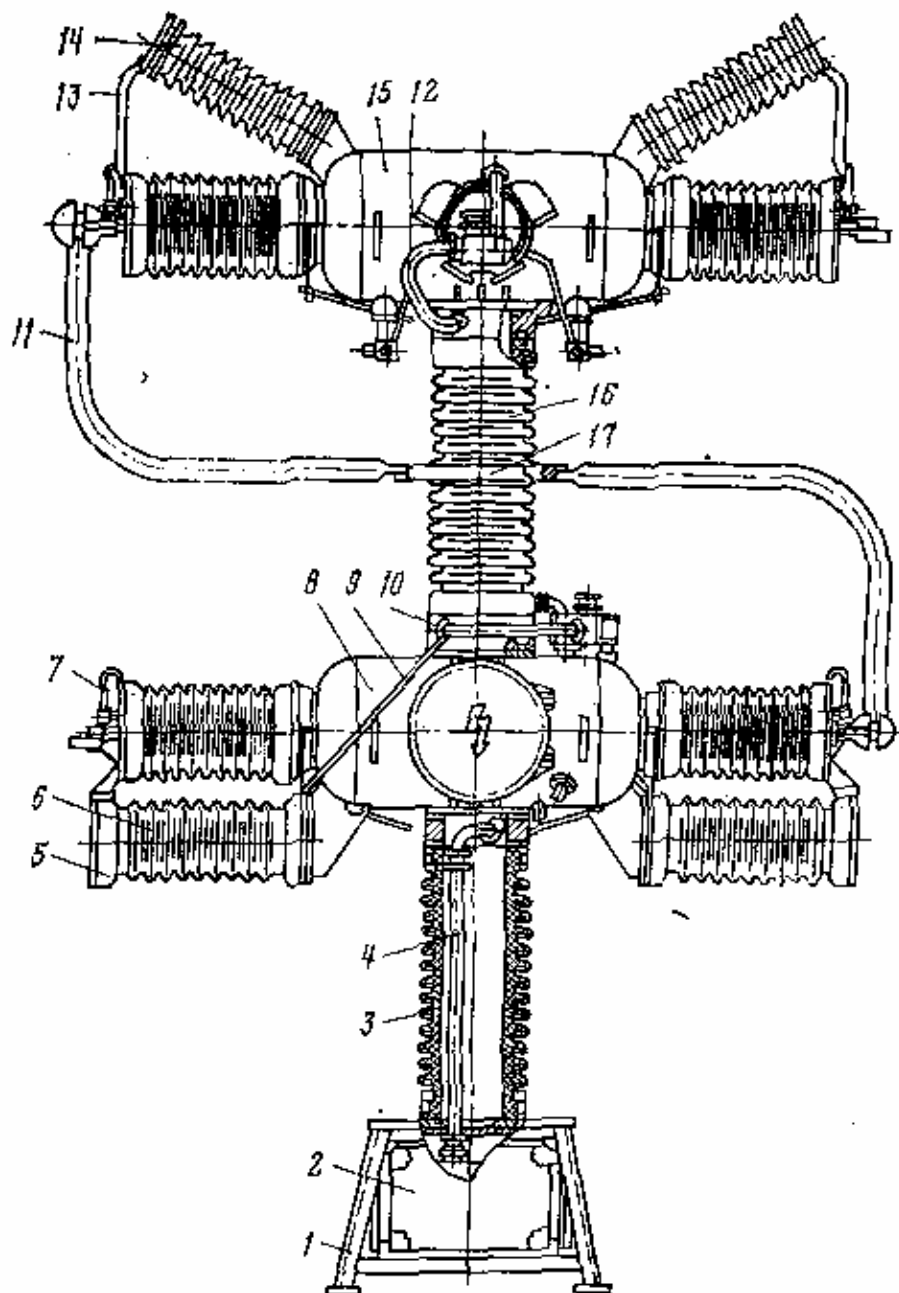


Рис 87. Полюс воздушного выключателя ВВУ - 110

§ 6.11. Электромагнитные и тиристорные выключатели

Электромагнитные выключатели типов ВЭ, ВЭВ, ВЭВ-6Э (рис.88) для гашения электрической дуги не требуют ни масла, ни сжатого воздуха. Монтируются на выкатной тележке. Электрическая дуга, как у контактора, под действием магнитного дутья направляется в камеру с лабиринтной щелью, где растягивается, охлаждается и гаснет. Преимущества:

1. Полная пожаро- и взрывобезопасность;
2. Отсутствие дугогасящей среды.

Тиристорные выключатели – являются перспективными, ведутся работы по их созданию (до 10 кВ), Они лишены недостатков, присущих контактной аппаратуре. Для их коммутации характерно отсутствие ударов дуги, искр, перенапряжений, износа частей, необходимости регулировки, частых проверок и наладок. Основное преимущество – быстродействие (отключаются за 100-10000 мкс). Метод искусственной коммутации позволяет отключить выключатель через 100-200 мкс, т.е. отключение токов к.з. может быть произведено практически при любой уставке вплоть до тока $I_{ном}$.

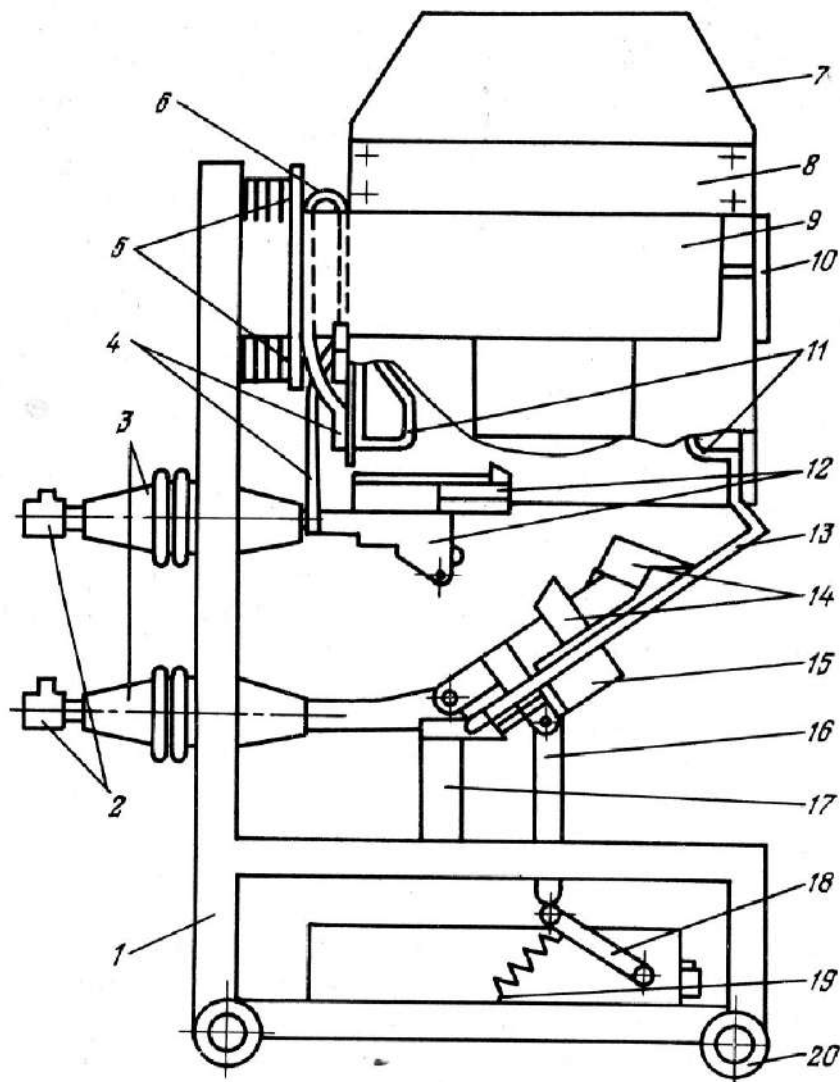


Рис 88. Электромагнитный выключатель ВЭМ-6Э.

1- тележка; 2 – розеточный контакт; 3 – проходной изолятор; 4 – вывод катушки; 5 – изолятор; 6 – дугогасящая катушка; 7 – дугогасительная камера; 8 – накладка; 9 – полюсные наконечники; 10 – изоляционные планки; 11 – дугогасительные рога; 12 и 14 – соответственно неподвижные и подвижные контакты; 13 – медная шина; 15 – цилиндр воздушного поддува; 16 и 17 – изоляционная соответственно тяга и стойка; 18 – рычаг вала привода ПЭГ; 19 – отключающая пружина; 20 – опорный каток.

§ 6.12. Вакуумные выключатели

Наиболее перспективными в применении на ОГР являются вакуумные выключатели на напряжение до 10 кВ, которые постепенно вытесняют масляные выключатели с экскаваторов, буровых станков, самоходных дробильных агрегатах, насосах и других карьерных высоковольтных установках.

Кратко рассмотрим процессы коммутации тока в вакууме, устройство вакуумных дугогасительных камер и самих выключателей.

Главные контакты вакуумных выключателей находятся в воздушной среде при давлении $133,3 \cdot 10^{-6}$ Па (высокий вакуум). В этих условиях электрическая прочность достигает 120 кВ/мм. Исследованиями была установлена зависимость напряжения пробоя в высоком вакууме от материала и формы электродов, скорости подъема напряжения, степени дегазации электродов и чистоты обработки их поверхности.

Наиболее высокие значения пробивных напряжений имеют место в высоком вакууме при однородном (или близком к однородному) электрическом поле и полированных электродах из тугоплавких металлов. На рисунке 89 показана зависимость пробивного напряжения от межэлектродного расстояния для различных изоляционных сред. Наилучшими электроизоляционными свойствами обладает вакуум. Пробивное напряжение вакуума в 1,3 раза выше трансформаторного масла.

Вакуумные дугогасительные камеры (устройство с контактами, помещенными в высокий вакуум) – основной элемент любого вакуумного выключателя. Контакты вакуумных выключателей – вольфрамовые.

Для поддержания достаточного вакуума рекомендуется применять газопоглотители – геттеры (красный фарфор, криолит, углекислый барий, газовая сажа, цирконий, тантал, торий, алюминий, титан). В высоковольтных камерах вакуум поддерживается также за счет искрового разряда, возникающего при замыкании и размыкании контактов, находящихся под высоким напряжением.

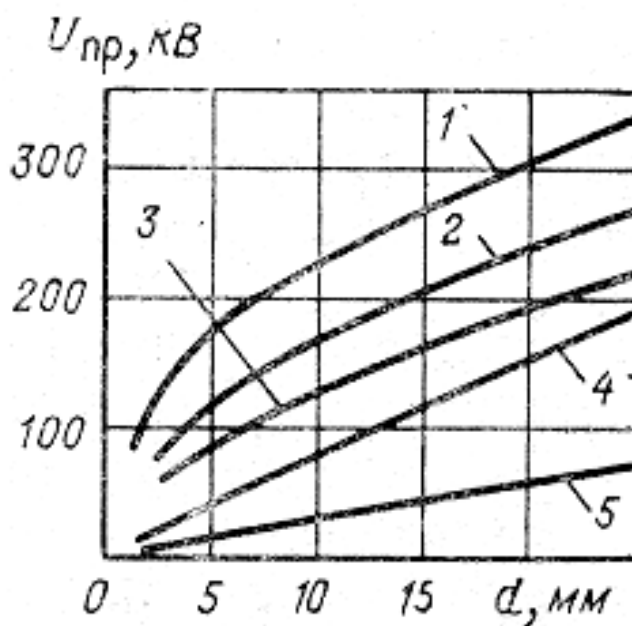


Рис 89. Зависимость пробивного напряжения $U_{пр}$ от межэлектродного расстояния в различной среде:

1 – вакуум; 2 – трансформаторное масло; 3 – фарфор; 4 – элегаз; 5 - воздух

На рисунке 90 показан разрез вакуумной дугогасительной камеры КДВ-5. Вольфрамовые контакты 7 и 8 торцового типа впаяны в медные электроды-вводы 2 и 10. К верхней части неподвижного ввода 2 припаян стальной фланец 3, сваренный по борту вакуумно-плотным швом со стальной втулкой 4.

К фланцу 3 припаян откачной штенгель 1. Подвижной ввод 10 с помощью нескольких вакуумно-плотных швов соединен с корпусом камеры, выполненным из разных материалов в виде отдельных элементов (втулок) 4, 5, 13 и 19, через промежуточную втулку 17, сильфон 16, фланец 15 и втулки 12 и 14.

Корпус вакуумной камеры состоит из стеклянного цилиндрического баллона 19, коваровых втулок 5 и II и стальных втулок 4 и 13. Внутри камеры расположены два

металлических экранов 6 и 9, к торцовой поверхности которых в центральной части камеры завальцованы пластины 18 из тугоплавкого металла (вольфрам, рений, тантал, молибден). Экраны плотно вставлены в стальные втулки 4 и 13 и находятся каждый под своим электрическим потенциалом с соответствующим контактом.

Торцевая часть экранов имеет такую форму, что основное количество расплывающегося под действием дуги материала контактов осаждается на них, не достигая стенок стеклянного баллона. Ход подвижного контакта составляет 4 мм.

При отключении и расхождении контактов 7 и 8 вначале образуется жидкий металлический мостик, который нагревается до высокой температуры и затем испаряется. Загорается так называемая вакуумная дуга в среде паров металла электродов. При прохождении тока через нуль дуга гаснет. Малая плотность газа в камере обуславливает очень высокую скорость диффузии зарядов из-за большой разницы плотности частиц в разряде и в вакууме. Через 10 мкс после прохождения тока через нуль между контактами восстанавливается электрическая прочность вакуума.

Во включенном положении необходимое нажатие контактов обеспечивается благодаря атмосферному давлению, действующему на сильфон – упругий элемент из тонкостенной металлической или металлокерамической трубки с гофрами (волнами) на боковой поверхности. В рассматриваемом случае сильфон служит упругим разделителем сред, а также уплотняющим устройством, компенсатором удлинений и демпфирующим звеном. Он обеспечивает передачу усилий для перемещения подвижного контакта внутри вакуумной камеры. При действии разности давлений и аксиального усилия сильфон ведет себя как жесткая пружина, работая на сжатие или растяжение. Сильфоны изготавливают одно- и многослойными. Для переключения контактов в дугогасительных камерах применяют электромеханический или механический привод.

Выпускаются камеры КДВ-12, КДВ-20, КДВ-21, КДВ-27 и т.д., на базе которых разработан и изготавливается целый ряд вакуумных коммутационных аппаратов.

На рисунке 91 показана вакуумная дугогасительная камера КДВ-21 (КДВ-24).

На рисунке 92 показано устройство вакуумного выключателя ВВ-10/320. Сварная каркас-рама 2 установлена на четырех роликах II, благодаря которым выключатель может легко перемещаться по направляющим рельсам. На раме установлено шесть пар опорных изоляторов 3 типа ИОТБ-10, к которым через кронштейны прикреплены три дугогасительные камеры 6 типа КДВ-21, втычные ножи 5 и контактные губки. К подвижному контакту дугогасительной камеры прикреплены динамический виток 4 и тяговый изолятор 1.

Силовыми элементами привода являются магнит отключения 10, магнит включения и пружина отключения 9. В верхней части выключателя находится вал 8, движение которого передается через систему рычагов и тяговые изоляторы 1 на дугогасительную камеру. Там же расположены промежуточные реле для управления выключателем сигнализации. Для подключения цепей управления предусмотрен штепсельный разъем 7.

Вакуумный выключатель в экскаваторном исполнении типа ВВТЭ-10/630 на базе дугогасительных камер КДВ-27 имеет параметры: наибольшее рабочее напряжение – 12 кВ; номинальный ток – 630-1000 А; предельный отключаемый ток – 10-12 кА; время отключения – 0,018 сек.; время включения – 0,035 сек.; гарантированное число циклов включения и отключения – более 30000.

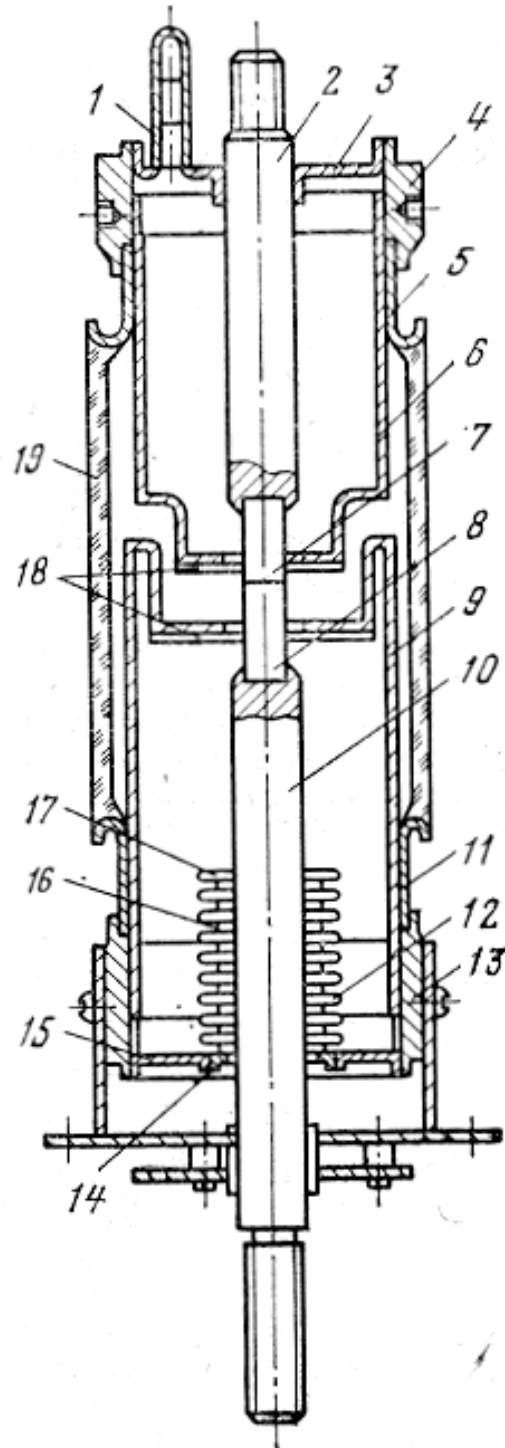


Рис 90. Вакуумная дугогасительная камера КДВ-5.

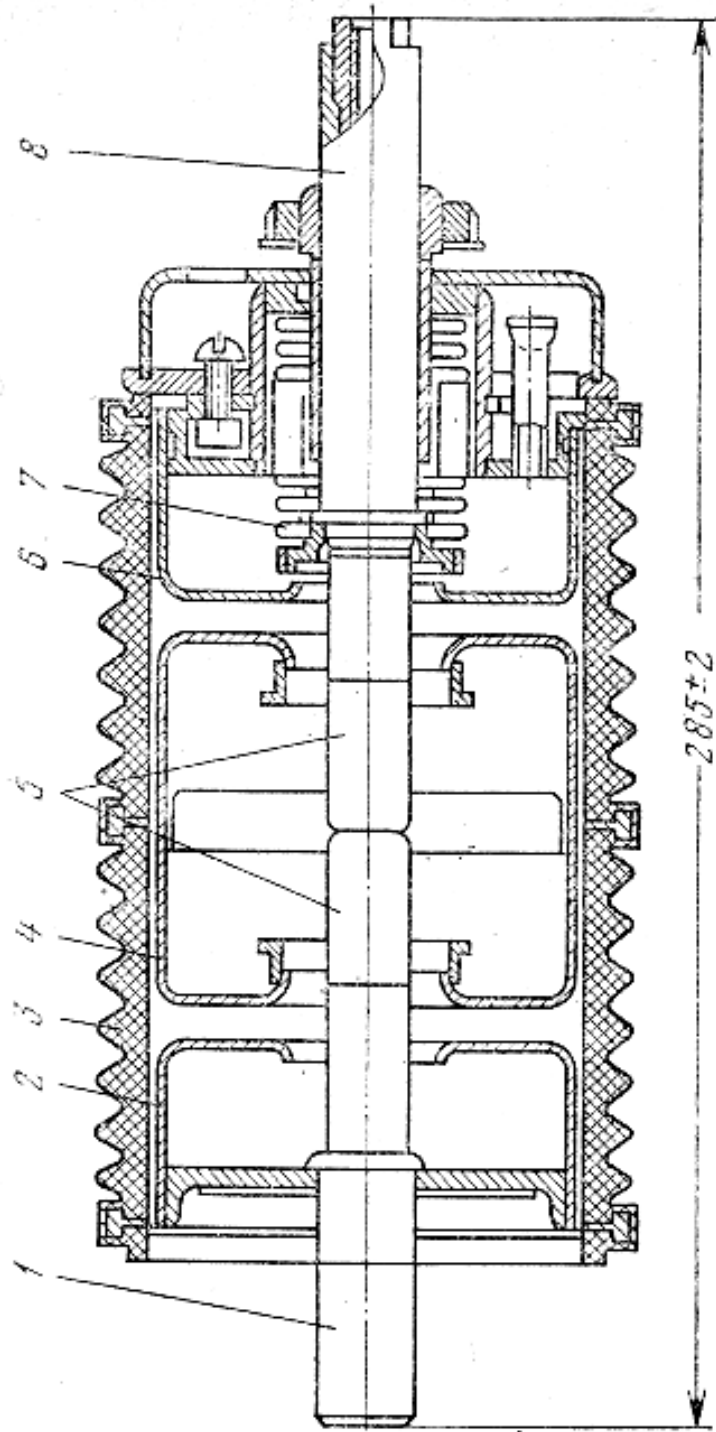


Рис 91 . Вакуумная дугогасительная камера КДВ-21:
 1 – неподвижный контакт; 2, 4, 6 – электростатические экраны; 3 – керамический изоляционный корпус; 5 – контактные, облицованные вольфрамом наконечники; 7 – сильфон; 8 – подвижный контакт.

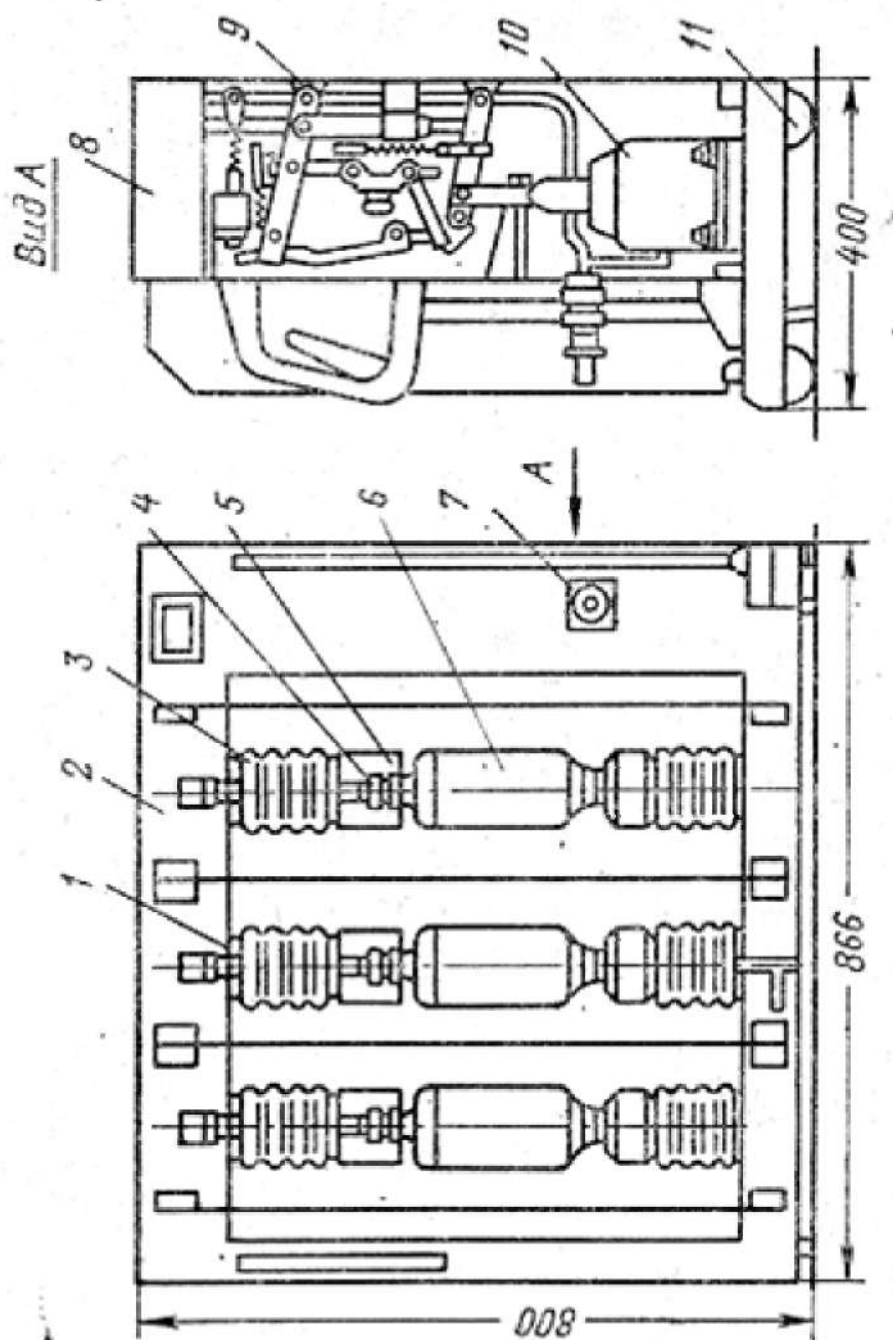


Рис 92. Вакуумный выключатель нагрузки ВНВ-10/320 со снятыми крышками.

§ 6.13. Выключатели с твердым газогенерирующим веществом (автогазовые выключатели)

К выключателям с твердым газогенерирующим веществом относятся выключатели нагрузки. Они допускают включение и выключение цепей под нагрузкой, но непригодны для отключения токов короткого замыкания.

Выключатель нагрузки типа ВНП-16 (рис.93, а) состоит из предохранителей 1, рабочих ножей 2, дугогасительной камеры 3 и привода 4 типа ПРА-12. На рисунке 93, б показана дугогасительная камера, которая состоит из двух пластмассовых щек 1, стянутых между собой винтами так, чтобы между ними не было щелей. В камере помещаются

неподвижный дугогасящий контакт 2 и вкладыш 3 из газогенерирующего вещества. Подвижный дугогасительный контакт 5 в виде медной полосы, согнутой по тому же радиусу, что и камера, входит во время включения в щель, образованную вкладышами; и в конце хода врубается в неподвижный дугогасительный контакт. Нож выключателя состоит из двух полос, которые во включенном положении охватывают камеру с двух сторон. Между полосами ножа закреплен подвижный дугогасительный контакт 5. Рабочий ток проходит через контакт, образуемый полосами 4 неподвижными контактами 2.

Во время отключения выключателя дугогасительный подвижный контакт выходит из камеры, отрываясь от неподвижного контакта. Образующаяся при этом дуга вызывает выделение газов в газогенерирующего вещества вкладышей. Газы устремляются наружу через зазоры между подвижными контактами и стенками вкладыша и гасят дугу.

Для защиты от коротких замыканий выключатель снабжен предохранителями 6.

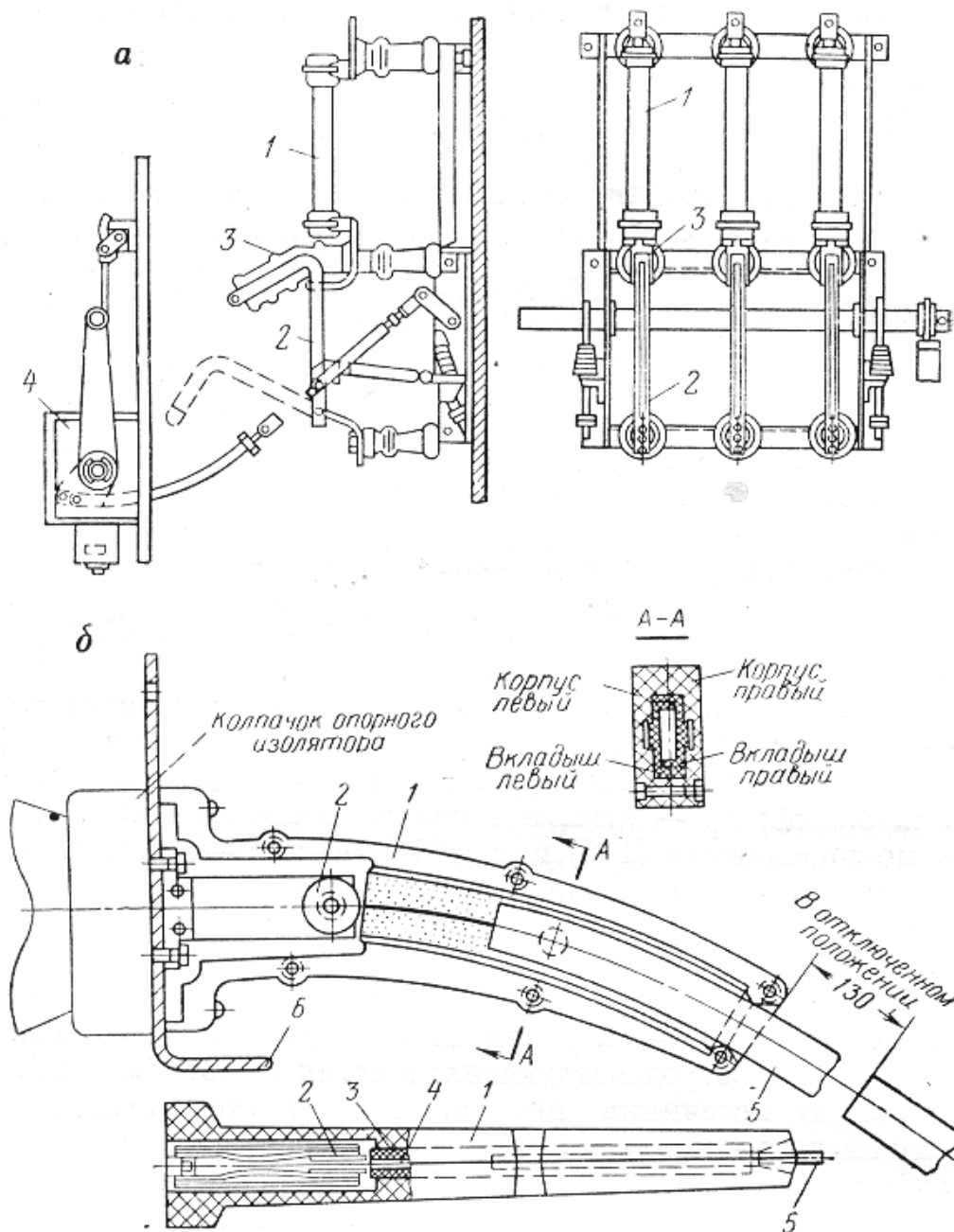


Рис 93. Выключатель нагрузки ВНИ-16

Выбор выключателя нагрузки производится по номинальному напряжению и току. Управление выключателем нагрузки осуществляется вручную – рычажным приводом или дистанционно.

Общий вид выключателя нагрузки типа ВН-16 (без предохранителей) представлен на рисунке 94, где:

1. – пружина, служащая для отключения выключателя;
2. – неподвижные главные контакты;
3. – дугогасительная камера с неподвижными контактами;
4. – общая сварная рама;
5. – опорные изоляторы;
6. – приводной вал;
7. – подвижные дугогасительные контакты;
8. – изоляционная тяга, связанная с подвижными контактами;
9. – подвижные главные контакты.

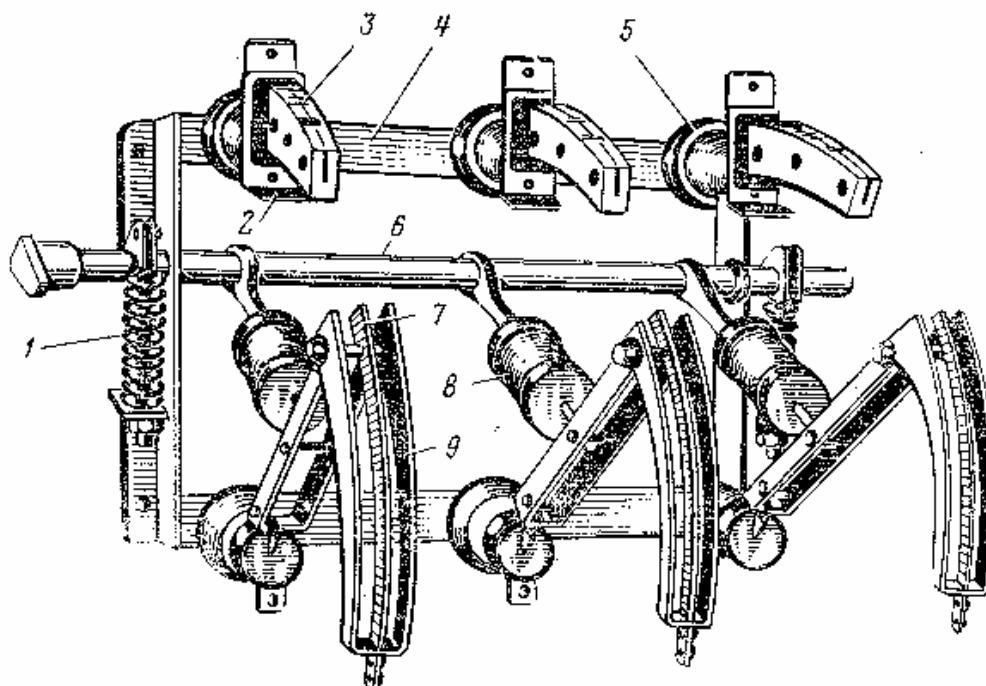


Рис 96 . Выключатель нагрузки ВН-16

§ 6.14. Приводы аппаратов высокого напряжения. Ручные приводы типа ПРБА и ПРА

Управление, т.е. включение и отключение высоковольтных аппаратов (разъединителей, выключателей) осуществляется с помощью приводов.

В зависимости от рода энергии, которая расходуется на процессы управления аппаратами, приводы подразделяются на две группы:

1. Ручные – штурвальные или рычажные;
2. Механические – электромагнитные, пневматические, грузовые и пружинные.

Двигательные (механические) приводы конструируются таким образом, чтобы в случае надобности они могли быть переведены на ручное управление.

Применение двигательных приводов не только облегчает труд обслуживающего персонала, но и позволяет осуществлять дистанционное управление разъединителями и выключателями.

Во всех типах приводов механизм отключения высоковольтных выключателей может приводиться в действие как вручную, так и автоматически от электромагнитов. Делается это для того, чтобы обеспечить автоматическое отключение выключателя в случае короткого замыкания или другого ненормального режима работы электроустановки.

Устройство и общий вид ПРБА (привод ручной блинкерный автоматический) представлены на рисунке 95. Он состоит из рычага 3 и механизма, помещенного в корпусе 1 с крышкой 2. Механизм привода действует на тягу 4, соединенную с выключателем. Автоматическое отключение осуществляется от реле, помещенных в коробке 5. Отключение сигнализируется блинкером 8, меняющим свое положение (при отключенном положении 8').

Для включения рычаг 3 поднимается вверх, для отключения опускается вручную вниз 3' (показано пунктиром). Положение рычага привода заблокировано с контактами сигнального прибора 9, который через рычаг связан с тягой 10. В релейной коробке 5 размещены два реле максимального тока 6 и одно реле минимального напряжения 7.

Привод ПРБА обычно применяется для масляных выключателей типа ВМГ, а привод ПРА (привод рычажный, отключение автоматическое) – для выключателей типа ВМБ.

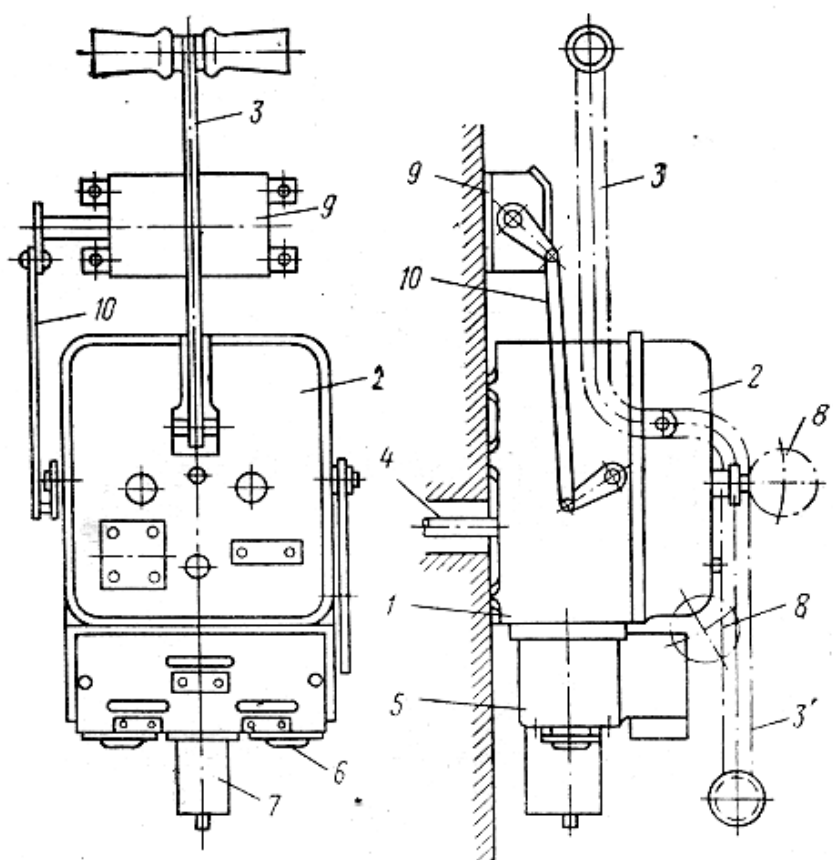


Рис 95. Привод ПРБА.

Привод ПРА-10/113 (рис.96) – применяется на экскаваторах для управления масляным выключателем ВМЭ-6. Привод собран на стальном основании 1. На валу 2 смонтированы механизм свободного расцепителя 3 и сигнальный рычаг 4, который связан с валом сигнальных контактов 5. Ниже механизма свободного расцепителя установлены два реле максимального тока II и одно реле минимального напряжения 13. Двуплечий рычаг 6 закреплен на чугунной муфте 8. Внутренний конец муфты образует вилку с двумя пальцами 7, сцепленными со щекой механизма свободного расцепителя. Вал с помощью муфты соединяется с валом выключателя.

Выключатель положения 9 и блинкер 10 показывают включенное и отключенное состояние выключателя.

Переключатель числа витков 12 служит для установки отключающего тока минимального реле.

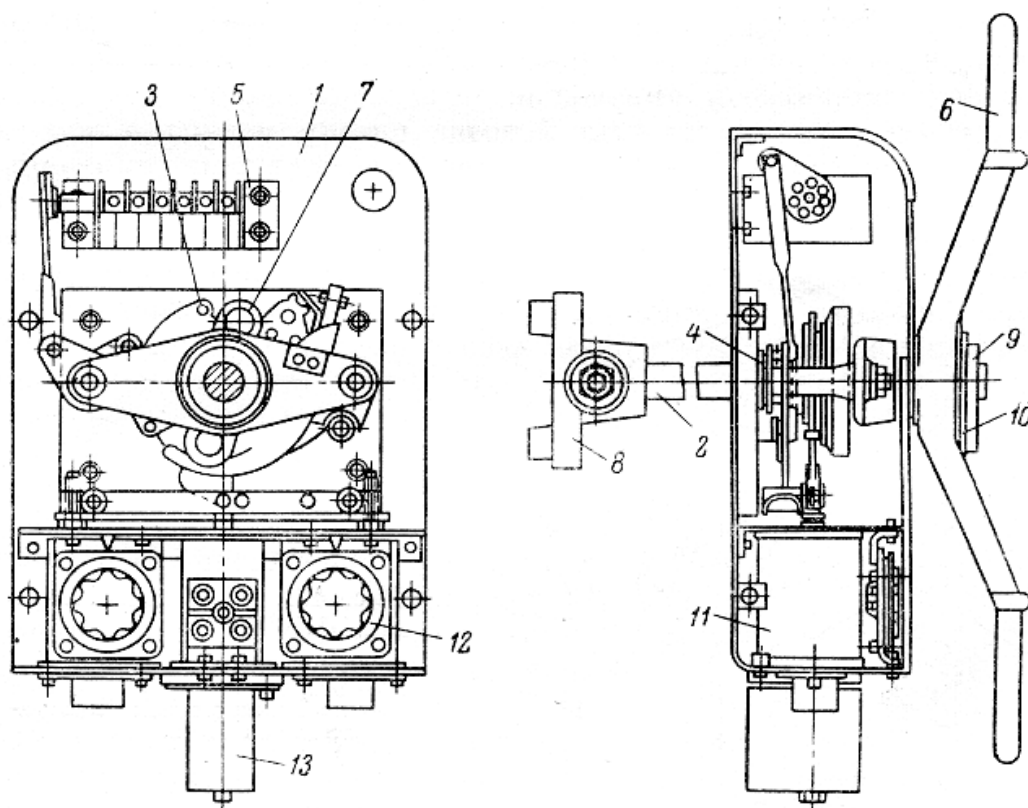


Рис 96. Привод ПРА-10/113.

Примерная схема электрических соединений выключателя с приводом типа ПРА, ПРБА, ПМ с двумя реле максимального тока мгновенного действия (РТМ) и одного реле минимального напряжения (РМН) показана на рисунке 97.

§ 6.15. Привод пружинный типа ПП-61К

Привод пружинный ПП-61К, предназначенный для автоматического или ручного (в том числе дистанционного) управления выключателями высокого напряжения, является двигательным приводом косвенного действия. Операция включения осуществляется за счет энергии предварительно запасаемой до совершения операции и расходуемой в процессе включения. Конструктивно привод имеет исполнение отдельное от выключателя и может соединяться с ним непосредственно или при помощи промежуточных звеньев. Это дает возможность применять привод для различных типов выключателей.

Механизм привода (рис.98) и электромагниты отключения и включения размещаются в металлическом сварном корпусе 4.

Механизм отключения и свободного расцепления состоит из свободно поворачивающегося на опорной оси 14 ударника расцепления 22 с укрепленными на ней планкой 20, удерживающей ударник во взведенном положении, и планкой 16 для взвода ударника. Во взведенном положении ударник планкой 20 упирается в удерживающую стойку расцепления 23. Вал привода 21 вращается в подшипниках передней и задней стенок корпуса привода. На валу жестко закреплен рычаг 27.

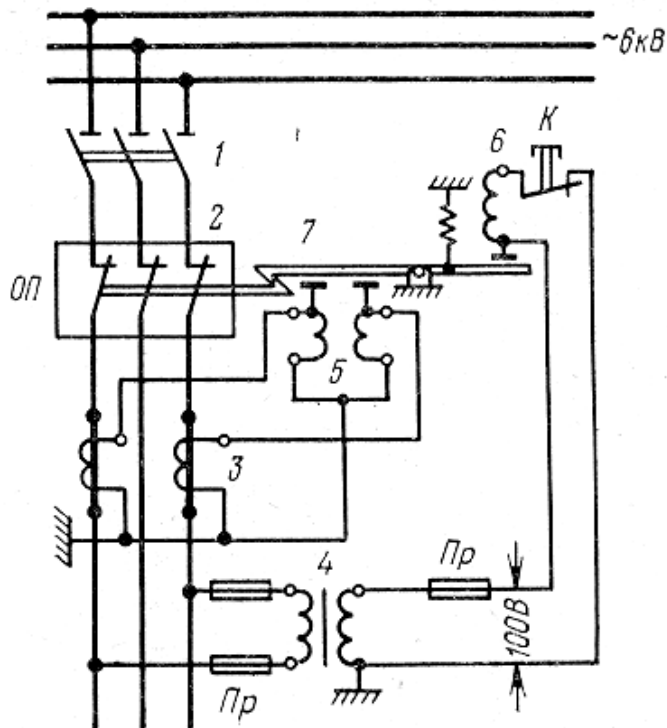


Рис 97. Схема электрических соединений масляного выключателя с приводом ПРБА (ПРА, ПМ-113): 1 – разъединитель; 2 – масляный выключатель; 3 – трансформатор тока; 4 – трансформатор напряжения; 5 – максимальные токовые реле; 6 – минимальное реле; 7 – защелка механизма свободного расцепления привода; К – кнопка дистанционного отключения; Пр – предохранители.

Включающий механизм состоит из свободно вращающегося на валу рычага 5 с закрепленным на нем роликом 6 для взвода ударника расцепления 22 и защелкой для захвата рычага 27 при включении.

С лицевой стороны на четырехгранную ступицу рычага 5 насаживается траверса 10 с поворотным грузом. Траверса через рычажные передачи 7 и 8 соединяется с включающими пружинами, находящимися с правой стороны корпуса привода. Блинкер 18 указывает положение выключателя: включенное или отключенное. В привод встраиваются отключающие элементы, действующие от защиты, электромагнит дистанционного отключения 2 и электромагнит дистанционного включения 4. Отключающими элементами, действующими от защиты, могут быть электромагниты отключения с питанием от независимого источника напряжения, максимальное токовое реле прямого мгновенного действия (РТМ) или с выдержкой времени (РТВ), реле минимального напряжения с выдержкой времени (РНВ).

Для подготовки привода к включению и выключения необходимо повернуть траверсу с грузом против часовой стрелки до верхнего предела. В конечном положении траверса посредством связанного с ней рычага 5, поворачивающегося одновременно с поворотом траверсы, запирается роликом удерживающего устройства 13 и задерживается в заведенном (взведенном) состоянии. При включении необходимо освободить рычаг 5, задерживаемый роликом устройства 13. Это можно выполнить и вручную, нажав до отказа кнопку «ВКЛЮЧЕНО», или дистанционно при помощи электромагнита 4. Освобожденный рычаг 5 под воздействием пружин поворачивается по часовой стрелке, захватывая рычагом 7 рычаг 27, поворачивая его до запираения защелкой 24.

Для ограничения поворота рычага 5 не более чем на 180° служит буфер 25. В начале поворота рычаг 5 с роликом 6, упирающимся в планку 16, производит взвод ударника

расцепления 22, который запирается в этом положении роликом удерживающей стойки расцепления 23, и таким образом подготавливается к действию на отключение.

При включении выключателя операция ручного включения при помощи кнопки «ВКЛЮЧЕНО» механически блокируется, вследствие чего работа привода вхолостую становится невозможной. Отключение может быть выполнено вручную, дистанционно или от действия защиты.

При ручном оперативном отключении нажимают кнопку 9 «ОТКЛЮЧЕНО». При этом нижний конец рычага 3 нажимает на планку 28 и поднимая ее, поворачивает вокруг оси 26. Планка, поворачиваясь на небольшой угол, нажимает на колено стойки расцепления 23 и освобождает планку 20 ударника расцепления, который при падении ударяет по нижнему концу защелки 24, освобождая рычаг 27. Вал привода, находящийся под воздействием пружин выключателя при этом свободно поворачивается и не препятствует выключению выключателя.

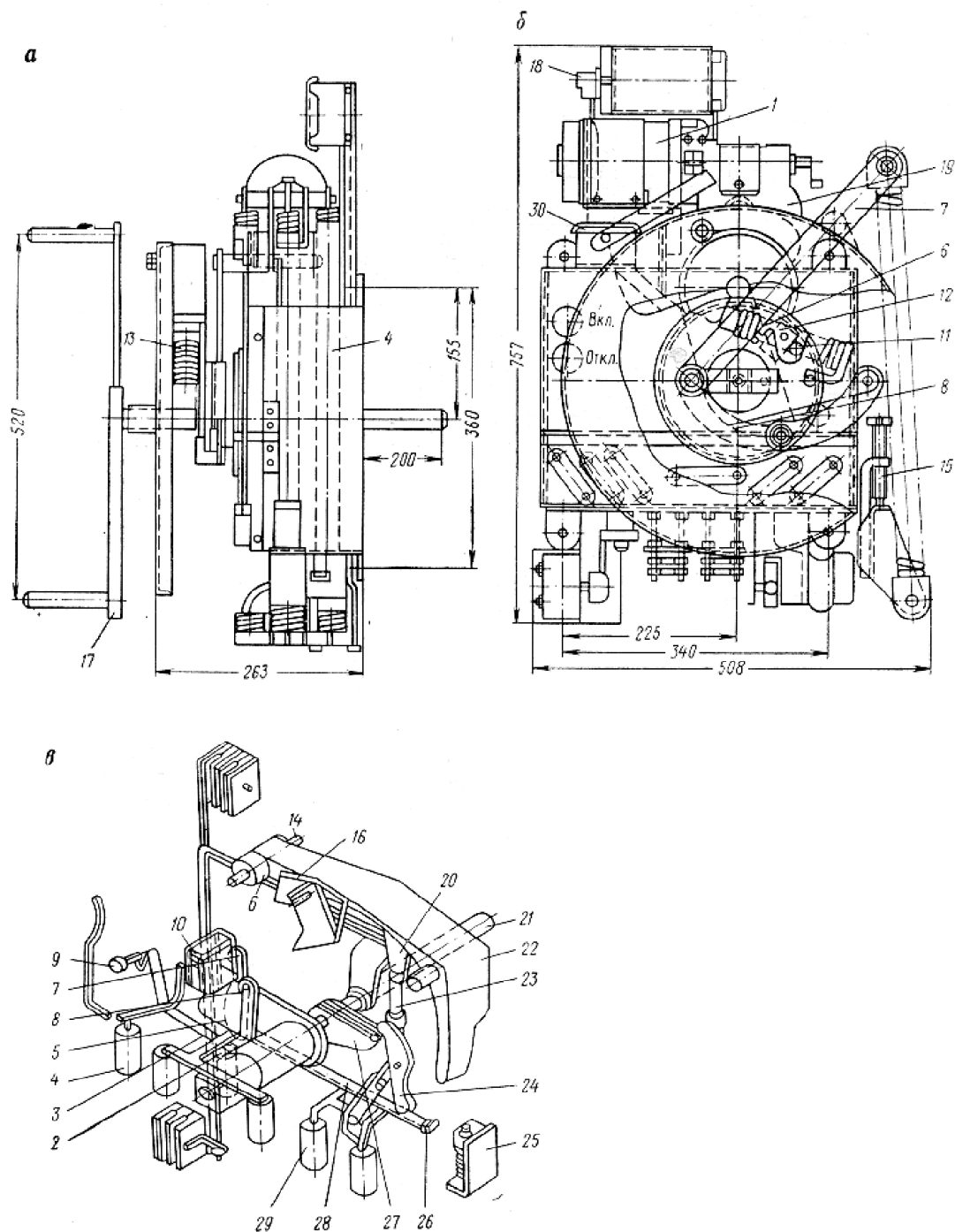


Рис 98.. Пружинный привод ПП-61К:
а – вид с боку; б – разрез; в – пространственная кинематическая схема

При дистанционном оперативном отключении замыкается цепь электромагнита 2. Втягиваемый электромагнитом сердечник ударяет бойком по нижнему концу рычага 3 и поднимает его. Конец рычага упирается в планку оси 28 и поворачивает ее. Дальнейшее происходит так же, как и при ручном отключении. При отключении выключателя от защиты, последняя воздействует на одну из катушек 29. При повороте планки 28 происходит отключение выключателя.

Автоматическое двигательное заводящее устройство привода размещается снаружи его корпуса (рис.98, а и б). Устройство состоит из следующих основных узлов:

- электродвигателя 1;
- редуктора 19;
- конечного быстродействующего выключателя 30;
- зубчатых колес.

Подготовка привода к включению выключателя производится следующим образом. Электродвигатель через редуктор приводит во вращение зубчатые колеса. Одно из колес, вращаясь против часовой стрелки, захватывает роликами II имеющийся на траверсе привода зуб 12 и производит поворот траверсы с грузом на угол 180^0 и одновременно натяжение пружин. Траверса, повернувшись на 180^0 , запирается механизмом внутри привода. Зубчатые колеса, продолжая вращение, производят упором 15 расцепление ролика II с зубом 12, т.е. производят расцепление зубчатого колеса с траверсой. После указанного расцепления производится отключение электродвигателя 1 с помощью планки, имеющейся на одной из шестерен и воздействующей на рычажок конечного выключателя 30. Таким образом, привод заведен (взведен), т.е. готов к включению соединенного с ним выключателя. При срабатывании привода на включение выключателя рычаг 7 под воздействием пружины, вращаясь по часовой стрелке, действует на рычажок конечного выключателя и производит включение электродвигателя 1, и привод опять автоматически заводится. Завод привода может быть выполнен также вручную при помощи заводной рукоятки 17, надевающейся только за время завода привода.

§ 6.16. Электромагнитный (соленоидный) привод

Ручные приводы применяют для выключателей сравнительно небольшой мощности. Их преимуществом является простота конструкции, а недостатком – невозможность дистанционного управления. Для дистанционного (и автоматического) управления выключателями применяют электромагнитные (соленоидные) приводы (Пс-10, ПЭ-11, ПЭ-22), пружинные (ПП-61, ПП-67, ПП-74), грузовые и пружинно-грузовые. Причем пружинно-грузовые (например УПП) находят широкое применение в устройствах автоматического повторного включения (АПВ) и устройствах автоматического включения резервного питания и оборудования (АВР).

Недостатками пружинных и грузовых приводов являются сложность конструкции и трудоемкость регулировки.

На рисунке 101 показан электромагнитный (соленоидный) привод, а на рисунке 102 – упрощенная схема дистанционного управления им.

Основными частями привода являются:

- катушка главного электромагнита 1;
- катушка малого отключающего электромагнита 7;
- система рычагов 4-5;
- запорная защелка 6.

Вал 3 привода соединяется с валом механизма выключателя. Ток, проходя через катушку 1 главного электромагнита, втягивает сердечник 2, который с помощью системы рычагов и вала 3 включает выключатель; защелка при этом удерживает его во включенном положении (рис.99, а).

Если пропустить ток через катушку отключающего электромагнита 7, сердечник 8 которого, выдвигаясь вверх (рис.99, б), действует на правое плечо запорной защелки, то

зашелка освободит сердечник главной катушки и под действием пружин, встроенных в выключатель, отключит сам выключатель.

Дистанционное включение и отключение привода осуществляется с пульта оператора ключом управления (рис.100). Положение выключателя определяется сигнальными лампами:

1. При включенном положении горит красная лампа ЛК;
2. При выключенном положении горит зеленая лампа ЛЗ.

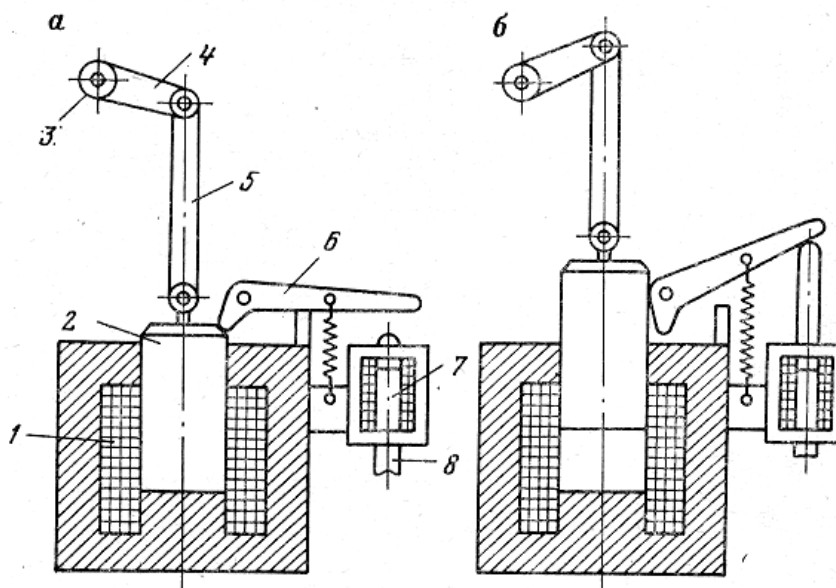


Рис 99. Электромагнитный (соленоидный) привод.

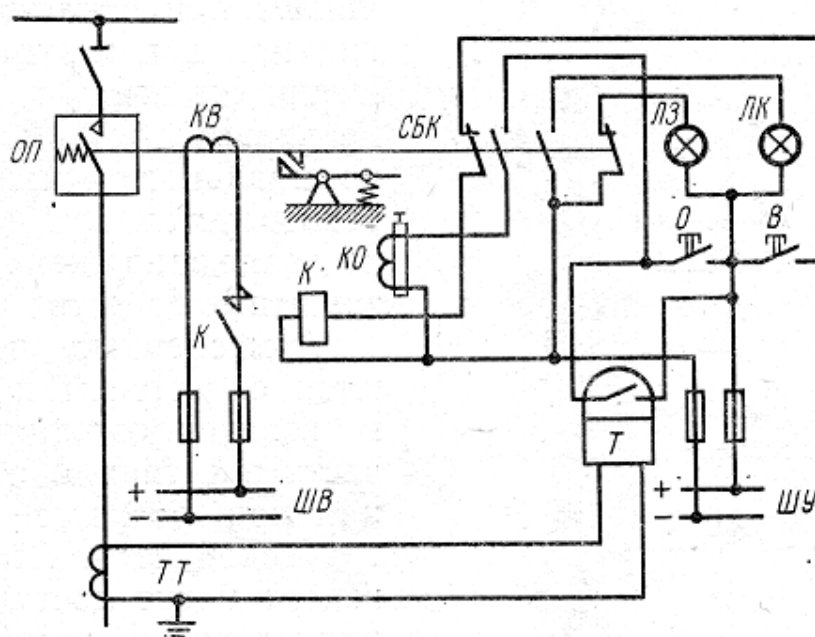


Рис 100. Упрощенная схема дистанционного управления электромагнитным приводом: В – кнопка включения; О – кнопка отключения; ЛК – лампа красная; ЛЗ – лампа зеленая; СБК – сигнально блокировочные контакты; КО – катушка отключения; КВ – катушка включения; К – контактор; ШУ – шины управления; ШВ – шины включения; ТТ – трансформатор тока; Т – Максимальное токовое реле.

Автоматическое отключение выключателя при недопустимых токах перегрузки осуществляется токовым реле Т, контакты которого включены в цепь отключающей катушки КО. Цепь главной (включающей) катушки КВ управляется дополнительным контактом К.

Катушки электромагнитных приводов чаще всего питаются постоянным током от аккумуляторов или выпрямителей.

Управление вакуумными выключателями нагрузки осуществляется специально сконструированными приводами (см.рис.92, вид А).

§ 6.17. Релейная защита высоковольтного электрооборудования

Назначение релейной защиты состоит в автоматическом отключении электроустановок и систем электроснабжения при возникших нарушениях нормального режима работы.

Релейная защита должна удовлетворять целому ряду требований, основными из которых являются:

1. Быстродействие. Быстродействующая релейная защита уменьшает зону повреждения, сохраняет устойчивость работы остальных токоприемников, которые не смогли бы нормально работать при пониженных из-за к.з. величинах напряжения. Быстродействующими называют защиты, у которых время срабатывания составляет 0,1-0,2 сек. Действительное время срабатывания некоторых видов защиты составляет 0,02-0,04 сек.;

2. Надежность. Надежность действия достигается применением наиболее простых схем с минимальным количеством реле и контактных групп реле;

3. Избирательность. Наличие элементов избирательности позволяет отключать только поврежденные участки сети, не затрагивая комплекс электроустановок или всю систему в целом;

4. Чувствительность. Чувствительность защиты определяется ее способностью к срабатыванию при повреждениях не только в пределах защищаемого участка, но и при повреждениях на смежных участках. Защита удовлетворит требованиям, если обладает следующими наименьшими значениями коэффициентов чувствительности:

а) 1,5 – для максимально-токовой защиты любых элементов системы;

б) 2,0 – для токовых отсечек без выдержки времени при к.з. на генераторах, трансформаторах и электродвигателях;

в) 1,25 – для защиты от замыканий на землю в сетях с малыми токами замыкания (кабельные линии);

г) 1,5 – для защиты от замыканий на землю в сетях с малыми токами замыкания (воздушные линии);

5. Резервирование – предусматривается для случаев отказа срабатывания основной релейной защиты и для случаев, когда аппараты основной защиты по принципу своего действия не в состоянии осуществлять дальнейшее резервирование смежных с поврежденными участков;

6. Наличие сигнальных устройств.

Реле защиты различают следующим образом. В зависимости от физической величины, на которую происходит реакция:

1. Реле тока;
2. Реле напряжения;
3. Реле мощности;
4. Реле сопротивления;
5. Реле частоты.

В зависимости от принципа действия реле:

1. Электромагнитные;
2. Индукционные;
3. Электротепловые и т.д.

В зависимости от способов включения:

1. Первичные – непосредственно включаемые в цепь;
2. Вторичные – включаемые через измерительные трансформаторы.

В зависимости от способа воздействия на отключающую систему:

1. Прямого действия;

2. Косвенного действия.

Цепи релейной защиты питают постоянным, переменным или выпрямленным оперативным током.

Источниками постоянного тока служат аккумуляторные батареи напряжением 24-48 или 110-220 В. Достоинства аккумуляторных батарей: надежное питание в любой момент времени независимо от состояния электросистемы; недостатки: дополнительные затраты на сооружение помещения, приобретение, монтаж и эксплуатацию аккумуляторов. Источниками переменного тока служат измерительные трансформаторы тока и напряжения, трансформаторы собственных нужд (ТСН) подстанций. Для питания цепей защиты используют также энергию, заранее накопленную в конденсаторе, разрядный ток которого можно использовать при отсутствии напряжения на шинах подстанции. Источниками выпрямленного тока служат различные виды выпрямительных устройств, которые позволяют сохранить преимущество защиты на постоянном токе, и не иметь громоздких аккумуляторных батарей.

Для электроустановок и электрических сетей высокого напряжения на поверхности горных предприятий применяют следующие виды защит: токовую защиту; защиту от снижения напряжения; дифференциальную защиту; газовую защиту.

§ 6.18. Токовая защита

Принцип действия токовой защиты состоит в реакции реле на изменение тока в электрической цепи защищаемой установки. Различают максимально-токовую защиту с выдержкой времени и мгновенного действия (отсечку). Для работы используют токовые максимальные реле серии РТ-40, ЭТ-520, ИТ-80, РТМ, РТВ и т.д.

Электромагнитное реле мгновенного действия РТ-40 (рис.103) состоит из корпуса, внутри которого расположен неподвижный сердечник 1, выполненный в виде буквы «П», с укрепленными на нем двумя токовыми катушками 2. В зависимости от величины токовой уставки, катушки, с помощью перемычек 3, могут соединяться параллельно или последовательно. В первом случае значения величин на шкале 4 удваиваются. Около сердечника на изоляционной планке расположен подвижный якорь 5 и контактный мостик 6. Неподвижные замыкающие контакты 7 расположены отдельно. Планка связана со спиральной пружиной 8, создающей противодействующий момент при движении якоря к сердечнику. Величина момента устанавливается указателем токовых уставок 9, расположенным на одной оси с пружиной. При возникшем коротком замыкании электромагнитный момент катушки больше противодействующего момента пружины, якорь притянется к сердечнику, изменив положение контактов. Реле РТ-40 имеют по одному размыкающему контакту. Величина уставок на шкале 0,2; 0,6; 2; 6; 10; 20; 50; 100 и 200 А.

Реле максимального тока типа РТМ и РТВ. Приводы ряда силовых выключателей имеют встроенные реле мгновенного действия (РТМ) и реле с выдержкой времени (РТВ).

Устройство реле типа РТМ приведено на рисунке 102. При протекании по катушке 1 установленного тока срабатывания сердечник 2 втягивается в катушку, ударник 3 ударяет по рычагу привода и выключатель отключается. Ток срабатывания реле регулируется штепсельным или поворотным переключателем, изменяющим число витков катушки реле.

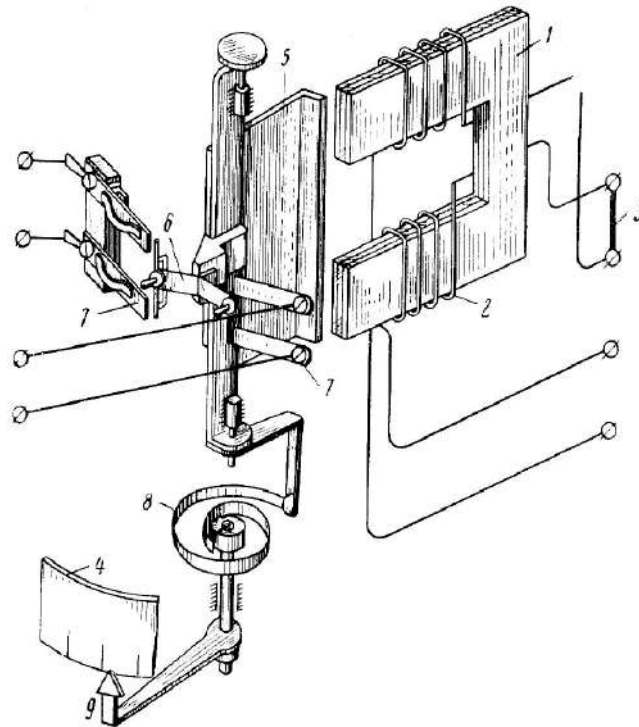


Рис 101. Токовое реле серии РТ – 40

Реле типа РТМ выполняются в четырех вариантах с регулировкой тока уставки:

1. РТМ-I – от 5 до 15 А;
2. РТМ-II – от 10 до 25 А;
3. РТМ-III – от 30 до 60 А;
4. РТМ-IV – от 75 до 150 А.

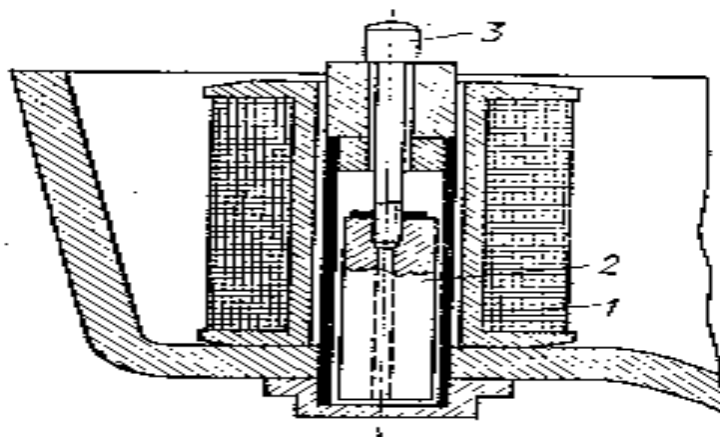


Рис 102. Встроенное реле типа РТМ.

Реле типа РТВ (рис.103) представляет собой реле прямого действия с выдержкой времени. При протекании по катушке 7 установленного тока срабатывания сердечник 8 втягивается в катушку и сжимает пружину 3, которая через стопорное кольцо 4 давит на ударник 6. Подъем ударника вверх ограничен тягой 2, прикрепленной к часовому механизму 9. Скорость работы часового механизма зависит от степени сжатия пружины, т.е. величины тока катушки реле. При трехкратном токе (по отношению к току срабатывания) пружина полностью сжата, а выдержка времени минимальна. После срабатывания часового

механизма происходит его расцепление с ударником, который под действием пружины с большой силой ударяет по рычагу 5 привода, и выключатель отключается.

Токи срабатывания регулируют поворотным переключателем от 5 до 10 А, выдержку времени – установочным винтом 1, воздействующим через пластину II на рычаг 10 часового механизма, перемещение которого и изменяет выдержку.

Встроенные реле тока типа РТМ и РТВ и реле напряжения РНВ применяют в пружинных приводах типа ПШ-67.

Реле тока типа РТВ выполняют в шести вариантах с диапазоном уставки номинальных отключающих токов 5-35 А. Они имеют ограниченно-зависимую характеристику выдержки времени с регулированием от 0 до 4 сек. Реле минимального напряжения РНВ выполняют с выдержкой времени от 0 до 9 сек. Кроме того, в приводе ПШ-67 могут быть встроены дополнительные элементы защиты – электромагниты с питанием от независимого источника тока.

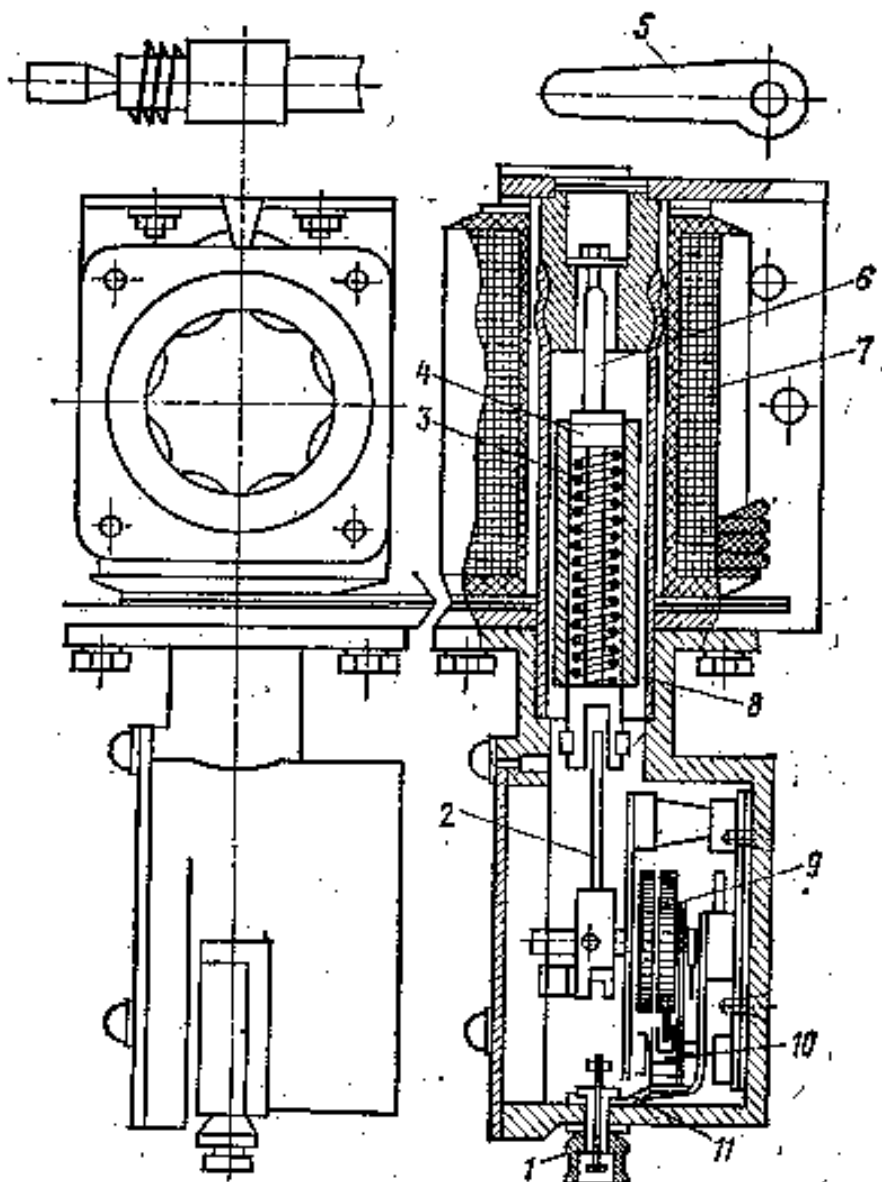


Рис 103. Встроенное реле типа РТВ.

Индукционные реле тока типа РТ-80 (рис.104). Реле этой конструкции имеет (рис.104, а) два релейных элемента – индукционный и электромагнитный.

Индукционный элемент состоит из электромагнита 17 с короткозамкнутыми витками 13 и диска 6, ось которого находится в подшипниках 9, установленных на рамке 4. Рамка поворачивается на осях 3 и пружиной 2 удерживается в крайнем положении, т.е. прижатой к упору 1. На ось диска насажен червяк II. В крайнем положении рамки сегмент 7, имеющий червячные зубья, находится вне зацепления с червяком, и контакты 8 реле разомкнуты.

При протекании по обмотке реле тока $I_p \geq I_{ср.р.}$ диск медленно вращается, причем его вращению препятствует тормозной момент, создаваемый постоянным магнитом 5. Под действием электромагнитного момента, создаваемого током реле, рамка поворачивается, червяк входит в зацепление с зубьями сегмента, начинает постепенно подниматься, преодолевая усилие пружины 12, и специальной планкой 10 замыкает контакты реле. Время срабатывания регулируется начальным положением зубчатого сегмента при помощи винта, укрепленного на шкале времени. Чем больше сила тока I_p в обмотке электромагнита, тем быстрее будет вращаться диск и с меньшей выдержкой времени будут замыкаться контакты реле, т.е. реле будет иметь зависимую от тока характеристику времени срабатывания. При значениях тока $I_p = (6:8) I_{ср.р.}$ наступает насыщение стали электромагнита и характеристика переходит в независимую. Поэтому характеристики реле РТ-80 называют ограниченно-зависимыми (рис.104, б).

Электромагнитный элемент реле РТ-80 состоит из ярма электромагнита 18 и якоря 14, через которые замыкается часть потоков рассеивания электромагнита. При протекании по обмотке реле тока $I_p \geq 2I_{ср.р.}$ якорь втягивается и без выдержки времени (отсечкой) замыкает контакты реле. Токи срабатывания индукционного элемента $I_{ср}$ регулируются изменением числа витков обмотки (перестановкой контактного винта 16 на контактной колодке). Ток $I_p = 2-10$ А, а время срабатывания от 0,5 до 16 сек.

Таким образом, электромагнитный элемент может действовать или совместно с индукционным элементом, или самостоятельно, как бы отсекая часть характеристики реле при больших токах. Поэтому электромагнитный элемент действует с отсечкой. При этом $I_{отс} = (2:8) I_{ср.}$

Токи срабатывания электромагнитного элемента регулируются изменением количества витков обмотки и положения регулировочного винта 15.

Индуктивное токовое реле серии ТИ-80 (рис.105). Реле с зависимой характеристикой времени срабатывания основным элементом имеет также, как и РТ-80, индукционную систему с диском, которая обеспечивает необходимую выдержку времени, и электромагнит с обмоткой, обеспечивающий отсечку или мгновенное срабатывание.

Серия объединяет шесть типов реле: ТИ-81 : ИТ-86. Все они являются вторичными реле косвенного действия.

Принцип действия аналогичен РТ-80.

У реле ИТ-85 и ИТ-86 имеется по одному замыкающему и размыкающему контакту общей точкой.

У реле типа РТ-80 по сравнению с реле ИТ-80 лишь немного изменен электромагнитный элемент.

Защиту от снижения напряжения обеспечивают вторичные реле косвенного действия ЭН-520, подобные реле ЭТ-520 (принцип действия аналогичен РТ-40). Различие состоит (между ЭН-520 и ЭТ-520) лишь в применении обмоток напряжения, а не тока. Эти же реле можно применять для защиты от повышения напряжения с использованием другой пары контактов.

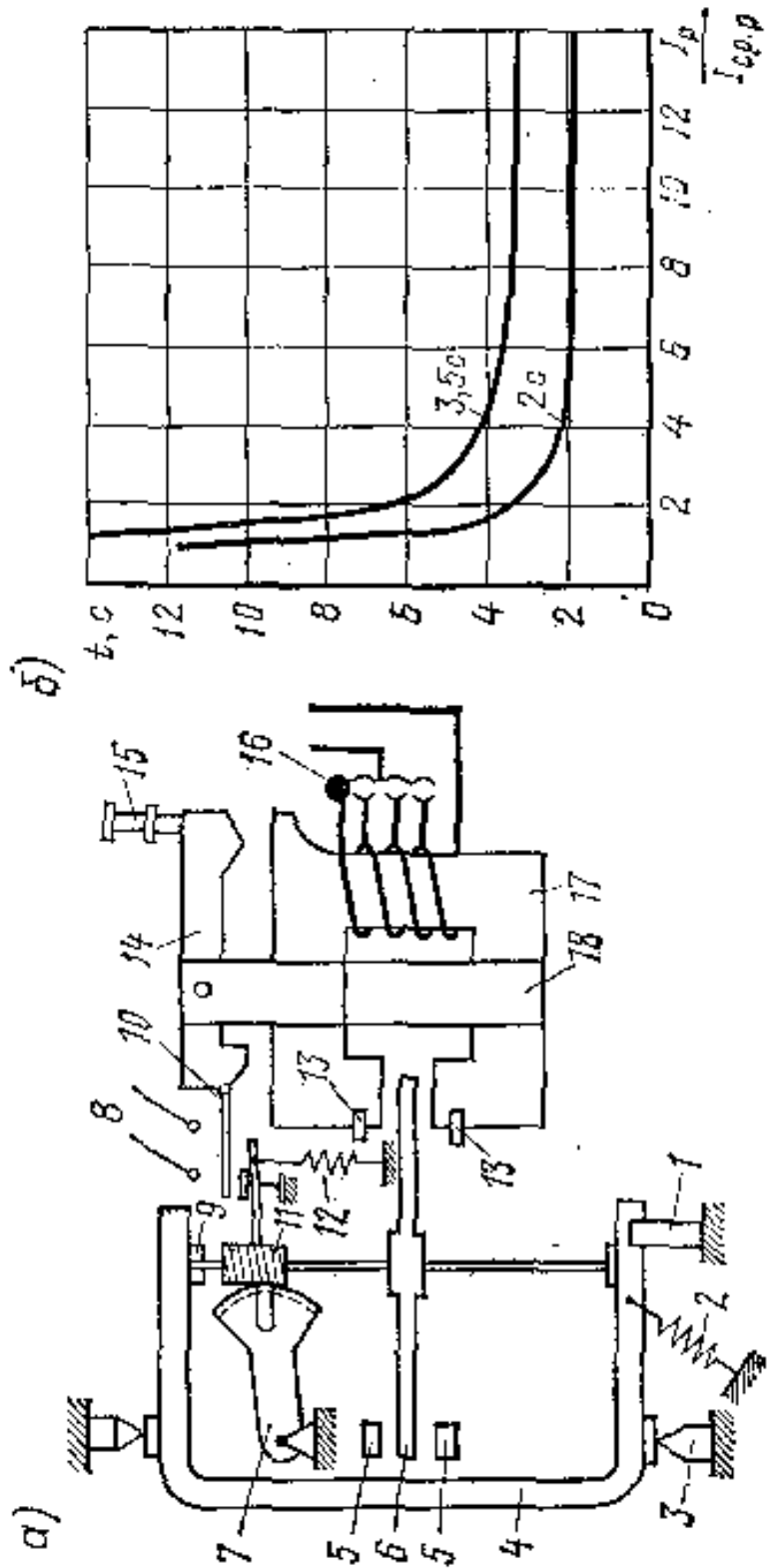


Рис 104. Индуктивное реле типа РТ-80
 а – схема устройства; б – характеристики срабатывания

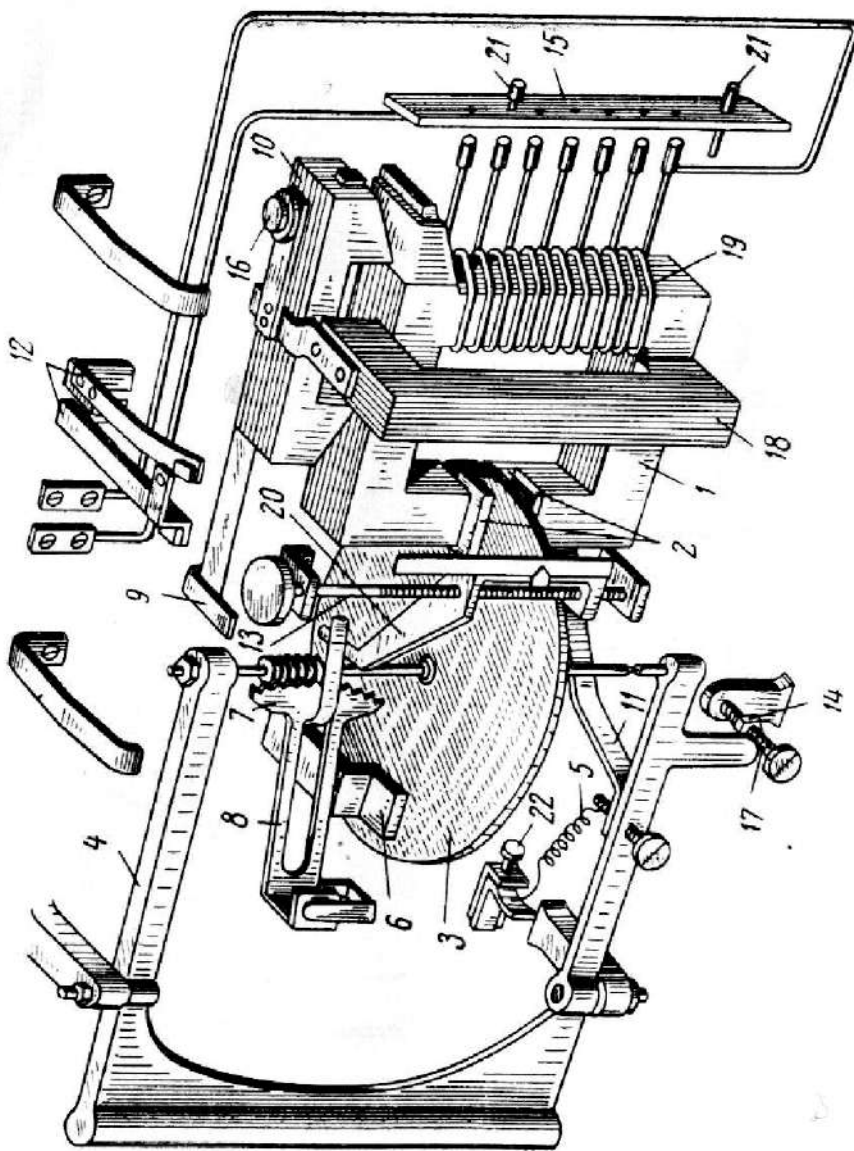


Рис 105 к § 67. Токовое реле серии ИГ-80.

1 – электромагнит; 2 – короткозамкнутые витки; 3 – алюминиевый диск; 4 – подвижная рамка (коромысло); 5 – пружина; 6 – постоянный магнит; 7 – сегмент с червяком; 8 – опора для замыкания контактов; 9 – якорь; 10 – скоба; 11 – скоба; 12 – контакты; 13 – регулировочный винт; 14 – регулировочная гайка; 15 – планка переключателя; 16 – регулировочный винт; 17 – упорный винт; 18 – замыкающий стержень; 19 – обмотка реле; 20 – регулятор хода сегмента; 21 – винты для переключения числа витков обмотки реле; 22 – регулировочный винт

§ 6.19. Индукционные реле мощности

В применяемых схемах защиты устанавливают также реле направления мощности типа РБМ-170 и РБМ-270, которые реагируют на величину и знак мощности защищаемой установки. Каждое реле (рис.106) имеет четыре последовательно соединенные катушки напряжения I и две последовательно соединенные катушки тока 2. Взаимодействие токов, протекающих по обмоткам, создает вращающий момент, необходимый для поворота ротора 3 реле и замыкания контактов. Реле РБМ-170 имеют по одному замыкающему контакту, а реле РБМ-270 – по два замыкающих контакта. Магнитопровод 4 набран из листов электротехнической стали с четырьмя выступающими полюсами, между которыми на оси 5 закреплен ротор 3 и сердечник 6 реле. Сердечник служит для повышения магнитной проницаемости междупольного пространства. Для легкости вращения ротор снабжен подшипниками 7 и 8 с корундовыми камнями. На панели 9 размещены упоры 10, которые препятствуют повороту ротора по углу больше 5° . Величину угла можно изменить при регулировке контактной группы. На цоколе II реле, закрытом металлическим кожухом с застекленной крышкой 12, расположены добавочные сопротивления 13 и конденсаторы 14, а также изоляционные планки с зажимами 15, куда присоединяются выводы обмоток и контактов

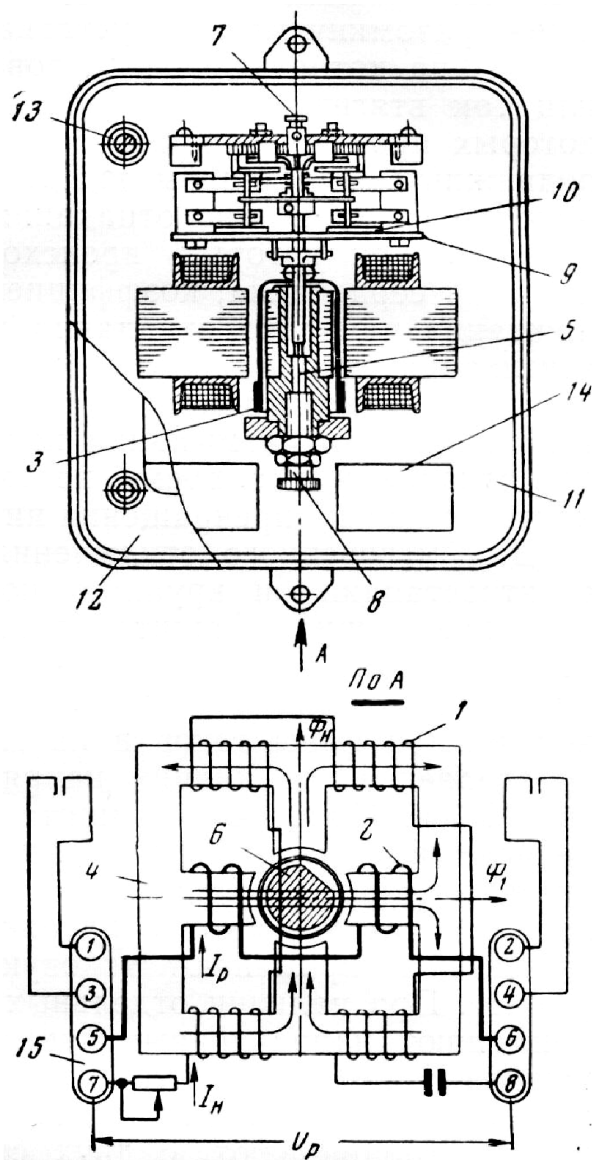


Рис 106. Устройство и схема соединений реле РБМ-270.

Поворот ротора происходит в сторону замыкания контактов при изменении направления знака мощности, т.е. когда происходит повреждение линии и знак направления мощности будет от зажимов электроустановки в сторону линии.

Реле серии ИМБ аналогичны по конструкции, но менее чувствительны.

§ 6.20. Дифференциальная защита

Для мгновенного отключения короткого замыкания на линиях, отходящих от электростанций и крупных подстанций, применяют дифференциальную защиту. Защита одинарных линий называется продольной, а параллельных линий – поперечной дифференциальной защитой.

Продольная защита, основанная на принципе сравнения величины и фазы токов в начале и конце линии, получила распространение на линиях напряжением 110-220 кВ длиной до 10-15 км.

Поперечная защита основана на принципе сравнения величин и фаз токов, протекающих по двум параллельным линиям, имеющим одинаковое сопротивление. Для параллельных линий, которые имеют в начале и в конце по одному общему выключателю, применяют токовую поперечную дифференциальную защиту. При наличии отдельных выключателей для каждой линии применяют направленные поперечные защиты. В первом случае защита устанавливается только со стороны источника питания и при повреждении отключает обе линии. Во втором случае защиту устанавливают с двух сторон и отключение происходит только поврежденной линии.

На принципиальной схеме направленной поперечной дифференциальной защиты показаны токовое реле Т и реле мощности М (рис.107), катушки которых питаются от вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения. При возникновении в точке K_1 к.з. изменится величина и направление токов линий, обмотки реле начнут обтекаться током, замкнутся контакты токового реле и реле мощности (правый) и создадут замкнутую цепь для отключающей катушки 20К выключателя 2В. Линия L_2 отключается, а L_1 продолжает работу. Автоматическое отключение сработавшей защиты будет произведено блок-контактами БК. Это предотвратит ложное срабатывание защиты неповрежденной линии. На втором конце линии (на рисунке не показана) установлена такая же защита.

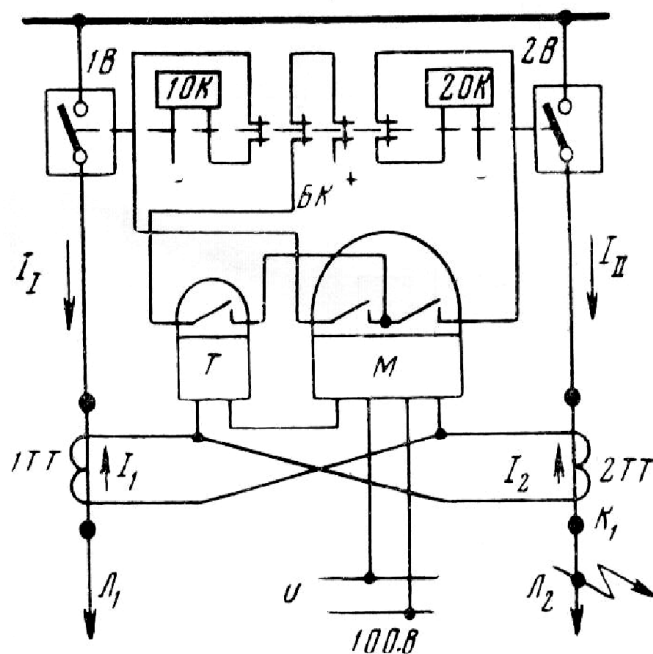


Рис 107. Принципиальная схема поперечной дифференциальной защиты параллельных линий.

Электромагнитные токовые дифференциальные реле серии РНТ-565 применяют для дифференциальной защиты генераторов, трансформаторов. Они состоят из (рис.108, а) смонтированных в общем кожухе 1 электромагнитного реле 4 типа РТ-40, промежуточного бистронасыщающегося трансформатора 2 (БНТ) и резисторов 3.

На рисунке 108, б приведена принципиальная схема реле РНТ-565 с БНТ. Ток из рабочей обмотки Р непосредственно трансформируется во вторичную обмотку В, а также через короткозамкнутые обмотки К1 и К2 путем двойной трансформации подается на токовое реле I.

На среднем стержне БНТ этого реле расположены уравнивательные обмотки У1, У2, используемые в дифференциальной защите трансформаторов. Настройка и регулирование тока срабатывания реле производится резисторами. При включении токовых реле через БНТ реле становятся нечувствительными к токам намагничивания силовых трансформаторов при включении их на напряжение; к токам небаланса, возникающим в начальный момент короткого замыкания, что позволяет повысить чувствительность защиты.

Все обмотки, кроме вторичной В, имеют отверстия для изменения числа включенных витков. Включение необходимого числа витков производится установкой регулировочных винтов в соответствующие гнезда пластинок. Цифры около гнезд указывают число включаемых витков.

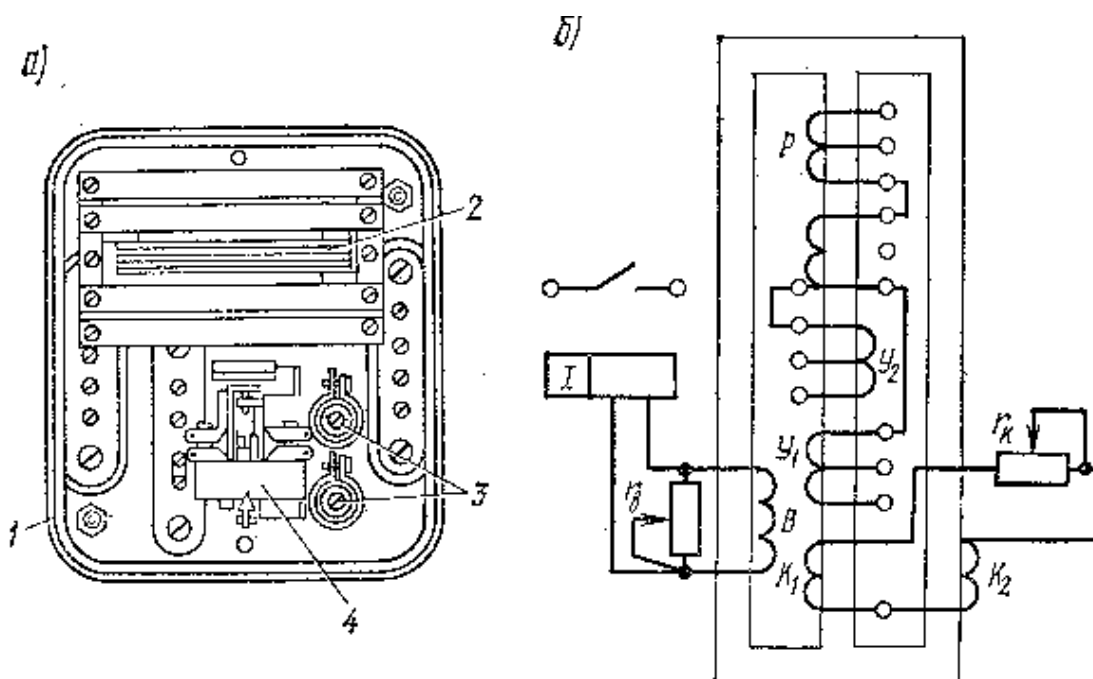


Рис 110. Реле типа РНТ-565: а – общий вид; б – схема

§ 6.21. Защита от внутренних повреждений в трансформаторе

Для защиты от внутренних повреждений в силовых трансформаторах устанавливают газовые реле, которые крепят на трубопроводе между баком трансформатора и баком маслорасширителя (рис.109).

Эта защита осуществляется газовым реле типа ПГЗ-22 (рис.110). Повреждения внутри трансформатора, вызванные витковыми и междуфазными замыканиями, сопровождаются выделением газа и снижением уровня масла.

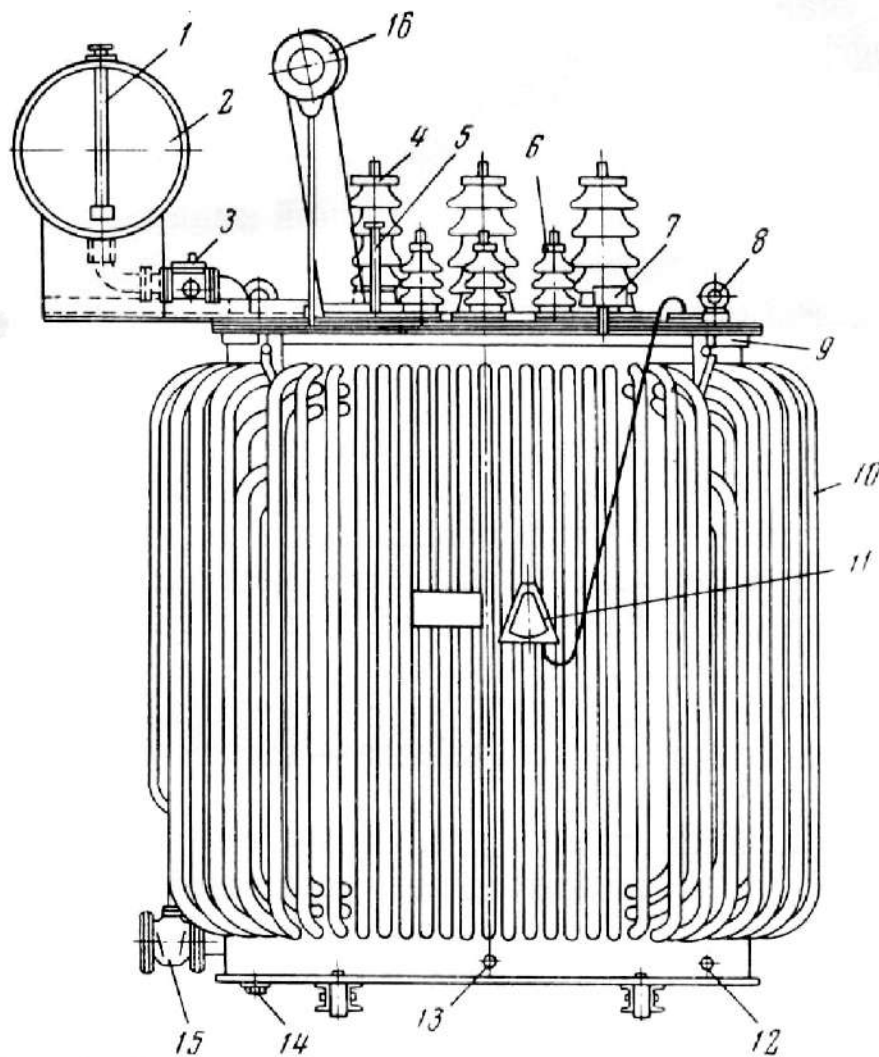


Рис 109. Силовой трансформатор серии ТМ.

1 – указатель уровня масла; 2 – маслорасширитель; 3 – газовое реле; 4 – выходы высшего напряжения; 5 – ртутный термометр; 6 – выходы низшего напряжения; 7 – кран для заливки масла; 8 – рым-болт; 9 – крюк для подъема трансформатора; 10 – радиатор; 11 – манометрический термометр; 12 – пробка, закрывающая отверстие для взятия пробы масла; 13 – болт для заземления; 14 – пробка, закрывающая отверстие для спуска остатков масла из бака; 15 – кран для спуска масла; 16 – предохранительная труба.

При всех видах повреждений газы, образовавшиеся в результате разложения масла и изоляции проводов, направляются через реле и вытесняют масло из камеры реле в расширитель. В результате этого уровень масла в газовом реле понижается, установленные в реле поплавки I опускаются, а прикрепленные к ним колбочки 2 с ртутными контактами поворачиваются. При этом подается предупреждающий сигнал.

При бурном газообразовании, сопровождающемся течением струй масла под давлением, поворачивается поплавок и колбочка с контактами 3. Последние, замыкаясь, действуют через указательные и промежуточные реле на отключение.

В газовых реле типа РГЗ-61 используют ртутные контакты, впаянные в колбу и в исходном состоянии не соприкасающиеся с ртутью, что устраняет вибрацию контактов. У чашечных реле вместо поплавков используют открытые металлические чашки, вместо ртутных контактов – обычные открытые контакты, работающие непосредственно в масле.

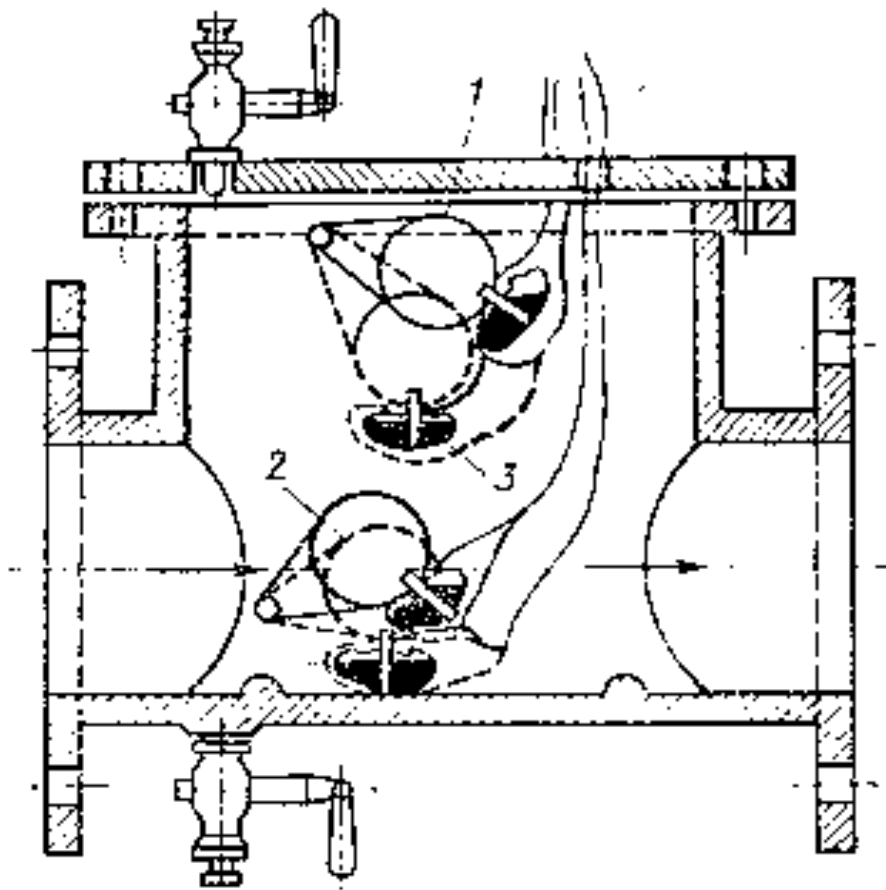


Рис 110. Устройство газового реле поплавкового типа ПГЗ-22

На рисунке 111 показан принцип действия отключающего элемента чашечного реле типа РГЧЗ-66. Открытая чашка I с ушком 4 и экраном 3 может поворачиваться на оси 5. С чашкой связана колодка 6, на которой укреплены подвижный контактный мостик 8, лопасть 7 пластины 10, сцепленная с нижним концом пружины 11. Верхний конец пружины II и неподвижные контакты 9 укреплены на неподвижной части газового реле. Сигнальный и отключающий элементы помещены в корпус 2. Экран 3 предназначен для обеспечения надежности работы реле.

В нормальном состоянии, когда чашка корпуса реле полностью заполнена маслом, верхняя и нижняя чашки тоже заполнены маслом и удерживаются в исходном положении пружинами II. При понижении уровня масла в корпусе реле (вследствие скопления газа в его верхней части) верхняя чашка под воздействием момента, который создается массой масла, находящегося в чашке и превышающего момент пружины, поворачивается на оси 5. При этом контактный мостик 8 замыкает неподвижные контакты 9 в цепи предупредительной сигнализации.

При повреждениях внутри бака трансформатора, сопровождающихся бурным газообразованием, поток масла устремляется в расширитель через газовое реле, воздействует на лопасть 7 отключающего элемента нижней чашки и контактный мостик 8 замыкает неподвижные контакты трансформатора.

Для трансформаторов мощностью 6300 кВА и выше, а также для трансформаторов 400 кВА и выше, устанавливаемых внутри помещения, газовая защита обязательная; для трансформаторов мощностью 1000-4000 кВА – обязательна только при отсутствии дифференциальной или максимально-токовой защиты с выдержкой времени 0,5-1 сек.

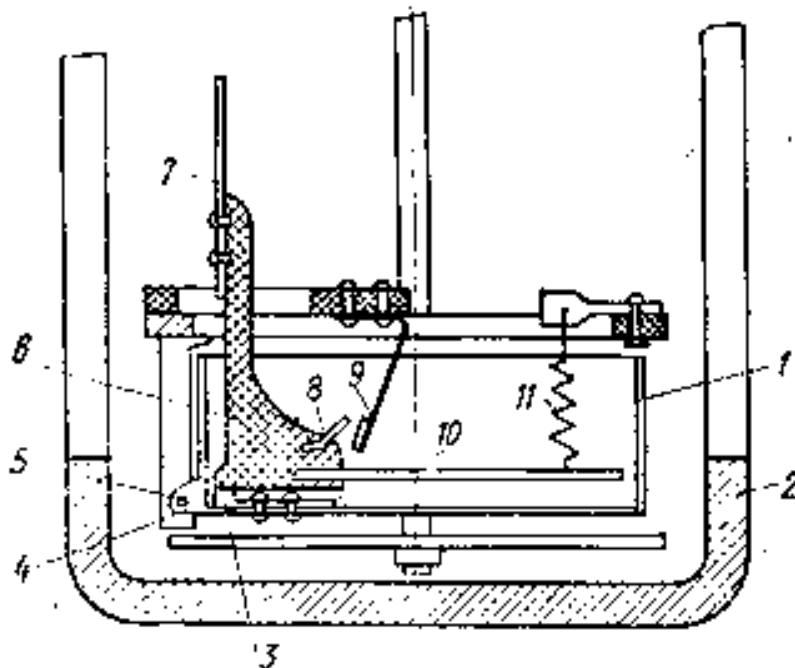


Рис 111. Устройство газового реле чашечного типа РГЧЗ-66

§ 6.22. Некоторые требования для персонала обслуживающего средства релейной защиты

Для персонала, обслуживающего средства релейной защиты, необходимо знать основные параметры реле, к которым относятся:

1. Номинальные данные, всегда указываемые на заводском щитке;
2. Величина срабатывания, т.е. величина, при которой происходит автоматическое изменение положения контактных групп реле (замыкающие контакты становятся замкнутыми, размыкающие – разомкнутыми);
3. Уставка – величина тока, напряжения и т.д., на которую отрегулировано конкретное реле;
4. Напряжение или ток втягивания – минимальные значения этих величин, при которых происходит процесс соединения подвижного якоря с неподвижным сердечником под действием магнитного поля катушки;
5. Напряжение или ток отпадания – максимальные значения этих величин, при которых происходит полный процесс отпадания якоря от сердечника;
6. Коэффициент возврата реле – отношение напряжения или тока отпадания к величине напряжения или тока втягивания;
7. Время срабатывания реле при втягивании, т.е. время, которое тратится в период подачи питания на катушку реле до замыкания или размыкания контактов;
8. Время срабатывания реле при отпадании, т.е. время, необходимое для изменения положения контактов после прекращения питания катушки реле.

§ 6.23. Силовые трансформаторы

Трансформаторы предназначены для преобразования переменного тока одного напряжения в переменный ток другого напряжения при той же частоте.

Силовой трансформатор (рис.109) состоит из магнитопровода с обмотками высшего и низшего напряжения, помещенного в стальной бак с сваренными трубами.

Магнитопровод 3 (рис.110, а) изготавливают из трансформаторной стали, имеющей узкую петлю намагничивания (петлю Гистерезиса) для уменьшения потерь на перемагничивание (потерь в стали). Для уменьшения потерь на вихревые токи магнитопровод собирают из изолированных (лаком) или фосфатированных пластин толщиной 0,35-0,5 мм. На его стержни I и II насаживают обмотки и сверху плотно закрывают ярмом III, чтобы исключить воздушные зазоры на стыках. Стержни и ярма собираются из отдельных пластин путем шихтовки, т.е. в переплет. Трансформаторы больших (свыше 6300 кВА) и средних мощностей (от 160-250 кВА и выше) выполняют стержневыми.

Обмотки изготавливают из изолированного медного или алюминиевого провода и располагают на разных стержнях (рис.112, а) или на одном и том же (рис.112, б). В последнем случае различают чередующиеся между собой обмотки НН и ВН (дисковые обмотки) и концентрические обмотки, когда ближе к стержню помещают обмотку НН, а поверх ее – обмотку ВН. Обмотки изолируют между собой и от стержня магнитопровода жесткими цилиндрами и шайбами из электрокартона (или другого диэлектрика), служащими также каркасами для обмоток. Для отвода тепла между цилиндрами предусмотрены специальные каналы. Изоляция обмоток от ярма выполняется из картонных колец и шайб.

Для охлаждения трансформаторов, начиная с мощности 20 кВА, магнитопровод с обмотками (выемная часть) размещают в баке, заполненном трансформаторным маслом или негорючей жидкостью (совтол). Масло не только отводит тепло от обмоток (за счет конвекции или принудительной циркуляции), но и является надежным изолятором. Масляные трансформаторы имеют меньшие размеры и массу по сравнению с сухими (охлаждаемыми воздухом) той же мощности. Для лучшего охлаждения трансформатора к стенкам бака приварены трубчатые радиаторы. Для измерения температуры масла предусмотрен термометр. При изменении температуры объема масла изменяется, поэтому либо между крышкой бака и маслом создается воздушная подушка (трансформатор мощностью до 63 кВА), либо трансформатор снабжается расширителем, в виде небольшого бака, соединяемого с баком трансформатора патрубком, на котором устанавливается газовое реле. Расширитель имеет маслоуказательную трубку и дыхательную пробку, а также верхнюю пробку (для заливки масла) и нижнюю пробку (для удаления грязи из его отстойника). Применение расширителя уменьшает поверхность соприкосновения масла с воздухом, который вредно действует на масло, загрязняя, увлажняя и окисляя его.

Для выпуска взрывоопасных газов во избежание давления в баке (и его разрыва) мощные трансформаторы (свыше 1000 кВА) снабжаются выхлопной (предохранительной) трубой со стеклянной мембраной. Для осушки и очистки воздуха, поступающего в расширитель, на его дыхательной трубке устанавливается воздухоочиститель (фильтр), представляющий собой цилиндр, заполненный силикагелем; в нижней его части имеется масляный затвор для очистки воздуха.

Силикагель – пористая белая масса диоксида кремния, поглощая влагу, меняет свою окраску (с бело-голубой на розовую).

Современные трансформаторы имеют термосифонный фильтр, который служит для поддержания изоляционных свойств масла в процессе работы трансформатора. Он представляет собой цилиндрический бак, подсоединенный к баку трансформатора двумя патрубками с кранами и заполненный активным материалом – сорбентом, поглощающим продукты разложения масла. Нагретое масло по принципу термосифона поднимается кверху, проходя через охлаждающие радиаторы и параллельно им установленный фильтр, охлаждается и опускается вниз. Проходя через фильтр сверху вниз, масло непрерывно очищается.

Концы обмоток ВН и НН выводятся из бака через проходные фарфоровые изоляторы (выводы). Изоляторы обмоток ВН по высоте несколько больше изоляторов обмоток НН.

В силовых трансформаторах, для того чтобы повысить напряжение на выводах обмоток НН, выполняются регулировочные ответвления от обмотки ВН (где контакты могут быть менее мощными), позволяющие изменять вторичное напряжение в пределах $\pm 5\%$. Эти ответвления выводятся на специальный переключатель, установленный на крышке трансформатора. При снижении вторичного напряжения зажимы (анцапфы) трансформатора

включаются на положение -5% (уменьшаем число витков обмотки ВН), а при повышении напряжения – на положение $\pm 5\%$ (увеличиваем число витков обмотки ВН).

Масло требует периодической очистки, сушки и замены. Масло является горючим материалом, поэтому трансформатор – пожароопасен. Когда, по соображениям пожарной опасности, их применение недопустимо, используют сухие трансформаторы или трансформаторы с негорючим наполнением (совол, совтол, пиранол, кварцевый песок).

Для обозначения типов трансформаторов приняты следующие буквенные сокращения:

1. На первом месте – число фаз: «О» - однофазный; «Т» - трехфазный;

2. На втором месте – система охлаждения (одна или две буквы): «М» - естественное масляное; «Д» - дутьевое (обдувание радиаторное вентилятором); «Ц» - принудительная циркуляция масла (при помощи масляных насосов) через водяной охладитель; «ДЦ» - принудительная циркуляция масла через установленные баки (или выносные) охладители, обдуваемые вентиляторами; «С» - сухой, охлаждаемый воздухом;

3. На последнем месте: «Т» - трехобмоточный; «Н» - встроенное регулирование напряжения под нагрузкой; «У» - герметизированный; «П» - передвижной.

Например, ТДТН-10000/110 означает: трехфазный масляной трансформатор, дутьевое охлаждение, трехобмоточный, с регулированием напряжения под нагрузкой, мощностью 10000 кВА, напряжением 110 кВ.

Силовые трансформаторы выпускаются со шкалой номинальных мощностей: 10, 16, 26, 40, 63 кВА и 10-кратные значения этих величин.

§ 6.24. Некоторые особенности эксплуатации силовых трансформаторов

Трансформаторы и подстанции эксплуатируются согласно «Правил технической эксплуатации» (ПТЭ) и системе ППР. При осмотрах проверяют:

1. Уровень масла;
2. Внешнее состояние изоляторов;
3. Характер гудения;
4. Температуру масла;
5. Внешнее состояние крепления кабелей и ошиновки;
6. Отсутствие течи масла через крышку, фланцы и краны;
7. Равномерность нагрузки фаз;
8. Уровень напряжений и т.д.

Трансформатор выводится из работы в следующих случаях:

1. При сильном или неравномерном шуме и потрескивании в нем;
2. При постоянно возрастающем нагреве (плохом охлаждении);
3. При непомерных нагрузках;
4. При выбросе масла из расширителя или разрыве мембраны выхлопной трубы;
5. При течи масла с понижением его уровня ниже отметки в маслоуказательном стекле;
6. При заключении лаборатории о непригодности масла.

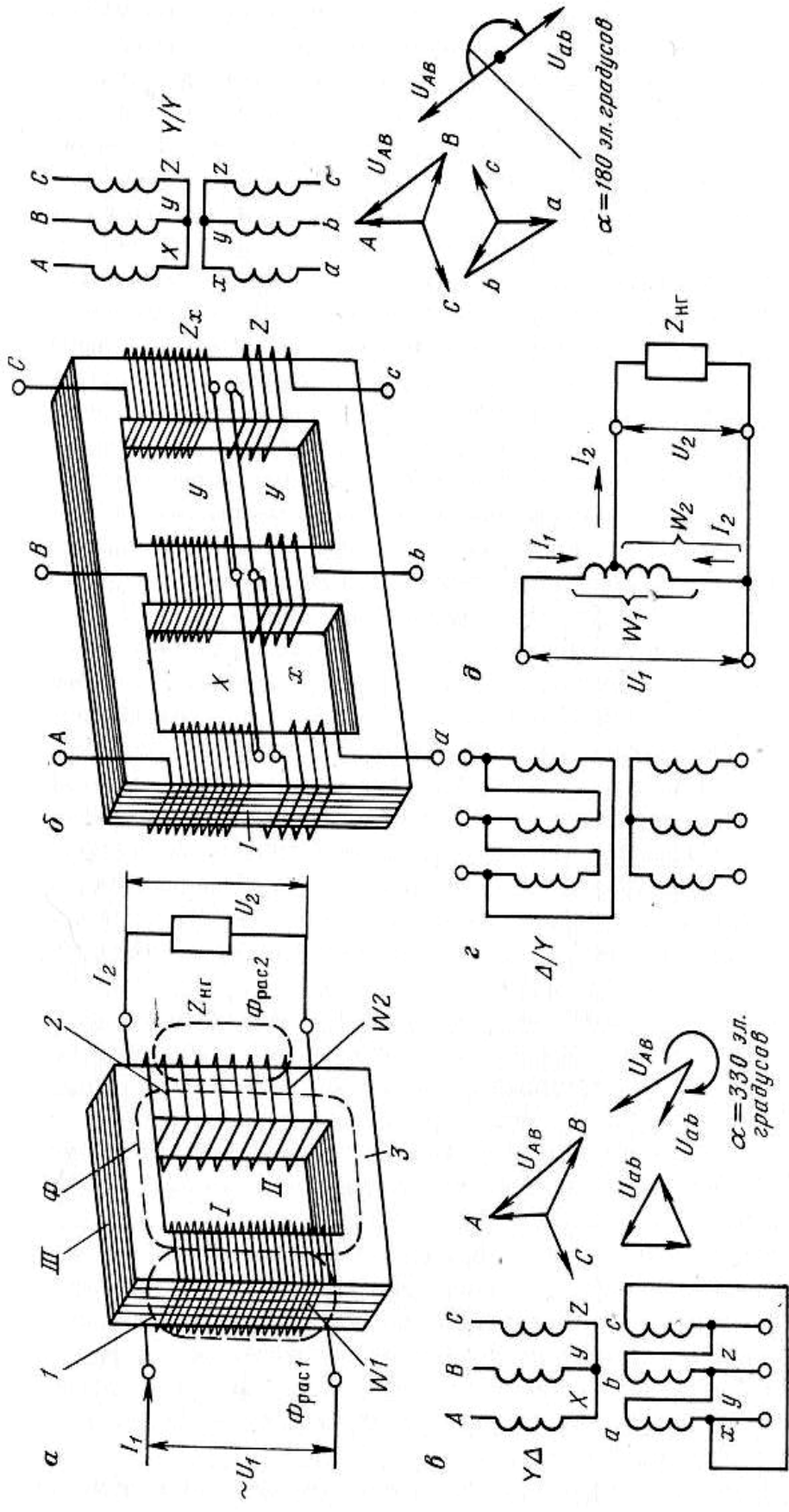


Рис 112. Электрические схемы трансформаторов. б – трехфазного трансформатора и схема соединений его обмоток "звезда – звезда" (Y/Y) и векторные диаграммы напряжений первичных и вторичных обмоток при таком соединении; в – схема соединений обмоток трехфазного трансформатора "звезда-треугольник" (Y/Δ) и векторные диаграммы напряжений первичных и вторичных обмоток при таком соединении; г – схема соединений обмоток трехфазного трансформатора "треугольник звезда" (Δ/Y); д – схема автотрансформаторов; U_{AB} и U_{ab} – линейные напряжения соответственно первичной и вторичной обмоток трехфазных трансформаторов; α – угол сдвига фаз линейного напряжения вторичной обмотки относительно линейного напряжения первичной обмотки.

Неисправности трансформаторов. Наиболее часто повреждаемым элементом являются обмотки. Основные виды их повреждения:

1. Витковое замыкание и замыкание на корпус (пробой изоляции);
2. Междофазное короткое замыкание обмоток и их обрыв.

Признаки виткового короткого замыкания:

1. Чрезмерный перегрев, иногда с «бульканьем» масла;
2. Некоторое увеличение тока на стороне ВН;
3. Различие в значениях омических сопротивлений постоянному току при измерении отдельных фаз обмоток трансформатора.

Проверяя сопротивление изоляции мегомметром, витковое короткое замыкание обнаружить нельзя. Для этого к вынудной обмотке НН подается пониженное напряжение (10-20% номинального напряжения) при распаянной (на несколько секций) обмотке ВН (при напряжении 35 кВ и выше) для уменьшения напряжения по отношению к корпусу. По дыму из обмотки определяют место короткого замыкания.

Пробой можно обнаружить мегомметром. При междуфазных к.з. обмоток обычно происходит выброс масла с разрушением мембраны выхлопной трубы. Как правило, срабатывают все виды защит трансформатора (газовая, дифференциальная, максимальная).

Допустимые режимы работы трансформаторов. Повышение напряжения на обмотке ВН допускается:

1. Длительно – не более чем на 5% при номинальной нагрузке и на 10% при нагрузке 25% номинальной;
2. Кратковременно (до 6 ч в сутки) – на 10% при нагрузке не выше номинальной.

Перегрузки по току приводят к усиленному износу изоляции и сокращению срока службы трансформаторов. Обычно поэтому перегрузки не допускаются. В исключительных случаях ПТЭ допускает аварийные перегрузки в следующих размерах:

Нагрузка сверхноминальная по току, %	0	3	4	5	6	7
Допустимая длительность перегрузки, мин.:						
масляных трансформаторов	20	10	9	7	4	2
сухих трансформаторов	5	4	3	1	5	0
		2	8		--	--

За этот период должны быть приняты меры по разгрузке трансформатора и введению его в нормальный режим.

Допустимая температура верхних слоев масла не должна превышать 95⁰С (для трансформаторов без принудительной циркуляции масла).

Эксплуатация трансформаторного масла – заключается в систематическом контроле за его надлежащим состоянием путем отбора пробы для выполнения контрольных испытаний. В процессе работы масло из-за увлажнения резко снижает свою диэлектрическую прочность, а из-за окисления (старения) начинает действовать на изоляцию обмоток, вызывая коррозию сердечника и т.д.

Свежее или регенерированное масло, а также эксплуатационное должно удовлетворять нормам, приведенным в ПУЭ.

Масло подвергают сокращенному химанализу не реже 1 раза в 3 года для трансформаторов, работающих с термосифонными фильтрами и 1 раз в год без них, а также при включении нового трансформатора, а полному химанализу – после каждого капитального ремонта трансформатора. Полный анализ масла производят для новых партий, а также после регенерации. Электрическая прочность его проверяется в специальном аппарате для испытания масла – в маслопробойнике.

В силовых трансформаторах напряжением менее 10 кВ и мощностью до 63 кВА и измерительных трансформаторах напряжением менее 20 кВ масло не берется на пробу, а заменяется по результатам испытаний изоляции.

Отбор проб масла из трансформаторов и других маслonaполненных аппаратов (масляных выключателей и т.д.) производится по графику в специальную стеклянную посуду (0,5-1,5 л) с притертыми пробками или в обычные бутылки, которые закрывают пробкой, обернутой пергаментом (чтобы не проникла влага) и заливают сургучом или парафином. Предварительно посуду тщательно промывают и высушивают. Пробу масла берут из нижнего крана трансформатора, причем перед заполнением посуды масло чуть сливают, поскольку оно вначале имеет отстой. Затем посуду 2 раза ополаскивают маслом и только после этого заполняют и закрывают пробкой. Для химанализа требуется 1,5 л масла, а для испытаний на пробу – 0,75 л.

Очистку и сушку масла производят согласно ПУЭ.

Монтаж и испытание трансформаторов. Совтоловые трансформаторы поставляются с заваренными баками и не требуют при монтаже и эксплуатации ревизий и регенерации совтола. Это является основным преимуществом их. Масляные трансформаторы до 35 кВ мощностью менее 2500 кВА поставляют полностью в собранном виде и залитые маслом, остальные трансформаторы – тоже в сборе, но без расширителя. На месте их монтажа проверяют герметичность корпуса, наличие требуемого уровня масла, пломб на кранах и у пробки для отбора масла, т.е. убеждаются, что меры, принятые для предохранения трансформатора от увлажнения, не были нарушены. При необходимости в трансформатор через расширитель доливают чистое сухое масло. Рекомендуется, чтобы сторона трансформатора с установленным газовым реле имела подъем по сравнению с другой стороной на 1-1,5%, для этого под соответствующие катки подкладывают прокладки. При этом обеспечивается надежная работа газовой защиты.

Трансформатор до включения подвергается электрическим испытаниям:

1. Измеряется состояние изоляции для подтверждения возможности его включения без сушки;
2. Проверяется коэффициент трансформации и измеряется сопротивление обмоток постоянному току;
3. Проверяется группа соединения обмоток.

После включения под напряжение (допускается включать толчком на номинальное напряжение) производятся измерения тока холостого хода и фазировка.

Схема проверки группы соединений и схема фазировки силового трансформатора представлены на рисунке 113.

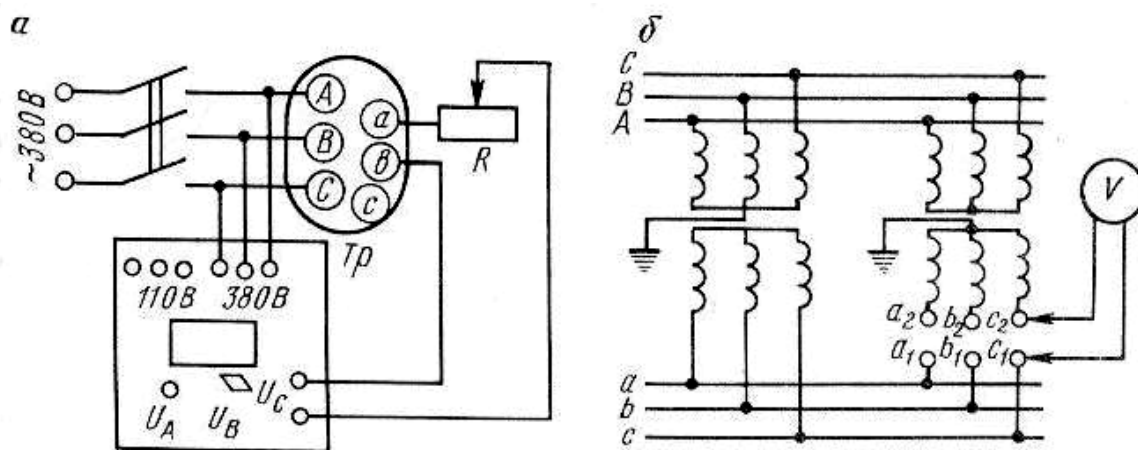


Рис 113. Схемы проверки группы соединений (а) и фазировки (б) силового Трансформатора.

§ 6.25. Аппаратура защиты от перенапряжения

Перенапряжением называется повышение напряжения до величины, опасной для изоляции электроустановки.

Различают два вида перенапряжений – коммутационное (внутренне) и атмосферное (внешнее).

Коммутационное (внутренне) перенапряжение возникает при отключении токов короткого замыкания в линии или при резком изменении нагрузки. Величины этих перенапряжений обычно не превышают четырехкратного значения номинального напряжения. Изоляция электроустановок допускает такое превышение напряжения, и поэтому применять защитные средства не допускается.

Атмосферные (внешние) перенапряжения являются следствием прямых ударов молний в воздушную линию или в открытую часть подстанций, или следствием индукции при разряде молнии вблизи электрической сети. Атмосферные перенапряжения могут достигать нескольких миллионов вольт, что весьма опасно для изоляции электроустановок. От прямых ударов молнии защита достигается устройством стержневых или тросовых молниеотводов.

Защита электроустановок от индуктированных атмосферных перенапряжений осуществляется вентильными и трубчатыми разрядниками, в которых имеются искровой промежуток и устройство гашения дуги. Их включают между токоведущими частями установки и землей.

Вентильные разрядники предназначены в основном для защиты изоляции электроустановок и аппаратуры подстанции, а трубчатые разрядники – линейной изоляции.

Вентильный вилитовый разрядник (рис.114) – состоит из фарфорового корпуса I и расположенных внутри него вилитовых дисков 3 и искрового промежутка 2.

Вилит – керамическое сопротивление, в состав которого входят карборунд, графит и глина. С увеличением напряжения сопротивление вилита резко уменьшается, а с уменьшением – возрастает. Поэтому при подходе волны перенапряжения к разряднику сопротивление вилитовых дисков резко понижается и ток отводится в землю. При снижении напряжения до нормальной величины сопротивление дисков резко увеличивается, что способствует быстрому гашению дуги, возникшей в искровых промежутках, составленных из латунных фасонных шайб с миканитовыми прокладками между ними. Вилитовый разрядник одним концом присоединяют к линии или сборным токоведущим шинам подстанции, а другим – к шинам заземления.

Трубчатый разрядник (рис.115) – выполнен в виде трубки 2, изготавливаемой из газогенерирующего материала – фибры (разрядник типа РТ), винипласта (разрядник типа РТВ) или органического стекла (разрядник типа РТО). Одним концом трубка укреплена в стальной обойме I. Внутри трубки помещен стальной стержень 3, который своим резьбовым соединением прикреплен к ее свободному концу.

Внутри трубки между одним концом стержня и обоймой (через открытое отверстие трубки) образован внутренний искровой промежуток (рис.115, а), а между его вторым концом и проводов линии – внешний искровой промежуток (рис.115, б). Обойма разрядника заземляется. При подходе к разряднику волна перенапряжения пробивает оба искровых промежутка, и ток отводится в землю. Горящая дуга вызывает внутри трубки обильное выделение газов, которые через свободное ее отверстие выдувают и гасят дугу.

Внешний искровой промежуток служит для того, чтобы трубка разрядника не находилась под напряжением, иначе токи утечки будут вызывать обугливание, а затем сгорание трубки. Трубчатые разрядники устанавливаются на первых от электроустановки опорах воздушной линии электропередач.

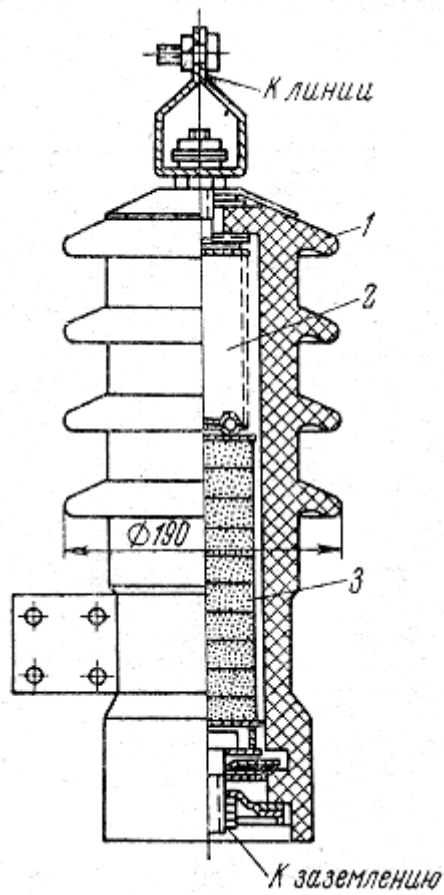


Рис 114. Вилитовый разрядник на 6 кВ.

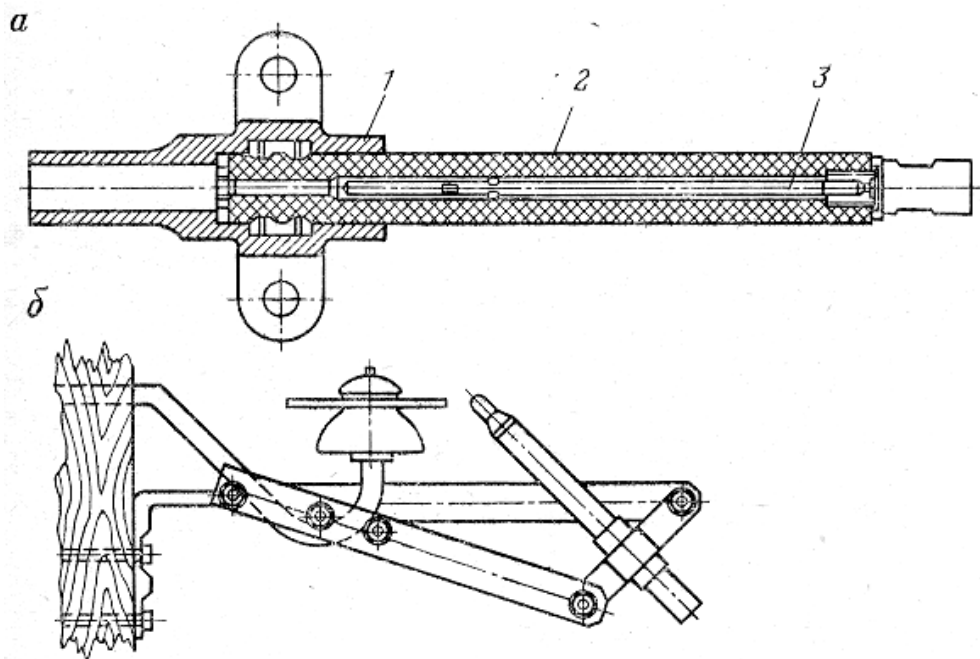


Рис 115. Трубчатый разрядник (а) и его установка на опоре (б).

ВНИМАНИЕ: Устанавливать трубчатые разрядники на опорах воздушных линий электропередач следует свободным концом от опоры для того, чтобы при срабатывании разрядника выхлоп с его свободного конца прошел мимо опоры.

§ 6.26. Условия параллельной работы трансформаторов

Параллельной работой трансформаторов называется такая работа, при которой у двух трансформаторов или более соединены между собой через общие сборные шины или через электрические сети одноименные выводы как на стороне высокого, так и на стороне низкого напряжения.

Трансформаторы могут быть включены на параллельную работу при соблюдении следующих условий:

1. Номинальные напряжения первичных и вторичных обмоток трансформаторов должны быть одинаковы (коэффициенты трансформации не должны отличаться более чем на +0,5%);
2. Напряжение короткого замыкания не должно отличаться более чем на +10%;
3. Должны быть тождественными группы соединения обмоток (рис.116);
4. Отношение мощности самого мощного трансформатора к мощности трансформатора наименьшей мощности не должно превышать 3:1.

Разница в коэффициентах трансформации вызывает уравнивающие токи, протекающие между обмотками, как при холостом ходе, так и при нагрузке. Трансформатор с более высоким вторичным напряжением холостого хода принимает на себя большую нагрузку (в % от его мощности). Отличие в напряжениях короткого замыкания вызывает неравномерное распределение нагрузок между параллельно включенными трансформаторами: больше загружается трансформатор, имеющий меньшее значение напряжения короткого замыкания.

Соблюдение допусков по коэффициенту трансформации и напряжению короткого замыкания обязательно только при параллельной работе трансформаторов на общие шины. Если же трансформаторы связаны электрической сетью значительной длины, то уравнивающие токи уменьшаются благодаря высокому сопротивлению этих сетей. В этом случае широко применяют уставку переключателей ответвлений в различное положение, что позволяет благополучно распределять нагрузки в замкнутых цепях.

При неодинаковых группах соединений между трансформаторами возникают уравнивающие токи значительной величины. Поэтому соблюдение условий соединений обмоток – обязательно.

Перед включением трансформаторов на параллельную работу необходимо произвести фазировку, которая заключается в опытной проверке совпадения одноименных зажимов и в установлении отсутствия разности потенциалов между одноименными зажимами, если с высокой стороны трансформаторы подключены к общим шинам.

Схемы соединения обмоток		Диаграммы векторов		Условные обозначения
Высшее напряжение	Низшее напряжение	Высшее напряжение	Низшее напряжение	
				$Y_0 Y_0^{-12}$
				$Y \Delta^{-11}$
				$Y Y^{-12}$
				$Y_0 \Delta^{-11}$

Рис 116 к § 75. Схемы и группы соединений обмоток трехфазных трансформаторов.

§ 6.27. Измерительные трансформаторы

Предназначены для питания катушек релейной защиты и измерительных приборов, средств автоматики и сигнализации, а также для изоляции вторичных цепей от сети высшего напряжения.

Трансформаторы тока (рис.117) – представляют собой вспомогательные аппараты, предназначенные для включения измерительных приборов и реле в электрические цепи переменного тока. Трансформаторы тока применяют при измерении больших токов, когда непосредственное включение приборов на полный ток электрической цепи становится невозможным. Применение трансформаторов тока обеспечивает отделение (изоляцию)

измерительных приборов и реле от цепей высокого напряжения. С этой целью применение трансформаторов тока (ТТ) в установках высокого напряжения необходимо даже в тех случаях, когда понижение тока для измерительных приборов и реле не требуется.

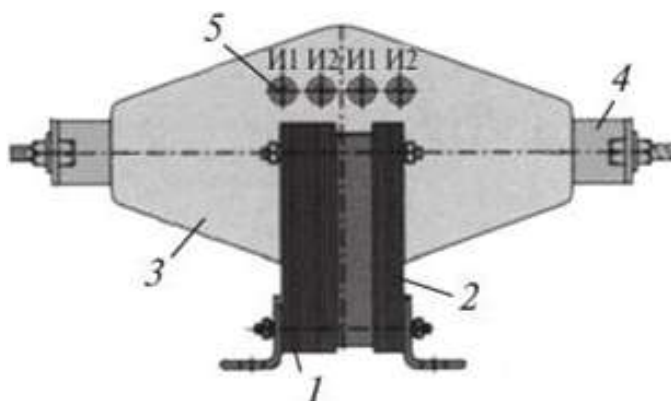


Рис 117 к § 76. Измерительные трансформаторы тока ТПЛ-10:
1-сердечник, 2-сердечник класса 0,5, 3-литой корпус
4 – выводы первичной обмотки, 5– выводы вторичной обмотки

К номинальным параметрам ТТ относятся:

1. Напряжение – от 6 до 750 кВ;
2. Первичный (измеряемый) ток – от 1 до 40000 А;
3. Ток вторичный (вторичной обмотки) – 0,3; 0,5; 1; 2; 2,5; 5; 10 А;
4. Номинальная нагрузка – от 2,5 до 100 ВА;
5. Номинальный класс точности – 0,2; 0,5; 1; 3; 10;
6. Маркировка выводов:

а) выводы первичной обмотки – Л1; Л2;

б) выводы вторичной обмотки – И1; И2

Кроме того, трансформаторы тока (ТТ) можно классифицировать:

1. По назначению – измерительные, защитные, промежуточные и лабораторные;
2. По роду установки – для наружной или внутренней установки, встроенные в электрические аппараты (выключатели, генераторы и т.д.), переносные и накладные;
3. По выполнению первичной обмотки – многовитковые, одновитковые и шинные;
4. По способу установки – проходные, опорные;
5. По изоляции обмоток – с сухой изоляцией (фарфор) и с бумажно-масляной изоляцией;
6. По числу ступеней – одноступенчатые, двухступенчатые;
7. По рабочему напряжению – на номинальное напряжение до или выше 1000 В.

Сочетание различных классификационных признаков вводится в обозначение типов трансформаторов:

- «Т» - трансформатор тока;
- «П» - проходной;
- «О» - одновитковый;
- «Ш» - шинный;
- «К» - катушечный;
- «Ф» - фарфоровая изоляция;
- «Л» - литая изоляция;
- «Л» - лабораторный;
- «Н» - наружной установки;
- «В» - встроенный;
- «В» - с воздушной изоляцией;
- «А» - под алюминиевые шины;

«М» - модернизированный.

В соответствии с этой системой имеют обозначения ТТ ТПОФ10; ТПЛ-10 (рис.117) и т.д.

На рисунке 118 приведены возможные схемы включения трансформаторов тока и векторные диаграммы вторичных токов в цепях защиты и измерения.

Трансформаторы тока выбирают по номинальному току и напряжению и проверяют по электродинамической и термической устойчивости к токам короткого замыкания. Кроме этого измерительные трансформаторы тока должны выбираться соответственно требуемой точности измерения. Измерительные приборы класса точности с и 1,5 должны подключаться к трансформаторам тока класса 0,5. Для приборов класса 2,5 ТТ должны иметь класс точности 1.

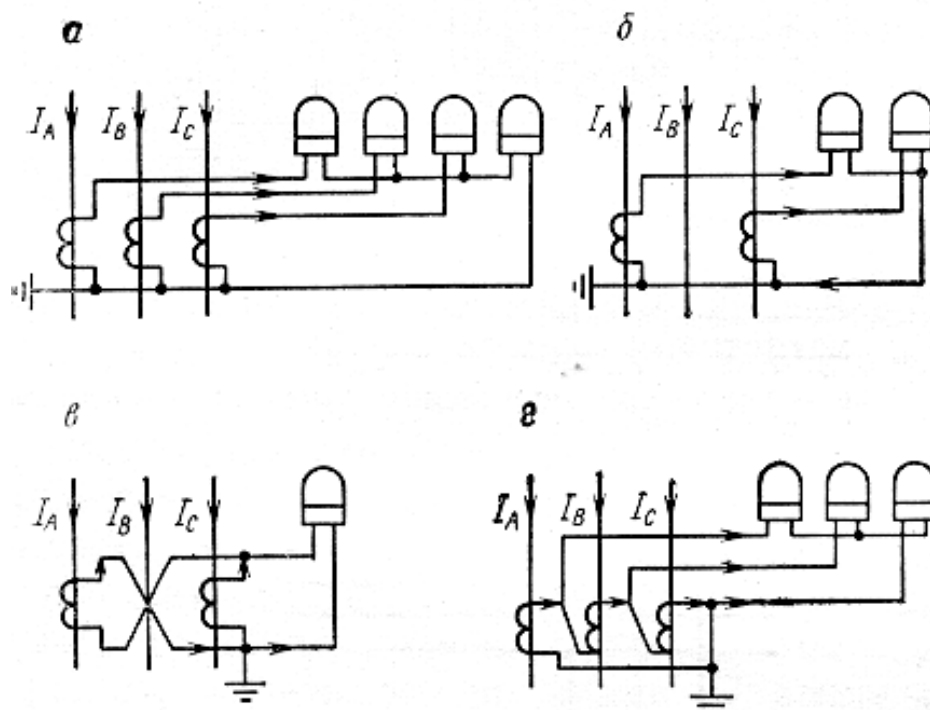


Рис 118. Схемы включения трансформаторов тока:
а – звезда; б – неполная звезда; в – включение на разность токов; г - треугольник

Проверка соответствия условий работы измерительного ТТ требуемого класса точности производится сопоставлением его действительной нагрузки с допустимой (номинальной для данного класса точности). Расчет действительной нагрузки или сечения соединительных проводов выполняется с учетом схемы соединения трансформаторов тока (рис.119).

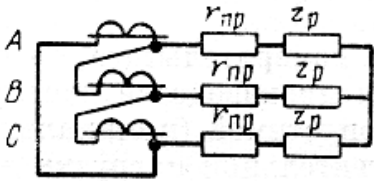
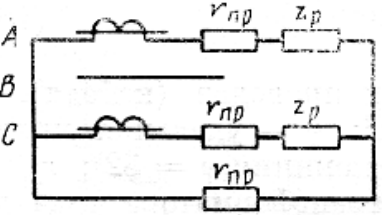
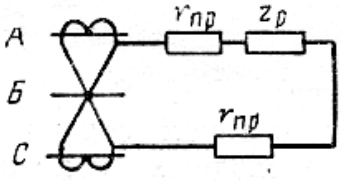
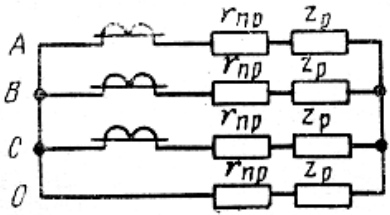
Схема соединения трансформаторов тока и вторичной нагрузки	Вид короткого замыкания	Внешняя нагрузка на выводах вторичной обмотки трансформатора тока
	<p>Трёхфазное и двухфазное</p> <p>Однофазное</p>	$z_H = r_{np} + z_p + r_{пер}$ $z_H = 2r_{np} + z_p + z_{po} + r_{пер}$
	<p>Трёхфазное</p> <p>Двухфазное (AB или BC)</p> <p>Двухфазное CA</p>	$z_H = \sqrt{3} r_{np} + z_p + r_{пер}$ $z_H = 2r_{np} + z_p + r_{пер}$ $z_H = r_{np} + z_p + r_{пер}$
	<p>Трёхфазное</p> <p>Двухфазное AC</p> <p>Двухфазное (AB и BC)</p>	$z_H = \sqrt{3} (2r_{np} + z_p) + r_{пер}$ $z_H = 4r_{np} + 2z_p + r_{пер}$ $z_H = 2r_{np} + z_p + r_{пер}$
	<p>Трёхфазное и двухфазное</p> <p>Однофазное</p>	$z_H = 3 (r_{np} + z_p) + r_{пер}$ $z_H = 2 (r_{np} + z_p) + r_{пер}$

Рис 119. Схемы соединения трансформаторов тока.

Трансформаторы напряжения (рис.120) – служат для понижения высокого напряжения, подаваемого в установках переменного тока на измерительные приборы и реле защиты и автоматики. Кроме того, трансформаторы напряжения (ТН), как и ТТ, изолируют (отделяют) измерительные приборы и реле от высокого напряжения, благодаря чему обеспечивается безопасность их обслуживания.

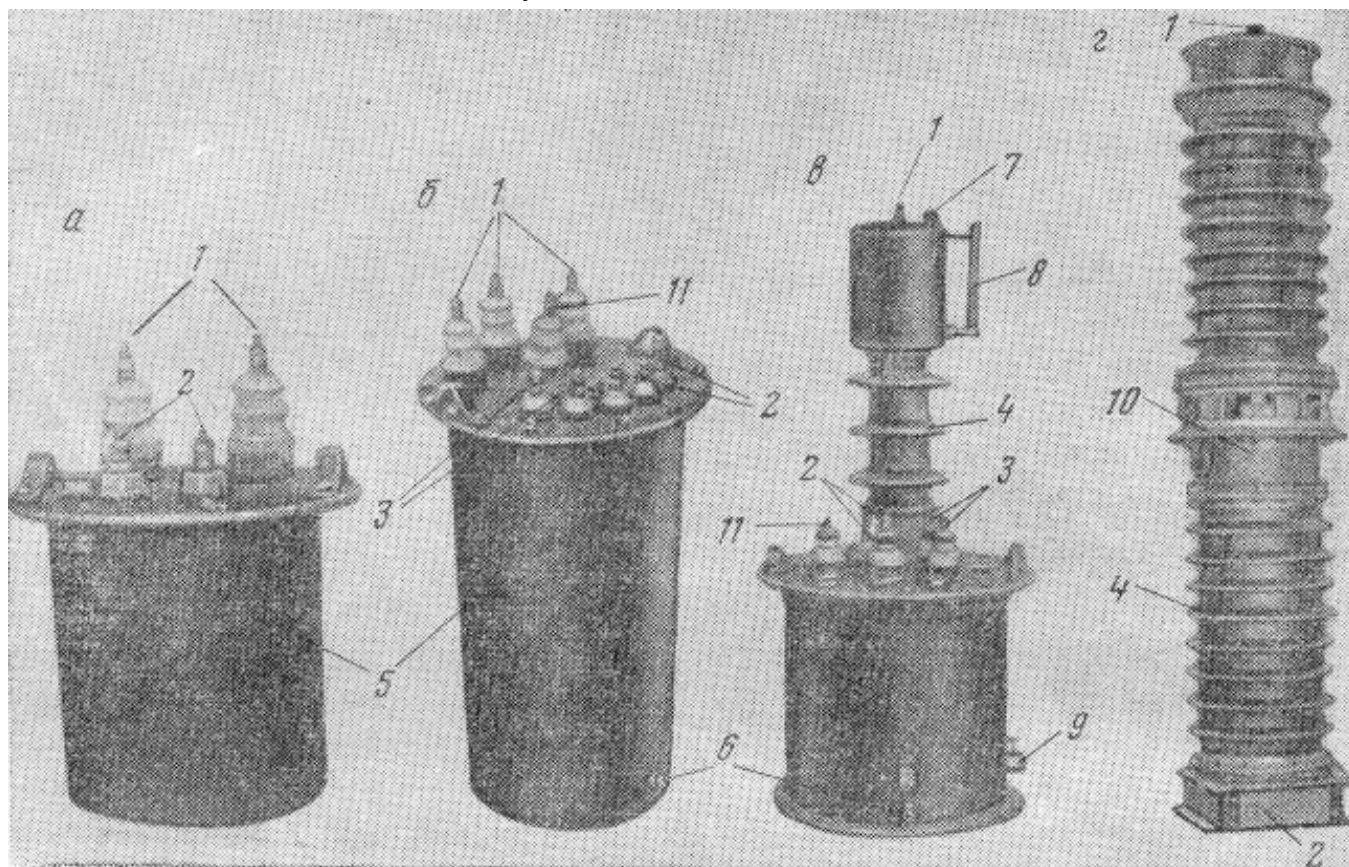


Рис 120. Измерительные трансформаторы напряжения:
а – НОМ-6; б - НТМИ-6; в – ЗНОМ-35; г – НКФ-220; 1 – выводы ВН; 2 – основные выводы НН; 3 – дополнительные выводы НН; 4 – фарфоровый проходной изолятор; 5 – бак для масла; 6 – заземляющий болт; 7 – пробка для «дыхания»; 8 – указатель уровня масла; 9 – пробка для спуска масла; 10 – маслорасширитель нижнего блока; 11 – нулевой вывод ВН или НН.

От работы ТН зависит точность электрических измерений и учета электроэнергии, а также надежность действия релейной защиты.

К номинальным параметрам ТН относятся:

1. Первичное напряжение – от 6 до 750 кВ;
2. Вторичное напряжение – 100; $100/\sqrt{3}$; $100/3$ В;
3. Мощность – от 50 до 1000 ВА (в классах точности 0,5; 1; 3);
4. Максимальная мощность – от 400 до 2000 ВА.

Трансформаторы напряжения выпускают:

1. Сухие и масляные;
2. Одно и трехфазные;
3. Каскадные;
4. Для сетей с изолированной и заземленной нейтралью;
5. Для внутренних и наружных установок.

Кроме того, изготавливаются трансформаторы с пятистержневым сердечником и двумя вторичными обмотками, одна из которых соединена в звезду с выведенным нулем, а другая

(дополнительная) соединена в разомкнутый треугольник и используется для контроля изоляции.

На карьерах (разрезах) широко применяют пятистержневые трехфазные трансформаторы напряжения типа НТМИ-18 (рис.121), имеющие две вторичные обмотки: (а, в, с, о) – для измерения линейных и фазных напряжений; (а_д, х_д) – для контроля изоляции первичной сети (последняя соединена в разомкнутый треугольник). В нормальном режиме напряжение на выводах а_д, х_д равно нулю, т.к. сумма ЭДС, индуцируемых в трех фазах, равна нулю. При однофазном коротком замыкании в первичной сети симметрия напряжений нарушается и на этих выводах появляется напряжение, реле РИ срабатывает, замыкает свой контакт РИ и сигнализирует о повреждении.

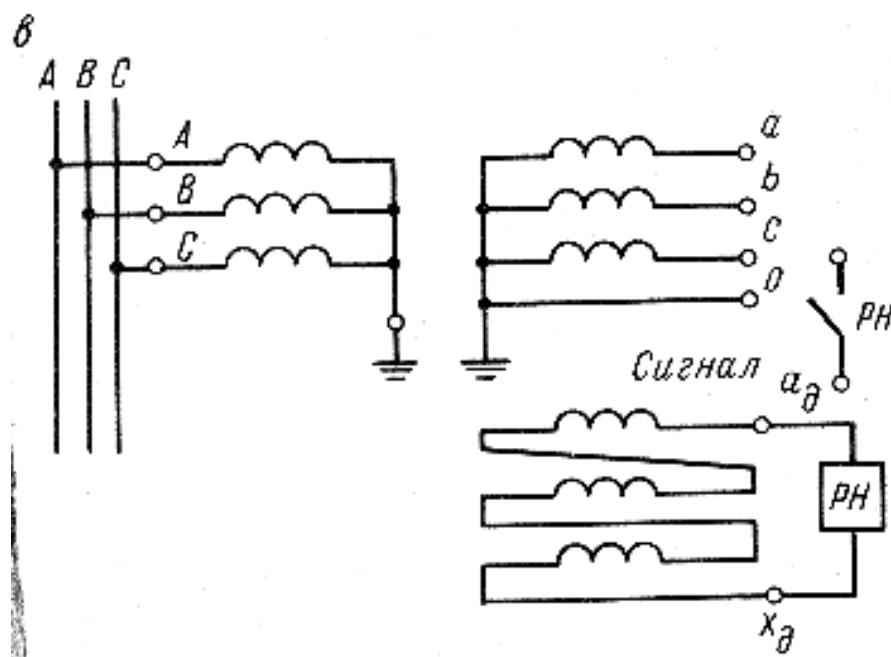


Рис 121 к § 76. Аппараты напряжением выше 1000 В: схема включения конденсаторов

Для маркировки трансформаторов напряжения (ТН) применяют обозначения:

- «Н» - трансформатор напряжения;
- «О» - однофазный;
- «Т» - трехфазный;
- «С» - сухой;
- «М» - с масляным охлаждением;
- «И» - для контроля изоляции;
- «К» - каскадный.

Выбирают измерительные трансформаторы напряжения по указанным номинальным параметрам и месту установки.

ВНИМАНИЕ: Во избежание перегрева трансформатора тока и выхода его из строя, а также в целях безопасности обслуживающего персонала, т.к. ЭДС вторичной обмотки может быть много выше 1000 В, следует выполнять следующие условия:

1. Вторичная обмотка должна всегда быть замкнута на нагрузку (например, катушка реле). Размыкать вторичную обмотку категорически ЗАПРЕЩАЕТСЯ;
2. Вторичная обмотка трансформатора тока должна быть ЗАЗЕМЛЕНА;
3. Используемую вторичную обмотку трансформатора тока – ЗАКОРАЧИВАЮТ.

ГЛАВА 7 ЗАЩИТА ОТ ПОРАЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ТОКОМ

§ 7.1. Опасность поражения электрическим током при переходах напряжения

Безусловную опасность поражения электрическим током вызывает непосредственное прикосновение к токоведущим частям электроустановок. Однако, помимо соприкосновения с токоведущими частями электрических установок, опасность поражения электрическим током существует также в условиях перехода напряжения. Возможны два случая перехода напряжения:

1. С токоведущих частей высшего напряжения на токоведущие части низшего напряжения;
2. С токоведущих частей на металлические конструкции.

Например, при повреждении обмоток трансформатора 6/0,4 кВ в сети напряжением 0,4 кВ может возникнуть пожар, разрушиться изоляция электрооборудования и произойти поражение человека электрическим током. Подобную опасность представляет и замыкание между собой проводов линий электропередачи (ЛЭП) различного напряжения.

Источником частых производственных электротравм является переход в электроустановках до 1000 В напряжения на металлические конструкции. Подобный переход опасен тем, что обслуживание электроустановок связано с неизбежным прикосновением человека к металлическим конструкциям электрооборудования, проводом и аппаратуре. При отсутствии защитных устройств появление напряжения на металлических конструкциях электроустановки создает неизбежную угрозу поражения электрическим током обслуживающего электроустановку персонала. Предупреждение опасности, связанной с переходом напряжения, осуществляется специальными устройствами в виде заземлений и защитных отключений.

§ 7.2. Защита от перехода высшего напряжения в сеть низшего напряжения

Защита от опасности перехода напряжения со стороны высшего напряжения на сторону низшего напряжения (до 1000 В) осуществляется путем заземления нейтрали сети низшего напряжения. Такое заземление токоведущих частей называется – РАБОЧЕЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ.

Рабочее заземление выполняется или через пробивной предохранитель ПП (рис.124, а), если сеть трехпроводная, или наглухо (рис.122, б), если сеть четырехпроводная. Пробивной предохранитель состоит из двух металлических дисков, между которыми расположена слюдяная прокладка с четырьмя отверстиями. Один из дисков соединяется с нейтральной точкой обмотки трансформатора (со стороны обмотки до 1000 В), а другой – непосредственно с заземлителем. В нормальных условиях подобная система работает как система с изолированной нейтралью. При переходе высшего напряжения на сторону низшего (при появлении на диске потенциала 300-500 В) происходит пробой воздушного зазора между дисками через отверстия в слюдяной прокладке. В этом случае сеть окажется заземленной и произойдет либо автоматическое отключение сети со стороны высшего напряжения, либо напряжение нейтрали сети со стороны низшего напряжения ограничится относительно земли допустимой величиной. Величина сопротивления рабочего заземления R_0 на стороне низшего напряжения зависит от того, заземлена или нет сеть высшего напряжения. Вместо пробивных предохранителей могут быть использованы и вентильные разрядники.

Если в сети высшего напряжения (более 1000 В) имеется глухое заземление, то сопротивление рабочего заземления пробивного предохранителя или непосредственно нейтрали или фазы сети напряжением до 1000 В должно быть для условий открытых горных работ не более 4 Ом.

Для защиты от перехода напряжения на металлические конструкции электрооборудования и электропроводки служат устройства ЗАЩИТНОГО ЗАЗЕМЛЕНИЯ и ЗАЩИТНОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ.

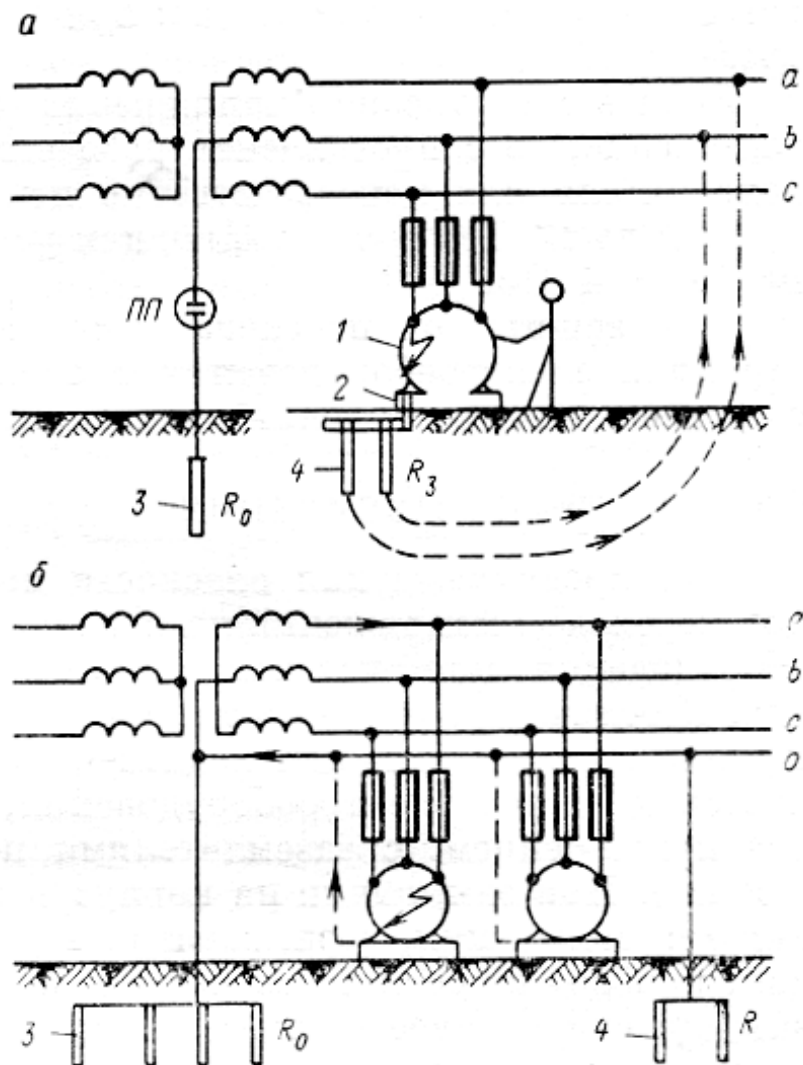


Рис 122. Схемы заземлений:

а – рабочее через пробивной предохранитель в трехпроводной сети; б – рабочее глухое в четырехпроводной сети 1 – корпус электродвигателя; 2 – соединительный провод (медный или железный); 3 – центральные заземлители; 4 – местные заземлители.

§ 7.3. Защитные заземления

Для предупреждения опасности поражения током, обусловленный переходом напряжения на конструктивные части электрического оборудования, сетей установок и т.д., выполняют ЗАЩИТНОЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ. В отличие от рабочего заземления защитное представляет собой соединение железным или медным проводом конструктивных металлических частей электрооборудования, нормально не находящихся под напряжением, с заземлителями, помещенными непосредственно в землю. При замыкании на корпус заземленного электрооборудования ток замыкания, возникающий в результате повреждения изоляции, пройдет из сети через место замыкания, заземляющие провода, заземлители и далее в землю. Следовательно, электрооборудование, имеющее замыкание на корпус, окажется по отношению к земле, т.е. точками земной поверхности, находящимся вне зоны растекания тока, или точкам нулевого потенциала, под напряжением U_3 . Напряжение U_3

зависит от тока замыкания I_3 и сопротивление заземляющего устройства R_3 . Величина напряжения может быть определена по формуле $U_3 = I_3 \cdot R_3$.

Точки земной поверхности, находящиеся в зоне растекания, находятся под различным потенциалом относительно точек нулевого потенциала. Величина этого потенциала зависит от растекания относительно места замыкания. Практически при напряжении до 20 кВ точки нулевого потенциала расположены на расстоянии не менее 20-40 м от заземлителей в зависимости от размещения и конструкции последних. Падение напряжения замыкания от места замыкания до точек нулевого потенциала представлено кривой 2 (рис.123).

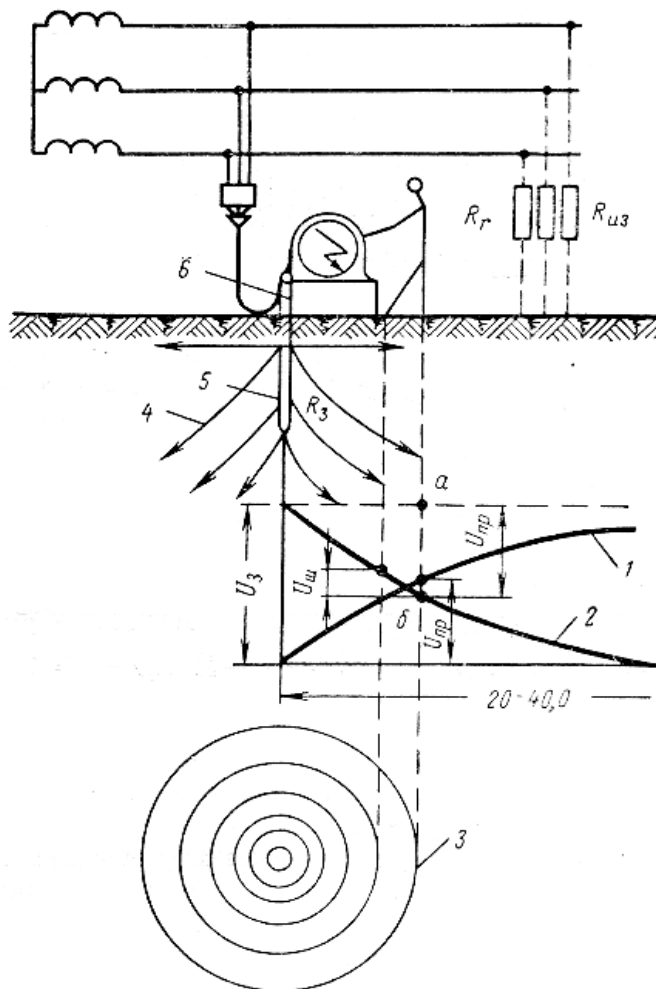


Рис 123. Кривые распределения напряжения в зоне растекания тока замыкания на землю: 1 – кривая напряжения прикосновения; 2 – линия распределения потенциала по отношению к земле; 3 – линия равного потенциала поверхности земли (эквипотенциальные линии); 4 – направление линий растекания тока; 5 – стержень-заземлитель; 6 – соединительный провод.

Человек, находясь вблизи заземленного оборудования, имеющего замыкание на корпус, и касаясь корпуса, окажется под воздействием только части полного напряжения, под которым находится поврежденное оборудование относительно земли. Данное напряжение принято называть НАПРЯЖЕНИЕМ ПРИКОСНОВЕНИЯ. Напряжение прикосновения равно разности напряжений относительно земли – напряжения поврежденного оборудования относительно земли (рис.123, точка а) и напряжения места (пола), на котором стоит человек, относительно земли (точка б, рис.123), следовательно, это напряжение в цепи тока замыкания между двумя ее точками, которых человек может коснуться одновременно.

Очевидно, напряжение прикосновения будет тем больше, чем больше напряжение относительно земли U_3 на электрооборудовании имеющим замыкание на корпус. При определенном значении тока замыкания на землю решающим фактором безопасности является величина сопротивления заземляющего устройства растеканию тока R_3 .

Уменьшением сопротивления R_3 можно обеспечить предельно возможную безопасность. Величину тока, протекающего через тело человека, определить невозможно. Поэтому Правилами безопасности обслуживания электроустановок нормируется не величина тока, а допустимое (безопасное) напряжение. В зависимости от окружающих условий устанавливается следующая величина безопасного напряжения:

1. Для помещений без повышенной опасности – 65 В;
2. Для помещений с повышенной опасностью – 35 В;
3. Для помещений особо опасных – 12 В.

На карьерах (разрезах) электрооборудование эксплуатируется в неблагоприятных условиях (дождь, снег, туман и т.д.), поэтому на открытых горных разработках (ОГР) для передвижных машин и механизмов допустимая величина напряжения прикосновения не должна превышать 40 В, а для стационарных установок и ремонтных цехов – 65 В.

Опасность поражения электрическим током зависит от длительности пребывания человека под напряжением. Поэтому величина напряжения прикосновения в сетях, имеющих защиту, устанавливается в зависимости от времени срабатывания защиты, т.е. отключения поврежденного участка.

Если человек не касается конструкций поврежденного оборудования, но находится вблизи или на некотором расстоянии от него, то он подвергается воздействию разности напряжения между точками земной поверхности, находящимися друг от друга на расстоянии шага (для человека в среднем – 0,8 м; для животных – 1 м). Это напряжение принято называть шаговым напряжением, или напряжением шага $U_{ш}$.

Если напряжение прикосновения уменьшается по мере приближения к месту замыкания, то шаговое напряжение с приближением к месту замыкания увеличивается. Особенно большую опасность представляют шаговые напряжения, возникающие при обрыве проводов (рис.124). Поэтому Правилами «ПТЭ и ПТБ электроустановок потребителей» запрещается приближение к проводу, лежащему на земле, на расстояние менее 5 м (для 20 кВ).

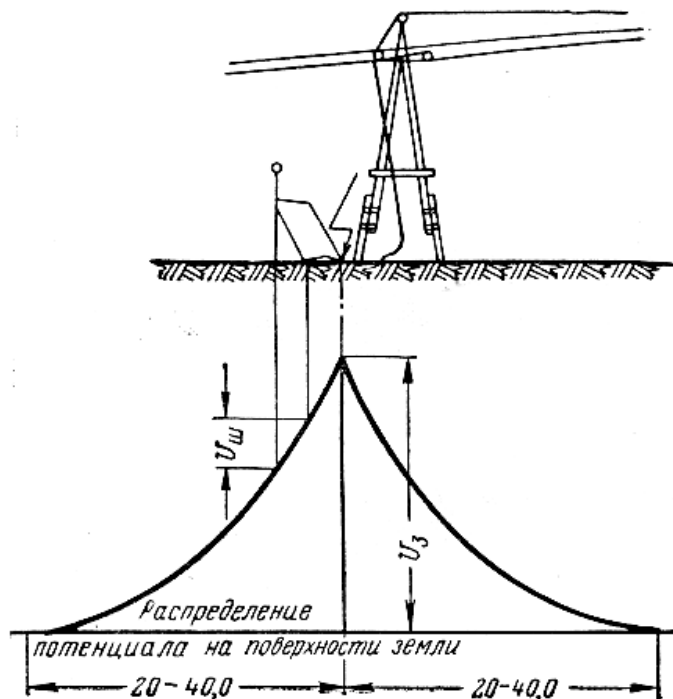


Рис 124 Шаговые напряжения при замыкании провода воздушной линии на землю.

Предупреждение от поражения шаговыми напряжениями может достигаться надлежащей защитой воздушных ЛЭП, обеспечивающей автоматическое отключение их в случае обрыва провода и контакта его с землей. Защитное заземление должно применяться, как в установках напряжением до 1000 В, так и в установках напряжением выше 1000 В.

§ 7.4. Требования к устройству защитных заземлений

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации (ПТЭ) и Правилами техники безопасности (ПТБ) электроустановок потребителей» и «Едиными Правилами безопасности при разработке месторождений полезных ископаемых открытым способом (ЕПБ)» на карьерах (разрезах) должны заземляться корпуса и металлические части всех горных электрифицированных машин, механизмов и инструментов (экскаваторы, буровые станки, электросверла и т.д.), корпуса трансформаторов и электрических аппаратов, осветительной и измерительной аппаратуры, каркасы приключательных (ПП) и распределительных (РП) пунктов, броня кабеля и металлические и железобетонные опоры линий электропередач (ЛЭП). Выше перечисленными Правилами на карьерах (разрезах) разрешается устройство общего заземляющего контура для электрических установок напряжением до и выше 1000 В. При этом на каждом карьере (разрезе) должны быть данные об удельном сопротивлении грунтов на всех участках (включая отвалообразование), выданные геологической службой или полученные измерением.

В условиях карьера (разреза) заземлители могут располагаться как на поверхности около стационарных подстанций, так и на рабочих уступах около ПП и передвижных подстанций. В соответствии с этим в зависимости от площади карьера (разреза), длины ЛЭП и числа горных машин заземляющие устройства могут быть:

1. Центральными;
2. Местными;
3. Комбинированными.

Для небольших карьеров (разрезов), имеющих ограниченную площадь, целесообразно заземляющий контур устраивать у стационарной (поверхностной) подстанции. Тогда от заземлителя прокладывается магистральный заземляющий провод, к которому присоединяются корпуса всех машин и механизмов.

На карьерах, занимающих большие площади с большим числом машин и механизмов, применяются комбинированные заземляющие устройства. Корпуса передвижных горных машин и механизмов подсоединяются к заземлителям или к магистральным заземляющим проводам с помощью заземляющей жилы гибкого кабеля. На рисунке 125 показана примерная схема устройства защитного заземления на небольшом карьере (разрезе) с общим центральным заземляющим контуром для установок напряжением 0,4 и 6 кВ.

На рисунке 126 показан заземлитель, применяемый для устройства местных заземлений у передвижных трансформаторных киосков, ПП и РП на карьерах (разрезах). Число таких заземлителей должно быть не менее трех.

Для заземлителей, укладываемых на глубину ниже промерзания грунта, используются стальные трубы, угловая сталь, металлические стержни, полосы и т.п. Число заземлителей (электродов) и расстояния между ними определяются расчетом. Все соединения заземляющей системы должны иметь надежный контакт, для предотвращения коррозии контактные поверхности в местах соединения должны быть обслужены. Рекомендуется места соединения заземляющих проводников, а также присоединения проводов к заземлителям и корпусам выполнять с помощью электросварки или в виде болтового соединения. Последовательное присоединение заземляемых объектов к заземляющей сети НЕ ДОПУСКАЕТСЯ. Места присоединения проводов должны быть доступны для осмотра и испытаний.

Передвижные ПП, КТП напряжением 6/0,4 кВ и другие передвижные объекты, расположенные в карьере (разрезе) с удельным сопротивлением грунта свыше 20 Ом·м должны заземляться от одного из центральных заземляющих устройств одно- или

многопроволочными заземляющими проводниками, обеспечивающими общее сопротивление заземляющего устройства не более 4 Ом. Длина заземляющих проводников от передвижных электроустановок до центрального заземляющего устройства не должна превышать 2 км.

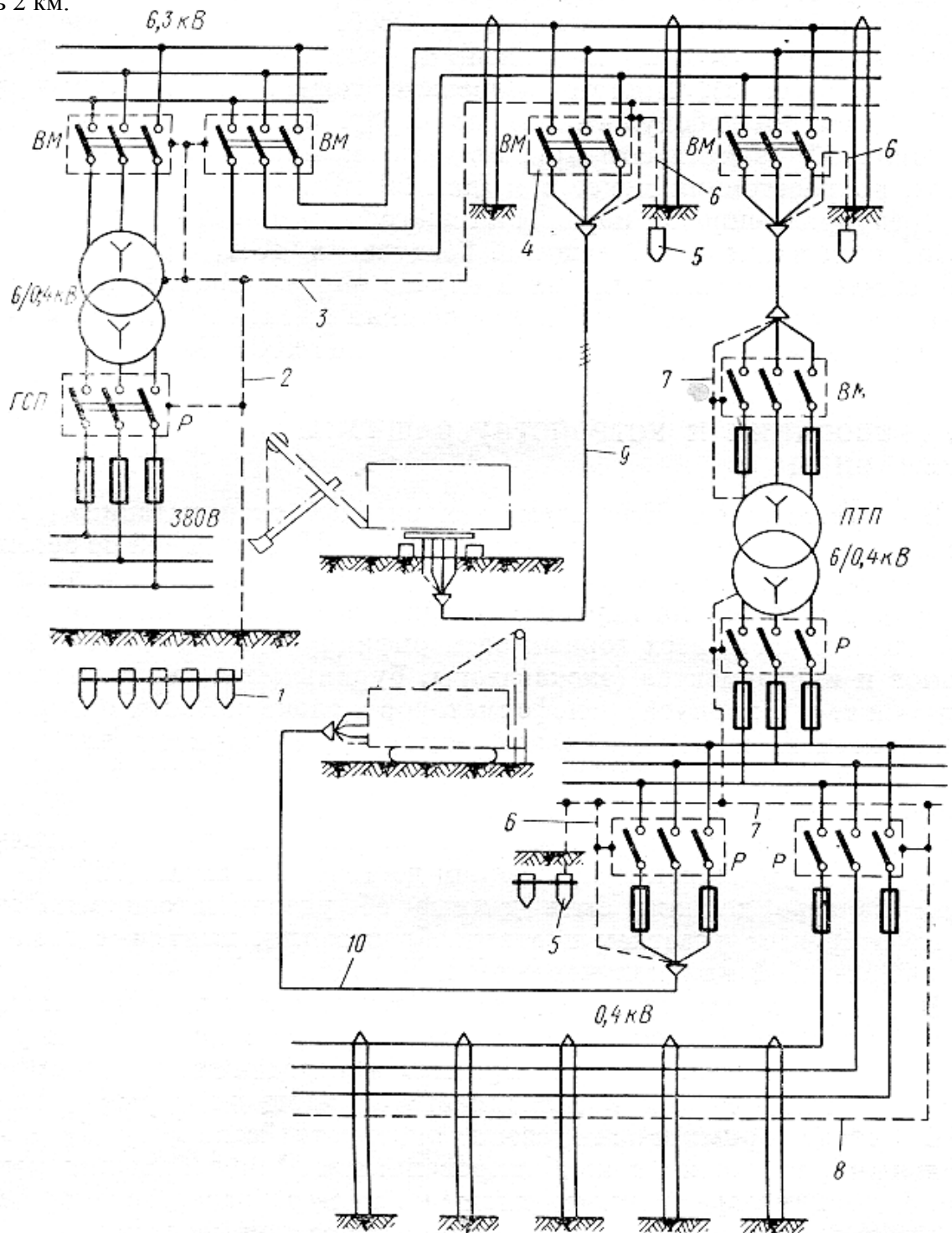


Рис 125 Примерная схема защитного заземления на карьере:

1 – главный заземлитель; 2 – заземляющие шины ГСП; 3 – заземляющий провод; 4 – приключательный пункт; 5 – местные заземлители; 6 – отводы от местных заземлителей; 7 – заземляющие жилы ПТП; 8 – заземляющий провод; 9 – кабель КШВГ; 10 кабель ГРШС.

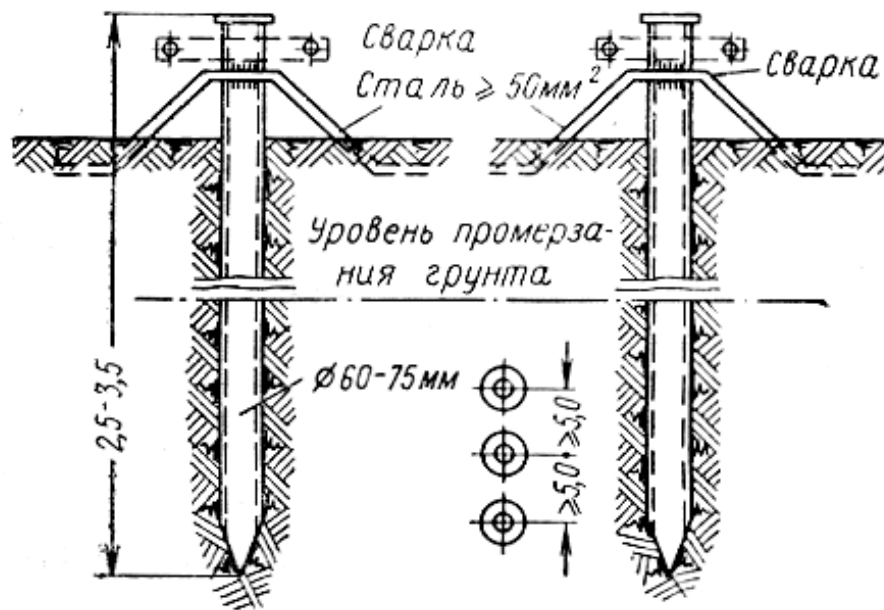


Рис 126. Трубчатый заземлитель, применяемый на вскрыше угольных разрезов (на торфянистых участках)

Передвижные ПП. КТП напряжением 6/0,4 кВ и другие передвижные объекты, расположенные в карьере (разрезе) с удельным сопротивлением грунта свыше 200 Ом·м должны дополнительно заземляться от местных заземляющих устройств, выполненных непосредственно у передвижных объектов (комбинированное заземление). Сопротивление местного заземляющего устройства не нормируется.

В районах со скалистыми грунтами и в районах вечной мерзлоты с удельным сопротивлением грунта более 500 Ом·м, если мероприятия (п.п.1-7-45 и 17-46 Правил устройства электроустановки) не позволяют получить общее сопротивление заземляющего устройства до 4 Ом, то допускается увеличение нормируемого сопротивления заземляющего устройства (но не более десятикратного).

В случае устройства комбинированного заземления в качестве местного заземлителя допускается дополнительно к нему использовать самозаземление рабочих машин.

В качестве магистральных заземляющих проводников, прокладываемых на опорах, для стационарных объектов рекомендуется применять стальные однопроволочные и многопроволочные сталеалюминевые провода. Для передвижных объектов рекомендуются алюминиевые и сталеалюминевые провода. Минимальное сечение магистральных проводов должно быть:

- | | |
|--------------------------------|--|
| 1. Стальные однопроволочные – | диаметром не менее 6 мм; |
| 2. Стальные многопроволочные – | сечением не менее 35 мм ² ; |
| 3. Сталеалюминевые провода – | сечением не менее 35 мм ² ; |
| 4. Алюминиевые провода – | сечением не менее 35 мм ² . |

§ 7.5. Проверка состояния и измерение сопротивлений сети защитного заземления

Согласно ПТЭ каждое заземляющее устройство должно иметь паспорт, содержащий:

1. Основные технические данные заземлителей, заземляющих проводов и соединений;
2. Данные об удельном сопротивлении грунта, в котором заложен заземлитель;
3. Расчетные величины сопротивления заземления и тока замыкания на землю;

4. Схему заземляющего устройства;
5. Результаты осмотров и испытаний при приемке в эксплуатацию после монтажа;
6. Результаты осмотра и испытаний в процессе эксплуатации;
7. Изменения, внесенные в устройство заземлений, и т.д.

Не реже одного раза в месяц необходимо проводить наружный осмотр всей стационарной заземляющей сети и измерение сопротивления каждой установки.

Осмотр заземляющей сети передвижных установок необходимо производить во время приема и сдачи смены. Измерение сопротивления заземления передвижных установок должно производиться после каждого переноса заземлителя и переключения питающего кабеля. Результаты осмотров и измерений должны заноситься в специальный журнал. Измерять сопротивление заземляющих устройств можно различными специальными приборами. Например, МС-07, МС-08 и М-1103 и т.д. (см.рис.127, 128).

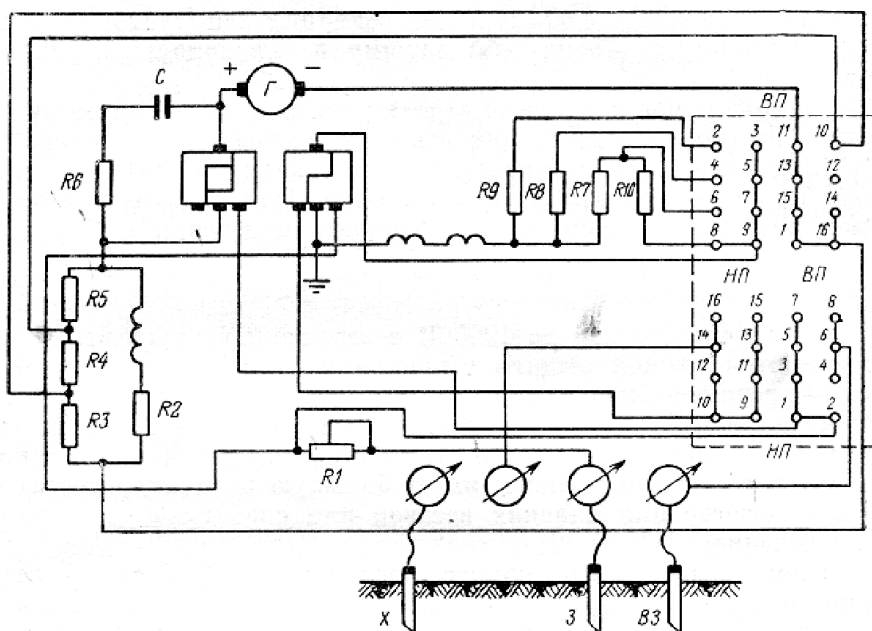


Рис 127. Принципиальная схема измерителя сопротивлений заземления МС – 08: Г – генератор; ВП – выключатель; $R_1 - R_{10}$ – сопротивления (резисторы); X – измеряемое сопротивление; З – зонд; ВЗ – вспомогательный заземлитель; 1 – 16 – контакты клеммной сборки; С - конденсатор

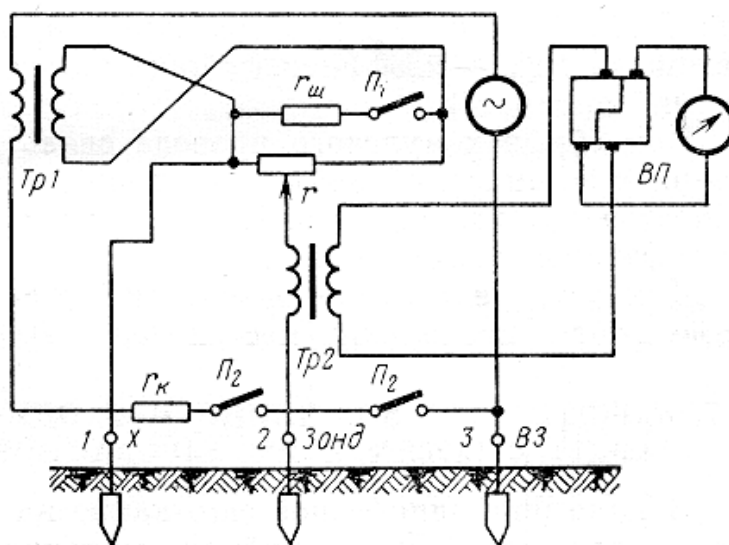


Рис 128 к § 81. Принципиальная схема измерителя сопротивления заземления М – 1103.

Измеритель сопротивления заземлений М-1103 работает на переменном токе. Основные размеры прибора 175x235 мм, масса – 6 кг. Прибор имеет два предела измерения:

1. 0,1 – 10,0 Ом;
2. 0,5 – 50,0 Ом.

Измерения сопротивления заземления прибором М-1103 производится следующим образом:

1. К зажиму I присоединяют заземление «Х»;
2. К зажиму 2 присоединяют «ЗОНД»;
3. К зажиму 3 присоединяют вспомогательный заземлитель «ВЗ».

Корректором устанавливают стрелку гальванометра на нулевую отметку шкалы. Вращая рукоятку генератора со скоростью 120 об/мин и одновременно поворачивая рукоятку реохорда «г», добиваются нулевого показания гальванометра. Отсчет идет по шкале в «Ом» с учетом выбранного коэффициента измерения.

§ 7.6. Зануление

В сетях напряжением до 1000 В с заземленной нейтралью для обеспечения надежной защиты выполняется так называемое зануление - преднамеренное соединение частей электрической установки с заземленной нейтралью. При наличии зануления ток замыкания на землю протекает не по земле, а по зануляющим металлическим проводникам и, следовательно, имеет большую величину, достаточную для перегорания плавких вставок или срабатывания (на отключение) защиты.

Их схемы замыкания на корпус в четырехпроводной сети с заземленной нейтралью (см.рис.122, § 78) видно, что ток замыкания на землю протекает не по земле, а по цепи: фазовый период «а» - нулевой провод «О» (нулевой провод – провод, соединенный с заземленной нейтралью трансформатора). Для надежного отключения поврежденной установки необходимо, чтобы ток замыкания на землю $I_{к.з.}$ превосходил номинальный ток плавкой вставки предохранителя или ток уставки автомата, т.е. чтобы выполнялось условие $I_{к.з.} \geq k_{над} I_{ном.в.}$,

где $I_{ном.в.}$ – номинальный ток плавкой вставки или ток уставки автомата;

$k_{над}$ – коэффициент надежности (зависит от конструкции и типа аппарата).

При обрывах нулевого провода связь корпусов электрооборудования с заземленной нейтралью разрывается и, следовательно, при повреждении изоляции корпуса электрооборудования оказываются под фазным напряжением.

Для устранения этой опасности нулевой провод дополнительно заземляют в нескольких местах через 200-250 м.

§ 7.7. Защитные отключения при однофазных замыканиях на землю в сетях с изолированной нейтралью

В принципе однофазное замыкание на землю при незаземленной нейтрали не вызывает аварийного состояния системы электроснабжения. Однако в карьерных сетях во время замыкания одной из фаз на землю человек может оказаться под опасным для жизни шаговым напряжением. В сетях напряжением до 1000 В на карьерах (разрезах) для защиты от однофазных замыканий на землю иногда используются асимметры РА-74/2, реле утечки РУВ и РУН. Однако все перечисленные аппараты не обеспечивают надежной защиты от однофазных замыканий в сетях напряжением до 1000 В. Поэтому в настоящее время в этих сетях защиту от утечек на землю осуществляют с помощью реле типа УАКИ.

Для сетей напряжением выше 1000 В электротехнической промышленностью выпускаются следующие типы защиты от однофазных замыканий на землю: защита ЗЗП-1, защита РЗ-6. Кроме перечисленных типов защиты от однофазных замыканий на землю в распределительном устройстве типа ЯКНО – также предусмотрена защита от однофазных замыканий на землю.

§ 7.8. Упрощенный расчет защитного заземления карьерных электроустановок

В карьерных сетях с изолированной нейтралью сопротивление защитного заземления определяется по формуле:

$$R_{\text{защ}} = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{K_{\text{пр}} \cdot Je(k)},$$

где $U_{\text{пр.доп}}$ – допустимое напряжение прикосновения (в сетях без защиты от однофазных замыканий принимается равным 40 В; в сетях с защитой от однофазных замыканий – по ниже приведенной таблице);

$Je(k)$ или $Je(B)$ – наибольший возможный ток утечки на землю кабельной (воздушной) линией;

$K_{\text{пр}}$ – коэффициент прикосновения (для карьерных сетей – 0,75-1,0).

Время действия защиты (время отключения), с	10	5	2	1	0,8	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Допустимое напряжение прикосновения, пр.доп, В	22-25	40	60	80	90	110	120	140	160	180

Ток однополюсного замыкания (ток утечки) в сети высшего напряжения приближенно определяется по формулам:

1. Для кабельных сетей

$$Je(k) = \frac{UL_k}{10}$$

2. Для воздушных сетей

$$Je(B) = \frac{UL_B}{300}$$

где: U – напряжение сети, кВ;

L_k и L_B – длина сети (кабельной или воздушной), км.

Общее сопротивление заземления складывается из сопротивления заземлителя R_3 и сопротивлений заземляющих проводов $ER_{\text{пр}}$.

$$R_{\text{защ}} = R_3 + ER_{\text{пр}}$$

Сопротивление растеканию заземлителя (электрода) зависит от формы самого заземлителя (труба, полоса и т.д.), от конструкции и схемы расположения электродов относительно земли. Поэтому, задавшись предварительно той или иной формой и схемой устройства заземлителя, по формулам, приведенным в таблице (см.рис.129), определяют сопротивлений растеканию заземлителя.

Необходимое число электродов (заземлителей) определяется по формуле

$$T_3 = \frac{R}{R_3 \Gamma_{\text{этр}}}$$

где: R – сопротивление заземлителя, Ом (определяется по формулам, приведенным в таблице рис.129);

R_3 – сопротивление заземления (рабочего или защитного) определяется из формулы расчета общего сопротивления заземления, Ом;

$\Gamma_{\text{этр}}$ – коэффициент экранирования, учитывающий взаимное влияние электродов (определяется по кривым рис.130).

По этой же формуле определяется число одинаковых элементов сложного заземлителя.

Длина полосы $L_{\text{пол}}$, соединяющей электроды между собой, равна

$$L_{\text{пол}} = 1,05a_3 m_3$$

где: a_3 – расстояние между электродами, м;

m_3 – число электродов.

Результирующее сопротивление растеканию сложного заземлителя (всего заземляющего устройства) R'_3 определяется по формуле

$$R'_3 = \frac{1}{\frac{\Gamma_{пол}}{R_{пол}} + \frac{m_3 \Gamma_{этр}}{R}}$$

где: $\Gamma_{пол}$ – коэффициент, учитывающий взаимное экранирование полосы и труб (определяется по кривым рис.130 в и г);

$\Gamma_{этр}$ – коэффициент экранирования труб (определяется по кривым рис.130, а и б);

$R_{пол}$ – сопротивление полосы, Ом;

R – сопротивление заземлителя, Ом.

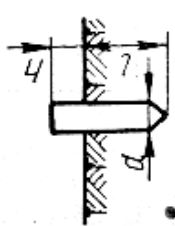
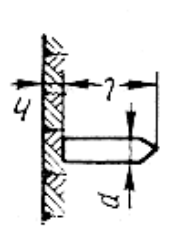
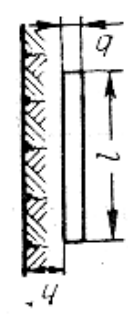
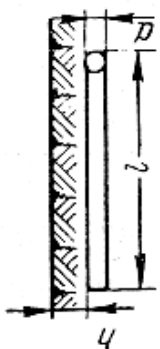
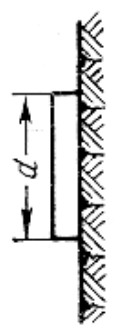
Схема	Тип заземлителя	Сопротивление растеканию с применением		Примечание
		натуральных логарифмов	десятичных логарифмов	
	Труба, стержень у поверхности земли (длина l , диаметр d)	$R = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{4l}{d}$	$R = 0,366 \frac{\rho}{l} \lg \frac{4l}{d}$	$l \geq d$
	Труба, стержень на глубине h (длина l , диаметр d)	$R = \frac{\rho}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4h' + l}{4h' - l} \right)$	$R = 0,366 \frac{\rho}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4h' + l}{4h' - l} \right)$	$l \geq d$ $h' = \frac{l}{2} + h$
	Протяженный заземлитель (полоса, труба) на глубине h (длина l , ширина b , диаметр d)	$R = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{2l^2}{bh}$	$R = 0,366 \frac{\rho}{l} \lg \frac{2l^2}{bh}$	$l \geq \frac{b}{2}$; $l \geq 2,5$
	Кольцевой заземлитель (полоса, труба) на глубине h (длина l , диаметр d)	$R = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{2,6 l^2}{bh}$	$R = 0,366 \frac{\rho}{l} \lg \frac{2,6 l^2}{bh}$	$\frac{l}{\pi} \geq \frac{b}{2}$; $h \leq \frac{l}{2\pi}$
	Круглая пластина на поверхности земли (диаметр d)	$R = \frac{\rho}{2\pi d}$		

Рис 129

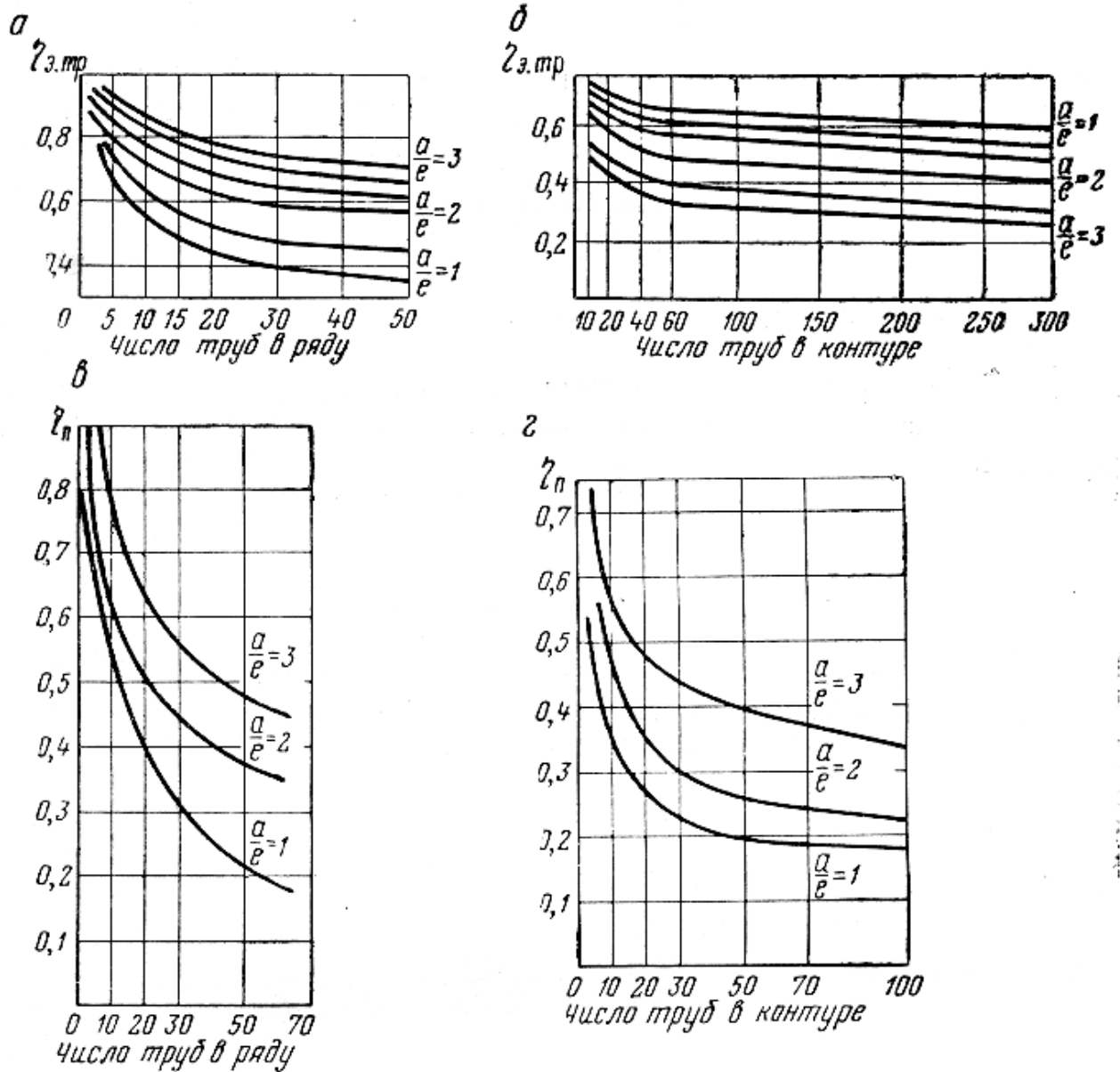


Рис 130. Определение коэффициентов экранирования:
 а – труб, размещенных в ряд без учета влияния полосы связи; б – труб, размещенных по контуру без учета влияния полосы связи; в – полосы связи ряда трубчатых заземлителей; г – полосы связи контура трубчатых заземлителей

Список литературы

1. Пучков Л.А. Электрификация горного производства: Учебник для вузов: В 2 т./Под ред. Л.А. Пучкова и Г.Г. Пивняка. – М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2007. – Т.1. – 511 с.: ил.
2. Чеботаев Н.И. Электрооборудование и электроснабжение открытых горных работ: Учебник для вузов./Н.И. Чеботаев – М.: Издательство «Горная книга», 2006. – 474 с.: ил.
3. Плащанский Л.А. Основы электроснабжения горных предприятий: Учебник для вузов– 2-е изд., - М.: Издательство Московского горного университета, 2006. – 499 с.
4. Единые правила безопасности при разработке месторождений полезных ископаемых открытым способом. – М.: Госгортехнадзор России, 2003.