



СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
SIBERIAN FEDERAL UNIVERSITY

# ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ГОРНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

**УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ**



**ИНСТИТУТ ГОРНОГО ДЕЛА,  
ГЕОЛОГИИ И ГЕОТЕХНОЛОГИЙ**

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Сибирский федеральный университет

# **ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ГОРНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ**

Учебное пособие

Красноярск  
СФУ  
2021

УДК 622:621.31(07)  
ББК 33-42я723  
Э455

**А в т о р ы :** В. С. Куликовский, О. А. Кручек, А. И. Герасимов,  
О. А. Ковалева, С. В. Кузьмин

**Р е ц е н з е н т ы:**

С. И. Мурашкин, кандидат технических наук, доцент кафедры «Электротехнические комплексы и системы» Политехнического института Сибирского федерального университета;

К. Ю. Кудряшов, заместитель генерального директора по энергообеспечению ООО «Артель старателей Хакасии»

**Э455            Электроснабжение и электрооборудование горных предприятий :** учеб. пособие / В. С. Куликовский, О. А. Кручек, А. И. Герасимов [и др.]. – Красноярск : Сиб. федер.ун-т, 2021. – 140 с.  
ISBN 978-5-7638-4300-2

Рассмотрены конструкция, технические характеристики и принцип работы оборудования на горных работах; релейная защита и автоматика в электрических сетях; методики проведения испытаний оборудования; приведен пример электроснабжения карьеров при открытых горных работах.

Предназначено студентам направления 210504 «Горное дело».

**Электронный вариант издания см.:**  
<http://catalog.sfu-kras.ru>

**УДК 622.621.31(07)**  
**ББК 33-42я723**

ISBN 978-5-7638-4300-2

© Сибирский федеральный университет, 2021

---

---

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ОСНОВНЫЕ СОКРАЩЕНИЯ.....	4
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ.....	5
ВВЕДЕНИЕ.....	6
1. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ АППАРАТЫ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА.....	7
1.1. Магнитные пускатели.....	7
1.2. Автоматические выключатели.....	14
1.3. Горное электрооборудование.....	16
1.4. Высоковольтные распределительные устройства.....	36
2. РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ.....	47
2.1. Нагрузочные режимы электрооборудования и коэффициент мощности.....	47
2.2. Режимы работы трансформаторов на подстанции.....	58
3. ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ.....	67
4. ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА.....	84
4.1. Автоматическое включение резервного питания.....	84
4.2. Автоматическое повторное включение.....	90
5. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ОТКРЫТЫХ ГОРНЫХ РАБОТ.....	96
5.1. Исходные данные и требования.....	96
5.2. Построение системы электроснабжения.....	97
5.3. Общие сведения об электроснабжении участка карьера.....	99
5.4. Электрическое освещение.....	100
5.5. Электрические нагрузки и выбор трансформаторных подстанций.....	103
5.6. Расчет воздушных и кабельных линий.....	105
5.7. Расчет годовой стоимости электроэнергии.....	108
5.8. Расчет электроснабжения участка карьера.....	109
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	119
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	120
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	121
Приложение 1. Условные графические обозначения.....	121
Приложение 2. Справочно-информационные материалы.....	123

---

---

## ОСНОВНЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

АВР	– автоматическое включение резерва
АПВ	– автоматическое повторное включение
ВН	– высшее напряжение
НН	– низшее напряжение
КЗ	– короткое замыкание
ПВ	– относительная продолжительность включения
ГПП	– главная понизительная подстанция
ПКТП	– передвижная комплектная трансформаторная подстанция
СКТП	– сборно-разборная комплектная трансформаторная подстанция
ПСКТП	– передвижная трансформаторная подстанция с сухим трансформатором
МТП	– мачтовая трансформаторная подстанция
ДРЛ	– дуговые ртутные лампы
ДКсТ	– дуговые ксеноновые ртутные лампы
РП	– распределительный пункт
ППП	– передвижной приключательный пункт
РУ	– распределительное устройство
КРУ	– комплектное распределительное устройство
ВЛ	– воздушная линия электропередачи
КЛ	– кабельная линия электропередачи
ЭП	– электроприемник
ТА	– трансформатор тока
КСС	– кривая сила света
ЛН	– лампа накаливания
ЛЛ	– люминесцентная лампа

---

---

## УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

$I_{\text{ном}}$	– номинальный ток
$I_{\text{расч}}$	– полный расчетный ток
$I_a$	– активная составляющая расчетного тока
$I_p$	– реактивная составляющая расчетного тока
$I_{\text{п}}$	– пусковой ток одиночного ЭП
$k_{\text{п.н}}$	– коэффициент пускового тока двигателя номинальный
$I_{\text{кр}}$	– кратковременный пиковый ток группы ЭП
$I_{\text{пр}}$	– расчетный ток проводника
$F$	– световой поток
$E$	– освещенность
$P_n$	– номинальная активная мощность электроприемника
$S_{\text{н.т}}$	– номинальная мощность трансформатора
$P_p$	– расчетная активная мощность электроприемников
$Q_p$	– расчетная реактивная мощность электроприемников
$S_p$	– расчетная полная мощность электроприемников
$P_{\text{кз}}$	– потери мощности короткого замыкания трансформатора
$u_{\text{кз}}\%$	– напряжение короткого замыкания трансформатора
$k_z$	– коэффициент загрузки
$\cos\varphi_{\text{оп}}$	– опережающий коэффициент мощности

---

---

## ВВЕДЕНИЕ

Технический прогресс в любых отраслях промышленности невозможен без эффективного применения электрической энергии и использования различного электрооборудования, поэтому существенное значение в подготовке квалифицированных специалистов технического профиля имеет изучение вопросов, связанных с электроснабжением промышленных предприятий.

Электрооборудование и электроснабжение являются важнейшей составной частью электрификации промышленных предприятий, которая создает энергетическую базу комплексной механизации и автоматизации производства.

В свете требований, предъявляемых к инженерно-техническому персоналу, постоянно возрастает значение вопросов электроснабжения потребителей электроэнергии, знание которых позволяет инженеру успешно решать сложные технические задачи.

Задачи, стоящие перед высшей школой на современном этапе, требуют качественного повышения подготовки специалистов, усиления их практического обучения. Большая роль в совершенствовании учебного процесса в вузах принадлежит увеличению доли лабораторно-практических занятий в общем объеме изучаемых дисциплин. Эта форма больше, чем другая, позволяет обеспечить единство теории и практики.

Данное учебное пособие предназначено для самостоятельной работы студентов, обучающихся по специальностям «Открытые горные работы», «Подземная разработка месторождений полезных ископаемых», «Горные машины и оборудование», «Электрификация и автоматизация горных работ».

---

---

## **1. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ АППАРАТЫ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА**

Передача электрической энергии от источников питания к потребителям осуществляется по электросетям через различные электрические устройства, которые коммутируют (включают, выключают и переключают) участки электрических сетей и обеспечивают защиту их от повреждений и ненормальных режимов работы. В электроустановках низкого напряжения (до 1000 В) наибольшее применение нашли магнитные пускатели, контакторы и автоматические выключатели, а в электроустановках высокого напряжения (выше 1000 В) – распределительные устройства, состоящие из комплектных высоковольтных ячеек.

### **1.1. Магнитные пускатели**

**Основные требования и условия работы.** Магнитным пускателем называется электрический аппарат, предназначенный для пуска и отключения короткозамкнутых асинхронных двигателей. Как правило, в пускателе помимо контактора встроены тепловые реле для защиты двигателя оттоковых перегрузок и «обрыва фазы». Работа асинхронных двигателей в значительной степени зависит от таких свойств пускателей, как износостойкость, коммутационная способность, надежность защиты двигателя от перегрузок. В процессе эксплуатации довольно часто обрывается одна из фаз трехфазного питающего напряжения, например из-за перегорания предохранителя. К двигателю при этом подводятся только две фазы, и ток в статоре резко возрастает, что приводит к выходу его из строя из-за нагрева обмотки до высокой температуры. Тепловые реле пускателя от этих токов должны срабатывать и отключать двигатель.

При включении асинхронного двигателя пусковой ток в 6 раз превышает номинальный. При таком токе даже незначительная вибрация контактов быстро выводит их из строя. Это накладывает высокие требования в отношении вибрации и износа контактов. С целью уменьшения времени вибрации контакты и подвижные части контакторов магнитного пускателя делаются возможно легче, уменьшается их скорость, увеличивается контактное нажатие. При снижении напряжения в сети до 60–75 % от номи-



нального значения сила тяги катушки КМ становится маленькой, её сердечник выпадет и разомкнет силовые и блокировочные контакты. Такая защита называется минимальной по напряжению. Из-за инерционности тепловых реле они не защищают силовые цепи от токов короткого замыкания, поэтому перед пускателем устанавливаются предохранители или автоматические выключатели.

Сила тяги электромагнита контактора изменяется во времени по закону, описываемому выражением

$$F = F_n \sin^2 \omega t = \frac{F_n}{2} - \frac{F_n}{2} \cos 2\omega t, \quad (1.1)$$

где  $F_n$  – амплитуда силы;  $\omega = 314 \text{ 1/c}^{-1}$  – угловая частота сети.

Мгновенное значение силы пульсирует с двойной частотой по отношению к частоте тока  $i$  в катушке КМ (рис. 1.1, *а*). В отдельные моменты времени сила тяги электромагнита  $F$  больше силы  $F_n$  противодействующей пружины, в других случаях наоборот:  $F$  меньше  $F_n$ . В результате якорь контактора то притягивается, то отбрасывается, т. е. возникает вибрация якоря, которая приводит к износу механической системы, подгоранию контактов и сильному гудению. Для устранения вибрации в контакторах пускателей используют короткозамкнутый виток (рис. 1.1, *б*), выполненный из меди или алюминия, надетый на расщепленную часть полюса.

Из-за короткозамкнутого витка поток  $\Phi_2$  отстает от потока  $\Phi_1$  на угол  $\varphi$  (рис. 1.1, *в*). Каждый из потоков создает свою силу  $F_1$  и  $F_2$ , сдвинутые между собой на угол  $\varphi$ . Результирующая сила  $F = F_1 + F_2$  (рис. 1.1, *в*) в любой момент времени больше силы противодействующей пружины  $F_n$ , поэтому при наличии короткозамкнутого витка вибрация якоря контактора КМ отсутствует.

При номинальных токах до 100 А целесообразны серебряные накладки на медных контактах. При токе выше 100 А эффективна композиция серебра и оксида кадмия. После разгона двигателя ток падает до номинального значения, поэтому отключение работающего двигателя происходит при меньшей токовой нагрузке контактов. При отключении двигателя восстанавливающееся напряжение на контактах равно разности напряжения сети и ЭДС двигателя. В результате на контактах контактора появляется напряжение, составляющее 15–20 %  $U_{\text{ном}}$ , т. е. отключение происходит в облегченных условиях.

Нередко бывает необходимо отключить двигатель от сети сразу после пуска. В этом случае контактор пускателя отключает ток, равный шестикратному номинальному при низком коэффициенте мощности ( $\cos \varphi \leq 0,3$ ) и восстанавливаемомся напряжении, равном номинальному напряжению сети. По действующим нормам после 50-кратного включения и отключения

заторможенного двигателя пускатель должен быть пригоден для дальнейшей работы. В технических данных магнитных пускателей указываются их номинальный ток и номинальная мощность двигателя при различных напряжениях. Поскольку ток, отключаемый пускателем, относительно мало падает с ростом напряжения, мощность двигателя, с которым может работать данный пускатель, возрастает с увеличением номинального напряжения. Наибольшее рабочее напряжение пускателей равно 660 В.

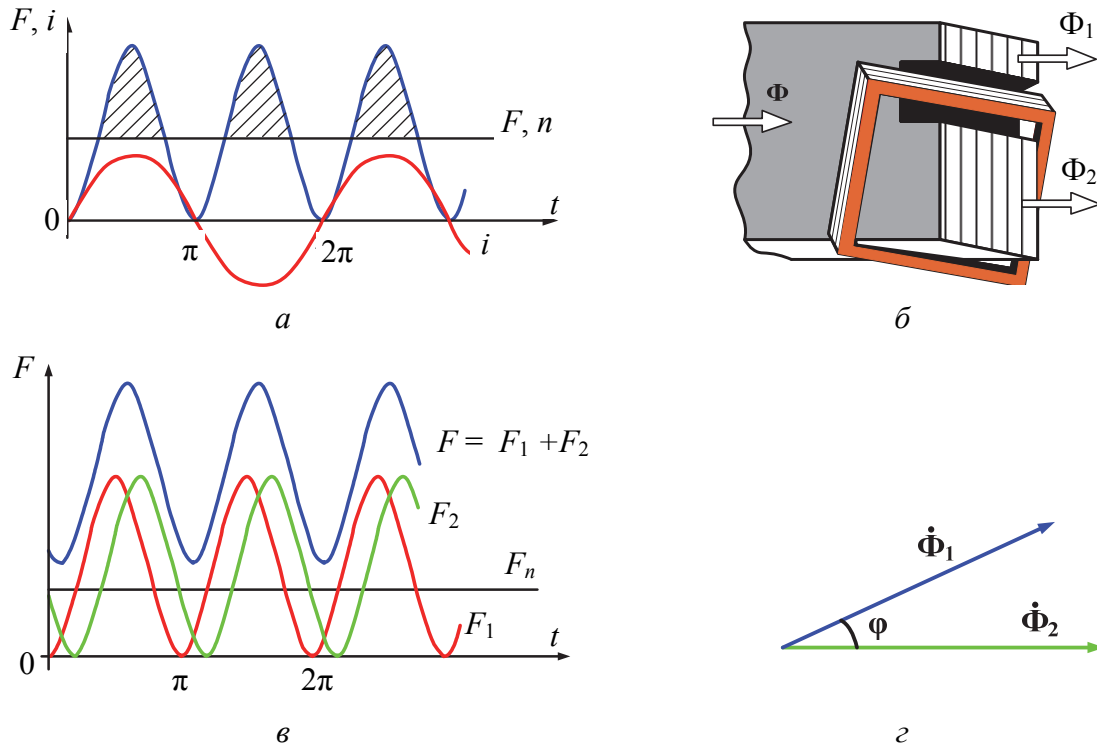


Рис. 1.1. Принцип действия короткозамкнутого витка: *а* – сила тяги и сила противодействия пружины; *б* – короткозамкнутый виток на полюсе электромагнита; *в* – векторы магнитных потоков полюса; *г* – результирующая сила электромагнита

Электрическая износостойкость контакторов пускателя обратно пропорциональна мощности управляемого электродвигателя в степени (1,5–2). Для повышения срока службы пускателя его необходимо выбирать на ток, превышающий номинальный ток двигателя. Двигатели меньшей мощности быстрее достигают номинальной частоты вращения, поэтому при их отключении разрывается установившийся номинальный ток, что облегчает работу пускателя и повышает допустимое число включений в 1 ч.

С учетом широкого распространения магнитных пускателей большое значение приобретает снижение потребляемой ими мощности, которая расходуется в электромагните контактора и других элементах схемы (тепловых реле и т. д.). Потери мощности в электромагните составляют примерно 60 %, в тепловых реле 40 % общих потерь пускателя.

**Конструкция и схема включения.** Наибольшее распространение получили пускатели серий ПМЕ (рис. 1.2) и ПА.

Учитывая облегченные условия работы пускателя при отключении, возможно, используя двукратный разрыв цепи, отказаться от применения громоздких дугогасительных устройств в виде решетки или камеры магнитного дутья. Широко применяются торцевые контакты с металлокерамикой. Подвижный контакт *1* выполняется мостикового типа с самоустанавливающимся. Токоведущие шинки *3* от зажимов к неподвижным контактам *4* выполняются таким образом, чтобы электродинамические силы сдували дугу с контактов.

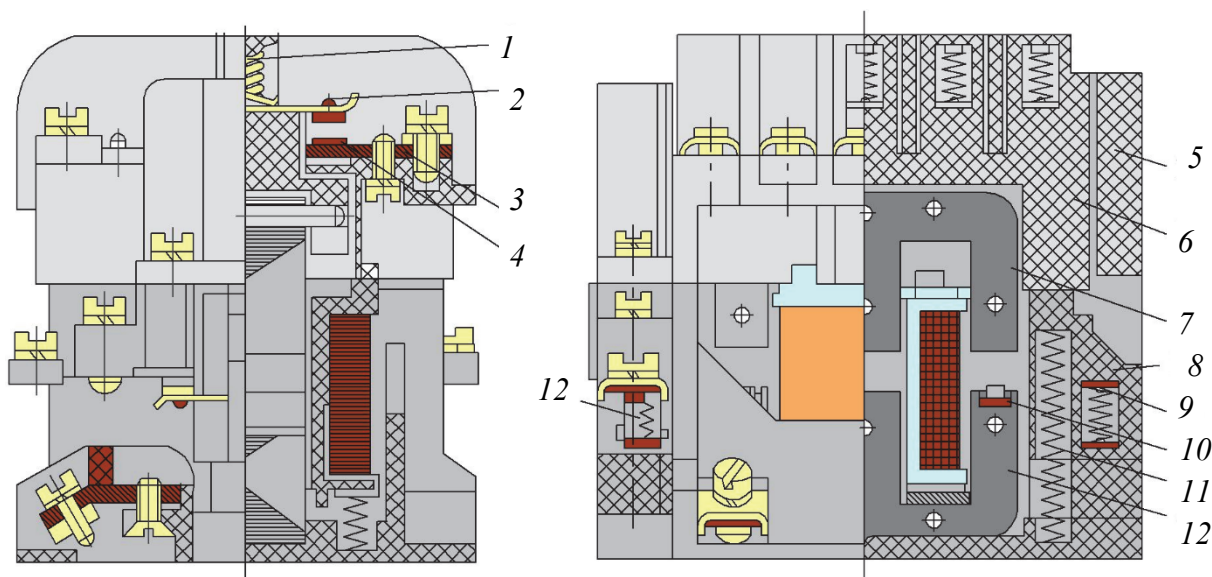


Рис. 1.2. Магнитный пускатель серии ПМЕ

Прямоходовой электромагнит имеет Ш-образный сердечник *12* и якорь *7*. Возврат пускателя в исходное положение происходит за счет пружины *11*. Короткозамкнутый виток *10* расположен на двух крайних стержнях сердечника. Якорь электромагнита *7* связан с изоляционной траверсой *6*, несущей подвижные контакты *2* с контактными пружинами *1*. Траверса *6* движется в направляющих *5*, являющихся частью литого корпуса *8*. Пускатель может иметь пять главных и два вспомогательных контакта *9*. Основной особенностью электромагнитного механизма является равенство ходов контакта и якоря электромагнита. Такая система имеет ряд недостатков, которые ведут к большому времени вибрации контактов (более 1 мс) и их быстрому износу. В современных пускателях такая система применяется только при малых мощностях двигателей (номинальный ток 25 А).

При токах, больших 25А, хорошо себя зарекомендовала система пускателей серии ПА, в которой ход контакта примерно в 2,5 раза меньше,

чем ход якоря электромагнита. Для защиты двигателя от перегрузки в двух фазах устанавливаются тепловые реле. В некоторых типах пускателей, например в серии П, тепловые реле расположены на одной панели с контактором. Реле типа ТРП и ТРИ монтируются вне контактора пускателя.

В пускателях серии ПМА на токи от 40 до 160А и напряжение 380–660 В электромагнит может быть как переменного, так и постоянного тока. Частота включений достигает 1 200 раз в 1 ч. Коммутационная износостойкость составляет от 0,5 до 2,5–10<sup>6</sup> циклов в зависимости от условий работы.

В схеме пускателя (рис. 1.3) в двух фазах двигателя М включены нагревательные элементы тепловых реле КК1, КК2, которые защищают двигатель от перегрузки, а предохранители FU1–FU3 – питающую сеть от КЗ в двигателе.

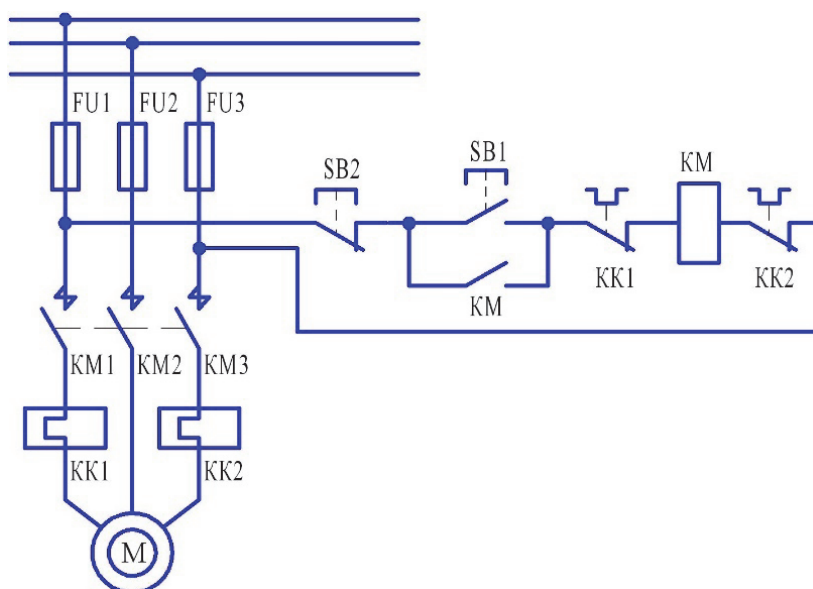


Рис. 1.3. Схема включения нереверсивного пускателя

Главные контакты КМ1–КМ3 пускателя включены последовательно с предохранителями FU1–FU3. Катушка КМ контактора подключается к сети через контакты тепловых реле и кнопок управления SB1 и SB2. При нажатии кнопки SB1 напряжение на катушку КМ подается через замкнутые контакты кнопки SB2 и замкнутые контакты тепловых реле. При срабатывании контактора замыкаются вспомогательные контакты КМ, шунтирующие замыкающие контакты кнопки SB1, которую после этого можно отпустить. Для отключения двигателя нажимается кнопка SB2, после чего контакты КМ1–КМ3 размыкаются. При токовой перегрузке двигателя срабатывают КК1, КК2, контакты которых разрывают цепь катушки КМ. При этом контакты КМ1–КМ3 размыкаются, и двигатель отключается.

Высокий коэффициент возврата электромагнитов контакторов переменного тока позволяет защищать двигатель от понижения напряжения сети (электромагнит отпускает при  $U = (0,6-0,7)U_{ном}$ ). При восстановлении напряжения сети до номинального значения самопроизвольное включение пускателя не происходит, так как после размыкания контакта КМ цепь катушки КМ не замкнута.

**Тепловые реле.** Долговечность энергетического оборудования в значительной степени зависит от перегрузок, которым оно подвергается во

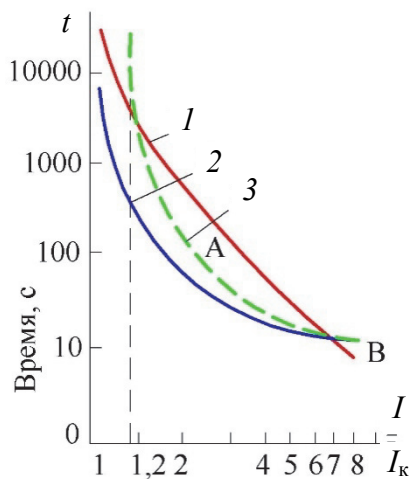


Рис. 1.4. Времятоковые характеристики теплового реле и защищаемого объекта

время работы. Для любого объекта можно найти зависимость допустимой длительности протекания тока от его значения, при котором обеспечивается надежная и длительная его эксплуатация (кривая 1, рис. 1.4). При номинальном токе допустимая длительность его протекания стремится к бесконечности. Протекание тока, превышающего номинальный, приводит к дополнительному повышению температуры и старению изоляции, поэтому чем больше ток перегрузки, тем меньше должна быть его длительность. Кривая 1 (рис. 1.4) устанавливается исходя из необходимого срока службы оборудования. Чем меньше срок службы, тем большие перегрузки допустимы. Очевидно, что в идеальном случае зависимость  $t_{cp}(I)$  для реле защиты должна идти чуть ниже кривой 1 (рис. 1.4).

Для защиты энергетического оборудования от токовых перегрузок широко распространены тепловые реле с биметаллическим элементом, который состоит из двух пластин с различным коэффициентом линейного расширения  $\alpha$ . В месте прилегания друг к другу пластины жестко скреплены за счет проката в горячем состоянии либо сваркой. Если такой элемент закрепить неподвижно и нагреть, то произойдет его изгиб в сторону материала с меньшим коэффициентом линейного расширения  $\alpha$ .

Максимальный прогиб элемента

$$X \frac{3}{4} (\alpha_1 + \alpha_2) \frac{L^2 \tau}{\delta_{max}}, \quad (1.2)$$

где  $\alpha_1$  — температурный коэффициент расширения термоактивного материала (с большим значением  $\alpha$ );  $\alpha_2$  — температурный коэффициент расширения терморезистивного материала (с меньшим значением  $\alpha$ );  $L$  — длина биметаллического элемента;  $\tau$  — превышение температуры биметаллического элемента относительно окружающей среды;  $\delta$  — суммарная толщина биметаллического элемента.

Незакрепленный конец элемента развивает усилие

$$P = \frac{3}{16}(\alpha_1 + \alpha_2) \frac{b\delta^2}{L} E\tau, \quad (1.3)$$

где  $b$  – ширина элемента;  $E = (E_1 - E_2)/2$  – средний модуль упругости материала элемента.

Из формул (1.2), (1.3) видно, что значение прогиба и усилия тем больше, чем больше разность  $\alpha_1 - \alpha_2$ . Широкое распространение в тепловых реле получили такие материалы, как инвар (малое значение  $\alpha$ ) и немагнитная или хромоникелевая сталь (большое значение  $\alpha$ ).

Для получения большего прогиба необходим элемент большой длины и малой толщины. В то же время при необходимости получения большого усилия целесообразно иметь широкий элемент с малой длиной и большой толщиной.

При работе в компонентах биметаллической пластины возникают напряжения сжатия и растяжения, которые не должны превышать допустимых значений. Нагрев биметаллического элемента может производиться за счет тепла, выделяемого током нагрузки в самой пластине или специальным нагревателе. Лучшие характеристики получаются при комбинированном нагреве: за счет проходящего через пластину тока и тепла, выделяемого специальным нагревателем, обтекаемым тем же током нагрузки.

Основной характеристикой теплового реле является зависимость времени срабатывания от тока нагрузки (времятоковая характеристика).

Из-за инерционности теплового процесса реле, имеющие такой биметаллический элемент, непригодны для защиты цепей от КЗ. Нагревательные элементы в данном случае могут перегореть до срабатывания реле. Поэтому защита с помощью таких реле должна быть дополнена электромагнитными реле, предохранителями или автоматическими выключателями.

**Конструкция тепловых реле.** Любые тепловые воздействия инерционны по своей природе, и прогиб биметаллической пластины происходит медленно. Если с пластиной непосредственно связать подвижный контакт, то малая скорость его движения не обеспечивает гашение дуги при отключении цепи. Поэтому воздействие пластины на контакт передается, как правило, через ускоряющие устройства, наиболее совершенным из которых является «прыгающий» контакт (рис. 1.5). В холодном состоянии биметаллическая пластина 3 занимает крайнее левое положение. Пружина 2 создает силу  $P$ , которая замыкает контакты 1. При нагреве пластины 3 она изгибается вправо (по стрелке). В момент, когда пластина 3 направлена на центр 0, пружина 2 развивает максимальную силу. При дальнейшем нагре-

ве пружина 2 быстро переходит в крайнее правое положение, и контакты 1 размыкаются с большой скоростью, обеспечивая надежное гашение дуги.

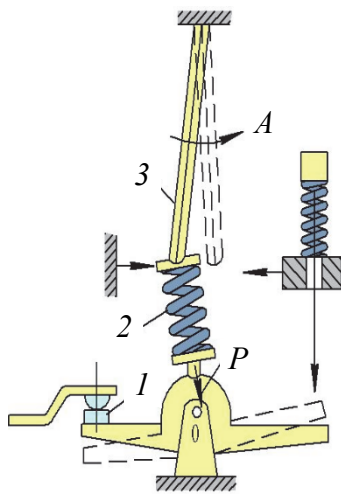


Рис. 1.5. «Прыгающий» контакт теплового реле

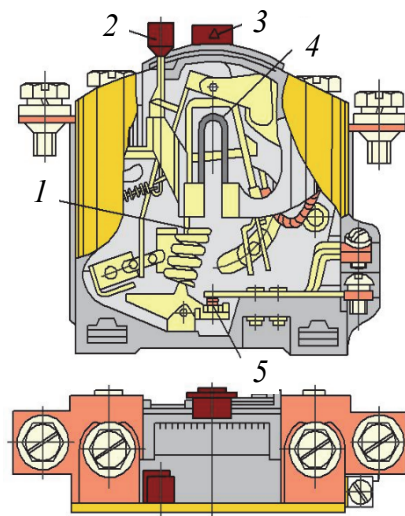


Рис. 1.6. Однофазное тепловое реле ТРП

Современные контакторы и магнитные пускатели комплектуются с однофазными (ТРП) или двухфазными (ТРИ) тепловыми реле. Реле типа ТРП (рис. 1.6) имеет комбинированную систему нагрева. Биметаллическая пластина 1 нагревается как за счет прохождения через нее тока, так и нагревателя 4. При прогибе конец биметаллической пластины воздействует на «прыгающий» контактный мостик 5. Реле допускает плавную ручную регулировку тока срабатывания в пределах  $\pm 25\%$  номинального тока установки, которая осуществляется ручкой 3, меняющей первоначальную деформацию биметаллической пластины. Возврат реле в исходное положение после срабатывания производится кнопкой 2. Возможно исполнение и с самовозвратом после остывания биметалла. Высокая температура срабатывания (выше  $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) уменьшает зависимость работы реле от температуры окружающей среды. Уставка меняется на  $5\%$  при изменении температуры окружающей среды на  $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Реле обладает высокой ударо- и вибростойкостью.

## 1.2. Автоматические выключатели

Автоматические выключатели предназначены для защиты электрических цепей от ненормальных и аварийных режимов – коротких замыканий, снижения напряжения, перегрузок. Автоматы бывают универсальными и установочными. Последние имеют пластмассовый корпус, защищающий

персонал от воздействия раскаленных газов – продуктов дуги. Основными элементами автомата являются: механизм включения, механизм свободного расцепления, контактная система, дугогасительная система, реле защиты.

Автоматические выключатели АВМ для стационарного монтажа взаимозаменяемы с автоматами АВ, поскольку основные части автоматов АВ и АВМ аналогичны. Выключатели АВМ выпускаются на токи от 400 до 2 000 А и напряжением 500 В переменного и 460 В постоянного тока для стационарного монтажа с передним присоединением токопроводов комплектных распределительных устройств и выкатные с задним присоединением. Они могут быть с ручным и электродвигательным дистанционным управлением. Автоматы исполняют как с максимальными расцепителями, так и без них.

Автоматы АВМ-4 и АВМ-10 собирают на изолированных панелях, а АВМ-15 и АВМ-20 – на стальных каркасах с рейками из изоляционных материалов. Основными элементами автоматов АВМ (рис. 1.7) являются: штепсельный разъем 1 (для выкатных выключателей); неподвижные и подвижные контакты 2 и 3 с дугогасительными камерами 4; механизм свободного расцепления 5; привод ручного включения 6, расцепители минимального напряжения 7 и максимального тока 8; фиксатор положения тележки 9; подвижный заземляющий контакт 10; коммутатор 11.

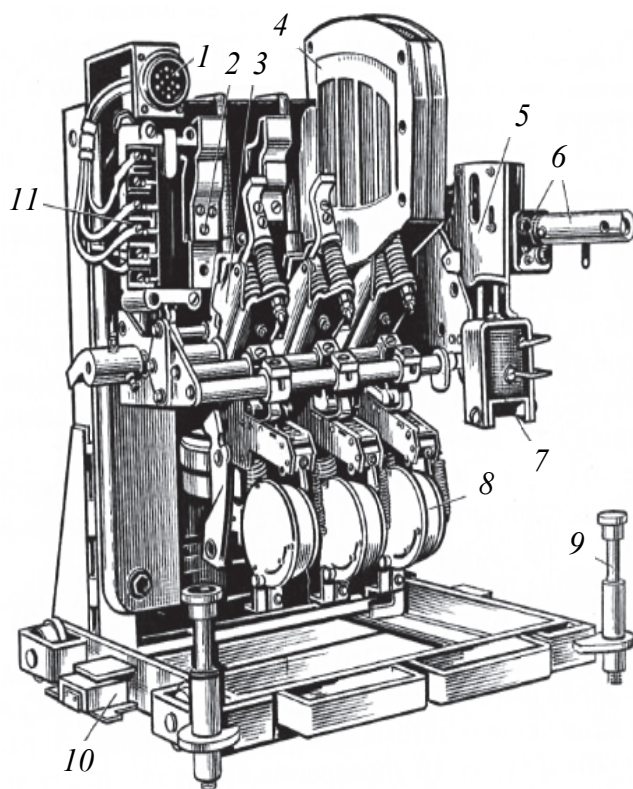


Рис. 1.7. Автоматический выключатель АВМ

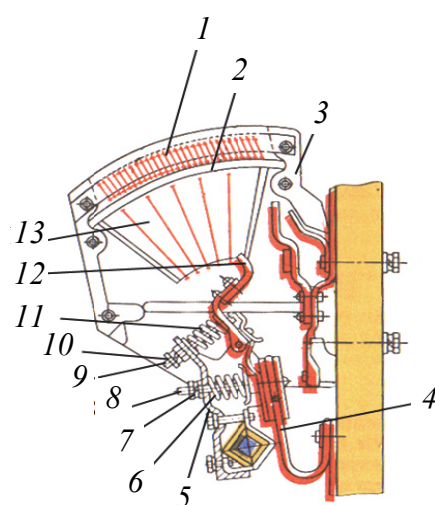


Рис. 1.8. Контактная система АВМ-4 и АВМ-10



Контактная система каждого полюса выключателей АВМ-15 и АВМ-20с состоит из трех пар, а у АВМ-4 и АВМ-10 – из двух пар последовательно включающихся и отключающихся контактов (рис. 1.8).

Подвижные контакты укреплены на изолированной части вала и при его повороте соприкасаются с неподвижными. При отключении автоматов первыми размыкаются главные контакты 4 с накладками из серебра и никеля (подвижные) и серебра, никеля и графита (неподвижные), затем предварительные, выполненные из меди, и, наконец, разрывные 12 из меди (подвижные), меди и графита (неподвижные).

При включении автомата контакты замыкаются в обратной последовательности.

В установочных автоматах наряду с максимальными расцепителями (реле тока) имеются тепловые расцепители, защищающие цепь от токов перегрузки.

### 1.3. Горное электрооборудование

**Автоматические фидерные выключатели** (автоматы) во взрывобезопасном исполнении предназначены для отключения питающих кабелей, отдельных электродвигателей и других электрических установок при возникновении в низковольтных сетях коротких замыканий, для чего они снабжены максимально-токовым расцепителем. Кроме него автоматы имеют еще и независимый расцепитель, автоматически отключающий защищаемую цепь при появлении в ней опасных токов утечки, для этого он соединен с реле утечки РУ.

В угольной промышленности наибольшее распространение получили автоматические фидерные выключатели типа АФВ (табл. 1.1) с местным (ручным) включением и автоматические выключатели типа АЗУРЗ, которые могут включаться дистанционно электромеханическим приводом, а также взрывобезопасные автоматические фидерные выключатели со встроенными реле утечки (АФВ-АПВ).

Изготавливаемые серийно автоматические фидерные выключатели снабжены специальной блокировкой и устройством для проверки работоспособности токовых расцепителей.

Наличие механической блокировки исключает возможность повторного включения автомата после отключения его токовым расцепителем. В этом случае новое включение автомата возможно только после ручного возврата блокировочного устройства в исходное положение, что можно осуществить только при снятой крышке. Прежде чем деблокировать автомат, необходимо найти место короткого замыкания и исправить повреждение.

Таблица 1.1

**Основные данные АФВ**

Параметры	АФВ-2, АФВ-2А
Номинальный ток, А	350
Номинальное напряжение, В	до 700
Разрывной ток при напряжении 360 В, А	10 000
Разрывной ток при напряжении 660 В, А	7 000
Маркируемые уставки реле на ток отключения, А	600–900–1200
Число выводов для силового кабеля	3
Максимальный диаметр подключаемого силового гибкого или бронированного кабеля, мм	52
Максимальный диаметр подключаемого контрольного кабеля, мм	27
Исполнение	РВ

Для проверки работоспособности максимально-токовых расцепителей автоматы снабжены специальными катушками, смонтированными на сердечниках этих расцепителей. Проверка производится при обесточенной главной цепи аппарата и холодных контрольных катушках нажатием специальных кнопок, находящихся на оболочке автомата. При проверке расцепителей их указатели на шкале нужно устанавливать против красных отметок 380 или 660, соответствующих напряжению сети.

Для защиты электрической сети (фидера), питающей добычный участок угольной шахты, обычно устанавливают два автомата – один в участковой трансформаторной подстанции (УТП), а другой – в распределительном пункте под лавой. Реле утечки подключается только к автомату, установленному в участковой подстанции. Если применяются передвижные трансформаторные подстанции, питающая сеть защищается автоматом, который монтируется непосредственно в оболочке подстанции в комплекте с реле утечки.

Фидерный автомат (рис. 1.9) представляет собой трехполюсный автоматический выключатель, заключенный во взрывобезопасную оболочку сферической формы, соединенную с крышкой при помощи штыкового затвора. Крышка заблокирована с рукояткой таким образом, что снятие её при включенном аппарате, как и включение аппарата при снятой крышке, невозможно.

Трехполюсный автоматический выключатель снабжен двумя расцепителями: максимальным и независимым. Максимальный расцепитель осуществляет защиту от токов КЗ с помощью максимальных реле мгновенного действия и механизма свободного расцепления. Размыкающие контакты выключателя помещены внутри дугогасительной камеры из асбоцемента, снабженной внутри деионными решетками из стальных омедненных пластин.

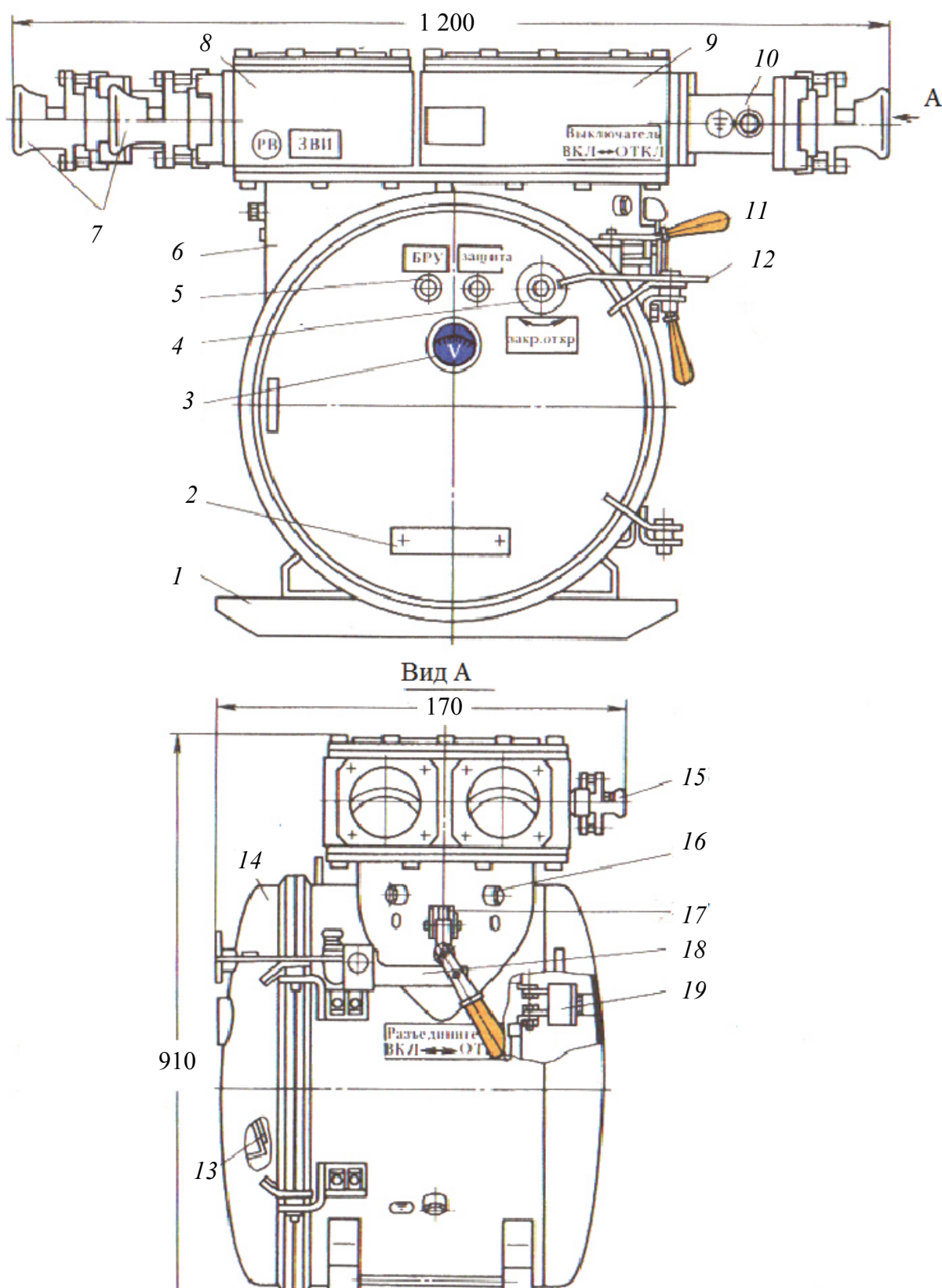


Рис. 1.9. Общий вид фидерного автоматического выключателя

Уставка реле максимального тока на требуемый ток отключения осуществляется регулировочным винтом с гайкой, изменяющим напряжение пружины.

Фидерный автомат снабжен в верхней части вводными коробками с комбинированной кабельной арматурой, позволяющей присоединять к автомату гибкие и бронированные кабели, а также осуществлять отвод к следующему аппарату.

Независимый расцепитель выполняется в виде отключающей катушки ОК, которая воздействует на отключающий механизм автомата при замыкании ее цепи контактами реле утечки.

В условиях подземной эксплуатации электроустановок весьма важное значение имеет возможность регулярной проверки точности уставок защиты от токов КЗ, поскольку с течением времени их приходится корректировать. Однако в условиях шахт, опасных по газу или пыли, проверка и испытание максимальной защиты с помощью нагрузочного трансформатора согласно правилам техники безопасности должна осуществляться не реже одного раза в 6 месяцев для аппаратов напряжением до 1 000 В и не реже одного раза в год для аппаратов напряжением выше 1 000 В. При этом такая проверка возможна лишь в тех аппаратах, которые находятся в электромашинных камерах, омываемых свежей струей. Проверка остальных аппаратов должна производиться после выдачи их на поверхность. Для возможности более частой (ежемесячной) проверки в существующих фидерных автоматах предусмотрено устройство, выполненное в виде добавочных обмоток ОП1 и ОП2, расположенных на катушках максимальных реле. С помощью двух кнопок КПМ1 и КПМ2, которые попеременно могут включаться общей рукояткой, каждая из обмоток проверки присоединяется к рабочему напряжению и воздействует на максимальный расцепитель, вызывая отключение аппарата.

Совершенно очевидно, что при таком косвенном методе проверки исправность максимального расцепителя (механизма свободного расцепителя) еще не свидетельствует о величине уставки защиты, которая при этом не проверяется.

**Взрывобезопасные магнитные пускатели** серий ПМВИ и ПМВИР (табл. 1.2) с искробезопасной схемой дистанционного управления и блокировочным реле утечки применяются для управления трехфазными асинхронными электродвигателями с короткозамкнутым ротором в сетях с изолированной нейтралью. Магнитные пускатели предназначены для применения в угольных и сланцевых шахтах, опасных по газу (метан) или угольной пыли.

Окружающая среда – взрывоопасная смесь газов (метан) или угольной пыли с воздухом, относящаяся к категории 1 и группе воспламеняемо-

сти А. Такая воздушная среда не должна содержать химически активных веществ, разрушающих металлы и электрическую изоляцию.

Температура окружающего воздуха от  $-35$  до  $35$  °С, относительная влажность до 98 % при температуре  $20$  °С.

Рабочее положение пускателя в пространстве – вертикальное, допускается отклонение от рабочего положения не более  $15^\circ$  в любую сторону.

Высота над уровнем моря не более 1 000 м.

Напряжение цепи управления 18 В.

Напряжение цепи контроля утечки тока блокировочного реле утечки БРУ-2с 100 В.

Параметры цепей управления и блокировочного реле утечки – искробезопасные.

Исполнение пускателей – РВИ-2,5.

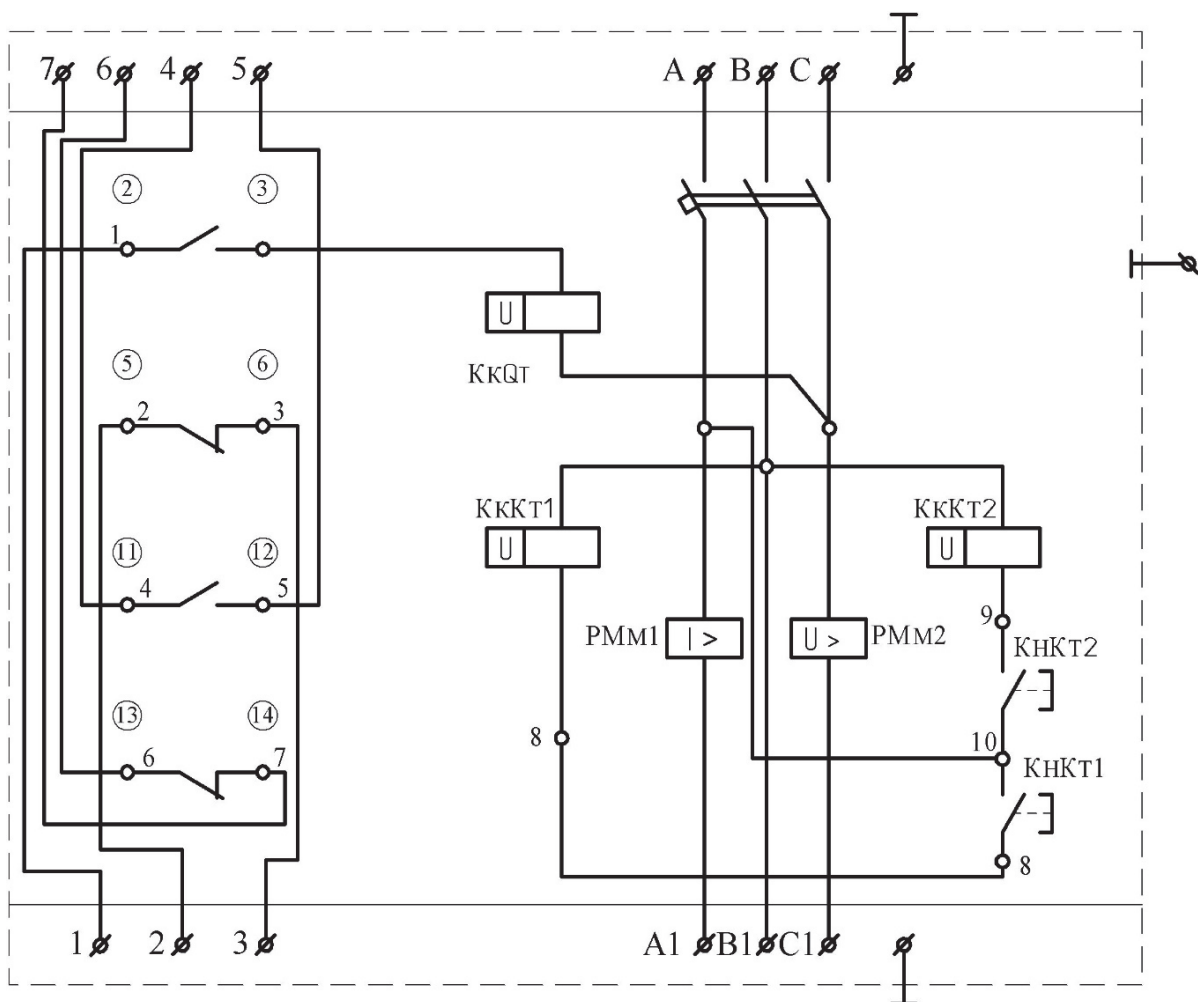


Рис. 1.10. Электрическая схема автоматов серии АФВ: КнКт – кнопка контрольная; РМм – реле максимального тока; КкКт – катушка контроля; КнКт – катушка отключающая; ② – маркировка на изделии

Таблица 1.2

**Техническая характеристика взрывобезопасных магнитных пускателей**

Тип пускателя	Номинальный ток продолжительного режима работы, А	Наибольшая мощность управляемого электродвигателя при $\cos \varphi = 0,75$ , частоте 50, 60 Гц и напряжении, кВт			Вид защиты
		127–220 В	220–380 В	380–660 В	
ПМВИР-41	80	17	30	40	БРУ-2с, РО, предохранители

Понизительный трансформатор имеет вторичные обмотки на напряжение 36 В мощностью до 75 ВА, предназначенные для цепей управления, блокировки от утечки, местного освещения и схем автоматизации.

Вводные устройства силовых и контрольных цепей допускают подключение и взрывобезопасное уплотнение кабелей (табл. 1.3).

Таблица 1.3

**Параметры подсоединения кабеля к взрывобезопасному магнитному пускателю**

Тип пускателя	Номинальный ток, А	Наружные диаметры кабелей, мм		Надрезы в уплотнительном резиновом кольце, мм	
		силовых	контрольных	силовых вводов	контрольных вводов
ПМВИР-41	80	36–59	18–29	40, 44, 48	21, 25, 29

**Устройство и принцип работы.** Пускатель представляет собой заключенный во взрывонепроницаемую оболочку аппарат (рис. 1.11, 1.12). Внутри корпуса размещены: разъединитель ножевого типа, электромагнитный контактор с нормально открытыми главными контактами, два максимально-токовых реле или предохранители, трансформатор, блок управления, кнопки управления, влагопоглотитель с подогревом, реле обрыва фаз для ПМВИР-41. Взрывонепроницаемая оболочка представляет собой сварную конструкцию, на прямоугольном фланце оболочки установлено вводное устройство. Коробка вводного устройства имеет две камеры: сетевую и моторную.

Внутри камер расположены проходные зажимы. На вводах и выводах вводного устройства имеются резиновые уплотнительные кольца для кабеля, а также скобы, предохраняющие его от выдергивания.

Для выключения разъединителя необходимо предварительно нажать кнопку «Стоп» (с правой стороны пускателя).

Крышка пускателя открывается при помощи специального приспособления. При снятой крышке рукоятка разъединителя фиксируется в отключенном положении блокировочным винтом. Рукоятка разъединителя

соединена с валиком управления с помощью специального предохранительного штифта.

Контакторы для ПМВИР-41 – повторного типа с нормально открытыми контактами.

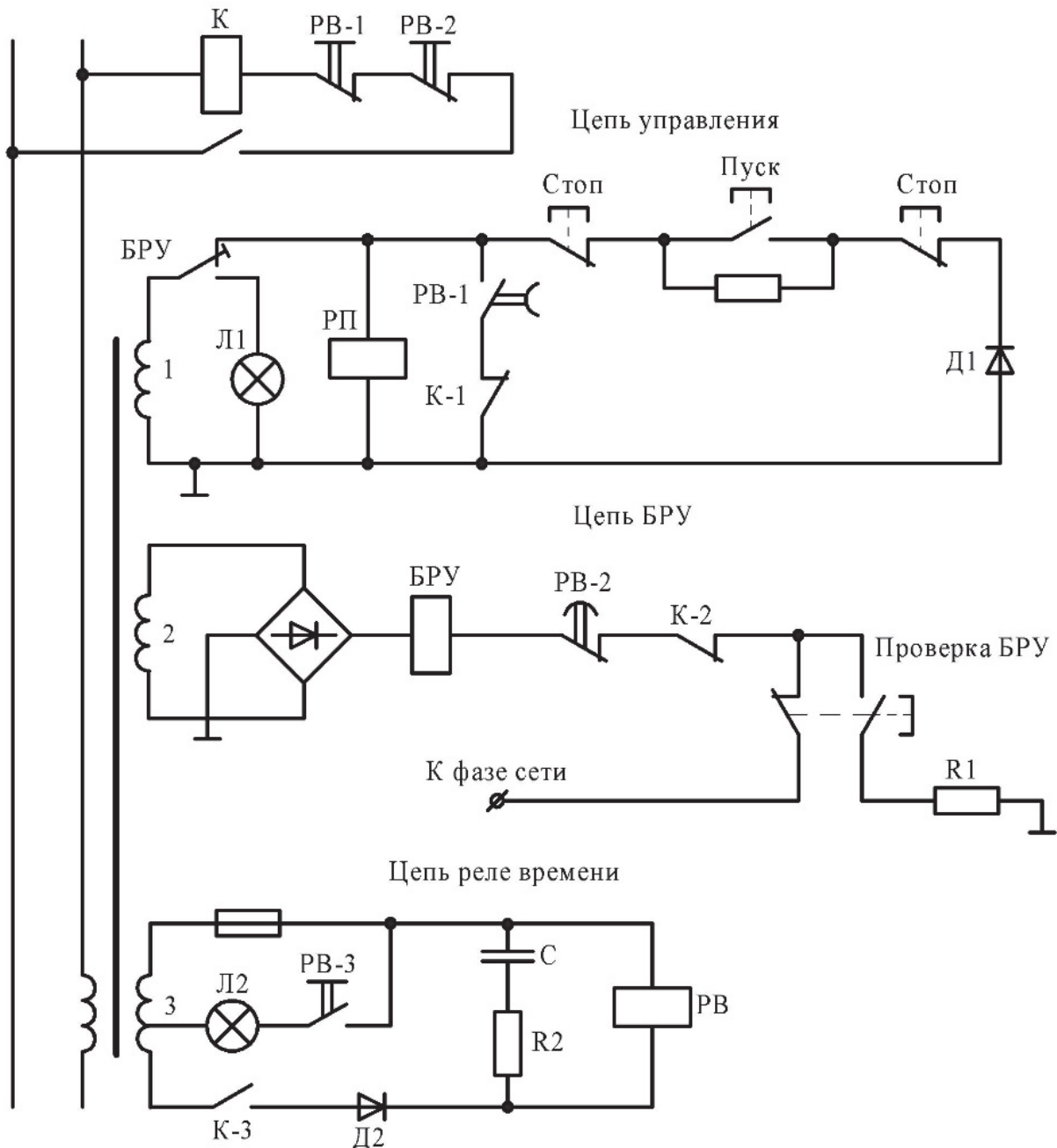


Рис. 1.11. Принципиальная схема цепей управления магнитных пускателей типа ПМВИ

Технические данные взрывобезопасных электромагнитных пускателей приведены в табл. 1.4.





**Основные технические данные взрывобезопасных электромагнитных пускателей**

Тип	Номинальный ток, А	Наибольшая мощность подключаемого двигателя с короткозамкнутым ротором (кВт) при напряжении, В		Пределы уставок максимальной токовой защиты (А) или наличие плавких предохранителей (п.п.)	Коммутационная способность, А		Коммутационная износостойкость, млн циклов ВО	Масса, кг
		380	660		на отключение (эффективный ток)	на включение (амплитудный ток)		
ПМВИ-13М	63	32	55	125–375	1 400	2 400	0,6	145
ПМВИ-23М	120	55	100	250–750	2 400	3 380	0,6	150
ПМВИ-61	240	105	140	500–1500	2 100	–	–	229
ПМВИ-13А	63	32	55	125–375	1 500	2 700	1	150
ПМВИ-23А	125	55	100	250–750	2 500	4 600	1	155
ПВИ-25Б	25	13	22	63–187	1 500	2 700	1	200
ПВИ-63Б	63	32	50	125–375	1 500	2 700	1	200
ПВИ-125Б	125	55	100	250–750	2 500	4 600	1	200
ПВИ-32	32		28	384*	1 100	1 900	1	130
ПВИ-250Б	250	125	200	500–1500	4 000	7 000	1	350
ПВИ-320А	320	160	280	800–2400	4 800	8 800	1	415
ПМВИР-41	80	30	40	п.п	800	–	–	207
ПВИР-250	250	125	200	500–1 500	4 000	7 000	1**	415

Устройство магнитных пускателей позволяет осуществлять: пуск и остановку электродвигателя, изменение направления вращения электродвигателя, для ПМВИР-41 – отключения электродвигателя.

Электрическая схема пускателей обеспечивает следующие виды защиты блокировок, сигнализации, проверки и управления:

- защиту от токов короткого замыкания в отходящем от пускателя участке сети;
- нулевую защиту;
- защиту от потери управляемости при обрыве или замыкании проводов дистанционного управления между собой и с заземляющей жилой;
- защиту от обрыва или увеличения сопротивления в цепи жилы заземления свыше допустимой величины 150 Ом (на отключение);
- защиту от неполнофазного режима работы пускателя при перегорании плавкой вставки предохранителя (ПМВИР-41);
- электрическую блокировку, препятствующую включению пускателя при снижении сопротивления изоляции в отходящем участке сети ниже допустимой величины;
- сигнализацию о срабатывании электрической блокировки от утечек;

- проверку исправности блокировки от утечки;
- взаимную электрическую блокировку последовательности включения пускателей;
- поддержание высокого уровня изоляции пускателя с помощью устройства влагопоглощения с подогревом;
- местное управление при помощи встроенных в пускатель кнопок;
- дистанционное управление при помощи кнопочных постов управления, встроенных в рабочие машины или установленных отдельно;
- дистанционное автоматическое управление от нормально открытого блок-контакта или датчика.

Электрическая схема магнитных пускателей ПМВИ приведена на рис. 1.11, а ПМВИР-41 – на рис. 1.12.

При напряжении 380 В провода с маркировкой 44 подсоединяются к зажиму 22 на трансформаторе.

Электрическая схема пускателя состоит из силовой цепи, схем управления и блокировки от утечки, цепи питания местного освещения и автоматизации.

Силовая цепь включает в себя цепи вводного и выводного устройства, разъединители ножевого типа, главных контактов контактора, максимально-токовых реле или предохранителей.

При включении разъединителя Р подается напряжение на трансформатор Тр и стабилизаторы. Схема управления работает на выпрямленном токе. Обмотка реле РП, включенная параллельно обмотке стабилизатора сопряжений, будет обтекаться переменным током, недостаточным для срабатывания реле.

Включение пускателя осуществляется нажатием кнопки «Пуск» местного управления. При замыкании контактов кнопки одна полуволна переменного тока пойдет через цепь диода Д, другая через обмотку реле РП: при этом реле срабатывает, замыкается нормально открытый контакт РП в цепи контакторной катушки. При отпускании кнопки «Пуск» цепь остается замкнутой через блок-контакт контактора.

Отключение пускателя осуществляется разрывом в цепи управления с помощью кнопки «Стоп».

При дистанционном управлении к схеме подключается вынесенный кнопочный пост со встроенным диодом типа Д-226Б и шунтирующим резистором.

Переключатель рода управления П2 ставится в положение «Д».

Кнопочный пост подключается к зажимам 1,2,3 в коробке выводов моторной камеры – для нереверсивных пускателей; 1,2,3,4 – для реверсивных пускателей.

При нажатии кнопки «Пуск» вынесенного кнопочного поста схема работает аналогично.

При использовании в схеме управления заземляющей жилы, а также при местном управлении ставится перемычка «1-3» в коробке выводов и кнопке (КУВ).

Реле блокировки предназначено для опережающего контроля сопротивления изоляции относительно земли в цепи отключенного участка сети. Оно не допускает включения пускателя при снижении изоляции ниже допустимого уровня.

В качестве основных коммутирующих элементов в схеме применяются кремниевые транзисторы и диоды. Бесконтактные элементы реле БРУ-2с пропитываются эмалью или заливаются терморезистивным компаундом.

Уставки срабатывания при снижении сопротивления изоляции защищаемого участка сети:

- при напряжении 127–220 В – аварийная 10 кОм, предупредительная 50 кОм;
- при напряжении 221–380 В – аварийная 18 кОм, предупредительная 100 кОм;
- при напряжении свыше 380 В – аварийная 30 кОм, предупредительная 200 кОм.

Контроль за состоянием изоляции защищаемого участка сети осуществляется напряжением 100 В по цепи: плюс (+) моста В1 резистор – нормально закрытые блок-контакты Кз – кнопка «Проверка» – жилы кабеля, соединенные между собой через обмотки электродвигателя – сопротивление изоляции относительно земли – зажим «з» и резистор, контакты переключателя П – минус моста (–) В1. С увеличением тока утечки, обусловленного снижением сопротивления изоляции, возрастает напряжение на резисторе.

Если сопротивление изоляции ниже уставки срабатывания, то ток утечки будет протекать через эмиттерно-базовые переходы транзисторов, транзисторы перейдут в открытое состояние. При этом включится мост В2 и зашунтирует первичную обмотку стабилизатора СТ2. Реле РП не включится при нажатии кнопки «Пуск» в цепи управления пускателя. Включение пускателя в этом случае возможно только после улучшения изоляции или переключения уставки срабатывания с помощью переключателя П1. Снижение сопротивления изоляции в контролируемом участке сети ниже уставки, и срабатывание защиты сигнализируется лампой ЛБ.

Контроль за работой схемы осуществляется замыканием цепи блокировочного реле утечки через проверочный резистор ( $R3 = 10$  кОм при 660 В и  $R3 = 3,3$  кОм при 380 В) с помощью кнопки «Проверка». Бесконтактное

реле имеет коэффициент возврата, практически равный единице, поэтому действие обратной ЭДС электродвигателя не вызывает ложных срабатываний защиты.

Влагопоглотитель с подогревом включается через нормально закрытый блок-контакт реверсивных пускателей - через 1К2, 2К2. Таким образом, нагрев сопротивления влагопоглотителя осуществляется только при включенном контакторе пускателя.

Более совершенной является серия магнитных пускателей ПВИ.

Пускатели ПВИ предназначены для замены пускателей ПМВИ.

**Пускатели единой серии ПВИ** выпускаются на напряжение 660 В и номинальные токи на 25, 63, 125, 250 А.

Пускатели ПВИ предназначены для замены в ближайшее время пускателей ПМВИ.

Пускатели ПВИ имеют цилиндрическую сварную оболочку с круглой съемной крышкой на шарнирах. Крышка снабжена зубчатой дуговой рейкой, облегчающей ее снятие. Предусмотрена возможность жесткого комплектования пускателей ПВИ между собой с помощью разделительных коробок.

Силовая цепь внутри пускателя ПВИ состоит из вводных кабельных зажимов, позволяющих присоединить транзитный кабель реверсивного разъединителя ножевого типа, контактора и штепсельного вывода.

Пускатель имеет штепсельные выводы для присоединения цепей управления, освещения и т. п. Разъединитель, примененный в пускателе ПВИ, допускает трехкратное отключение заторможенного электродвигателя наибольшей допустимой мощности. Расположен он в отдельной взрывобезопасной камере. Разъединитель заблокирован с крышкой. Примененный в ПВИ контактор имеет самоустанавливающиеся контакты из металлокерамики.

В пускателях ПВИ-25, ПВИ-63, ПВИ-125 применены катушки контакторов на переменном токе, а в более мощных пускателях ПВИ-250, ПВИ-320 – на постоянном токе, что определило различия в схемах питания контактных катушек.

Все пускатели ПВИ снабжены максимально-токовой защитой мгновенного действия типа УМЗ с питанием реле постоянным током через трансформатор тока и выпрямитель. Защита УМЗ допускает плавную регулировку в пределах от 200 до 600 % номинального тока пускателя. Контакты защиты УМЗ находятся в цепи катушки контактора. При срабатывании этой защиты действует защелка, предупреждающая возможность повторного включения пускателя при наличии КЗ в его силовой цепи. Для освобождения защелки необходимо снять крышку пускателя и нажать на рычаг, освобождающий защелку, а затем вновь надеть крышку.

Лампа, загорающаяся при срабатывании УМЗ, сигнализирует о возникновении КЗ и таким образом указывает на причину, по которой невозможно включение пускателя в данном случае.

Кроме этого пускатели ПВИ снабжены блокировочным реле утечки (БРУ) электромагнитного типа от повторного включения двигателя ранее чем через 2,5 – 3 с после его отключения, что ограничивает число включений контактора до 1 000–1 200 в час и обеспечивает нормальную работу двигателя и пускателя.

Для питания цепей управления и защиты в схеме пускателя ПВИ применен присоединенный к рабочей сети понижающий трансформатор, имеющий две вторичные обмотки:

- первая СТ1 – мощностью 75 ВА, предназначена для питания цепей управления, местного освещения и сигнализации;
- вторая СТ11 – мощность 25 ВА, предназначена для питания цепей БРУ.

Феррорезонансный трансформатор СТ стабилизирует выходное напряжение (что необходимо как для облегчения искробезопасности, так и устойчивой работы цепи управления).

Для обеспечения искробезопасности вторичные обмотки понижающего трансформатора выполнены из высокоомного материала. Защита БРУ предупреждает возможность включения пускателя при снижении результирующего сопротивления включаемой пускателем части сети относительно земли при напряжении 380В – до 15 кОм и напряжении 660В – до 30 кОм, т. е. до 45 кОм/фазу и до 90 кОм/фазу соответственно.

При применении экранированного кабеля с индивидуальными экранами БРУ также предупреждает возможность включения пускателя при снижении сопротивления междуфазной изоляции до 15–30 кОм.

В схеме предусмотрена возможность проверки исправности БРУ с корпусом пускателя через проверочное сопротивление, равное 12 кОм при 380В (Р5) и 22 кОм при 660 В (Р6).

При исправности БРУ нажатие кнопки «Проверка БРУ» при отключенном пускателе ведет к зажиганию лампы ЛБ. Изменение величины оперативного напряжения БРУ и проверочного сопротивления в зависимости от напряжения сети производится переключателем П2.

Пускатели ПВИ обладают рядом конструктивных и эксплуатационных преимуществ по сравнению со старыми, основным из которых является блочное исполнение. Таких блоков в конструкции предусмотрено три: блок контактора, блок защиты, блок управления.

**Реле утечки типа УАКИ и АЗАК** (рис. 1.13) обеспечивают защиту людей от поражения электрическим током. Реле при срабатывании воздействует на отключающую катушку независимого расцепителя фидерного автомата АФВ (в сетях 380 В и 660 В) или катушку управления магнитным пускателем (в сетях 127 В), вызывая их автоматическое отключение.

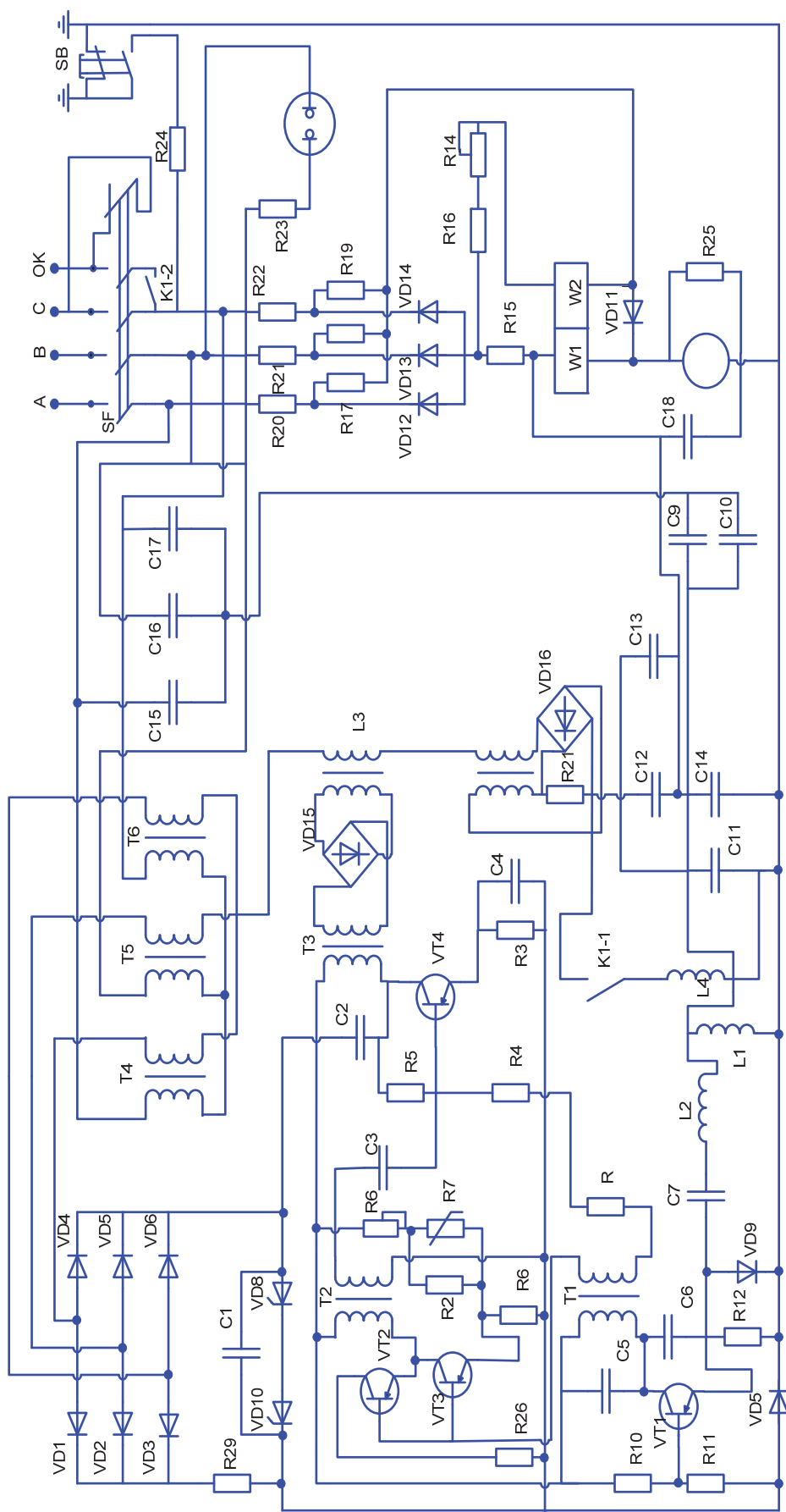


Рис. 1.13. Принципиальная схема АЗАК-380

Срабатывание реле происходит в следующих случаях:

- прикосновения человека к проводнику, находящемуся под напряжением: если ток, проходящий через тело человека, достигает опасной величины;
- прикосновения человека к случайно оказавшемуся под напряжением корпусу машины, защитное заземление которой неисправно;
- повреждения изоляции электрической сети с замыканием хотя бы одной из фаз на землю.

Кроме этого благодаря применению реле утечки:

- предотвращается прожог или опасный нагрев оболочек взрывобезопасных аппаратов под действием электрической дуги;
- создается постоянный контроль за состоянием изоляции участковой сети, что предупреждает развитие повреждений изоляции;
- снижается вероятность воспламенения рудничного газа и угольной пыли токами утечки;
- предотвращается опасность преждевременного воспламенения электродетонаторов токами.

В настоящее время широкое распространение вместо реле типа АЗАКИ получили унифицированные рудничные аппараты защиты от токов утечки типа АЗУР. Они предназначены для защиты людей от поражения электрическим током и других опасных последствий утечек тока на землю в электрических сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц и напряжением 380 В и 660 В с изолированной нейтралью трансформатора. Область применения: в подземных выработках и на поверхности угольных и горнорудных предприятий.

Аппарат имеет три варианта исполнения.

*АЗУР1.* Конструктивно выполнен в виде блока, устанавливаемого в распределительное устройство низкого напряжения (РУНН) шахтной передвижной трансформаторной подстанции типа ТСВШ или ТСШВП. Он может воздействовать как на расцепитель нулевого напряжения, так и независимый расцепитель, а также на оба расцепителя одновременно. Аппарат АЗУР.1 заменяет аппараты АЗПБ и АЗШ1.

*АЗУР2.* Конструктивно выполнен в виде блока, устанавливаемого в распределительное устройство низкого напряжения (РУНН) шахтной передвижной трансформаторной подстанции типа ТКШВП или ТСШВП. Он может воздействовать на автоматический выключатель аналогично аппарату АЗУР1 или на независимый расцепитель автоматического выключателя АВ или АВМ (АВМУ). Аппарат АЗУР2 заменяет аппарат БЗП-1А и АЗШ-2.

*АЗУР3.* Конструктивно выполнен в отдельной взрывонепроницаемой оболочке и может воздействовать на независимый расцепитель автомати-

ческого выключателя. Аппарат АЗУРЗ заменяет аппараты АЗАК-380/660 и АЗШ-3.

**Устройство защитного отключения типа РУП.** Устройство защитного отключения (в дальнейшем именуемое «Устройство») предназначено для защиты человека от поражения электрическим током при однофазном прикосновении в электрических сетях напряжением 380 В и 220 В переменного тока с изолированной нейтралью и отключения электроустановок при снижении общего уровня активного сопротивления изоляции сети ниже допустимого.

Устройство используется для защитного отключения трехфазных электрических сетей напряжением 380 и 220 В экскаваторов и устанавливается непосредственно на них.

Устройство выполнено в климатическом исполнении V, категории размещения 2 по ГОСТ 15150–69 для работы при температуре окружающего воздуха от –30 до 45 °С.

#### **Технические данные РУП**

Режим работы – продолжительный.	
Потребляемая мощность, ВА, не более .....	4
Номинальное напряжение защищаемой трехфазной сети частотой 50 Гц, В.....	220/380
Общая емкость сети, мкф, не более .....	0,6
Отключаемое сопротивление при трехфазной симметричной утечке, кОм на фазу, не менее.....	10
Длительный ток утечки, А, не более.....	0,025
Кратковременный ток утечки, А, не более.....	0,1
Собственное время срабатывания при однофазной утечке 1 кОм, с, не более.....	0,1
Степень защиты.....	IP54
Габаритные размеры, мм, не более .....	330×205×140
Масса, кг, не более .....	6

#### **Устройство и принцип работы**

Устройство типа РУП-380/220 конструктивно состоит из стального прямоугольного корпуса с крышкой и выемной части. Выемная часть, на которой смонтированы элементы схемы, крепится к направляющим уголкам внутри корпуса с помощью винтов и направляющих штифтов. Элементы электрической схемы смонтированы на трех печатных платах. К корпусу выемной части приварены скобы, на которых закреплены клеммник для подключения устройства к сети и катушке коммутационного аппарата, плата основного блока схемы П1 (рис. 1.14), две платы сигнализации П2, плата питания промежуточного реле ПЗ, промежуточное реле



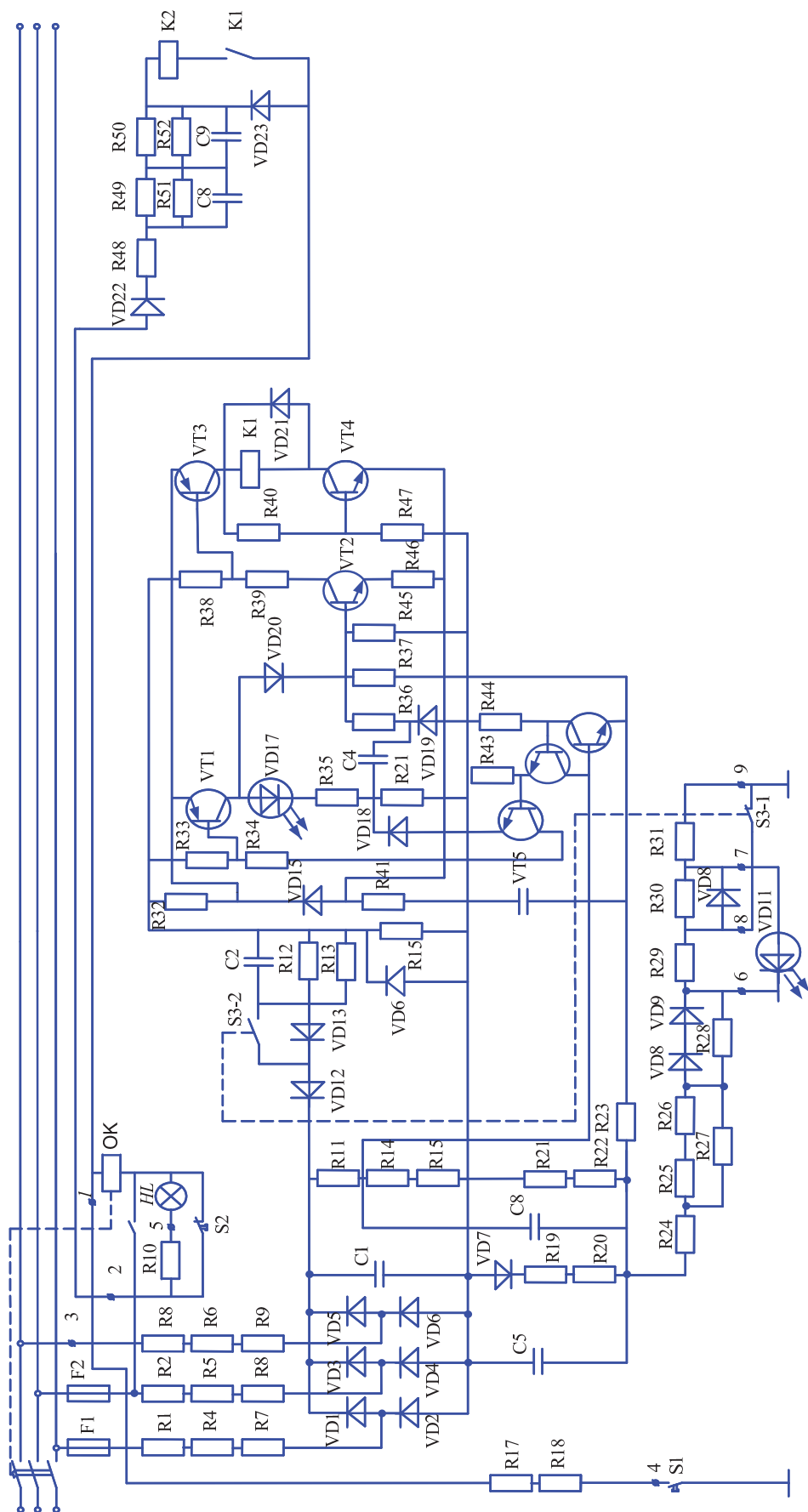


Рис. 1.14. Электрическая схема РУП 220/380

K2, ручной избиратель сети S3, кнопка проверки работоспособности устройства S1, блокировочная кнопка S2, препятствующая включению защищаемой электроустановки и ее работе при снятой крышке устройства, светодиоды на платах сигнализации П2, сигнализирующие о снижении уровня активного сопротивления изоляции сети VD11 и срабатывании устройства VD17, и неоновая лампа HL – индикатор подачи напряжения на устройство.

На крышке предусмотрены смотровые окна для неоновой лампы и светодиодов и отверстие, закрытое резиновым экраном, для управления кнопкой «Проверка».

Корпус имеет два кабельных ввода – для подключения кабеля, связывающего устройство с сетью, и кабеля, соединяющего выходные шины устройства с вводным коммутатором электроустановки. Снаружи корпуса расположен стопорный винт, фиксирующий выемную часть устройства. Стопорный винт имеет отверстие, позволяющее выполнять его опломбирование в ручном положении. На корпусе имеется болт для присоединения к заземляющей сети.

В принципиальной электрической схеме предусмотрены следующие функциональные узлы и элементы:

*источник оперативного напряжения* – диоды VD1–VD6, он же служит и источником опорного напряжения, снимаемого с резисторов R11, R14, R15, делителя R11–R14–R15;

*делитель* R11–R14–R15 – служит для питания основной логической схемы с устройства через стабилитроны VD12, VD13, дифференцирующую цепь C12–R12–R13 и накопительный конденсатор C3 с элементами согласования VD15, R32 и R41;

*измерительный орган* – VT6 и VT7;

*исполнительный орган* – содержит группу элементов: ключевой элемент, элемент выдержки времени и промежуточное реле K2 с цепью питания. Ключевой элемент состоит из транзисторов VT5 и VT1, резисторов R33, R34, R35, R37, R42, диодов VD16–VD20. Цепь, состоящая из резистора R37 и диода VD20, служит для положительной обратной связи и обеспечивает запоминание измерительным органом своего состояния после срабатывания. Элемент выдержки времени состоит из времязадающей цепи C4, R36 и транзисторного реле VT2, VT3, VT4, R33....R40, R45....R47, реле K1 и диода VD21. Цепь питания реле K2 содержит диод VD22, резисторы R49....R52, конденсаторы C8, C9 и стабилитрон VD28.

Цепь проверки работоспособности устройства включает в себя резисторы R17, R18 и кнопку S1.

Конденсатор C1 повышает помехоустойчивость устройства при кратковременных просадках напряжения сети.

Цепь R23, C7 служит для интегрирования сигнала, пропорционального падению напряжения на резисторах R21, R22, от протекающего через них оперативного тока.

Конденсатор C6 устраняет ложную работу устройства при включении участков сети со сниженным значением сопротивления изоляции.

Параллельные цепи, состоящие из конденсатора C5 и стабилитрона VD7 с резисторами R19, R20, предназначены для стабилизации характеристик устройства по отключаемым сопротивлениям утечки.

Светодиод VD11 выполняет роль индикатора, сигнализирующего о снижении до определенного уровня активного сопротивления изоляции сети.

Стабилитроны VD8, VD9 ограничивают величину оперативного напряжения.

Светодиод VD17 выполняет роль индикатора при срабатывании устройства.

Неоновая лампа HL предназначена для сигнализации о подаче напряжения на устройство и одновременно о целостности обмотки отключающей катушки автоматического выключателя.

Кнопку S2 не позволяет включить автоматический выключатель при снятой крышке устройства.

Тумблер S3 предназначен для избирания напряжения защищаемой сети (220 или 380 В).

**Принцип действия устройства.**

Контроль активного сопротивления изоляции осуществляется с помощью накладываемого на сеть постоянного оперативного напряжения.

Светодиод VD17 выполняет роль индикатора при срабатывании устройства.

Неоновая лампа HL предназначена для сигнализации о подаче напряжения на устройство и одновременно о целостности обмотки отключающей катушки автоматического выключателя.

Кнопку S2 не позволяет включить автоматический выключатель при снятой крышке устройства.

Тумблер S3 предназначен для избирания напряжения защищаемой сети (220 или 380 В).

### **Принцип действия устройства**

Контроль активного сопротивления изоляции осуществляется с помощью накладываемого на сеть постоянного оперативного напряжения.

Источник оперативного напряжения (диоды VD1...VD6) подключается с одной стороны к фазам защищаемой сети через резисторы R1...R9, а с другой – к земле через резисторы R24...R31, стабилитроны VD8, VD9, диод VD10 и контакт тумблера S 3–1. Таким образом, сопротивление изо-

ляции сети оказывается соединенным последовательно в измерительную (оперативную) цепь устройства.

В исходном состоянии к базе и эмиттеру транзистора VT7 прикладывается опорное напряжение ( $U_{оп}$ ) с резисторов R14, R15, которые удерживают транзистор VT7 в закрытом состоянии. При этом все остальные транзисторы устройства также закрыты, катушка промежуточного реле обесточена, и контакт его в цепи отключающей катушки автоматического выключателя разомкнут. Неоновая лампа HL «сеть» находится под напряжением и сигнализирует о наличии напряжения на устройстве и целостности обмотки (отсутствии обрыва) отключающей катушки ОК автоматического выключателя.

При появлении в сети недопустимого значения симметричного сопротивления изоляции или однофазной утечки VT7, VT6 (чувствительный орган) открываются, поскольку напряжение между эмиттером VT7 и коллектором VT6 превышает  $U_{оп}$  и вызывает срабатывание устройства. Работа чувствительного органа в обоих случаях аналогична. Форма напряжения оперативного сигнала (падение напряжения на резисторах R21, R22) зависит от вида утечки. При появлении недопустимого значения сопротивления изоляции оперативное напряжение создается в результате работы схемы ЗВ – диоды VD2, VD4, VD6. При появлении однофазной утечки оперативное напряжение создается в результате работы двух диодов (схема двухимпульсного выпрямления). Например, для случая появления утечки в фазе С создается цепь для протекания оперативного тока – фаза С, сопротивление утечки  $R_{Iy}$ , земля, замкнутый контакт S3–1 (при напряжении защищаемой сети 380В), резистор R29, диод VD11, стабилитроны VD9, VD8, резисторы R24...R28, резисторы R21, R22, R20, R19, стабилитрон VD7, диод VD6, VD4, резисторы R9, R8, R3, фаза А и резисторы R8, R5, R2, фаза В.

При протекании оперативного тока через резисторы R22, R21, а также через R20, R19 и стабилитрон VD7 на них возникает падение напряжения  $U_{ос}$ , которое интегрируется цепью R23–C7. С конденсатора C7 напряжение  $U_{с7}$  прикладывается между эмиттером VT7 и коллектором VT6. В момент превышения напряжения  $U_{с7}$  над опорным напряжением  $U_{оп}$  транзисторы VT7 и VT6 открываются и открывают ключевой элемент – транзисторы VT5 и VT1. При открывании транзистора VT1 по цепи VD2-R37 осуществляется положительная обратная связь и происходит удержание открытого состояния транзисторов VT7, VT6, VT5 и VT1, т. е. запоминание информации о срабатывании устройства, которое хранится до момента отключения силового напряжения с защищаемой электроустановки (и в том числе с устройства). Одновременно со срабатыванием ключевого элемента происходит срабатывание элемента выдержки времени, который находится во включенном состоянии в течение времени, определяемом времязадающей

цепью С4–R36 ( $\sim 0,1$  с). При срабатывании этого элемента срабатывает реле К1, которое через промежуточное реле К2 включает отключающую катушку ОК вводного автомата электроустановки, и таким образом производится отключение поврежденной сети.

В случае отказа механизма свободного расцепления и неотключения электроустановки на крышке устройства постоянно горит сигнал о срабатывании устройства (светодиод VD17) и включен сигнал о наличии силового напряжения на электроустановке (неоновая лампа HL), по которым необходимо принятие мер по устранению неисправности.

Светодиод VD11 загорается при сопротивлении изоляции менее 12 кОм.

## 1.4. Высоковольтные распределительные устройства

### Приключательные пункты

Для подключения передвижных потребителей карьеров и отвалов к воздушным линиям применяют приключательные пункты (ПП). В разное время на карьерах применялись серийно изготавливаемые комплектные распределительные устройства ОПП, РВНО-6, ПКРН-6В, ЯКНО-6ЭП, которые были оборудованы разъединителями, выключателями нагрузки и масляными выключателями.

В настоящее время широкое применение находят передвижные приключательные пункты с вакуумными выключателями типа КРУПП-10-УХЛ1; КРУПЭ-10-УХЛ1; ЯКУ-10; ЯВП-10; ЗКВЭ-10-630-УХЛ1. Характеристика приключательных пунктов приведена в табл. 1.5, а принципиальные однолинейные схемы ПП: ЯКНО-10УХЛ; ЯКУ-1 на рис. 1.15, а, б.

**ЯКНО-6(10) У1В.** Ячейки комплектных распределительных устройств наружного типа (рис. 1.16) предназначены для работы в сетях трехфазного переменного тока напряжением 6 или 10 кВ частотой 50 Гц и могут применяться:

- для подключения питания и защиты различных карьерных и общепромышленных потребителей электроэнергии (экскаваторы, роторные комплексы, драги, бурильные установки, землеснаряды, компрессорные установки) – схемы 1, 3, 4, 7, 9, 10 (П1);

- для установки в осветительных и магистральных сетях для секционирования линий электропередач – схемы главных присоединений 5,6 (П1);

- для обеспечения освещения рабочих мест в карьерах – схемы главных соединений 4,8 (П1);

- для питания подземных потребителей в шахтах высоковольтными кабелями через скважины – схемы главных соединений 1, 3, 4, 9, 10 (П1).

Таблица 1.5

## Техническая характеристика приключательных пунктов

Параметры	ЯКНО-10УХЛ1	КРУПП-10	КРУПЭ-6(10)-20	ЯКУ-10	ЯВП-6	ПРП-10	
Номинальное напряжение, кВ	10	10	6;10	10	6	10	
Максимально допустимое напряжение, кВ	12	12	7,2;12	12	7,2	12	
Номинальный ток, А	630	630	630	630	400	400, 600, 1 000, 1 500, 2 000	
Номинальный ток отключения, кА	20	20	20	20	20	20	
Ток термической стойкости, кА	20	20	20	20	12,5	20	
Мощность отключения, МВА	350	350	350	350	–	–	
Тип выключателя	масляный	вакуумный			вакуумный магнитный	масляный	
Ввод	воздушно-кабельный					воздушный	
Вывод	кабельный						
Защиты: МТЗ от замыканий на землю от минимального напряжения от обрыва фаз	имеется						
	имеется						
	имеется						
	–	–			имеется	–	
Контроль изоляции подключаемого участка	–	имеется				–	
Обслуживание	двухстороннее					–	
Вид управления	местное	местное дистанционное			–	–	
Степень защиты встроенного оборудования	1P54	1P54	1P43	1P54	1P55	–	
Климатическое исполнение	УХЛ1	УХЛ1	УХЛ1	УХЛ1	УХЛ1	–	
Основные размеры, мм:							
	высота	2300	2400	2800	н.д.	2300	2450
	ширина	1000	1800	1350	н.д.	1300	1000
глубина	1300	2200	1200	н.д.	800	1400	
Масса, кг	1500	3000	750	н.д.	600	–	

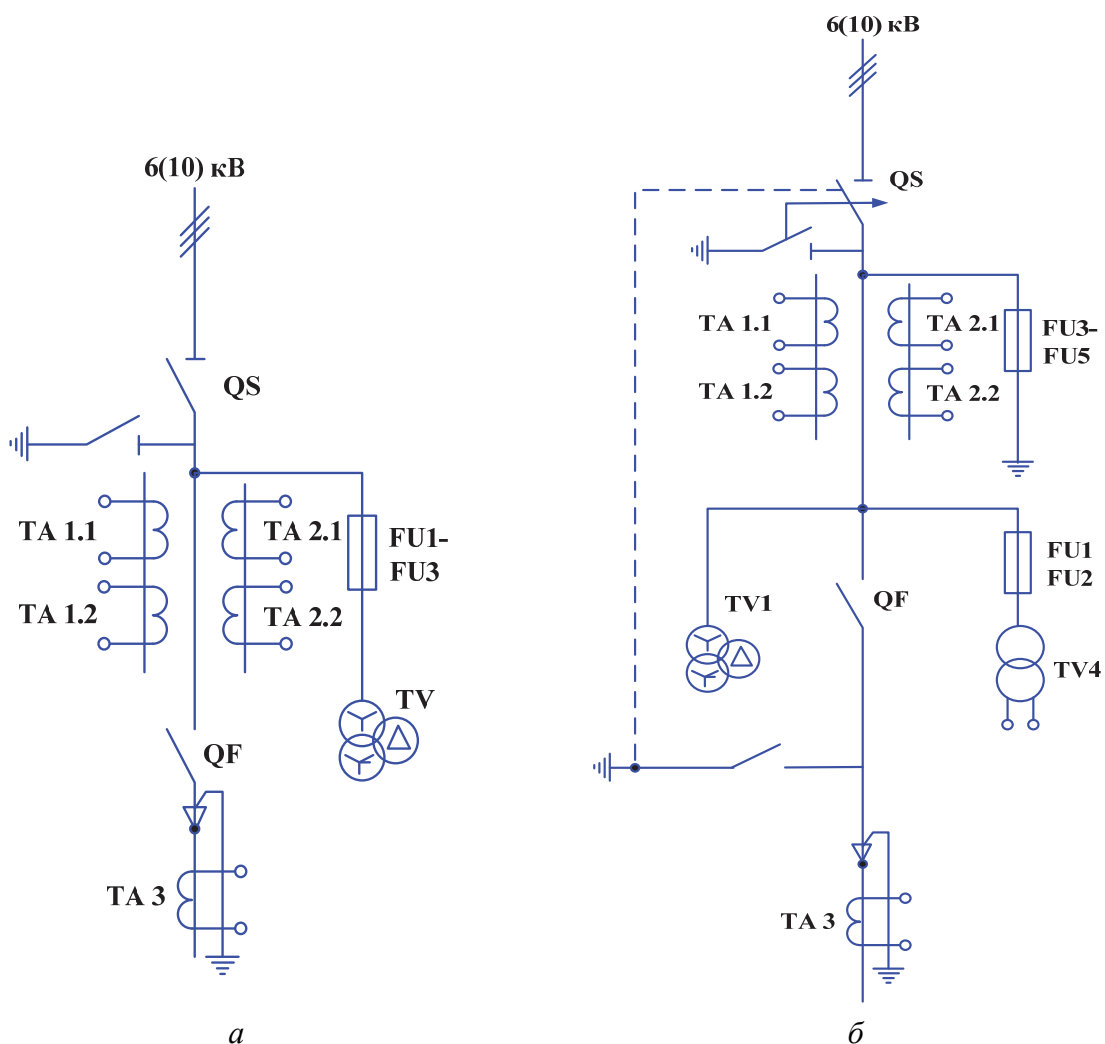


Рис. 1.15. Однолинейные схемы ПП:  
 а – ЯКНО-10УХЛ; б – ЯКУ-1

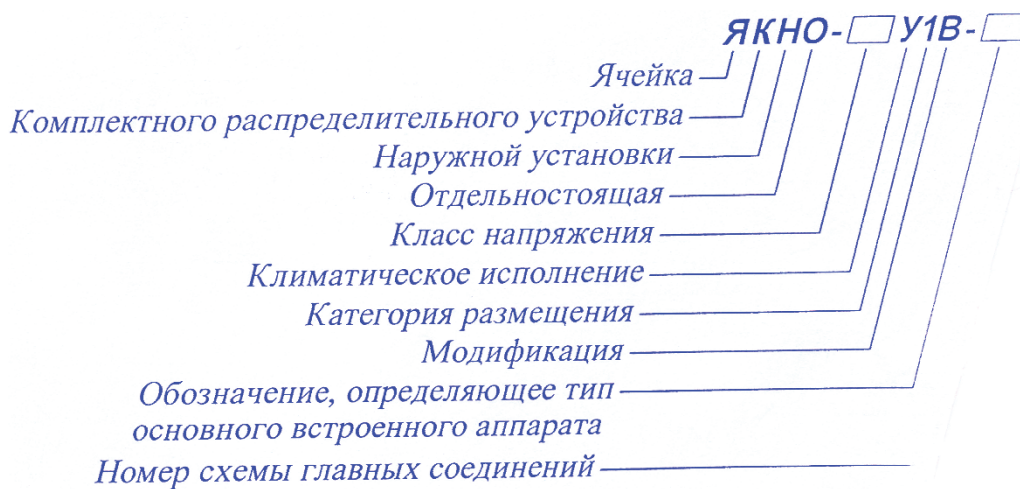


Рис. 1.16. Структура обозначений ячейки ЯКНО- 6(10)-У1В

ЯКНО по схемам 1, 3, 4, 7, 9, 10 предназначено для присоединения к высоковольтным ЛЭП различных потребителей; схемам 5, 6 для секционирования карьерных ЛЭП; схеме 8 для обеспечения освещения; по схеме 4 кроме основных функций по присоединению к высоковольтным ЛЭП различных потребителей, обеспечивает и освещение рабочих мест в карьерах.

Обозначение, определяющее тип основного встроенного оборудования, может принимать одно из следующих значений: ЭР – с масляным выключателем ВМП-10-20/630У2, управляемым приводом ПРБА-114 (1, 3, 9 – схемы главных соединений); ЭП – с масляным выключателем ВМП-10-20/630У2, управляемым пружинно-моторным приводом ПП-67 (1, 3, 5, 7, 6, 7, 9 – схемы главных соединений); ЭВ – с вакуумным выключателем ВВТЭ 10-20/630У3, ВВТП-10-20/630У3 (4 – схема главных соединений); В – с вакуумным выключателем ВВ/TEL – 10-12,5/1000У3 или ВВ/TEL – 10-20/1000У3 (1, 3, 5, 6, 7, 9 – схемы главных соединений); ПВ – с вакуумным выключателем ВВТП-10-20/630У3 (1, 2, 3, 5, 6, 7, 9 – схемы главных соединений); РЭ – с вакуумным выключателем ВБСК-10-20/630У3УХЛ2 (1, 3, 4, 5, 6, 7, 9 – схемы главных соединений); ЭТ – с силовым масляным трансформатором мощностью 25–630 кВА и вводным автоматическим выключателем (8 – схема главных соединений); Р – в ЯКНО встроен только разъединитель (10 – схема главных соединений).

### **Устройство и принцип работы**

Устройство и принцип работы рассматриваем на примере схемы 4 главных соединений.

Шкаф (рис. 1.17) состоит из отсеков:

- управления;
- силового трансформатора;
- высоковольтного выключателя.

В отсеке управления, расположенном с фасадной части шкафа, находятся: приводы разъединителя, приборная панель управления и сигнализации, автоматические выключатели оперативных цепей обогрева, освещения.

В отсеке силового трансформатора, расположенном над отсеком управления, находится силовой масляный трансформатор ОМП, защищаемый предохранителями ПКТ и служащий источником оперативного тока, обогрева шкафа, источником тока для внешней цепи освещения прилегающей площадки.

В отсеке разъединителя, расположенного в верхней задней стороне шкафа, установлен вводной разъединитель РВЗ, обеспечивающий отделение электрооборудования шкафа от источника электроснабжения с созданием видимого разрыва цепи, а также трансформатор НОЛ.11, обеспечи-



вающий наличие ремонтного освещения внутри шкафа, а также освещения перед шкафом и за ним при отключенном вводном разъединителе.

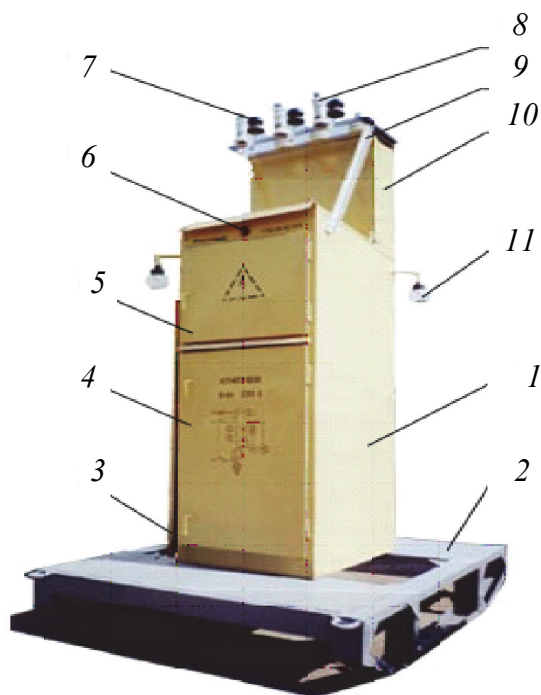


Рис. 1.17. Общий вид ЯКНО-6(10)У1В-ЭВ-4 с воздушным вводом и кабельным выводом: 1 – шкаф с аппаратурой; 2 – салазки; 3 – лестница; 4 – дверь отсека управления; 5 – дверь отсека трансформатора собственных нужд; 6 – сигнальная лампа аварийного отключения; 7 – изолятор опорный ШФ-10; 8 – разрядник РВО-6(10); 9 – раскос короба воздушного ввода; 10 – короб воздушного ввода; 11 – светильник наружного освещения

В отсеке выключателя, расположенном под отсеком вводного разъединителя, установлены: один вакуумный выключатель типов ВВТЭ, ВБСК, ВВП, ВБЭМ, ВВ/ТЛ или масляный выключатель ВПМ; два трансформатора тока ТОЛ; трансформаторы напряжения ЗНОЛП (НАМИ); трансформатор тока нулевой последовательности ТЗЛ-1, служащий для осуществления защиты от однофазных замыканий на землю; заземляющие ножи на выводных контактах высоковольтного выключателя, служащие для разрядки кабельной линии, подсоединенной к выключателю, механизмы блокировок и сцеплений разъединителя с приводами; ограничители перенапряжений ОПН.

ЯКНО с воздушным вводом комплектуется устройством, устанавливаемым на крыше и исключающим наличие неогражденных токоведущих частей на высоте ниже 4,5 м, а также обеспечивающим установку опорно-штыревых изоляторов ШС, линейных разрядников РВО и подключение ЛЭП к ЯКНО в соответствии с требованиями ПУЭ.

Кабель отходящей линии вводится в ЯКНО через отверстие в дне высоковольтного отсека, через трансформатор тока нулевой последовательности ТЗЛ-1 и присоединяется к выводным контактам высоковольтного выключателя через переходные пластины.

На боковой стенке шкафа ЯКНО имеется складная лестница для подъема на крышу при полностью снятом напряжении.

**Приключательный пункт ЯКНО-10УХЛ1.** ПП типа ЯКНО по назначению и способу управления выпускаются в двух исполнениях.

По назначению: ПП исполнения I предназначены для установки в ответвительных и магистральных сетях карьеров, а также для присоединения отдельных электропотребителей к внутрикарьерным электрораспределительным линиям; ПП исполнения II предназначены для питания электрооборудования комплексов наружного действия и одноковшовых экскаваторов (рис. 1.18).

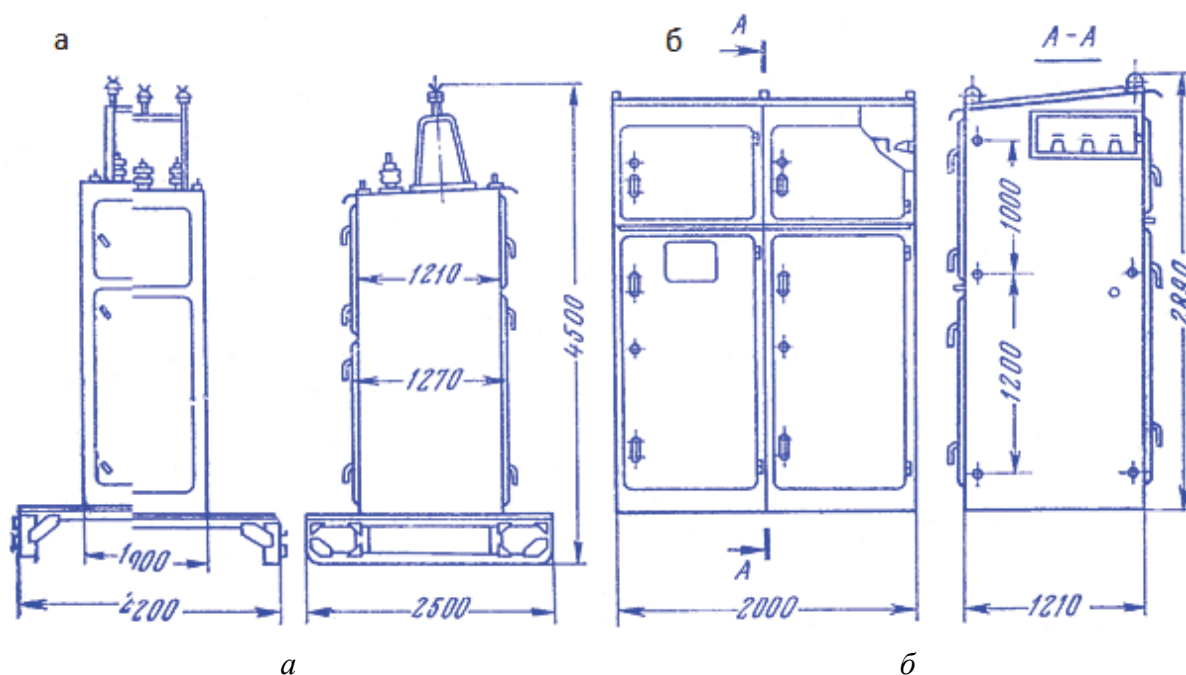


Рис. 1.18. Общий вид приключательного пункта ЯКНО-10У1:  
а – I исполнение; б – II исполнение

По способу управления высоковольтными выключателями: ПП исполнения I с пружинным приводом ПП-67 (ЯКНО-6ЭП, ЯКНО-10ЭП); ПП исполнения II с ручным приводом ПРБА (ЯКНО-6ЭР, ЯКНО-10ЭР или ЯКНО-10У1).

ПП типа ЯКНО-6ЭП 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 перенапряжения.

Шкаф ПП разделен сплошными перегородками на три отсека: в отсеке линейного разъединителя расположен разъединитель и проходные изоляторы. В отсеке масляного выключателя: трансформаторы тока нулевой последовательности, высоковольтные предохранители, механизмы блокировок. В отсеке управления: приводы разъединителя и масляного выключателя, блок защиты, аппаратура измерения, контроля и сигнализации.

Доступ во все отсеки закрыт запирающимися дверями. Отсеки разъединителя, кроме дверей, имеют сетчатое ограждение. Дверь отсека масляного выключателя снабжена блокировкой, недопускающей ее открывания при включенном разъединителе.

Соответствующие блокировки имеются между приводами масляного выключателя и разъединителя, а также приводами основных ножей и заземляющих ножей линейного разъединителя.

**Схема вторичной коммутации ЯКНО.** Принципиальная электрическая схема силовых цепей и цепей управления приведена на рис. 1.19, а спецификация элементов, входящих в данную схему, – в табл. 1.6.

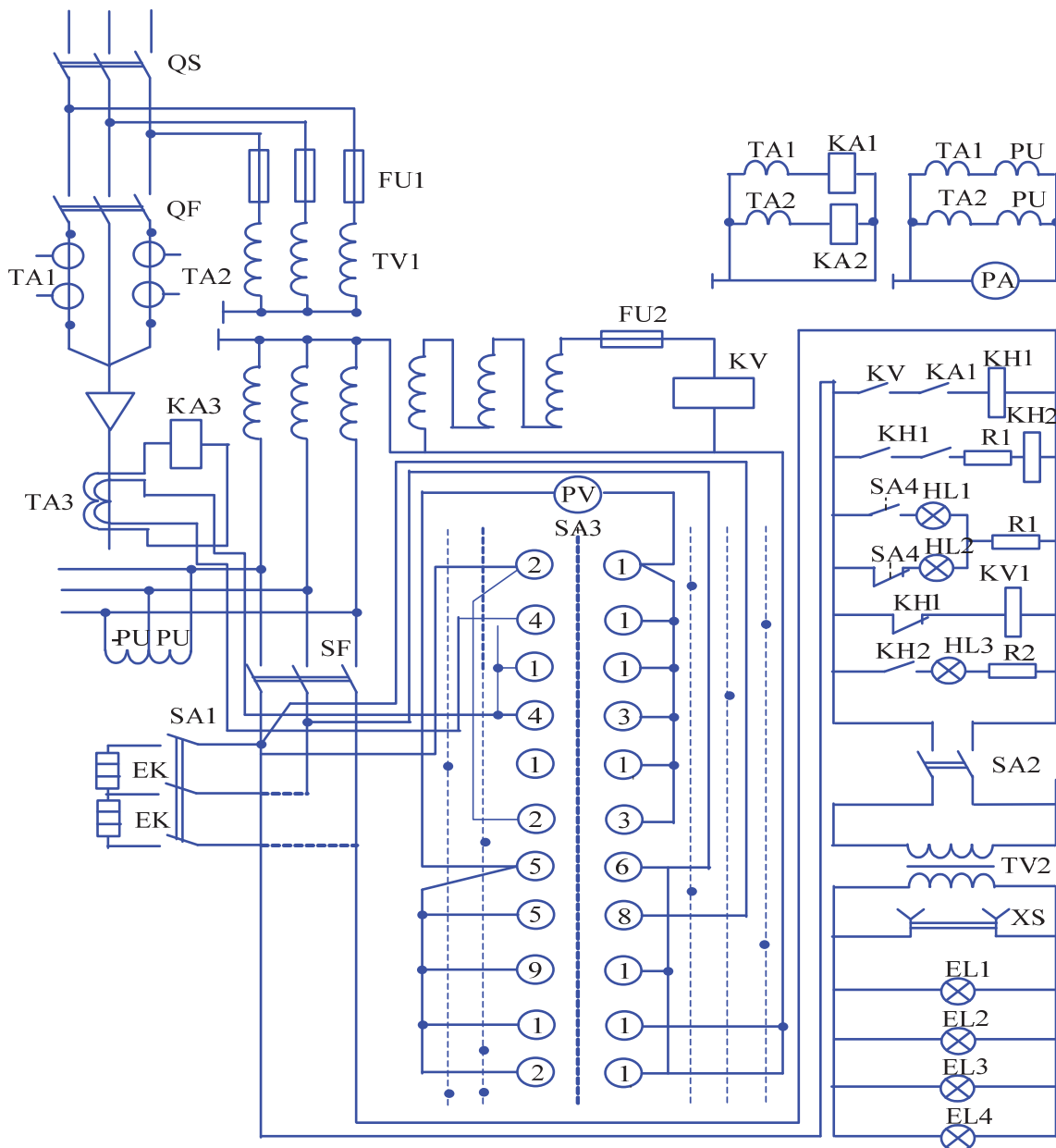


Рис. 1.19. Схема вторичной коммутации ПП ЯКНО-10

Таблица 1.6

## Спецификация элементов III типа ЯКНО-10УХЛ1

Обозначение на схеме	Наименование	Тип	Параметры
QS	Линейный разъединитель	РВФЗ-10/600	10 кВ, 600 А
QF	Выключатель масляный	ВМП-10К	10 кВ, 630 А
SF	Выключатель автоматический	АП-50-3МТ	$I_{расч} = 10$ А
SA1	Выключатель трехполюсный		
SA2	Выключатель двухполюсный	ПВМ-10	
TA1,TA2	Трансформатор тока	ТПЛМ10	$K_{ТТ} = 60$
TV1	Трансформатор напряжения	НТМИ-10	$K_{TV} = 100$
TA3	Трансформатор тока нулевой последовательности	ТНП-2	Кабельного типа
TV2	Трансформатор понижающий	ТОС-2-0,4	0,4 кВА, 127/36
FU1	Предохранитель	ПКТ-10	10 кВ
FU2	Предохранитель	ППТ-10	250 В
KA1,KA2	Реле токовое	РТМ-1	
KV	Реле напряжения нулевой последовательности	РН-53/60Д	$U_{уст} = 30-60$ В
KN1	Реле промежуточное	РП-25	–
KN2	Реле сигнальное	РУ-21	–
KV1			–
KA	Реле тока нулевой последовательности	РТЗ-51	
HL1,HL2, HL3	Лампы сигнальные	ЛС-53	24В, 0,1 А
EL1-EL4	Лампы накаливания		36В, 40 Вт
PA	Амперметр	Э-378	
PV	Вольтметр	Э-378	0–300 А
SA3	Переключатель вольтметровый	КФ-44556а	
PI	Счетчик активной энергии	САЗУ-670М	–
EK	Нагревательный элемент	ЭТ-100	–
XS	Штепсельная розетка		100 В

Аппаратура обеспечивает максимальную токовую защиту, защиту от однофазных замыканий на землю и контроль состояния изоляции фаз электрической сети напряжением 6 кВ относительно земли, минимальную защиту.

Максимальная защита мгновенного действия выполнена с помощью токовых реле КА1 и КА2, встроенных в привод масляного выключателя. Максимальная токовая защита выполнена на двух фазах электрической сети 6 кВ (см. рис. 1.19). Срабатывание реле КА1 и КА2 типа РТМ-1 происходит при протекании по их катушкам достаточных токов от вторичных обмоток трансформаторов тока соответственно ТА1 и ТА2 типа ТПЛ-10.

Вторичный ток трансформаторов тока ТПЛ-10 меньше первичного в 60 раз; номинальный первичный ток 300 А; номинальный вторичный

ток 5 А. Вворачивая или выкручивая регулировочный винт реле РТМ-1, можно изменять ток срабатывания максимальной токовой защиты от 50 А до 300 А. При срабатывании реле РТМ-1 прямого действия его якорь действует непосредственно на планку механизма свободного расцепления привода ПРБА масляного выключателя QF типа ВМП-10К. Максимальная токовая защита работает при перегрузках подключенного через ЯКНО электроприемника или возникновении короткого замыкания в высоковольтном кабеле, идущем от ЯКНО к электроприемнику, и при возникновении короткого замыкания в высоковольтном электроприемнике.

Защита от однофазных замыканий на землю осуществляется трансформатором тока нулевой последовательности ТА3 типа ТНП-2 и реле максимального тока КА3. При возникновении на защищаемом участке однофазного замыкания на землю во вторичной обмотке ТА3 появляется ток, при достаточном значении которого срабатывает КА3. Одновременно срабатывает реле KV, питающееся от трансформатора напряжения TV1 типа НТМИ и осуществляющее защиту 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 сигнальное реле КН2. При срабатывании реле КН2 через замыкающий контакт КН2 подается питание на сигнальную лампу НЛ3. Трансформатор тока ТНП-2 находится в ЯКНО на полу под масляным выключателем. Силовой кабель от выключателя проходит сквозь окно сердечника ТНП-2 и далее идет к электроприемнику.

Во вторичной обмотке трансформатора тока нулевой последовательности (ТНП-2) появляется ток только при возникновении замыкания одной или двух фаз электрической сети 10(6) кВ на землю. Причем ток в трансформаторе ТНП-2 появляется как при замыканиях фаз на землю до ЯКНО в любой точке распределительной сети 10 (6) кВ, так и после ЯКНО, т. е. в кабеле или на электроприемнике в установках 10кВ. При замыканиях в сети до ЯКНО ток нулевой последовательности, протекающий по жилам высоковольтного кабеля, проходящего сквозь окно сердечника ТНП-2, очень мал по величине, так как равен по существу только емкостному току кабеля, присоединенного к данному электроприемнику.

Реле КА3 не должно срабатывать от тока, протекающего через вторичную обмотку ТНП-2 и реле. При замыканиях фаз электрической сети на землю после ЯКНО по силовым жилам высоковольтного кабеля, проходящего сквозь окно ТНП-2, протекает суммарный емкостный ток всей электрической сети (за исключением защищаемого кабеля). Защита от замыканий на землю должна быть достаточно чувствительной, чтобы срабатывать на этот ток. Причем она не должна срабатывать при замыканиях

до ЯКНО, т. е. от собственного тока защищаемого кабеля. Так достигается селективность работы защиты от однофазных замыканий на землю.

Наличие замыканий фаз распределительной электрической сети на землю можно определить по показаниям вольтметра PV. При помощи выключателя SA3 вольтметр PV можно поочередно подключать между фазами А, В, С и нейтралью вторичной обмотки (звезды) измерительного трансформатора напряжения TV1.

При этом измеряются напряжения фаз А, В, С высоковольтной сети относительно земли. Если напряжения фаз одинаковые по величине и составляют около 6кВ (при линейном напряжении 10 кВ), т. е. симметричны, и замыканий на землю нет. В случае наличия замыкания одной из фаз на землю вольтметр покажет напряжение этой фазы относительно земли равным нулю, а напряжения двух других фаз относительно земли равными линейному напряжению, т. е. 10 кВ.

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

Сигнализация о включении, аварийном и оперативном отключении масляного выключателя осуществляется соответственно сигнальными лампами HL1, HL2, HL3. Сигнальные лампы HL1 и HL2 обе сразу гореть не могут: одна из них сигнализирует о том, что масляный выключатель включен, другая сигнализирует – масляный выключатель отключен. Загорание ламп происходит при замыканиях соответствующих контактов SA4, механически связанных планкой с приводом масляного выключателя.

Нагрузка регулируется по щитовому амперметру, подключенному к вторичным обмоткам трансформаторов тока ТА1 и ТА2. Шкала амперметра РА отградуирована по первичному току трансформаторов тока: фактически через амперметр протекает ток не более 5 А.

Электрический счетчик позволяет определить расход электроэнергии электроприемниками, подключенными через данное ЯКНО. Токовые обмотки счетчика P1 подключены к вторичным обмоткам трансформаторов тока ТА1 и ТА2. Обмотки напряжения счетчика P1 подключены к вторичной обмотке (звезде) измерительного трансформатора напряжения. Расход электроэнергии получают следующим образом: разницу показаний счетчика за период работы (смену, месяц, год) умножают на коэффициент трансформации трансформатора тока  $K_{ТА} = 60$  и коэффициент трансформации измерительного трансформатора напряжения  $K_{ТВ} = 100$ .

Согласно правилам устройства электроустановок высоковольтные приключательные пункты с масляными выключателями должны иметь подогреватели, включаемые в зимнее время. В ЯКНО два нагревательных элемента: один в отсеке управления, второй в отсеке масляного выключателя. Включаются нагревательные элементы выключателем SA1.

Оперативные цепи ЯКНО питаются от измерительного трансформатора TV1, который дает напряжение 100В. Питание оперативных цепей включается выключателем SF.

Для возможности проведения в ЯКНО работ в ночное время используются лампы накаливания EL1 – EL4. Лампы получают питание напряжением 36В через понизительный трансформатор TV2 при включении выключателя SA2.

### **Контрольные вопросы и задания**

1. Расскажите о назначении и устройстве магнитных пускателей.
2. Расскажите о назначении, устройстве и принципе действия теплового реле. В чем преимущества и недостатки токовой защиты с помощью тепловых реле.
3. Расскажите об устройстве и назначении автоматических выключателей.
4. Расскажите о максимальных токовых и минимальных расцепителях автоматических выключателей.
5. Расскажите о назначении и устройстве автоматического фидерного выключателя (АФВ) во взрывобезопасном исполнении.
6. Основные параметры АФВ-2, АФВ-2А.
7. Основные параметры магнитного пускателя ПМВИР-41.
8. Устройство пускателей серии ПВИ.
9. Достоинства и недостатки пускателей серии ПВИ относительно ПМВИ.
10. Принцип работы реле времени в пускателе ПВИ.
11. Какие приключательные пункты применяются на карьерах.
12. В каких исполнениях выпускаются ЯКНО.
13. Элементы принципиальной электрической схемы ЯКНО.
14. Элементы максимальной токовой защиты и их работа в ЯКНО.
15. Каким образом регулируется уставка срабатывания максимальной токовой защиты.
16. Элементы защиты от однофазных замыканий на землю и их работа в ЯКНО.
17. Каким прибором в ЯКНО определяется токовая нагрузка.
18. Какие устройства должны включаться в ЯКНО для его нормальной работы в зимнее время.
19. Как осуществляется питание оперативных цепей ЯКНО.
20. В какой последовательности производится включение и отключение ЯКНО.

---

---

## 2. РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Режим работы силового электрооборудования системы электроснабжения, электрооборудования технологических устройств и механизмов оказывает существенное влияние на эффективность, надежность и стабильность работы горного предприятия. Электрооборудование, работающее в режиме холостого хода, приводит к перерасходу электрооборудования и цветных металлов. Перегрузка электрооборудования приводит к перегреву сетей, трансформаторов и электродвигателей, увеличению потерь мощности и напряжения, снижению показателей качества электроэнергии.

### 2.1. Нагрузочные режимы электрооборудования и коэффициент мощности

Большая часть электроприемников потребляет из сети помимо активной мощности  $P$  и реактивную  $Q$ . Основными потребителями реактивной мощности являются: асинхронные двигатели (60–65 % от общего потребления реактивной мощности), трансформаторы (20–25 %), воздушные ЛЭП, реакторы, преобразователи и другие установки (10 %).

В этих электроприемниках ток отстает от напряжения на угол  $\varphi$  и имеет две составляющие: активную  $I_a$  и реактивную (индуктивную)  $I_L$ , а полная мощность  $S$  складывается из активной  $P$  и реактивной  $Q$  (рис. 2.1). Активная мощность  $P$ , соответствующая активной составляющей  $I_a$  тока, совершает полезную работу. Реактивная мощность  $Q$ , создаваемая реактивной составляющей  $I_L$ , тока полезной работы не совершает, но необходима для создания магнитного поля в электродвигателях, трансформаторах и других электрических машинах.

Соотношение мощностей характеризуется коэффициентом мощности  $\cos \varphi = P/S = I_a/I$  или же коэффициентом реактивной мощности  $\operatorname{tg} \varphi = Q/P$ .

В зависимости от характера электрооборудования предприятия его реактивная нагрузка может составлять до 130 % активной. Передача значительного количества реактивной мощности по линиям и через трансформаторы системы электроснабжения невыгодна по следующим причинам:



1. Увеличивается полная установленная мощность генераторов на электростанциях и трансформаторов на подстанциях;

2. Возникают дополнительные потери активной мощности и электроэнергии во всех элементах системы электроснабжения предприятий, обусловленные загрузкой их реактивной мощностью. Так, при передаче активной  $P$  и реактивной  $Q$  мощностей через элемент с сопротивлением  $R$  потери активной мощности составят

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R = \frac{P^2}{U^2} \cdot R + \frac{Q^2}{U^2} \cdot R = \Delta P_p. \quad (2.1)$$

Таким образом, дополнительные потери активной мощности  $\Delta P_p$ , вызванные протеканием реактивной мощности  $Q$ , пропорциональны квадрату ее величины.

3. Появляются дополнительные потери напряжения, которые особенно существенны в сетях, питающих системы промышленных предприятий. При передаче мощностей  $P$  и  $Q$  через элемент сети с активным сопротивлением  $R$  и индуктивным  $X$  потери напряжения составят

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U} = \frac{PR}{U} + \frac{QX}{U} = \Delta U_a + \Delta U_p, \quad (2.2)$$

где  $\Delta U_a$  и  $\Delta U_p$  – потери напряжения, обусловленные, соответственно, активной и реактивной мощностью.

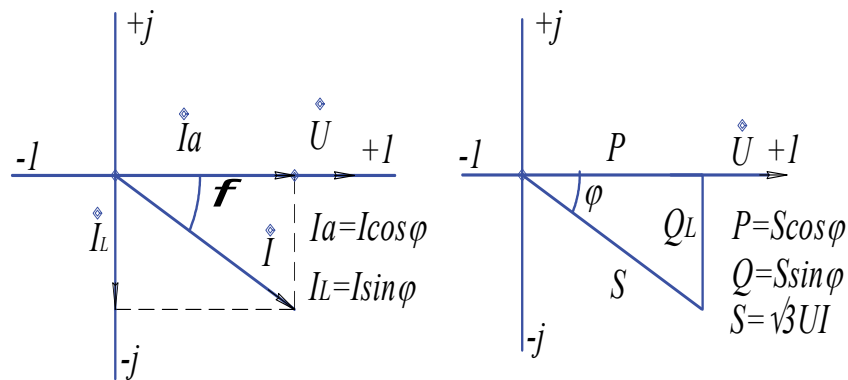


Рис. 2.1. Векторная диаграмма и треугольник мощностей для асинхронного двигателя

Дополнительные потери напряжения  $\Delta U_p$  увеличивают отклонение напряжения на зажимах приемников от номинального значения при изменениях нагрузок и режимов электрической сети. Это требует увеличения мощности и стоимости средств регулирования напряжения.

Следует иметь в виду, что загрузка сетей реактивной мощностью вызывает нежелательные последствия, независимо от направления ее перете-

кания (от системы во внутренние сети предприятия или наоборот). Так, на крупных карьерах с мощными экскаваторами, имеющими синхронные сетевые двигатели, работающие с опережающим коэффициентом мощности, избыточная реактивная мощность может перетекать в сети внешнего электроснабжения через трансформаторы главных понизительных подстанций (ГПП), вызывая дополнительные потери электроэнергии в ЛЭП и трансформаторах.

Эти обстоятельства показывают, насколько технически и экономически целесообразно приближать источники покрытия реактивной мощности к местам ее потребления в сети. Это разгружает в значительной степени питающие линии и трансформаторы от реактивной мощности, что равносильно улучшению **коэффициента мощности**.

Совокупность мероприятий, направленных на снижение потребления реактивной мощности, называется **компенсацией реактивной мощности** в сетях промышленных предприятий.

Ранее энергосистемами устанавливались нормативные значения средневзвешенного коэффициента мощности, определяемого по показаниям счетчиков активной и реактивной электроэнергии за расчетный период (месяц)

$$\cos \varphi_{\text{ср.взв.}} = \frac{W_a}{\sqrt{W_a^2 + W_p^2}}, \quad (2.3)$$

Однако многолетняя практика показала, что нормативные значения  $\cos \varphi_{\text{ср.взв.}}$  не учитывают фактические активные и реактивные нагрузки потребителей. При относительно высоком средневзвешенном коэффициенте мощности (за что предприятие получало скидки с тарифа за электроэнергию) наблюдалось низкое значение коэффициента мощности в часы максимума нагрузки энергосистемы. Это приводило к нарушению баланса реактивных мощностей в наиболее ответственные часы максимума нагрузки энергосистемы, затрудняло поддержание нормального режима электропотребления.

Согласно действующим в настоящее время «Указаниям по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях» мощность компенсирующего устройства  $Q_k$  должна определяться как разность между реактивной мощностью предприятия  $Q_p$  и предельной реактивной мощностью  $Q_3$ , предоставляемой предприятию энергосистемой по условиям режима ее работы

$$Q_k = Q_p - Q_3 = P_p (\text{tg } \varphi_p - \text{tg } \varphi_3), \quad (2.4)$$

где  $Q_p = P_p \text{tg } \varphi_p$  – расчетная мощность реактивной нагрузки предприятия в пункте присоединения к питающей энергосистеме;  $Q_3$  – мощность, соответ-

ствующая установленным предприятию условиям получения электроэнергии от энергосистемы (оптимальная реактивная мощность);  $P_p$  – расчетная мощность активной нагрузки предприятия в том же пункте;  $\operatorname{tg} \varphi_p = Q_p/P_p$  – тангенс угла, соответствующий расчетному коэффициенту мощности нагрузки предприятия;  $\operatorname{tg} \varphi_э = Q_э/P_э$  – тангенс угла, отвечающий установленным предприятию условиям получения мощности  $Q_э$ , который указывается в технических условиях на присоединение и соответствует **оптимальному коэффициенту мощности**.

Компенсирующие устройства могут размещаться в сетях напряжением до 1 кВ и выше. При этом их суммарная мощность должна равняться общей расчетной мощности компенсирующего устройства.

Мероприятия по снижению потребления (компенсации) реактивной мощности можно разделить на три группы:

- не требующие применения компенсирующих устройств;
- связанные с применением компенсирующих устройств;
- допускаемые в виде исключения.

Мероприятия, не требующие применения компенсирующих устройств (естественные), включают:

- упорядочение технологического процесса, ведущее к улучшению энергетического режима оборудования, а следовательно, и повышению коэффициента мощности;
- переключение статорных обмоток асинхронных двигателей напряжением до 1 кВ с треугольника на звезду, если их нагрузка составляет менее 40 %;
- устранение режима работы асинхронных двигателей без нагрузки (холостого хода) путем установки ограничителей холостого хода, когда продолжительность межоперационного периода превышает 10 мин;
- замену, перестановку и отключение трансформаторов, загружаемых в среднем менее чем на 30 % от их номинальной мощности;
- замену малонагруженных двигателей двигателями меньшей мощности при условии, что изъятие избыточной мощности влечет за собой уменьшение суммарных потерь активной энергии в двигателе и электро-системе;
- замену асинхронных двигателей синхронными той же мощности, где это возможно по технико-экономическим соображениям;
- регулирование напряжения, подводимого к электродвигателю при тиристорном управлении;
- повышение качества ремонта двигателей с сохранением их номинальных данных.

Мероприятия, связанные с применением компенсирующих устройств (искусственные), содержат:

- установку компенсирующих устройств – батарей статических конденсаторов, синхронных компенсаторов, тиристорных компенсаторов реактивной мощности;

- использование синхронных двигателей в качестве синхронных компенсаторов.

Мероприятия, допускаемые в виде исключения, включают:

- использование имеющихся на предприятиях синхронных компенсаторов;

- синхронизацию асинхронных двигателей с фазным ротором.

Рассмотрим характеристики основных компенсирующих устройств.

**Синхронные двигатели.** Компенсирующая способность синхронного двигателя (СД) определяется нагрузкой на его валу, напряжением, подведенным к зажимам двигателя, и током возбуждения. С уменьшением тока возбуждения ниже номинального компенсирующая способность двигателя снижается (табл. 2.1).

Таблица 2.1

**Компенсирующая способность синхронного двигателя**

Параметры	Значения параметров			
Номинальный коэффициент мощности (опережающий), отн. ед.	1,0	0,9	0,85	0,8
Полная мощность $S_{д.н.}$ , %	0	11	17	25
Компенсирующая способность	0	48	62	75

Обычно в практических условиях нагрузка СД на валу составляет 50–100 % от номинальной. При такой нагрузке, а также регулировании напряжения, подводимого к электродвигателю, можно использовать электроприводы с синхронными двигателями в качестве компенсаторов реактивной мощности при работе их с опережающим коэффициентом мощности. При этом важной особенностью СД является возможность использования их в качестве компенсирующих устройств при сравнительно небольших дополнительных первоначальных затратах, поскольку при работе с опережающим коэффициентом мощности полная мощность синхронного двигателя  $S_n$ , определяющая его стоимость, растет в гораздо меньшей степени, чем его компенсирующая способность.

**Синхронные компенсаторы.** Синхронный компенсатор (СК) – это синхронный двигатель, работающий в режиме холостого хода, т. е. без нагрузки на валу. Это позволяет специально изготавливать СК с меньшим воздушным зазором и облегченным валом по сравнению с обычным СД.

При перевозбуждении СК генерирует опережающую реактивную мощность, а при недо возбуждении потребляет отстающую реактивную

мощность. Это свойство СК используют для повышения коэффициента мощности и регулирования напряжения в электрических сетях.

Преимуществом СК является возможность автоматического плавного регулирования отдаваемой реактивной мощности в широком диапазоне.

Недостатками СК являются:

- относительно высокая стоимость, высокие удельные капитальные затраты на компенсацию;
- значительно большие потери активной мощности при компенсации (0,027 кВт/квар) по сравнению со статическими конденсаторами (0,003 кВт/квар); большая занимаемая производственная площадь и шум при работе.

Указанные особенности СК, а также возможность их пуска только от источников питания большой мощности ограничивают их применение подстанциями энергосистемы.

**Тиристорные компенсаторы реактивной мощности.** Эти устройства работают на принципе создания искусственного сдвига фаз между током и напряжением с опережающим коэффициентом мощности.

В отличие от БСК тиристорные компенсаторы реактивной мощности (ТКРМ) могут быть как источниками, так и потребителями реактивной мощности. Это происходит благодаря созданию различных углов сдвига фаз между током и напряжением за счет схемы управления тиристорами. С их помощью можно плавно регулировать величину генерируемой ими реактивной мощности. Габариты ТКРМ существенно меньше, чем габариты БСК соответствующей мощности.

В последние годы этот вид компенсирующего устройства получает все большее применение.

**Батареи статических конденсаторов.** Конденсаторные батареи (БСК) изготавливают из определенного числа секций, которые в зависимости от рабочего напряжения и расчетной величины реактивной мощности соединяют между собой параллельно, последовательно или параллельно-последовательно.

Компенсацию реактивной мощности осуществляют с помощью БСК, включаемых обычно параллельно электроприемникам (поперечная компенсация). В отдельных случаях при резко-переменной нагрузке сетей, а также для обеспечения пуска мощных электродвигателей (например, сетевых двигателей преобразовательных агрегатов мощных экскаваторов) применяют последовательное включение конденсаторов (продольная компенсация).

Конденсаторы БСК соединяют обычно в треугольник, поскольку при одной и той же емкости конденсаторов на фазу отдаваемая в сеть реактивная мощность в этом случае в 3 раза больше, чем при соединении их звездой. Действительно, реактивная мощность БСК, соединенной в треугольник

$$Q_{\Delta} = 3\omega CU_{\text{н}}^2, \quad (2.5)$$

где  $\omega = 2\pi f$  – угловая частота напряжения сети,  $\text{с}^{-1}$ ;  $C$  – фазная емкость БСК, Ф;  $U_{\text{н}}$  – номинальное линейное напряжение сети, В.

Реактивная мощность БСК, соединенной в звезду

$$Q_Y = \omega c U_{\text{н}}^2, \text{ т. е. } \frac{Q_{\Delta}}{Q_Y} = 3. \quad (2.6)$$

Размещение БСК в сетях должно удовлетворять условию наибольшего снижения потерь активной мощности от реактивных нагрузок.

При этом возможны следующие виды компенсации:

- индивидуальная с размещением конденсаторов непосредственно у приемников. В этом случае от реактивных токов разгружается вся сеть системы электроснабжения (сети внешнего и внутреннего электроснабжения и распределительные сети до приемников). Однако недостатком такого вида компенсации является неполное использование большей установленной мощности БСК, размещенных у приемников, а в условиях горных предприятий во многих случаях это технически неосуществимо из-за передвижного характера работы большинства приемников;

- групповая с размещением конденсаторов на распределительных пунктах (например, в ячейках карьерных распределительных пунктов, в камерах центральных подземных подстанций или участковых трансформаторных подстанций при подземной разработке). В этом случае распределительная сеть до приемников не разгружается от реактивных токов, но значительно увеличивается время использования БСК по сравнению с индивидуальной компенсацией;

- централизованная – с подключением БСК на шины 6–10 кВ ГПП или центрального распределительного пункта (ЦРП). В этом случае от реактивных токов разгружаются трансформаторы ГПП и сети энергосистемы, но не питающая и распределительная сети 6–10 кВ.

При установке конденсаторов 6–10 кВ мощность БСК не должна быть менее 400 квар при их присоединении через отдельный выключатель и не менее 100 квар при присоединении через общий с приемниками выключатель. Мощность БСК при групповой компенсации должна быть не менее 30 квар.

БСК напряжением 0,4–0,69 кВ могут подключаться к шинам распределительных устройств общим с приемником (рис. 2.2, а, и 2.2, б) или отдельным выключателем (рис. 2.2, в). В зависимости от назначения, напряжения и мощности БСК конденсаторы выполняются одно- и трехфазными и соединяют их параллельно или параллельно-последовательно.

Конденсаторы на напряжение 6–10 кВ изготавливают только однофазными. БСК напряжением 6–10 кВ подключают к шинам обычно через отдельный выключатель (рис. 2.3). Для защиты конденсаторов от коротких замыканий в каждой фазе БСК устанавливают высоковольтные предохранители.

В схемах БСК предусматривают специальные активные и индуктивные сопротивления (рис. 2.4), которые подключают параллельно конденсаторам. Они необходимы для разряда конденсаторов после их отключения, так как естественный саморазряд происходит медленно.

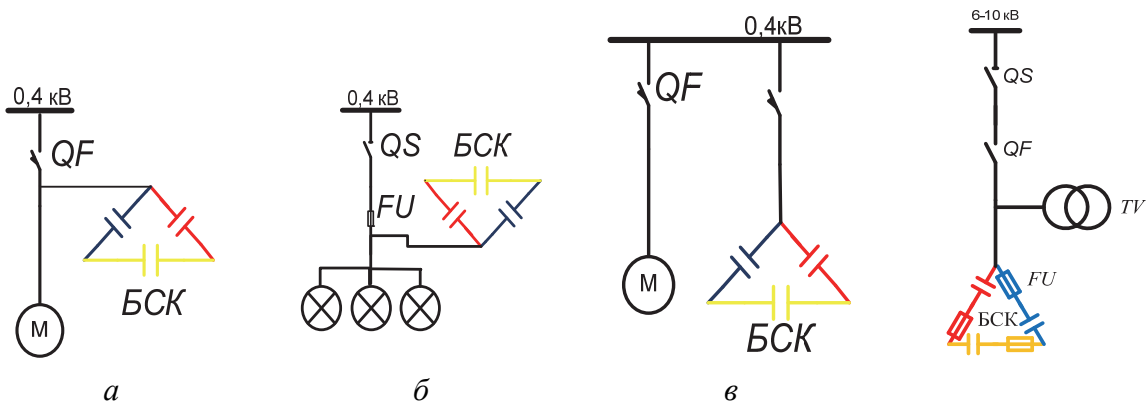


Рис. 2.2. Схемы подключения БСК к сети напряжением до 1 000 В: а, б – общим с приемником выключателем; в – отдельным выключателем

Рис. 2.3. Схема включения БСК на напряжении выше 1 000 В

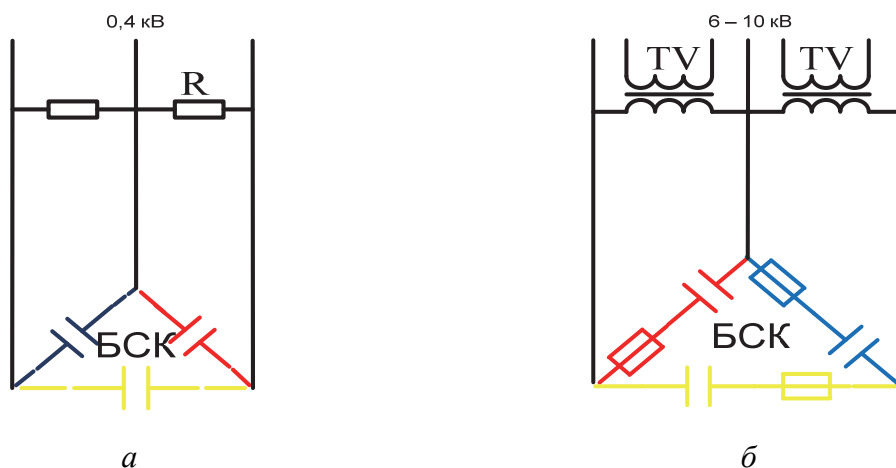


Рис. 2.4. Схемы включения разрядных сопротивлений: а – БСК напряжением до 1000 В; б – выше 1000 В

Разряд конденсаторных батарей должен осуществляться автоматически после каждого отключения батареи от сети, поэтому к ней должно быть постоянно и непосредственно (без промежуточных аппаратов) под-

ключено специальное разрядное сопротивление. Для электрических сетей напряжением выше 1 кВ разрядным сопротивлением являются сопротивления обмоток трансформатора напряжения TV, а для сетей напряжением до 1 кВ омическое сопротивление  $R$  (рис. 2.2, б).

После отключения БСК происходит разряд её на сопротивление за 3–5 мин, т. е. за время, необходимое для получения на батарее допустимого остаточного напряжения не выше 50 В.

Величина разрядного сопротивления:

$$R_{\text{раз.}} = 15 \left( \frac{U_{\text{ф}}^2}{Q} \right) \cdot 10^6, \quad (2.7)$$

где  $U_{\text{ф}}$  – фазное напряжение;  $Q$  – мощность батареи.

Так, например, при напряжении 0,4 кВ и мощности батареи 300 квар необходимое разрядное сопротивление составляет около 8 кОм.

Наибольшее применение находят комплектные конденсаторные установки (ККУ). В ККУ используют конденсаторы из бумаги, пропитанной минеральным маслом, синтетическим диэлектриком – соволом или другим жидким диэлектриком. Эти конденсаторы различаются по напряжению, числу фаз, роду установки и виду пропитки.

Изготавливают конденсаторы следующих типов: КМ1, КМА, КС, КС2, КС2А, КЭПО, КЭК1. Например, КМ 1-0,38 означает, что это конденсатор косинусный, с пропиткой минеральным маслом, для внутренней установки, первого габарита, на напряжение 380 В; КС2 – 6,3 – косинусный, с пропиткой соволом, для внутренней установки, второго габарита, на напряжение 6,3 кВ; КС2А – 6,3 – то же, для наружной установки.

ККУ состоит из соответствующего числа конденсаторов определенной мощности и вспомогательного оборудования для включения, отключения и защиты; изготавливается в виде одной или нескольких ячеек.

Если в помещениях, где устанавливают ККУ, температура воздуха превышает 30 °С, то необходимо применять принудительную вентиляцию.

На напряжение 380 В выпускают конденсаторные установки серии ККУ-0,38 мощностью 80–280 квар, а также серии УК-0,38 мощностью от 110 до 900 квар.

На напряжение 6–10 кВ выпускают ККУ серии УК-6/10, УКА(II) мощностью 450–1800 квар для внутренней и наружной установки с устройством для автоматического регулирования мощности батарей по напряжению (УК-6/10 Н).

Батареи статических конденсаторов (БСК) получили на промышленных предприятиях наибольшее распространение. Основными их достоинствами являются:



- незначительные потери активной мощности, лежащие в пределах 0,3–0,45 кВт на 100 квар;
- отсутствие вращающихся частей и сравнительно малая масса установки, не предусматривающая наличие фундамента;
- простота в эксплуатации; возможность увеличения или уменьшения установленной мощности в зависимости от потребности;
- возможность установки БСК в любой точке сети: у отдельных электроприемников (индивидуальная установка), на распределительных пунктах (групповая установка) и на подстанциях (централизованная установка).

Повышение коэффициента мощности при подключении к сети батареи статических конденсаторов (рис. 2.5) показано векторной диаграммой и треугольником мощности. В БСК ток  $I_c$  опережает напряжение на угол  $90^\circ$ , а реактивная мощность  $Q_c$  емкостного характера направлена в противоположную сторону реактивной мощности  $Q_{дв}$  двигателя. При векторном сложении токов двигателя  $I_{дв}$  и БСК  $I_c$ , реактивной мощности  $Q_{дв}$  и  $Q_c$  получаем, соответственно, вектор суммарного тока сети  $\Sigma I$  и полную мощность  $\Sigma S$ . При этом угол сдвига фаз уменьшается с  $\varphi_1$  до  $\varphi_2$ , а коэффициент мощности возрастает.

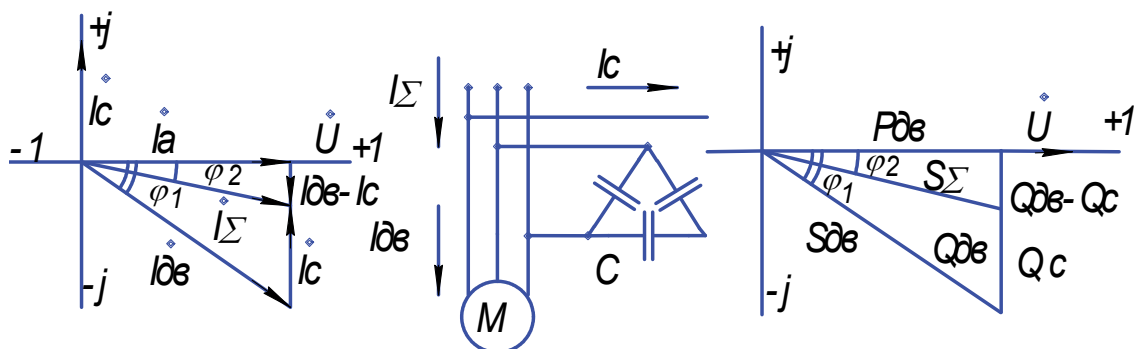


Рис. 2.5. Принцип действия конденсаторной батареи

БСК всегда включают в треугольник, так как в этом случае реактивная мощность  $Q_c$  будет максимальной. Мощность  $Q_c$  определяется по формуле

$$Q_c = \omega C U_c^2, \quad (2.8)$$

где  $\omega = 314 \text{ с}^{-1}$  – угловая частота сети;  $C$  – емкость всех конденсаторов батареи, мкФ;  $U_c$  – напряжение на конденсаторах, В.

При соединении конденсаторов в треугольник напряжение  $U_c$  равно линейному напряжению сети; при соединении БСК в звезду напряжение  $U_c$  равно фазному напряжению сети  $U_{л} = U_{\phi} \sqrt{3}$ . Поэтому реактивная мощность

БСК при соединении в треугольник  $Q_{CY}$  в 3 раза больше мощности БСК, соединенной в звезду  $Q_{сд}$ .

В общем случае мощность компенсирующих устройств рассчитывается по выражению

$$Q_k = P_{расч} (\operatorname{tg}\varphi_1 - \operatorname{tg}\varphi_2), \quad (2.9)$$

где  $P_{расч}$  – расчетная активная мощность электроприемников, кВт;  $\varphi_1$  и  $\varphi_2$  – углы сдвига фаз до и после компенсации.

Фактический угол сдвига фаз  $\varphi$  находят по средневзвешенному коэффициенту мощности:

$$\cos \varphi_{ср.взв.} = \frac{W_a}{\sqrt{W_a^2 + W_p^2}}, \quad (2.10)$$

где  $W_a$  и  $W_p$  – расход активной и реактивной электроэнергии за год или месяц.

Требуемый угол сдвига фаз определяют по нормируемому значению коэффициента мощности, которое составляет: 0,85 – при питании от местных электростанций на генераторном напряжении; 0,93 – при питании от районных сетей напряжением 110–220 кВ или от электростанций по сетям напряжением 35 кВ; 0,95 – при питании от сетей напряжением 35 кВ, подключенным не к электростанциям, а к районным сетям напряжением 110–220 кВ.

**Измерение мощности методом двух ваттметров.** Измерение мощности трехпроводной сети (без нулевого провода) производится по схеме (рис. 2.6). Последовательные обмотки ваттметров включаются в любые два провода сети, а параллельные – на напряжения между этими проводами и третьим, свободным проводом. Так как провода, в которые включаются последовательные обмотки, выбираются произвольно, то схема включения двух ваттметров может быть составлена тремя различными способами, один из них показан на рис. 2.6. При сборке этих схем необходимо следить за тем, чтобы генераторные концы параллельных обмоток, отмеченные на рис. 2.6 звездочками, присоединялись обязательно к тому проводу сети, в который включена последовательная обмотка.

Мощность  $P = P_1 + P_2$ , где  $P_1$  и  $P_2$  – показания ваттметров.

Согласно приведенной векторной диаграмме (рис. 2.7) показания ваттметра, включенного в фазу А,

$$P_1 = U_{ав} I_a \cos (30^\circ + \varphi_a), \quad (2.11)$$

показания ваттметра, включенного в фазу С,

$$P_2 = U_{св} I_c \cos (30^\circ - \varphi_c). \quad (2.12)$$

При подсчете активной мощности показания приборов нужно складывать, если оба дают положительные показания, и вычитать, если стрелка одного из них при нормальном включении отклоняется влево от нуля.

Отрицательные показания будут иметь место при индуктивной нагрузке, когда  $\varphi_a > 60^\circ$  (величина  $\cos(30^\circ + \varphi_a)$  становится отрицательной), либо при емкостной нагрузке, когда  $\varphi_a < 60^\circ$ , т.е. при отрицательной величине  $\cos(30^\circ - \varphi_c)$ . Для отрицательного показания необходимо изменить полярность одной из обмоток (последовательной или параллельной) соответствующего ваттметра, но при этом не следует забывать о знаке.

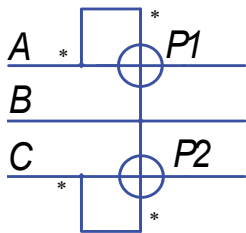


Рис. 2.6. Принципиальная схема

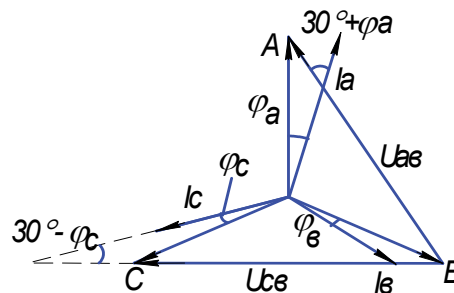


Рис. 2.7. Векторная диаграмма

При  $\cos\varphi$ , лежащем в пределах 1,0–0,5, показания двух приборов положительные; при  $\cos\varphi = 0,5$  показания одного из них равны 0, и в этом случае вся мощность трехфазной цепи измеряется одним ваттметром, при  $\cos\varphi < 0,5$  показания одного ваттметра становятся отрицательными.

Подсчитывают  $\cos\varphi$  по формуле

$$\cos\varphi = \frac{P_1 + P_2}{2\sqrt{P_1^2 + P_1 \cdot P_2 + P_2^2}}. \quad (2.13)$$

Этот способ определения  $\cos\varphi$  можно применять только при равномерной нагрузке.

## 2.2. Режимы работы трансформаторов на подстанции

Цеховые подстанции служат для приема электроэнергии от главной понизительной подстанции предприятия, понижения напряжения с 6–10 кВ до 0,4–0,69 кВ и распределения электроэнергии между цеховыми электроприемниками.

Комплектные трансформаторные подстанции изготавливаются для внутренней (КТПВ) и наружной (КТПН) установки; они могут быть закрытыми и открытыми.

Если потребитель имеет приемники 2-й и 3-й категорий, то на подстанции устанавливается один трансформатор без сборных шин на стороне ВН. При наличии у потребителя приемников 1-й категории бесперебой-

ность их электроснабжения должна быть обеспечена резервированием, осуществляемым автоматически со стороны НН другой цеховой подстанции. Более надежным считается электроснабжение потребителей 1-й категории при использовании на цеховой подстанции двух трансформаторов с устройствами АВР, установленными на стороне НН.

**Конструктивное выполнение подстанций.** Основным конструктивным исполнением КТПВ является модульная шкафная компоновка его основных элементов с передним обслуживанием трансформатора, шкафов ВН и НН, имеющих металлические или полимерные защитные кожухи.

Вместо масляных трансформаторов для безопасности эксплуатации на КТП применяют трансформаторы, заполненные негорючей жидкостью с сухой изоляцией, или с баком повышенной прочности.

Комплектные трансформаторные подстанции внутренней установки состоят из трех основных элементов: вводного устройства 6 (10) кВ, силового трансформатора и распределительного устройства 0,4 кВ.

Вводное устройство высокого напряжения типа ВВ-1 представляет собой металлический шкаф, укрепленный на баке силового трансформатора. Вводное устройство типа ВВ-2 – закрытый шкаф с встроенными в него выключателем нагрузки типа ВНП-17 с предохранителями типа ПК. Выключатель нагрузки предназначен для отключения трансформатора со стороны ВН при ХХ или номинальной нагрузке. При КЗ трансформатор отключается предохранителями. Для отключения одной из линий в шкафу типа ВВ-2 имеются съемные шинные накладки.

Распределительное устройство НН состоит из набора металлических шкафов с аппаратурой, ошиновкой и проводами. Защитно-коммутационной аппаратурой РУ являются автоматические воздушные выключатели серии АВМ-4, АВМ-10 (в современных подстанциях «Электрон» и ВА) выдвижного исполнения, которые расположены в закрытых шкафах и управляются ручками или ключами, расположенными на дверцах шкафов. Измерительные приборы и реле размещены в отсеках приборов и на дверцах шкафов. При двухрядном расположении КТП ряды соединяются шинным мостом, состоящим из металлического короба с соединительными шинами и проводами.

**Выбор трансформаторов для подстанций.** Цеховые трансформаторы имеют следующие номинальные мощности: 100, 160, 250, 400, 630, 1 000, 1 600, 2 500 кВА.

С увеличением мощности трансформаторов растут токи короткого замыкания, поэтому единичная мощность трансформаторов, питающих электроустановки до 1 000 В, ограничивается допустимыми величинами тока короткого замыкания. Считается нецелесообразным применение трансформаторов со вторичным напряжением до 0,4 кВ мощностью более

2500 кВА. Число типоразмеров трансформаторов в цехе должно быть минимальным.

Однотрансформаторные подстанции рекомендуется применять при наличии в цехе (корпусе) приемников электроэнергии, допускающих перерыв электроснабжения на время доставки складского резерва или при резервировании, осуществляемом на линиях низкого напряжения от соседних ТП, т. е. они допустимы для потребителей 2-й и 3-й категорий, а также при наличии в сети 380–660 В небольшого количества (до 20 %) потребителей 1-й категории. Двухтрансформаторные подстанции в цехах предприятий применяются чаще, так как, как правило, имеются электроприемники 1-й и 2-й категорий по надежности электроснабжения.

При выборе количества и мощности цеховых трансформаторов учитывается потребляемая нагрузка цеха и удельная плотность нагрузки  $\sigma_n$ . При плотности нагрузки до  $\sigma_n = 0,15$  кВА/м<sup>2</sup> целесообразно применять трансформаторы мощностью до 1 000 и 1 600 кВА, при плотности 0,15–0,35 кВА/м<sup>2</sup> – мощностью 1 600 кВА. При плотности более 0,35 кВА/м<sup>2</sup> целесообразность применения трансформаторов мощностью 1 600 или 2 500 кВА обосновывается технико-экономическими расчетами.

Ориентировочный выбор числа и мощности цеховых трансформаторов производится по удельной плотности  $\sigma_n$  нагрузки

$$\sigma_n = S_{\text{расч}}/F, \quad (2.14)$$

где  $S_{\text{расч}}$  – расчетная нагрузка цеха (корпуса, отделения), кВА;  $F$  – площадь цеха (корпуса, отделения), м<sup>2</sup>.

Выбор номинальной мощности трансформаторов рекомендуется производить по расчетной мощности нормального и аварийного режимов работы исходя из рациональной загрузки в нормальном режиме и с учетом минимально необходимого резервирования в послеаварийном режиме. Номинальная мощность трансформаторов  $S_{\text{н.т}}$  определяется по средней нагрузке  $S_{\text{ср}}$  за максимально загруженную смену:

$$S_{\text{н.т}} = S_{\text{ср}}/(NK_3), \quad (2.15)$$

где  $N$  – число трансформаторов;  $K_3$  – коэффициент загрузки трансформатора.

Наивыгоднейшая загрузка цеховых трансформаторов зависит от категории надежности потребителей электроэнергии, от числа трансформаторов и способа резервирования. Рекомендуется принимать следующие коэффициенты загрузки трансформаторов: для цехов с преобладающей нагрузкой 1-й категории для двухтрансформаторных ТП  $K_3 = 0,75–0,8$ ; для цехов с преобладающей нагрузкой 2-й категории для однотрансформаторных подстанций в случае взаимного резервирования трансформаторов на низшем напряжении  $K_3 = 0,8–0,9$ ; для предприятий с преобладанием приемников 3-й категории  $K_3 = 0,95–1$ .

При выборе числа и мощности цеховых трансформаторов одновременно должен решаться вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ.

Суммарную расчетную мощность конденсаторных батарей низшего напряжения (НБК), устанавливаемых в цеховой сети, определяют расчетами по минимуму приведенных затрат в два этапа:

- 1) выбирают экономически оптимальное число цеховых трансформаторов;
- 2) определяют дополнительную мощность НБК в целях снижения потерь в трансформаторах и сети напряжением 6–10 кВ предприятия.

Минимальное число цеховых трансформаторов  $N_{\text{мин}}$  с одинаковой мощностью  $S_{\text{н.т.}}$ , предназначенных для питания технологически связанных нагрузок, определяется по формуле

$$N_{\text{мин}} = P_{\text{ср}} / (K_3 S_{\text{н.т.}}) + \Delta N, \quad (2.16)$$

где  $P_{\text{ср}}$  – средняя активная мощность технологически связанных нагрузок;  $K_3$  – рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора;  $\Delta N$  – добавка до ближайшего целого числа.

При трех трансформаторах и менее их мощность выбирают по средней активной мощности за наиболее загруженную смену  $P_c$  по формуле

$$S_{\text{н.т.}} > P_c / K_3 \cdot N_{\text{опт.}} \quad (2.17)$$

Наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ, определяют по формуле

$$Q_{\text{макс.т.}} = \sqrt{(N_{\text{опт.}} K_3 S_{\text{н.т.}}) - P_c^2}. \quad (2.18)$$

Суммарная мощность конденсаторных батарей на стороне 1 кВ составит

$$Q_{\text{нк1}} = Q_c - Q_{\text{макс.тр.}}, \quad (2.19)$$

где  $Q_c$  – суммарная средняя реактивная мощность электрических нагрузок напряжением до 1 кВ за наиболее загруженную смену.

Число и мощность силовых трансформаторов цеховой подстанции определяют в следующем порядке.

Расчетную полную мощность трансформаторов находят по формуле

$$S_p = P_p / \cos \varphi_{\text{ср.взв.}} = \sqrt{3} I_p \cdot U_{\text{ном}}, \quad (2.20)$$

где  $P_p$  – расчетная активная мощность всех электроприемников цеха, кВт;  $\cos \varphi_{\text{ср.взв.}}$  – средневзвешенный коэффициент мощности;  $I_p$  – расчетный ток всех электроприемников цеха, А;  $U_{\text{ном}}$  – номинальное линейное напряжение сети, кВ.

Расчетную активную мощность  $P_p$  находят методом коэффициента спроса или методом коэффициента максимума. Средневзвешенный коэффициент мощности  $\cos \varphi_{\text{ср.взв.}}$  (без учета устройств компенсации) рассчитывают по выражению

$$\cos \varphi_{\text{ср.взв.}} = \frac{W_a}{\sqrt{W_a^2 + W_p^2}}, \quad (2.21)$$

где  $W_a$  и  $W_p$  – расход активной и реактивной энергии, кВт·ч и квар·ч.

Если  $\cos \varphi_{\text{ср.взв.}}$  отличается от нормируемого значения, то выбирают компенсирующие устройства для повышения коэффициента мощности. При этом полную мощность трансформаторов подстанции определяют с учетом коэффициента мощности, получаемого при использовании компенсирующих устройств.

Выбирают число трансформаторов, которое должно быть при наличии электроприемников 1-й категории равно двум, часто если преобладают электроприемники 2-й категории, то число трансформаторов на подстанции также принимают равным двум.

Выбирают номинальную мощность трансформатора  $S_{\text{н.т}}$  так, чтобы в нормальном режиме он был загружен на 70–80 % от своей номинальной мощности, а в аварийном режиме перегрузка не превышала 40 %. В этом случае коэффициенты загрузки должны составлять:

- в нормальном режиме

$$K_3 = S_p / (2S_{\text{н.т}}); \quad (2.22)$$

- в аварийном режиме при выходе из строя одного трансформатора

$$K_{3\text{.ав.}} = S_p / (S_{\text{н.т}}) < 1,4. \quad (2.23)$$

При этом перегрузка на 40% ( $K_{3\text{.ав.}} = 1,4$ ) допускается в течение 5 суток по 6 ч в день.

С целью разукрупнения цеховых подстанций номинальная мощность одного трансформатора  $S_{\text{н.т}}$  не должна превышать 1 600 кВА при номинальном первичном напряжении  $U_{1\text{ном}} = 6\,000$  В и 2 500 кВА при напряжении  $U_{1\text{ном}} = 10\,000$  В. Если одна подстанция не может обеспечить питанием электрическую нагрузку цеха, то в цехе устанавливается несколько трансформаторных подстанций.

На схеме двухтрансформаторной подстанции (рис. 2.8) напряжение ( $U_{1\text{ном}} = 6–10$  кВ) от главной понизительной подстанции (ГПП) по двум линиям поступает на вводы I и II цеховой подстанции, а от них через выключатели QF1 и QF2 – на I и II секции шин 6–10 кВ. Секционный выключатель QF3 в нормальном положении выключен. От шин через разъединители QS1, QS2, предохранители FU1, FU2 напряжение подается на силовые трансформаторы T1, T2, первичные обмотки которых соединены по схеме

звезды, а вторичные – по схеме звезды с нулевым выводом. Нулевые выводы обмоток соединены с землей G и нулевой шиной N. Вторичное напряжение  $U_{2ном} = 0,4$  кВ через главные автоматические выключатели QF4 и QF5 подается на секции шин низкой стороны. Секционный автоматический выключатель QF6 в нормальном положении отключен. Через автоматические выключатели QFi напряжение передается к цеховым электроприемникам. Корпуса электроприемников в целях безопасности соединены четвертой жилой кабелей с нулевой заземленной шиной N. При повреждении изоляции выключатель быстро отключает кабельную линию с поврежденным электроприемником и устраняет опасность поражения человека электрическим током.

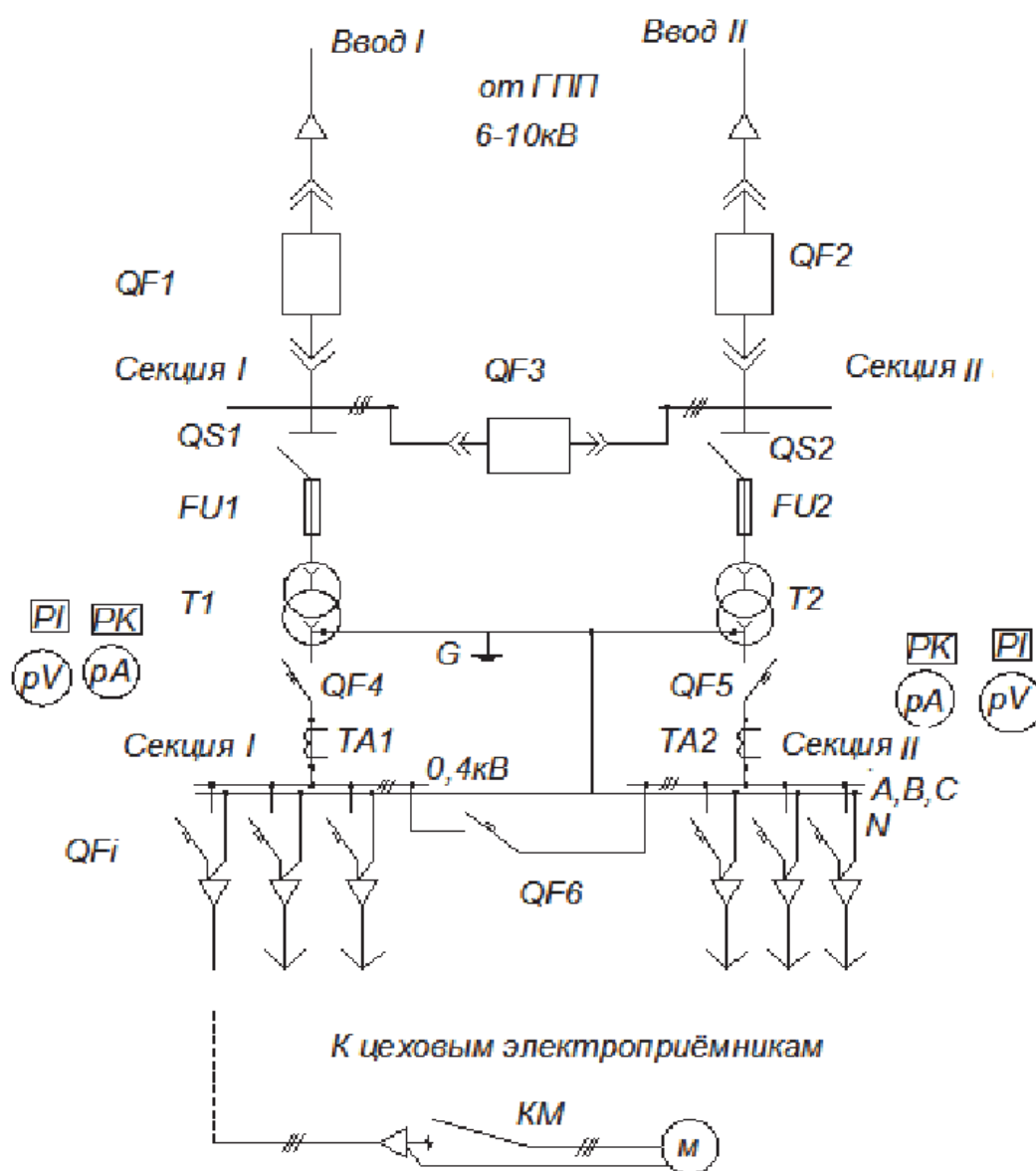


Рис. 2.8. Схема двухтрансформаторной подстанции



При исчезновении напряжения на вводе I или II подстанции автоматически включается секционный выключатель QF3, который подает напряжение на ту секцию шин, где пропало напряжение.

Каждая секция шин подстанции оснащена измерительными приборами: амперметром PA, вольтметром PV, счетчиками активной PI и реактивной PK энергии.

При раздельной работе трансформаторов цеховых подстанций токи короткого замыкания меньше, чем при их параллельной работе. Это позволяет применять коммутационные аппараты с меньшей электродинамической стойкостью, которые имеют малые массогабаритные размеры и стоимость. При параллельной работе трансформаторов уменьшаются потери электроэнергии и напряжения, более равномерной становится загрузка трансформаторов, легче осуществляется запуск электродвигателей, но при коротких замыканиях на секциях шин 0,4 кВ защита отключает все цеховые электроприемники. Поэтому целесообразнее по техническим и экономическим причинам трансформаторы включать на параллельную работу лишь при наличии электроприемников 1-й категории.

Параллельной работой двух или нескольких трансформаторов называется работа при параллельном соединении их обмоток как на первичной, так и вторичной сторонах. При параллельном соединении одноименные зажимы трансформаторов присоединяют к одному проводу сети.

Применение нескольких параллельно включенных трансформаторов вместо одного суммарной мощности необходимо для обеспечения бесперебойного электроснабжения в случае аварии в каком-либо трансформаторе или отключения его для ремонта. Это также целесообразно при работе трансформаторной подстанции с переменным графиком нагрузки, например когда мощность нагрузки значительно меняется в различные часы суток. В этом случае при уменьшении мощности нагрузки можно отключить один или несколько трансформаторов, для того чтобы нагрузка трансформаторов, оставшихся включенными, была близка к номинальной, в итоге эксплуатационные показатели работы трансформаторов (КПД и  $\cos \varphi$ ) будут достаточно высокими.

Для параллельной работы трансформаторов необходимо соблюдать следующие условия:

1. Номинальные первичные и, соответственно, вторичные напряжения, а значит, и коэффициенты трансформации должны быть равными. При несоблюдении этого условия, даже в режиме ХХ, между параллельно включенными трансформаторами возникает уравнивающий ток, обусловленный разностью вторичных напряжений трансформаторов. При нагрузке трансформаторов уравнивающий ток накладывается на нагрузочный. При этом трансформатор с более высоким вторичным напряжением ХХ (с мень-

шим коэффициентом трансформации) оказывается перегруженным, а трансформатор равной мощности, но с большим коэффициентом трансформации – недогруженным. При значительной разнице коэффициентов трансформации нормальная работа трансформаторов становится практически невозможной. Однако ГОСТ допускает включение на параллельную работу трансформаторов с различными коэффициентами трансформации, если разница коэффициентов трансформации не превышает  $\pm 0,5\%$ .

2. Соединения обмоток трансформаторов должны принадлежать к одной группе, например: «звезда» – «звезда»  $Y/Y - 12$  или «звезда» – «треугольник»  $Y/\Delta - 11$ , чтобы векторы вторичных напряжений совпадали по направлению. При несоблюдении этого условия вторичные линейные напряжения трансформаторов окажутся сдвинутыми по фазе относительно друг друга, и в цепи трансформаторов появится разностное напряжение  $\Delta U$ , под действием которого возникнет значительный уравнивающий ток, который может быть настолько большим, что окажется опасным для обмоток трансформаторов.

3. Напряжения короткого замыкания  $U_{кз\%}$  должны быть равными. Равенство напряжений короткого замыкания обеспечивает распределение нагрузки между трансформаторами в соответствии с их номинальными мощностями. При включении на параллельную работу трансформаторов с неравными напряжениями короткого замыкания трансформатор с меньшим значением  $U_{кз}$  будет перегружаться, а с большим  $U_{кз}$ , наоборот, недогружаться.

Плата за электроэнергию производится по одному из трех тарифов:

- за израсходованную активную электроэнергию (по одноставочному тарифу);
- за максимум активной мощности в часы максимальной нагрузки энергосистемы и израсходованную электроэнергию (по двухставочному тарифу);
- за израсходованную электроэнергию в часы максимальной нагрузки энергосистемы, израсходованную электроэнергию в часы средней нагрузки энергосистемы, израсходованную энергию в часы минимальной нагрузки энергосистемы (по дифференцированному тарифу). Предприятия вправе сами выбирать вид тарифа. При выполнении данной работы рекомендуется применять двухставочный тариф

$$C_{э.год} = a \cdot P_{\max} + b \cdot W_{а.год}, \quad (2.24)$$

где  $a$  – годовая стоимость содержания электрических сетей, руб./МВт·мес.;  $P_{\max}$  – заявленная предприятием максимальная активная мощность, МВт;  $b$  – ставка на оплату технологического расхода, руб./МВт·ч;  $W_{а.год}$  – годовой расход активной энергии, МВт·руб.

Значения  $a$ ,  $b$ , приведены в табл. 2.2.

Величина  $P_{\max}$  принимается равной суммарной рассчитанной активной мощности значениям активной  $\sum P_p$  из таблицы нагрузок. Годовой расход активной  $W_{a.\text{год}}$  энергии определяется произведением  $\sum P_p$  на годовой фонд времени работы основного оборудования.

С учетом того, что в подавляющем большинстве случаев суммарная присоединенная мощность нагрузки промышленных предприятий превышает 1 000 кВА, расчет годовой стоимости электроэнергии для них производится по двухставочному тарифу.

### **Контрольные вопросы и задания**

1. Укажите причины возникновения низкого коэффициента мощности в электроустановках и какие последствия они вызывают.
2. Перечислите способы повышения коэффициента мощности.
3. Укажите места установки компенсирующих устройств.
4. Почему конденсаторы БСК обычно соединяют треугольником.
5. Опишите устройство и схему однотрансформаторной цеховой подстанции.
6. Назовите отличия трансформаторов типов ТМ, ТСЗ, ТМФ.
7. Укажите причины ограничения предельной мощности трансформаторов для цеха.
8. Укажите критерии выбора числа и мощности трансформаторов цеховой подстанции.
9. Назовите коэффициенты загрузки для однотрансформаторных подстанций.
10. Объясните, как определить число подстанций в цехе.
11. Объясните, как определить наибольшую реактивную мощность, которую можно передать через трансформатор подстанции.
12. Объясните, как определить необходимую мощность конденсаторных установок.
13. Критерии определения нагрузки, по которой должны быть выбраны трансформаторы.
14. Объясните, как рассчитывается расход электроэнергии.
15. Объясните, как оплачивается электроэнергия, израсходованная предприятием.
16. Объясните, как по показаниям счетчиков найти средневзвешенный коэффициент мощности.

---

---

### 3. ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

При эксплуатации силового электрооборудования, работе коммутационных устройств могут возникать различного вида аварийные режимы работы электрических сетей, электроприемников и электрических аппаратов. В аварийных режимах происходит резкое изменение тока и напряжения, а также перегрузка элементов системы электроснабжения предприятия. Неустранение таких режимов может привести к разрушению изоляции электрооборудования и электроприемников. Нарушение нормального режима работы электрооборудования приводит к простою машин и механизмов горных предприятий. Для снижения ущерба от аварийных режимов необходимо обеспечить быстрое отключение аварийных участков системы электроснабжения. Это обеспечивается применением релейной аппаратуры и защитных устройств.

**Общие сведения.** Под релейной защитой понимают совокупность специальных устройств, которые при возникновении повреждения или нарушении нормального режима работы электрооборудования подают импульс на отключение соответствующих выключателей или включают сигнальные устройства.

Основным элементом релейной защиты является реле – электрический аппарат, который при создании определенных условий питания срабатывает и выполняет необходимые операции в схемах защиты, автоматики и сигнализации. При восстановлении первоначальных условий питания реле возвращаются в исходное состояние.

К релейной защите предъявляются следующие требования.

**Быстродействие.** Быстрое отключение поврежденного оборудования или участка электрической сети предотвращает или уменьшает размеры повреждений, сохраняет нормальную работу потребителей неповрежденной части установки, предотвращает нарушение параллельной работы генераторов.

Современные устройства быстродействующей релейной защиты имеют время действия 0,04–0,1 с, указанное быстродействие требуется, когда КЗ сопровождаются глубоким понижением напряжения. В тех случаях, когда напряжение в неповрежденной части составляет 60–70 % нормального, допускается повышать время действия защиты до 0,2–2 с.

**Селективность** (избирательность) действия. Селективностью называется способность релейной защиты выявлять место повреждения и отключать его только ближайшим к нему выключателем.

**Чувствительность.** Защита должна обладать чувствительностью к таким видам повреждений или нарушений нормального режима работы в данной электроустановке или электрической сети, на которые она рассчитана, чтобы обеспечить ее действие в самом начале возникновения повреждения, чем сократить размеры повреждений оборудования при КЗ.

**Надежность.** Требование надежности состоит в том, что защита должна правильно и безотказно действовать на отключение выключателей оборудования при всех его повреждениях и нарушениях нормального режима работы, на действие при которых она предназначена, и не действовать в нормальных условиях, а также при таких повреждениях и нарушениях нормального режима работы, при которых действие данной защиты не предусмотрено и должна действовать другая защита.

В энергетических системах могут возникать повреждения и ненормальные режимы работы электрооборудования электростанций и подстанций, их распределительных устройств, линий электропередачи и электроустановок потребителей электрической энергии.

Повреждения в большинстве случаев сопровождаются значительным увеличением тока и глубоким понижением напряжения в элементах энергосистемы.

Повышенный ток выделяет большое количество тепла, вызывающее разрушения в месте повреждения и опасный нагрев неповрежденных линий и оборудования, по которым этот ток проходит.

Понижение напряжения нарушает нормальную работу потребителей электроэнергии и устойчивость параллельной работы генераторов и энергосистемы в целом.

Ненормальные режимы обычно приводят к отклонению величин напряжения, тока и частоты от допустимых значений. При понижении частоты и напряжения создается опасность нарушения нормальной работы потребителей и устойчивости энергосистемы, а повышение напряжения и тока угрожает повреждением оборудования и линий электропередачи.

Таким образом, повреждения нарушают работу энергосистемы и потребителей электроэнергии, а ненормальные режимы создают возможность возникновения повреждений или расстройства работы энергосистемы.

Для обеспечения нормальной работы энергетической системы и потребителей электроэнергии необходимо возможно быстрее выявлять и отключать место повреждения от неповрежденной сети, восстанавливая таким путем нормальные условия их работы и прекращая разрушения в месте повреждения. Опасные последствия ненормальных режимов также можно

предотвратить, если своевременно обнаружить отклонение от нормального режима и принять меры к его устранению. В связи с этим возникает необходимость в создании и применении автоматических устройств, выполняющих указанные операции и защищающих систему и ее элементы от опасных последствий повреждений и ненормальных режимов.

Первоначально в качестве подобной защиты применялись плавкие предохранители. Однако по мере роста мощности и напряжения электрических установок и усложнения их схем коммутации такой способ защиты стал недостаточным, в силу чего были созданы защитные устройства, выполняемые при помощи специальных автоматов – реле, получившие название релейной защиты. В современных электрических системах релейная защита тесно связана с электрической автоматикой, предназначенной для быстрого автоматического восстановления нормального режима и питания потребителей.

**Токовые защиты.** Защиты, которые реагируют на токи, отличные от токов нормального режима, – токи перегрузки, токи короткого замыкания (КЗ) и другие, называют токовыми защитами. Так как токи повреждения протекают от источников питания к месту повреждения через ряд неповрежденных элементов, то возникают отдельные трудности в осуществлении токовых защит.

По способу обеспечения селективности токовые защиты подразделяют на две группы: максимальные токовые защиты (МТЗ) с выдержками времени, селективность действия которых обеспечивают согласованием выдержек времени защищаемых элементов; токовые отсечки без выдержки времени или с небольшой выдержкой времени, селективность действия которых обеспечивают тем, что они срабатывают лишь при протекании через них токов, больших тока КЗ при повреждении в некоторой заданной точке электросети.

Для воздушных и кабельных линий электропередачи напряжением выше 1 кВ, питающих электроустановки карьеров, должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от перегрузок, коротких замыканий и замыканий на землю, действующие на отключение.

На подстанциях карьера должны быть установлены следующие виды релейных защит:

- максимально-токовая защита с выдержкой времени около 1 с;
- токовая отсечка;
- минимальная защита;
- от однофазных замыканий на землю с выдержкой времени.

В приключательных пунктах:

- максимально – токовая защита с выдержкой времени 0,5 с;
- от однофазных замыканий на землю без выдержек времени.

Релейную защиту выполняют в виде селективной защиты, устанавливающей поврежденное присоединение и направление, и неселективной резервной защиты. Селективная защита от замыканий на землю должна быть, как правило, двухступенчатой. Первая ступень защиты, устанавливаемая в ПП или РП с выключателями, должна отключать поврежденный участок без выдержки времени. Вторая ступень в РУ 6–10 кВ подстанций или РП должна иметь выдержку времени не более 0,5 с для отстройки от первой ступени защиты.

В разветвленных электрических сетях карьеров допускается устройство трехступенчатой селективной релейной защиты. Первую ступень без выдержки времени устанавливают в ПП с выключателями; вторую с выдержкой времени не более 0,5 с на отходящих присоединениях отдельно стоящего карьерного РУ 6–10 кВ; третью ступень с выдержкой времени не более 0,7 с – на отходящих присоединениях подстанций.

Неселективная резервная защита должна действовать с выдержкой времени не более 1 с на отключение секции шин или питающего трансформатора с последующим запретом АВР и АПВ.

Защиту от однофазных замыканий на землю с действием на сигнал допускается выполнять на линиях, питающих стационарные конвейерные линии, подъемники, дробилки и других потребителей при одновременном выполнении ряда условий. Во-первых, необходимо, чтобы было обеспечено обособленное питание указанных потребителей через разделительную обмотку трансформатора. Во-вторых, следует помнить, что контур защитного заземления электроустановок этих потребителей должен быть гальванически не связан с заземляющим контуром питающей подстанции. В-третьих, нужно чтобы электрическая сеть, питающая данные электроприемники, была кабельной.

В электроустановках карьеров напряжением до 1000 В с изолированной нейтралью должны применяться устройства максимально-токовой защиты и защиты от утечек тока на землю, действующие на отключение, со временем не более 0,2 с.

Защита от утечки на стороне 220 В трансформаторов собственных нужд передвижных подстанций, распределительных и приключательных пунктов, комплектуемых из шкафов КРУ 6-10 кВ общепромышленного назначения, может не устанавливаться, если к ним подключены только цепи управления, защиты и сигнализации.

При наличии в КРУ экскаватора или другой передвижной машины защиты минимального напряжения аналогичная защита в ПП должна быть блокирована (отключена).

Обязательной является проверка трансформаторов тока на 10%-ную погрешность при токах короткого замыкания.

Определение расчетных токов для настройки максимально-токовой защиты производится в определенном порядке.

**Токовые реле защиты.** Обычно устройства релейной защиты состоят из нескольких реле, соединенных друг с другом по определенной схеме.

Реле представляет собой автоматическое устройство, которое приходит в действие (срабатывает) при определенном значении воздействующей на него входной величины.

Реле, действующие при возрастании величины, на которую они реагируют, называются максимальными, а реле, работающие при снижении этой величины, называются минимальными.

Для защит от ненормальных режимов, так же как и для защит от КЗ, используются реле тока и напряжения. Первые служат в качестве реле, реагирующих на перегрузку, а вторые – на опасное повышение или снижение напряжения в сети. Кроме того, применяются специальные реле, например, реле частоты, действующее при недопустимом снижении или повышении частоты; тепловое реле, реагирующее на увеличение тепла, выделяемого током при перегрузках, и некоторые другие.

К числу вспомогательных реле относятся: реле времени, служащие для замедления действия защиты; реле указательные – для сигнализации и фиксации действия защиты; реле промежуточные, передающие действие основных реле на отключение выключателей и служащие для осуществления взаимной связи между элементами защиты. Реле мощности и реле сопротивления имеют две обмотки (тока и напряжения), через которые они воспринимают изменение той электрической величины, на которую они реагируют.

В схемах максимальных токовых и продольных дифференциальных защит используются реле тока, реле времени, реле минимального напряжения, реле направления мощности и т. д.

Рассмотрим наиболее часто применяемые типы реле для выполнения наиболее распространенной МТЗ: защиты с ограниченно-зависимой выдержкой времени и защиты с независимой выдержкой времени.

**Токовые реле мгновенного действия.** Реле токовые мгновенные (РТМ) прямого действия – встраиваются в пружинные приводы типа ПП-67, ППМ-10 и др. В современных приводах применяются реле РТМ с облегченным сердечником и плавноступенчатым регулированием тока срабатывания.

Конструкция реле РТМ приводов ППМ-10 и ПГ-10-К не предусматривает грубую регулировку тока срабатывания; возможна только замена обмотки 3; плавная регулировка достигается с помощью винта 6, поднимающего или опускающего легкий трубчатый сердечник 5; винт 6 ввертывается в немагнитную оправу 7; особенностью реле является



сложная форма контрполюса 1, в котором свободно висит боек 2, который устанавливается в гильзе 4 (рис. 3.1).

Конструкция реле РТМ привода ВМП-10П отличается в основном только тем, что кроме плавного регулирования тока срабатывания изменением начального положения сердечника оно имеет и грубую регулировку, достигаемую переключением числа витков обмотки переключателем.

Основное отличие конструкции реле РТМ привода ПП-67 от реле привода ППМ-10 состоит в том, что боек реле ввернут в сердечник и имеется указатель срабатывания (рис. 3.2).

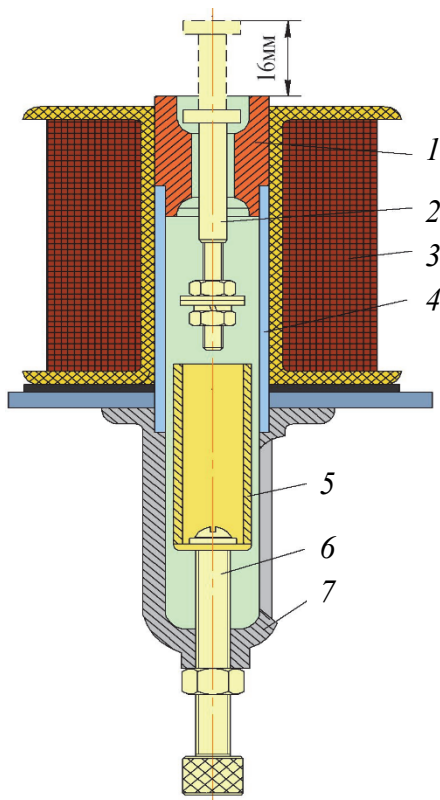


Рис. 3.1. Реле РТМ привода ППМ-10

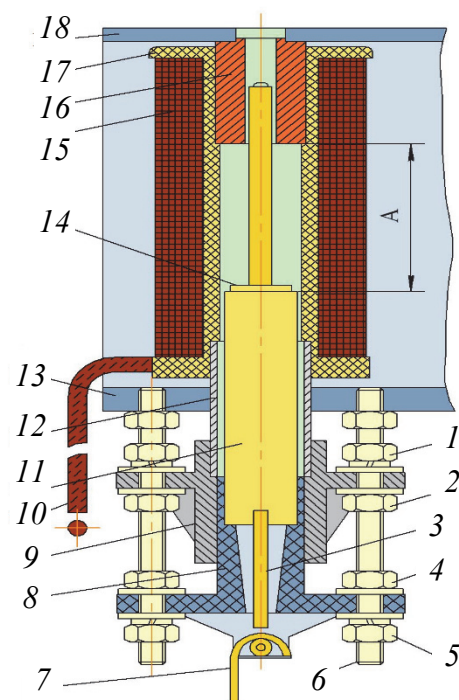


Рис. 3.2. Реле тока привода ПП-67

Регулировка тока срабатывания выполняется переключением числа витков обмотки и изменением начального положения сердечника. Конструктивно она выполнена не совсем удачно: для регулирования необходимо отвертывать неудобно расположенные гайки 4, 5.

Реле устанавливается между полками привода 18. На каркасе 17 располагается намотанная ступенями обмотка 15. Внутри каркаса крепится контрполюс 11; внутри гильзы 12 движется легкий пустотелый сердечник 14. Поводок 3 освобождает указатель срабатывания 7. Гильза опирается на неподвижную пластмассовую чашку 9, а сердечник – на подвижную чашку 8. Передвижением нижней чашки регулируется начальное положение сердечника, таким образом изменяется ток срабатывания реле. Чашки крепятся

гайками 4, 5 на шпильках 16. Отводы от обмотки 10 выведены на входные зажимы без переключателя.

Основные параметры мгновенных реле РТМ, определяющих их область применения, особенности расчета уставок и условий регулировки приводов, следующие:

- а) варианты исполнения по токам срабатывания;
- б) зависимость сопротивления реле от тока срабатывания, положения сердечника и тока в обмотке реле;
- в) зависимость времени срабатывания реле от тока;
- г) зависимость тягового усилия сердечника от его хода.

Максимальные реле тока РТ-40 применяются в устройствах релейной защиты и противоаварийной автоматики в качестве органа, реагирующего на повышение тока в контролируемой цепи.

Общий вид реле представлен на рис. 3.3.

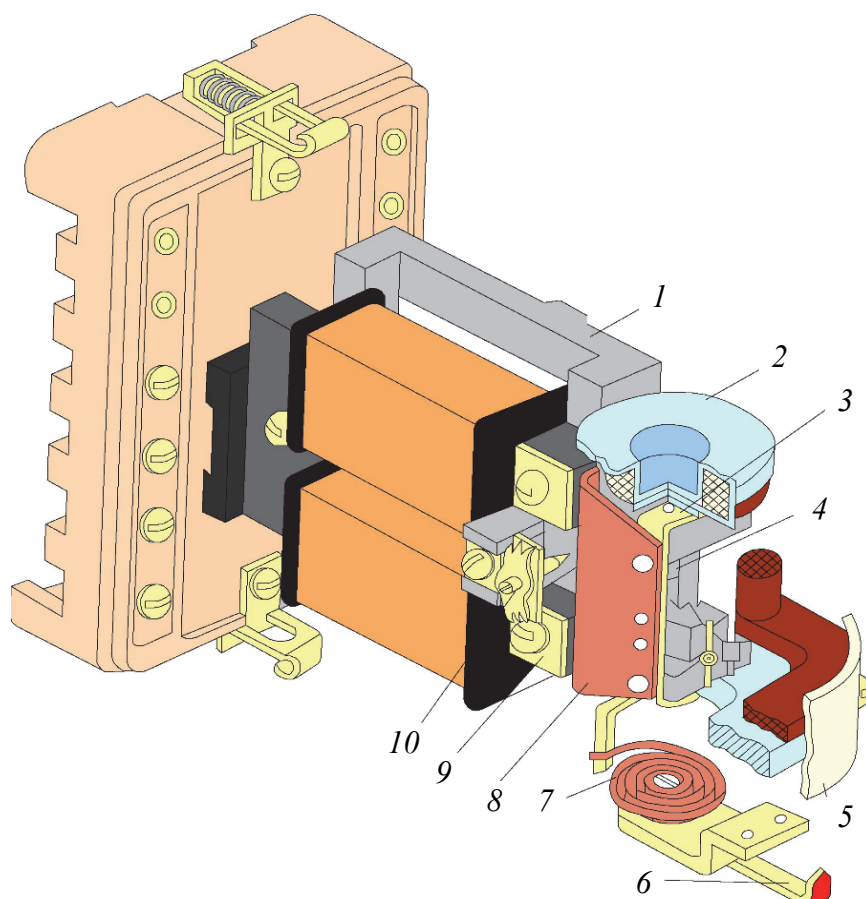


Рис. 3.3. Общий вид реле тока РТ-40

Магнитная система реле состоит из П-образного шихтованного сердечника 9 и Г-образного якоря 8. В сердечнике электромагнита под катушками имеются вырезы, предназначенные для снижения вибрации подвиж-

ной системы при больших и несинусоидальных токах. При пиках несинусоидального тока участки сердечника с уменьшенным сечением насыщаются и ограничивают величину магнитного потока.

Положение якоря в начальном и конечном положении фиксируется упорными винтами 10, закрепленными контргайками или пружинными пластинками для предохранения от самоотвинчивания. Якорь реле удерживается в начальном положении с помощью противодействующей спиральной пружины 7, один конец которой связан с якорем, а другой – с указателем уставки 6.

При повороте указателя уставки изменяется противодействующий момент пружины и соответственно ток срабатывания реле. Необходимое положение указателя определяется по делениям, нанесенным на шкале реле. Жесткость противодействующей пружины 1,0 Н-мм, при повороте указателя от минимальной уставки до максимальной (угол поворота около 90°) момент противодействующей пружины увеличивается в 4 раза (пропорционально квадрату тока).

К якорю приклепаны опорная скоба и пластмассовая колодка с двумя подвижными мостиковыми контактами из серебра 5. К верхней части скобы приклепан полый барабанчик 2 с радиальными перегородками внутри, его полость заполнена хорошо просушенным кварцевым песком. При любом ускорении подвижной системы песчинки приходят в движение, и часть сообщенной якорю энергии тратится на преодоление сил трения между песчинками. Последнее приводит к значительному снижению вибраций подвижной системы от переменной составляющей тяговой силы электромагнита и уменьшает вибрацию контактов при их соударении. Между барабанчиком и опорной скобой помещены шайба с узким центральным отверстием (соответствующее отверстие имеется и в скобе) и бронзовая пластинка 3, служащая опорной плоскостью для подвески подвижной системы реле. Подвижная система в верхней части опирается бронзовой пластинкой на штифт из нержавеющей стали со сферическим концом, укрепленный во вкладыше 4 на рамке-основании 1 и проходящий через отверстия в опорной скобе и шайбе.

В нижней части перемещение оси подвижной системы в горизонтальной плоскости ограничивается таким же штифтом, проходящим через отверстие в нижней отогнутой части опорной скобы. Сама скоба ограничивает смещение подвижной системы вверх.

На сердечнике расположены две катушки, концы которых выведены на зажимы цоколя реле. Перестановкой перемычек на этих зажимах можно осуществлять параллельное и последовательное соединение катушек реле и соответственно изменять величину уставок в 2 раза. Цифры, нанесенные

на шкалу, соответствуют последовательному соединению обмоток. Схема внутренних соединений реле (рис. 3.4).

Реле имеет один замыкающий и один размыкающий контакт. Для более четкой работы контактов подвижные контакты выполнены свободно поворачивающимися. Неподвижные контакты *1* (рис. 3.5) приварены к плоским бронзовым пружинам *2*, перемещение которых ограничивается гибкими наружными и жесткими внутренними упорами *3*. Внутренние упоры выполнены из относительно толстой латуни и соединены замком с контактной пружиной. При регулировке контактные пружины подгибаются вместе с латунным внутренним упором, что уменьшает последующую разрегулировку контактов из-за уменьшения остаточной деформации.

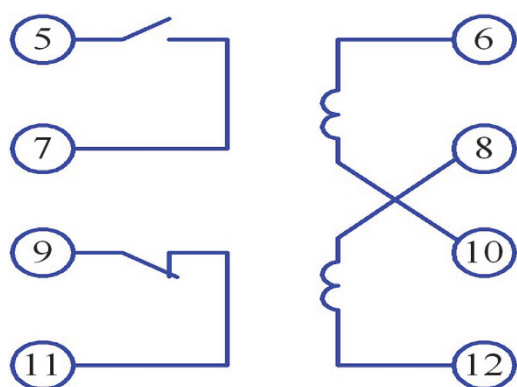


Рис. 3.4. Схема внутренних соединений реле РТ-40

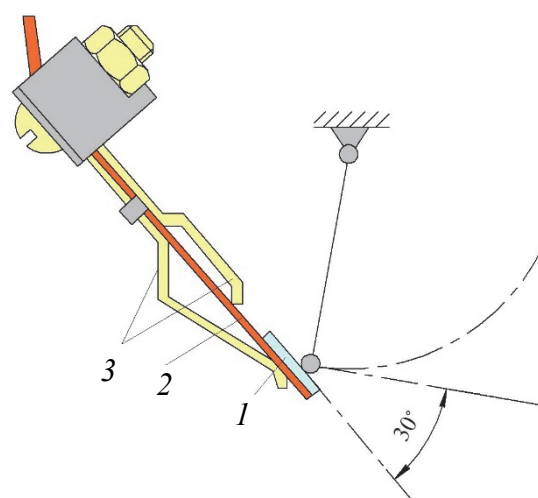


Рис. 3.5. Контакт реле РТ-40

Все узлы реле смонтированы на рамке-основании из алюминиевого сплава, укрепленной на пластмассовом цоколе реле, и закрыты прозрачным полистирольным кожухом. Крепление кожуха к цоколю производится пружинными замками. Отверстия в сердечнике реле для винтов, крепящих его к рамке, имеют увеличенный диаметр, что позволяет регулировать зазор между полюсами сердечника и якорем.

Реле выпускаются девяти исполнений с различными диапазонами уставок.

**Реле времени часового (анкерного) механизма** предназначено для замедления действия МТЗ с целью обеспечения селективности или избирательности её действия, заключающегося в отключении к ближайшему месту повреждения сети выключателя. Устройство электромагнитного реле времени типа ЭВ-215 с анкерным часовым механизмом см. на рис. 3.6.

При подаче напряжения на катушку *1* её сердечник втягивается, сжимает пружину *2* и освобождает рычаг *3*. Под действием пружины *6*

зубчатый сектор 5 поворачивается на оси 4 по часовой стрелке. Шестерня 7 и подвижный контакт 9 будут вращаться в противоположную сторону. Постоянная скорость вращения контакта обеспечивается часовым механизмом 8. Через некоторое время (время выдержки) контакт 9 замкнет неподвижные контакты 10. Регулируют выдержку времени изменением длины прохождения пути контакта 9 за счет перемещения контактов 10 по шкале выдержек 12, к которой они крепятся винтом 11. Кроме контактов, замыкающихся с выдержкой времени, реле имеет вспомогательные контакты 13 и 14 мгновенного действия.

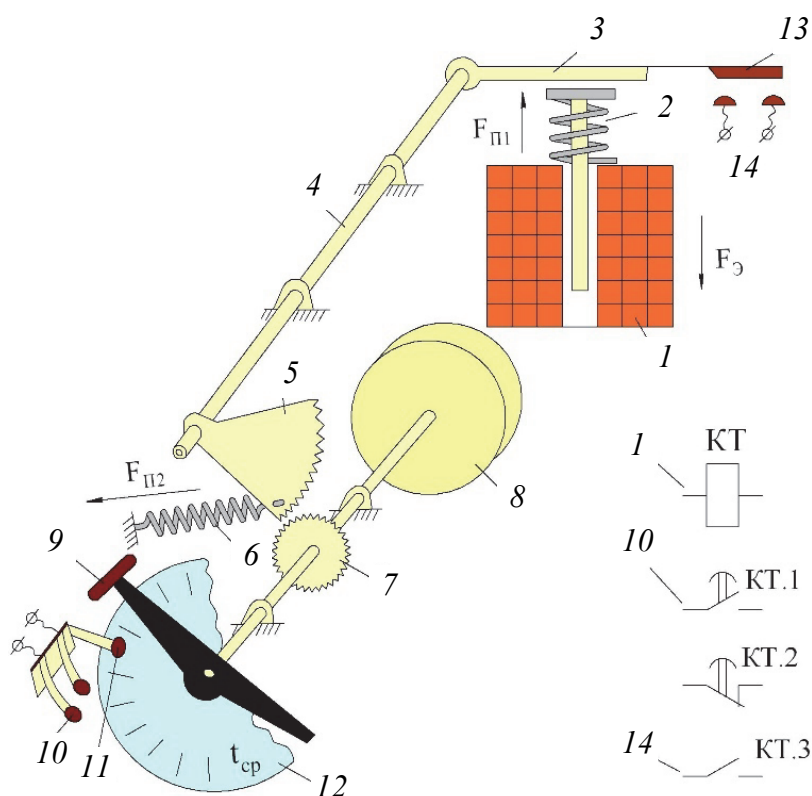


Рис. 3.6. Кинематическая схема реле времени ЭВ-215

Изображение катушки реле времени КТ и его контактов (замыкающего с выдержкой времени при замыкании КТ.1 и размыкающего с выдержкой времени при размыкании КТ.2) показано на рис. 3.6. В общем случае направление выдержки времени на изображаемом контакте совпадает с направлением «рожек» дуги («рожки» препятствуют движению контакта).

Схема включения реле тока и времени в МТЗ показана на рис. 3.7.

При возникновении короткого замыкания в точке К1 реле тока КА, включенное на разность токов двух фаз через трансформаторы тока ТА1 и ТА2, срабатывает и замыкает свой контакт КА1 в цепи питания реле

времени КТ. От источника оперативного напряжения  $U_{оп}$  через катушку реле КТ протекает постоянный ток. Реле КТ срабатывает, и через некоторое время, равное времени срабатывания  $t_{ср}$ , замыкает контакт КТ.1 в цепи питания электромагнита отключения YAT привода выключателя QF. Выключатель QF отключает поврежденный участок сети.

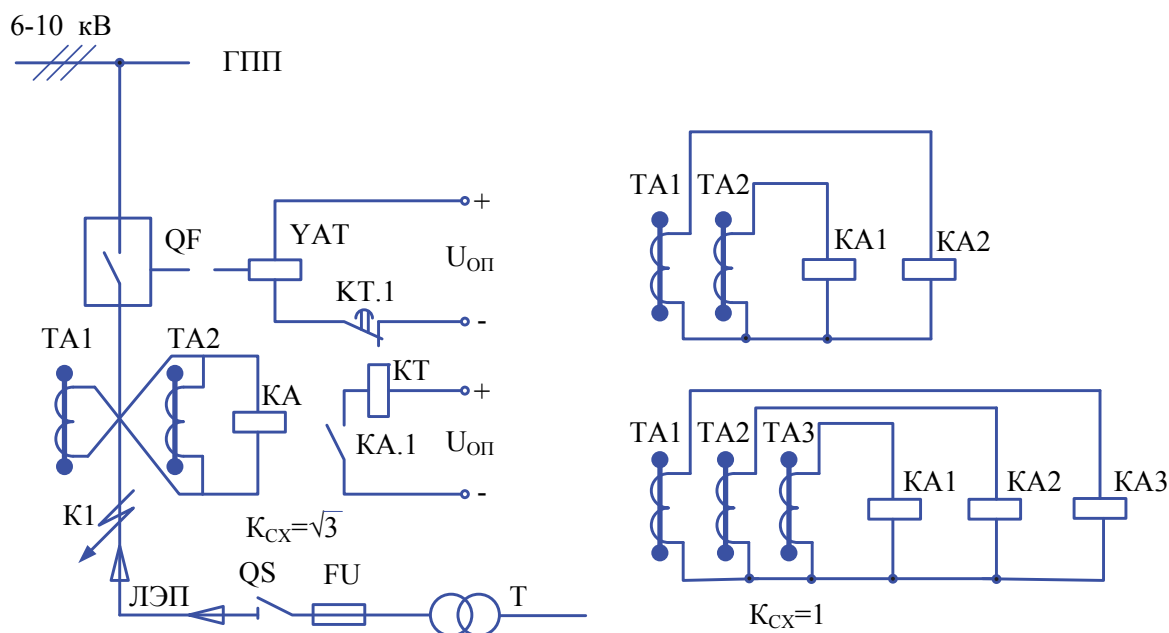


Рис. 3.7. Схема МТЗ с независимой выдержкой времени

Первичный ток, при котором срабатывает защита, определяют по формуле

$$I_{ср.з} = K_H K_{сз} I_{нагр.макс} / K_B \quad (3.1)$$

Ток срабатывания реле тока рассчитывают по уравнению

$$I_{ср.р} = K_{сх} I_{ср.з} / K_{ТТ} = K_H K_{сх} K_{сз} I_{нагр.макс} / (K_B K_{ТТ}), \quad (3.2)$$

где  $K_H = 1,1-1,25$  – коэффициент надежности;  $K_{сх}$  – коэффициент схемы, определяемый способом соединения трансформаторов тока и токовых реле (рис. 3.7);  $K_{сз}$  – коэффициент самозапуска (2–3), учитывающий увеличение тока нагрузки при самозапуске электродвигателей;  $I_{нагр.макс}$  – максимальный ток нагрузки;  $K_B$  – коэффициент возврата реле;  $K_{ТТ}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Для обеспечения селективности действия выдержки времени МТЗ в системе электроснабжения выбираются по ступенчатому принципу. Так, для схемы электроснабжения (рис. 3.8) при коротком замыкании в точке К1 электродвигателя М реле тока всех защит МТЗ I–III срабатывают одновременно и включают свои реле времени, которые начинают отсчет. Если

через время  $t_{\text{пр}}$  не сработает предохранитель FU, то через время  $t_3$  должно сработать реле времени в МТЗ III и отключить выключатель QF3. Если QF3 по каким-либо причинам не отключит место повреждения, то через время  $t_2$  МТЗ II должна отключить выключатель QF2, а если этого не произойдет, то через время  $t_1$  должна сработать МТЗ I и отключить всю сеть выключателем QF1.

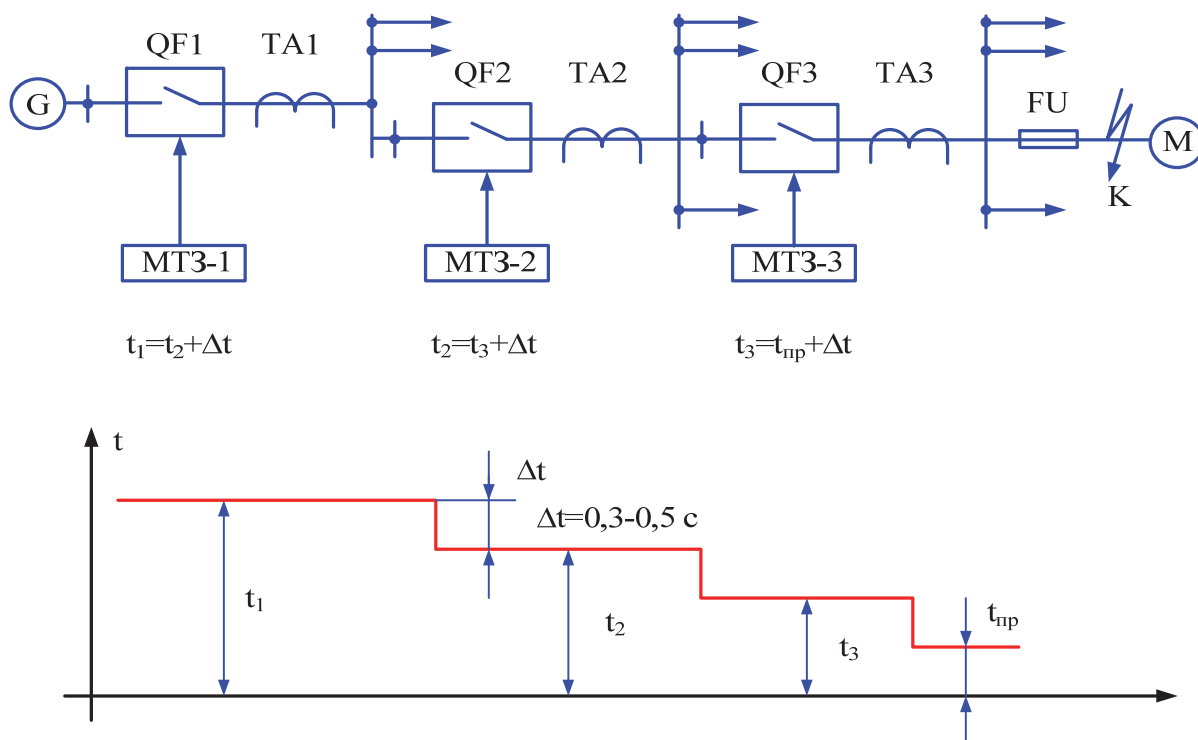


Рис. 3.8. Ступенчатый принцип согласования выдержек времени МТЗ

Такое действие защиты обеспечивает и резервирование действия. Выдержки времени последующих ступеней защиты отличаются от выдержек времени предыдущих защит на ступень селективности  $\Delta t = 0,3-0,5$  с.

**Максимальное реле тока РТ-80** индукционного типа применяется для защиты электрических установок при перегрузках и КЗ МТЗ с ограниченно-зависимой выдержкой времени. Эти реле объединяют в себе реле тока и реле времени.

*Работа индукционной части* (рис. 3.9, 3.10) реле происходит следующим образом. При протекании рабочего тока  $I_p$  через обмотку в магнитопроводе создается магнитный поток  $\Phi_p$ . Полюса магнитопровода расщеплены, и на одну часть одеты короткозамкнутые витки. Магнитный поток  $\Phi_1$  в этой части магнитопровода (рис. 3.11, а) создает в короткозамкнутых витках ЭДС  $E_k$ , отстающую от него на угол  $90^\circ$ , под действием которой в них протекает ток  $I_k$  создающий свой поток  $\Phi_k$ , отстающий от ЭДС на угол  $\varphi_k$ . Поток  $\Phi_1$  совпадает с потоком  $\Phi_k$ . Так как  $\Phi_1 = \Phi_{p1} + \Phi_{k1}$ , то, отло-

жив от конца вектора  $\Phi_1$  вектор  $\Phi_{к1}$ , получим вектор потока  $\Phi_{р1}$ . Поток  $\Phi_{р2}$  совпадает с потоком  $\Phi_{р1}$ , но его модуль меньше из-за меньшей ширины неохваченного короткозамкнутыми витками полюса магнитопровода. Откладывая вектор  $\Phi_{р2}$ , а от его конца вектор  $\Phi_{к2}$ , меньший по модулю, чем  $\Phi_{к1}$  из-за отклонения части потока короткозамкнутых витков  $\Delta\Phi_{к}$ , направленный навстречу потоку  $\Phi_{к1}$ , получим вектор потока  $\Phi_{11}$ . Поток  $\Phi_1$  (рис. 3.11, а) в охваченной короткозамкнутыми витками части магнитопровода отстает от потока  $\Phi_{11}$  на угол  $\Psi = 50-60^\circ$ . Каждый из потоков  $\Phi_1$  и  $\Phi_2$  наводит свои вихревые токи  $I_{в1}$  и  $I_{в2}$  в алюминиевом диске 1. Взаимодействие потока  $\Phi_1$  с током  $I_{в2}$ , а  $\Phi_2$  с  $I_{в1}$  создает силу  $F_1$ , направленную в сторону отстающего потока  $\Phi_1$ , т. е. вперед. Под действием этой силы создается вращающий момент  $M_{вр} = k\Phi_1\Phi_2 \sin\Psi$ , где  $k$  – коэффициент пропорциональности, который является постоянной величиной.

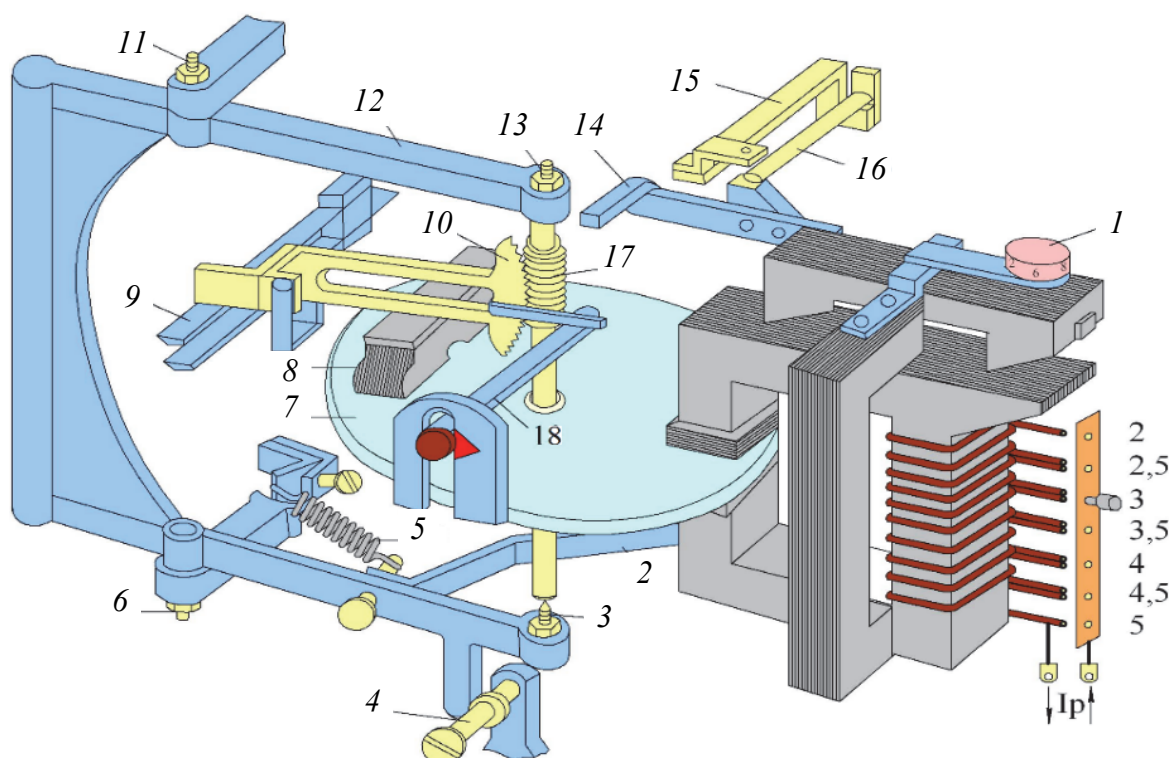


Рис. 3.9. Индукционное реле тока РТ-80

Если сила тока в обмотке реле  $I_p$  составляет 10–20 % от уставки тока срабатывания  $I_{уст}$ , то диск начинает вращаться на оси. Этот наименьший по величине ток называется током трогания  $I_{тр}$ . При вращении диска 7 под действием магнитного поля постоянного магнита 8 создается сила  $F_2$ , противодействующая вращению диска. При некотором токе  $I_p$  силы  $F_1$  и  $F_2$  преодолевают силу  $F_n$  пружины 5, и диск 1 с рамкой 6 поворачивается на оси. Этот наименьший по величине ток называется током срабатывания



реле  $I_{ср}$ . В результате поворота рамки  $б$  зубчатый сектор  $10$  входит в зацепление с червяком  $17$ . При вращении диска  $7$  сектор  $10$  поднимается по червяку  $17$ .

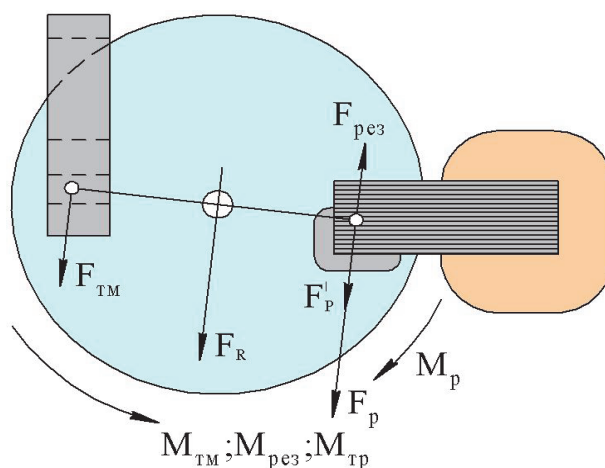


Рис. 3.10. Действующие на диск реле РТ-80 силы

Воздействуя планкой на коромысло  $14$ , сектор  $10$  приводит к замыканию контактов  $15$ . Выдержка времени в замыкании контактов зависит от начального положения сектора  $10$  и скорости вращения диска  $7$ . Начальное положение сектора  $10$  определяется положением винта, которое задает уставку времени срабатывания  $t_{уст}$  по шкале. Скорость вращения диска  $7$  зависит от величины магнитного потока  $\Phi_p$ , а значит, и от тока реле  $I_p$  числа витков обмотки. Ток реле  $I_p$  определяется током во внешней, защищаемой реле цепи. Число витков изменяется положением винта по шкале уставок тока срабатывания  $I_{уст}$ . В зоне А с увеличением кратности тока  $I_p / I_{уст}$  увеличивается магнитный поток  $\Phi_p$ , а значит, и скорость вращения диска  $1$  и уменьшается время срабатывания реле (рис. 3.11, б). При дальнейшем увеличении кратности тока  $I_p / I_{уст}$  магнитная система реле насыщается, магнитный поток, скорость вращения диска, а значит, и время срабатывания реле не изменяются. Таким образом, в зоне А время срабатывания реле зависит от тока  $I_p$ , в зоне В – не зависит. Поэтому реле имеет ограниченно зависимую от тока  $I_p$  выдержку времени  $t_{ср}$ . Кривые  $1$  и  $2$  соответствуют максимальной и минимальной уставке времени срабатывания реле  $t_{уст}$  (рис. 3.11, б). Значение уставки времени  $t_{уст}$  соответствует времени выдержки  $t_{ср}$  в независимой части характеристики реле.

При срабатывании реле из-за трения между зубчатым сектором и червяком, возникновения токов резания сила  $F_1$  уменьшается. Для устранения этого явления служит стальная скоба  $2$ , которая при повороте рамки  $б$

притягивается к магнитопроводу, что создает дополнительную силу поворота рамки.

*Работа электромагнитной части.* При токе  $I_p$  в 2–8 раз больше уставки тока срабатывания  $I_{уст}$  якорь притягивается без выдержки времени к магнитопроводу и коромыслом 14 мгновенно замыкает контакты 15. Ток срабатывания электромагнитной части реле – отсечки – регулируется изменением воздушного зазора между якорем и магнитопроводом с помощью винта 1, называемого винтом кратности отсечки. Короткозамкнутый виток устраняет вибрацию якоря и предотвращает вибрацию и подгорание контактов 15.

Электромагнитная часть реле изменяет время-токовую характеристику (рис. 3.11, б), так как отсекает часть, лежащую правее кратности срабатывания отсечки.

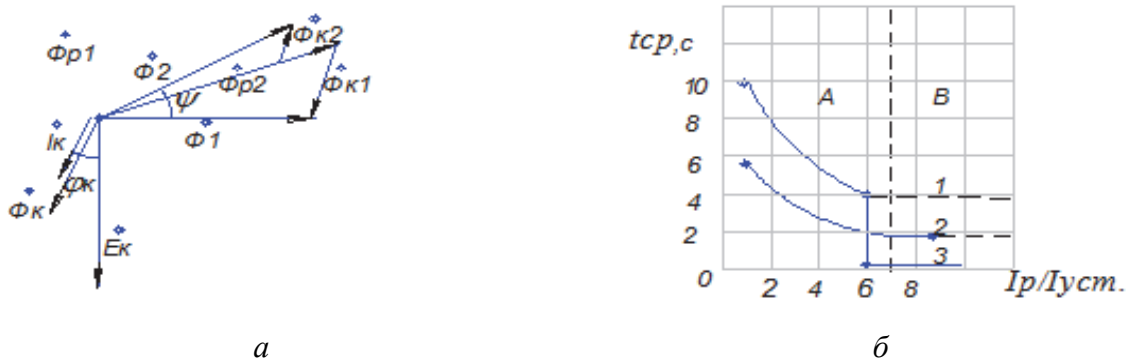


Рис. 3.11. Индукционное реле тока РТ-80:  
а – векторная диаграмма; б – защитные характеристики

Индукционные реле тока позволяют выполнить МТЗ: с выдержкой времени при перегрузке цепи и коротких замыканиях на низкой стороне трансформатора цеховой подстанции в точках К3 и К4 (рис. 3.12) и без выдержки времени при коротких замыканиях в точках К1 и К2 на линии электропередачи (ЛЭП), питающей цеховую подстанцию. В последнем случае защита носит название токовой отсечки.

Так как реле тока имеет выдержку времени, зависящую от величины тока  $I_p$ , то изображение обмотки реле КА на принципиальной схеме МТЗ с ограниченно-зависимой выдержкой времени (рис. 3.12) обозначают Т/В. При коротких замыканиях в точках К3 и К4 реле КА, резервирующее защиту предохранителями FU и автоматическим выключателем QF1, срабатывает, и индукционный элемент начинает отсчет времени. Если предохранители FU или выключатель QF1 не отключат место повреждения, то, выдержав время, реле КА замкнет свой контакт КА1 в цепи катушки электромагнита отключения YAT и тот отключит высоковольтный выключатель QF. При коротком замыкании в точке К2 или К1 защиту осуществляет

лишь реле КА, поэтому делать выдержку времени в этом случае не имеет смысла, и значит, должна сработать токовая отсечка в индукционном реле тока. В этом случае без выдержки времени контактом КА1 подается напряжение на отключающий электромагнит УАТ выключателя QF.

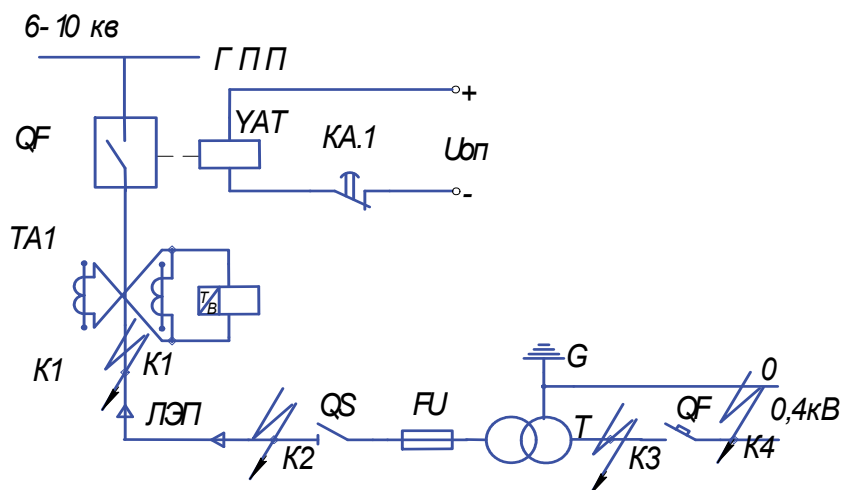


Рис. 3.12. Схема МТЗ с ограничено-зависимой выдержкой времени

Ток срабатывания МТЗ  $I_{ср.з}$  и ток срабатывания индукционной части реле  $I_{ср.р}$  для защиты с независимой выдержкой времени определяют по формулам, приведенным выше.

Уставку тока срабатывания  $I_{уст}$  и уставку времени срабатывания  $t_{уст}$  выбирают по кривым на панели индукционного реле так, чтобы время срабатывания последующей ступени защиты было больше времени срабатывания предыдущей ступени защиты на ступень селективности  $\Delta t = 0,3-0,5$  с.

Ток срабатывания электромагнитной части реле выбирают с условием, чтобы токовая отсечка не срабатывала при коротком замыкании за трансформатором Т1:

$$I_{ср.то} \geq K_H K_{сх} I_{кз.макс.} / K_{тт}, \quad (3.3)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности;  $K_{сх}$  – коэффициент схемы;  $I_{кз.макс.}$  – максимальный ток короткого замыкания за трансформатором;  $K_{тт}$  – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Требуемое положение винта кратности тока отсечки находят по отношению  $I_{ср.}/I_{уст.}$

### Контрольные вопросы и задания

1. Устройство и назначение реле тока.
2. Перечислите причины изменения уставки срабатывания реле тока при изменении схемы соединения его обмоток.

3. Объясните, как гасится вибрация якоря реле тока.
4. Устроено реле времени.
5. Объясните принцип селективности релейной защиты.
6. Перечислите условные обозначения реле и их контактов на электрических схемах.
7. Укажите параметры выбора уставки срабатывания реле тока и реле времени.
8. Опишите устройство индукционного реле тока и область его применения.
9. Объясните принцип работы индукционной части реле.
10. Объясните принцип работы электромагнитной части реле.
11. Постройте векторную диаграмму реле.
12. Укажите причины ограниченно-зависимой выдержки времени реле.
13. Объясните, как будет меняться время срабатывания при неизменном токе через реле и изменении уставки тока срабатывания или кратности тока отсечки.
14. Критерии выбора уставки срабатывания индукционной и электромагнитной части реле.

---

---

## 4. ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА

При работе релейной защиты необходимо соблюдение условий селективности и быстродействия, что не всегда возможно. Отключение только аварийного участка системы электроснабжения предприятия может привести к более серьезному ущербу, чем отключение всей системы. Поэтому после отключения системы электроснабжения важно быстро восстановить питание электроприемников. Это достигается путем применения устройств автоматического ввода резервного питания и аппаратуры повторного включения.

### 4.1. Автоматическое включение резервного питания

Устройство Автоматическое включение резервного питания (АВР) является одним из основных элементов автоматизации в системах внутреннего электроснабжения промышленных предприятий. Для большинства электрических сетей предприятий предусматривается отдельная работа питающих линий и трансформаторов. При секционированном выполнении шин понизительных подстанций автоматическое включение резервных источников электропитания намного повышает надежность работы потребителей, приближая степень взаиморезервирования к условиям кольцевой схемы электроснабжения. В то же время сохраняются преимущества одностороннего радиального питания в отношении упрощения устройств релейной защиты и уменьшения тока КЗ (последнее обстоятельство облегчает работу силовых выключателей и позволяет удешевить стоимость сооружения).

При отдельной работе секций создается большая независимость работы потребителей одной секции от состояния другой: при КЗ в зоне одной секции за счет падения напряжения в питающей сети (линии электропередачи или силовом трансформаторе) на другой, неповрежденной, секции сохраняется достаточно высокий уровень напряжения, который обеспечивает возможность продолжения работы потребителей неповрежденной секции. Но отключение источника основного электропитания вызывает погасание осветительной нагрузки и торможение асинхронных электродвигателей, присоединенных к отключенной секции шин.

Чем быстрее будет подано напряжение от резервного источника, тем меньше снизится частота вращения электродвигателей, тем меньше будет ток при включении устройством АВР источника и тем легче и быстрее произойдет последующий самозапуск. Для успешного самозапуска нужно, чтобы при подаче напряжения от резервного источника момент, развиваемый асинхронным двигателем, превышал момент сопротивления нагрузки. Обычно принимают, что значение момента асинхронного двигателя, при котором произойдет его самозапуск, соответствует напряжению на зажимах (в момент его подачи) не менее 70 % номинального значения (для электродвигателей питательных насосов мощностью 1 000 кВт и более). По данным испытаний, самозапуск с допустимым временем по условию технологического процесса обеспечивается при напряжении не менее 80–85 % номинального.

Значение напряжения в момент включения резервного источника зависит от реактивного сопротивления сети, степени ее загрузки и реактивного сопротивления нагрузки. Последнее определяется мощностью асинхронных электродвигателей, оставленных в работе, и тем, насколько они затормозились в период бестоковой паузы, т. е. степенью загрузки двигателей и длительностью паузы.

Увеличение быстроты АВР позволяет оставлять в работе большую часть асинхронной нагрузки. Однако чрезмерно быстрая подача резервного напряжения (со временем менее 0,2 с) может привести к тому, что напряжение на зажимах асинхронных двигателей, поддерживаемое остаточным намагничиванием, еще не затухнет и произойдет несинхронное включение, опасное по условию механической сохранности двигателя. Поэтому минимальное значение бестоковой паузы АВР должно быть не менее 0,3–0,4 с. Это время обеспечивается временем включения выключателя резервного питания и реле, входящих в устройство АВР.

АВР является эффективным средством, повышающим надежность электроснабжения (успешность действия АВР составляет 90–95 %, поэтому этот вид автоматики широко применяется на подстанциях основных и распределительных сетей; выполнение АВР является также обязательным для собственных нужд станций).

Правила устройства электроустановок (ПУЭ) делят все электроприемники на три категории по степени ответственности.

В отношении требуемой надежности электроснабжения ПУЭ разделяют электроприемники промышленных предприятий на следующие 3 категории [1].

**1-я категория** – электроприемники, нарушение электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, массовый брак продукции, расстройство

сложного технологического процесса. В горной промышленности к этой категории относят: противопожарные насосные установки; водоотливные установки шахт и карьеров; вентиляторы главного проветривания опасных по газу рудников и угольных шахт; вспомогательные реверсивные вентиляторы (на шурфе) газовых шахт; калориферные установки для районов страны с тяжелыми климатическими условиями; подъемные установки, обслуживающие спуск и подъем людей; центральные подземные подстанции, флотационные и агломерационные машины; пульпоподающие насосы и др.

**2-я категория** – электроприемники, нарушение электроснабжения которых связано с массовым недоотпуском продукции, простоем рабочих, механизмов и промышленного транспорта. В горной промышленности к этой категории относят: скиповые подъемные установки; калориферные установки для районов страны без тяжелых климатических условий; вентиляторы на рудниках и шахтах, не опасных по газу и пыли; измельчительные и классификационные механизмы и др.

**3-я категория** – все остальные электроприемники, не подходящие под определение 1-й и 2-й категорий (электроприемники цехов несерийного производства, вспомогательных цехов, небольшие поселки и др.). В горной промышленности к этой категории относят: все виды транспорта породы, механические мастерские, склады, административный и бытовой комбинаты, внутреннее освещение зданий, наружное освещение промышленной площадки и др.

Из числа приемников 1-й категории должна быть выделена **особая группа** электроприемников, требующая повышенной надежности питания. К ней относят приемники, обеспечивающие безаварийную остановку производства, перерыв в электроснабжении которого угрожает жизни и здоровью людей, взрывом, пожаром, порчей основного технологического оборудования.

Потребители 1-й категории должны получать питание от двух независимых источников питания, а **особая группа** от трех независимых источников питания.

**Независимыми источниками питания** являются: две электростанции; две подстанции энергосистемы; две секции сборных шин электростанции или подстанций энергосистемы при условии, что каждая из секций имеет питание от независимого источника и секции не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключаемую при нарушении нормальной работы одной из них. При небольшой мощности электроприемников 1-й категории в качестве второго источника питания могут быть использованы аккумуляторные батареи, передвижные дизель-генераторные установки, а также перемычки на низшем напряжении от ближайшего

пункта, имеющего независимое питание АВР. Если АВР не обеспечивает необходимой непрерывности технологического процесса, последний должен обслуживаться двумя или большим числом совместно действующих технологических агрегатов одинакового назначения, приводы которых питаются от независимых источников питания, если это экономически целесообразно.

В соответствии с требованиями ПУЭ допускаются перерывы в электроснабжении:

- электроприемников 1-й категории – на время автоматического ввода резервного питания при условии обеспечения их электроэнергией от двух независимых источников питания;
- электроприемников 2-й категории – на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом или выездной оперативной бригадой;
- электроприемников 3-й категории – на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не более одних суток.

ПУЭ регламентируют только порядок продолжительности перерыва электроснабжения и не ограничивают число перерывов. Между тем надежность электроснабжения, безусловно, характеризуется двумя указанными факторами.

В электроустановках напряжением свыше 1 000 В устройство АВР выполняют на секционном выключателе.

На шинах подстанций и распределительных пунктов при рабочем напряжении до 1 000 В и трансформаторах мощностью до 400 кВА в устройстве АВР используют контакторы. Такая схема проста и надежна. Для защиты от коротких замыканий на секции шин предусмотрен секционный автоматический выключатель.

Рассмотрим работу системы АВР на примере лабораторной установки (рис. 4.1.).

Дистанционное управление электродвигателями М1 и М2, имитирующими электроприемники 1-й категории, в схеме осуществляется с помощью универсальных ключей управления SA1 и SA2 типа УП-5314. Для включения электродвигателей необходимо включить автоматические выключатели QF1 и QF2. При этом на зажимах а1 и а2 схемы управления появляется напряжение. Включение двигателя М1 осуществляется поворотом рукоятки ключа SA1 в крайнее правое положение В2, когда контакты I секции ключа окажутся замкнутыми. По цепи – зажим а1 контакты I секции SA1, катушка контактора КМ1, зажим 0 – будет проходить ток. Одновременно ток будет протекать и по катушке реле напряжения KV1. Контактор КМ1 замкнет три силовых контакта КМ 1.1 в цепи двигателя М1,



включив его, и блок-контакт КМ 1.2 в цепи управления секционным контактором КМ3. Реле напряжения замкнет замыкающий контакт КV1.1 и разомкнет размыкающий контакт КV1.2. При отпуске рукоятки ключа SA1 он вернется в положение В1 и разомкнет контакты секции I и замкнет контакты секции II. Теперь ток через обмотки контактора КМ1 и реле напряжения КV1 будет проходить от зажима a1 через контакты секции II ключа SA1 и замкнутый контакт КV1.1. Аналогично осуществляется включение двигателя М2 с помощью ключа SA2.

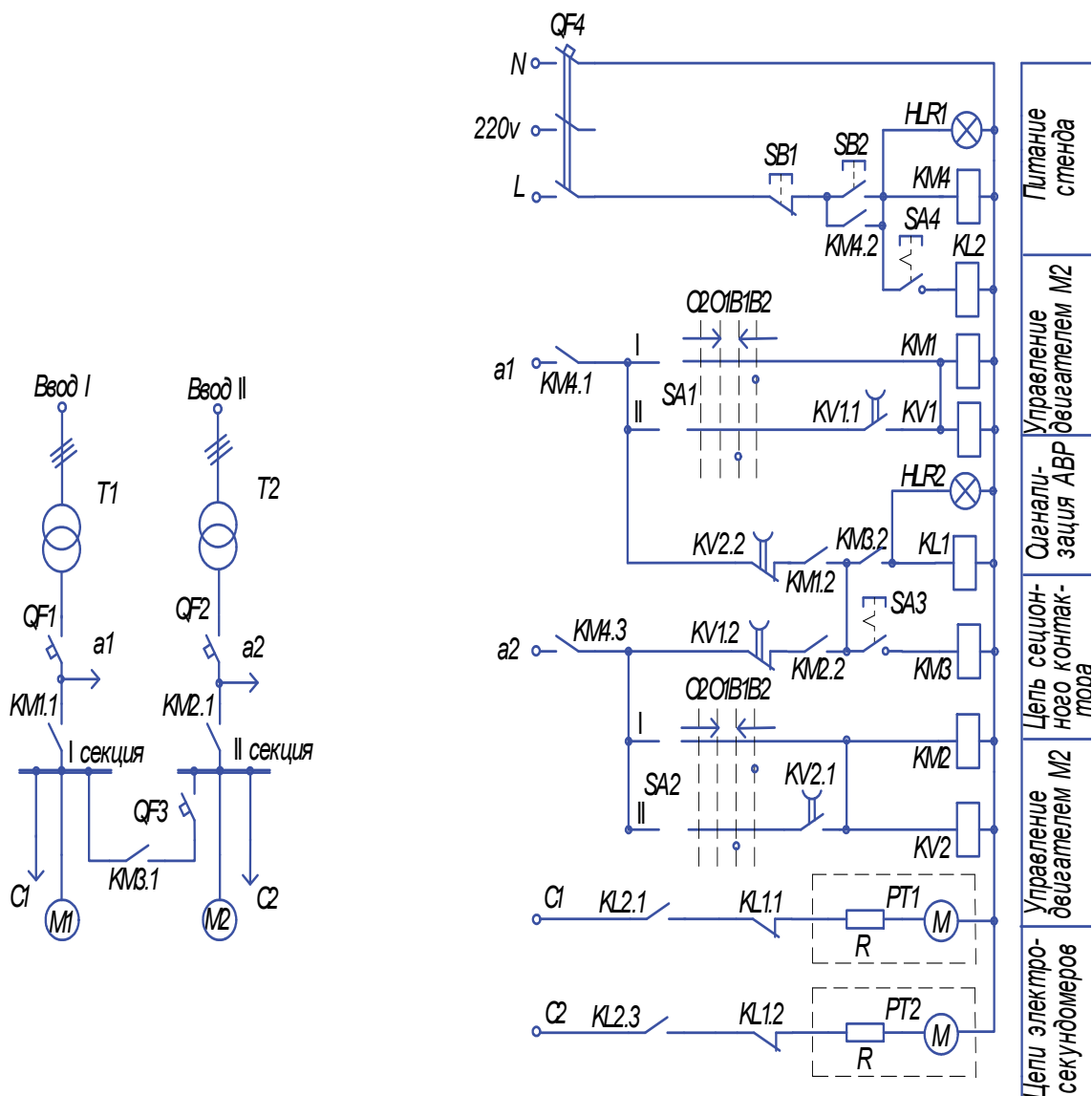


Рис. 4.1. Принципиальная схема лабораторной установки

Для осуществления АВР необходимо поставить избиратель управления SA3 в положение «Включено» и включить автоматический выключатель QF3. Таким образом, в исходном положении замкнуты контакты QF1, QF2, КМ 1.1, КМ2.1, QF3 в силовой цепи и КМ 1.2, КМ2.2, КV1.1, КV2.1,

SA3 II секции ключей SA1, SA2 в схеме управления; разомкнуты контакты KV1.2, KV2.2, KM3 2 I секции ключей SA1 и SA2 в цепи управления и KM3.1 в силовой цепи.

При глубоком снижении (ниже  $0,7U_{ном}$ ) или полном исчезновении напряжения, например на вводе I, обмотки контактора KM1 и реле напряжения KV1, осуществляющего минимальную защиту электродвигателя M1, обесточиваются. Контакты KM 1.1 отключают двигатель M1. Контакты KV1.1 и KV1.2 имеют выдержку времени, соответственно, на размыкание и замыкание (направление рожек дуги на изображении контактов реле напряжения совпадает с направлением выдержки времени), поэтому в течение этой выдержки они не меняют своего состояния. Если продолжительность снижения или исчезновения напряжения на вводе I не превышает времени выдержки реле напряжения KV1, то после восстановления питания на вводе I контактор KM1 и реле напряжения KV1 вновь включаются, и схема возвращается в исходное состояние при размыкании контактов KM1.1 и KM 1.2.

Если нарушение электроснабжения по вводу I будет длительным, то контакт KV1.1 размыкается, а KV1.2 замкнется с выдержкой времени. В этом случае после появления напряжения на вводе I цепь питания обмоток KM1 и KV1 не восстанавливается, так как контакт KV1.1 будет разомкнут. При замыкании размыкающего контакта KV1.2 реле напряжения KV1 по цепи – зажим a2, контакты KV1.2, KM2.2, SA3, обмотка контактора KM3, зажим 0 – протекает ток. Секционный контактор KM3 замыкает силовые контакты KM3.1 и блок-контакт KM3.2. Контакты KM3,1 подают напряжение от ввода на I секцию шин и, соответственно, двигатель M1, т. е. осуществляют АВР. Контакт KM3.2 включает лампу HLR2 красного цвета, сигнализирующую о срабатывании схемы АВР. Ток через неё течет от зажима a2 через контакты KV1.2, KM2.2, KM3.2, резистор R к зажиму 0.

При исчезновении напряжения на вводе II схема АВР работает аналогично, только сигнал на включение секционного контактора подает реле напряжения KV2.

Для повторного подключения двигателя M1 к вводу I после восстановления на нем напряжения необходимо вновь перевести ключ управления SA1 в положение B2. При этом контактор KM1, сработав, своими контактами KM 1.2 разомкнет цепь питания секционного контактора KM3, и схема вернется в исходное положение.

Для оперативного отключения работающего двигателя M1 необходимо перевести ключ управления SA1 в положение O2. При этом обмотки контактора KM1 и реле напряжения KV1 разомкнутыми контактами II секции ключа SA1 обесточиваются. Контактор своими контактами KM 1.1 отключает I секцию шин от трансформатора T1.

## 4.2. Автоматическое повторное включение

Значительная часть коротких замыканий на воздушных линиях электропередачи (ЛЭП), вызванных перекрытием изоляции, схлестыванием проводов и другими причинами, при быстром отключении повреждений релейной защитой самоустраняется. Это дает возможность производить повторное включение линии для восстановления электроснабжения потребителей.

Согласно Правилам устройства электроустановок для ускорения повторного включения линий и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей обязательно применение специальных устройств АПВ на всех воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) ЛЭП напряжением выше 1 000 В. Действие АПВ весьма успешно и составляет в сетях разного напряжения 50–90 %.

На практике также широко применяется АПВ шин подстанций, оборудованных быстродействующей защитой, всех одиночно работающих трансформаторов мощностью 1 000 кВА и более, трансформаторов меньшей мощности, питающих ответственную нагрузку.

Принципиальная схема АПВ линии с высоковольтным выключателем QF приведена на рис. 4.2.

Основным элементом устройств АПВ является комплектное реле типа РПВ-58. Оно содержит: реле времени КТ – для создания выдержки времени от момента пуска АПВ до замыкания цепи обмотки включения выключателя; RC-контур ( $R5 = 1,1 \text{ МОм}$ ;  $C = 20 \text{ мкФ}$ ), обеспечивающий однократность действия АПВ и необходимое время автоматического возврата в исходное положение; промежуточное реле с двумя обмотками – рабочей KV1 (параллельной) и удерживающей КА1 (последовательной), с помощью которой достигается необходимая длительность импульса на включение выключателя; резистор R4 (1000 Ом) в цепи обмотки реле времени, служащий для обеспечения его термической стойкости; резистор R6 (510 Ом), через который происходит разряд конденсатора в случае «запрета» АПВ (например, при действии защиты шин). Для линий, отходящих от шин неавтоматизированных подстанций, реле РПВ-58 могут быть включены так, что АПВ линий электропередачи происходит в случае возникновения несоответствия между положением ключа управления выключателя SA6 (положение «включено») и положением самого выключателя QF (положение «отключено»), указываемого реле-повторителями (KL3) или вспомогательными контактами привода (SQ); это может возникнуть после срабатывания защиты линии.

Цепь пуска АПВ (цепь несоответствия) в рассматриваемой схеме образуются контактами ключа управления SA6 (1–3) переключателя SA5

«Выбор типа АПВ» и блок-контактами положения выключателя «Отключено» SQ2, при замыкании которых подается питание на реле времени КТ. При оперативном отключении линии АПВ не произойдет, так как не образуется цепь «несоответствия» из-за размыкания контактов 1–3 ключа управления SA6.

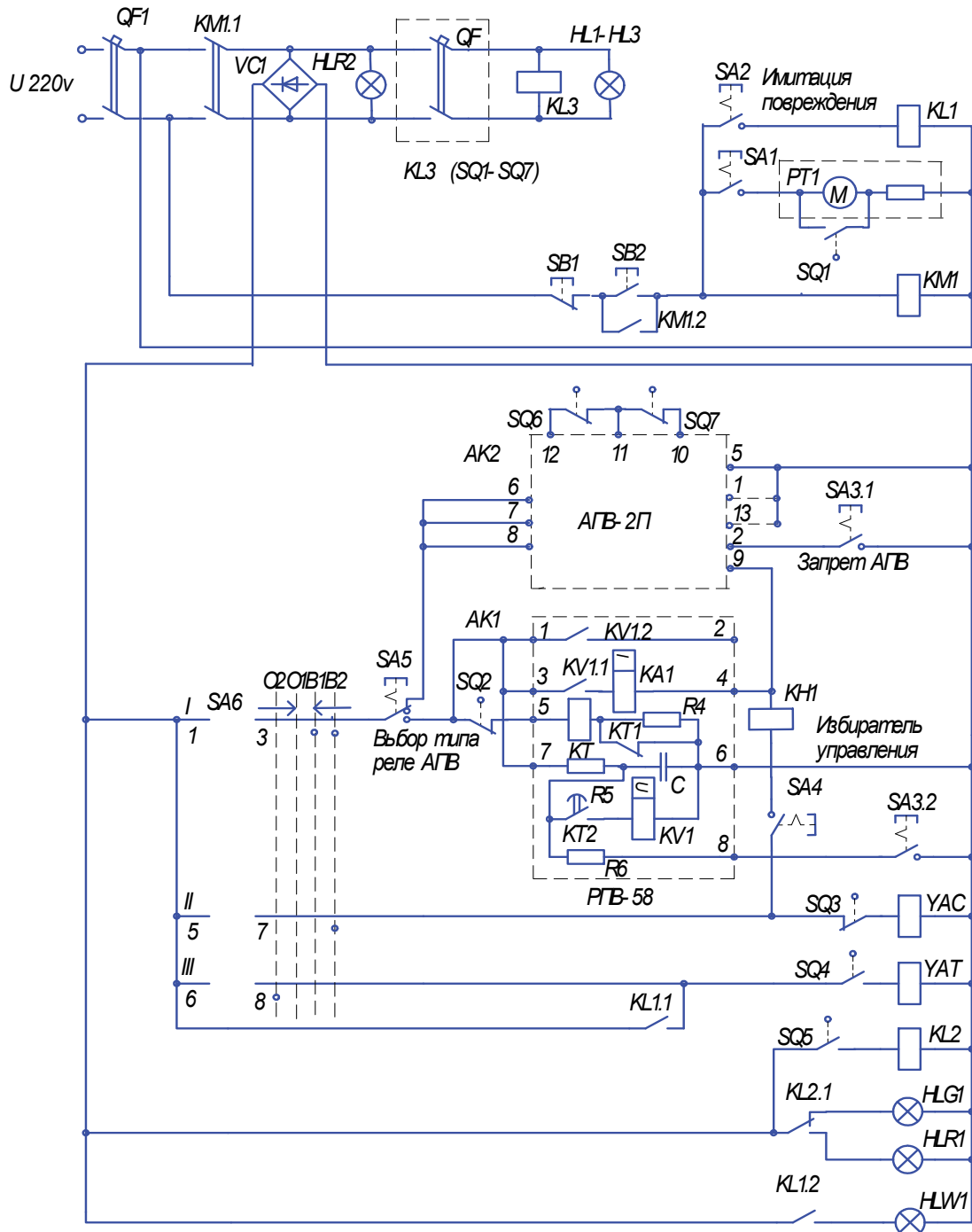


Рис. 4.2. Принципиальная схема АПВ линии с высоковольтным выключателем QF

Время автоматического возврата устройства АПВ в состояние готовности определяется временем заряда конденсатора до напряжения, соответствующего надежному срабатыванию промежуточного реле при разряде конденсатора

$$t_{\text{зар}} = R \cdot C \cdot \lg \cdot U / (U - U_{\text{ср}}), \quad (4.1)$$

где  $U$  – напряжение питания;  $U_{\text{ср}}$  – напряжение срабатывания реле.

В рассматриваемой схеме дистанционное управление выключателем производится ключом управления SA6 типа УП, в котором предусмотрена фиксация положения последней операции, и, таким образом, после операции включения (нефиксированное положение В2 – «Включить») ключ остается в фиксированном положении «Включено» (В1), а после операции отключения (нефиксированное положение О2 «Отключить») в фиксированном положении «Отключено» (О1). Когда выключатель включен, его блок-контакты SQ1, SQ4, SQ5 находятся в замкнутом состоянии; SQ2 и SQ3 в разомкнутом состоянии. При наличии постоянного оперативного напряжения на выходе выпрямителя VC1 блок-контакт SQ5 включает промежуточное реле KL2, которое своим контактом KL2.1 включает лампу HLR1 красного цвета, сигнализирующую о включенном состоянии высоковольтного выключателя QF. Блок-контакт SQ4 подготавливает цепь с электромагнитом YAT привода к операции отключения.

Для подготовки схемы АПВ к действию необходимо повернуть рукоятку ключа управления SA6 в положение В2 «Включить», а затем отпустить. При этом ключ переходит в положение В1 «Включено», а контакты его секции I будут замкнуты. Через контакты секции I, переключателя SA5 зажим 7 реле РПВ – 58, резистор R5 и зажим 6 – от источника оперативного тока VC 1 зарядится конденсатор C, и схема будет готова к работе.

При повреждении силовой цепи релейная защита своим контактом KL1.1 (рис. 4.2) подает через замкнутый блок-контакт SQ4 напряжение на катушку отключающего электромагнита YAT, который отключает выключатель QF. Блок-контакты SQ1-SQ5 возвращаются в исходное положение. Контакт SQ2, замыкаясь, подает напряжение на зажим 5 реле РПВ – 58. Через зажим 5, реле времени КТ, его замкнутый контакт КТ.1, зажим 6 протекает ток, и реле КТ срабатывает. При срабатывании реле времени размыкается его мгновенный размыкающий контакт КТ.1, вводя в цепь обмотки реле дополнительное сопротивление R4. Это приводит к уменьшению тока в обмотке реле, благодаря чему обеспечивается его термическая стойкость при длительном прохождении тока.

Блок-контакт SQ3, вернувшись в замкнутое состояние, подготавливает к работе цепь включения выключателя через электромагнит YAC; контакт SQ4 разрывает цепь питания электромагнита отключения YAT,

разгружая от гашения дуги его тока контакт реле защиты; контакт SQ5 отключает реле сигнализации KL2, которое своим переключающимся контактом KL2.1 отключает лампу HLR1 красного цвета и включает лампу HLG1 зеленого цвета, сигнализирующую об отключенном состоянии высоковольтного выключателя QF.

По истечении установленной выдержки времени реле КТ замыкает замыкающий контакт КТ.2 и подключает параллельную обмотку KV1 промежуточного реле к конденсатору С. От тока разряда конденсатора С через обмотку KV1 реле срабатывает и замыкает свой контакт KV1.1. В результате при включенном избирателе управления SA4 через зажим 3 реле РПВ – 58, контакт KV1.1, последовательную обмотку КА1 промежуточного реле, указательное реле КН1, контакт переключателя SA4, блок-контакт SQ3, катушку YAC электромагнита включения выключателя протекает ток. Обмотка КА1 промежуточного реле помогает удерживать контакт KV1.1 в замкнутом состоянии при уменьшении тока в параллельной обмотке KV1 из-за уменьшения напряжения на конденсаторе С при его разряде. В реле КН1 при срабатывании выпадает флажок (блинкер), что свидетельствует о срабатывании схемы АПВ.

Электромагнит YAC включает высоковольтный выключатель QF, в результате его блок-контакты SQ1–SQ5 меняют свое положение. Размыкающиеся блок-контакты SQ2 и SQ3 отключают реле РПВ-58 и электромагнит YAC. Замкнувшийся SQ4 подготавливает цепь отключения выключателя электромагнитом YAT, а SQ5 включает реле сигнализации KL2, что приводит к включению контактом KL2.1 красной лампы HLR1 и отключению зеленой лампы HLG1.

При включении высоковольтного выключателя линия, если повреждение на ней было неустойчивым и исчезло во время снятия напряжения, остается в работе, так как релейная защита не срабатывает. Тогда после размыкания контакта КТ.2 реле времени конденсатор С начинает заряжаться через резистор R5. Сопrotивление этого резистора выбирают таким, чтобы время заряда составляло 20–25 с. Таким образом, спустя указанное время схема АПВ будет автоматически подготовлена к новому действию.

Если повреждение было устойчивым, то выключатель QF, включившись, вновь отключается защитой и опять срабатывает реле КТ. Реле KV1, однако, при этом второй раз работать не будет, так как конденсатор С был разряжен при первом действии АПВ и зарядиться еще не успел. Таким образом, схема обеспечивает однократное действие при устойчивом коротком замыкании на линии.

При неуспешном действии АПВ контактом KL1.2 включается лампа HLW1 белого цвета, сигнализирующая об аварийном отключении высоко-

вольтного выключателя. Ввод в работу или вывод из работы реле РПВ-58 осуществляется избирателем управления (переключатель SA4). На предприятиях с повышенной опасностью поражения электрическим током предусматривается «запрет» АПВ при низком сопротивлении изоляции линии, на которой установлено устройство АПВ. «Запрет» в реальных схемах осуществляется путем включения в цепь разряда конденсатора С замыкающего контакта от устройства контроля изоляции линии, которое действует в бестоковую паузу цикла АПВ.

Рассмотрим работу полупроводникового реле типа АПВ-2П (рис. 4.3). Реле предназначено для двукратного автоматического повторного включения выключателей 6–35 кВ, работающих совместно с приводами прямого и косвенного действия, и может устанавливаться на релейной панели шкафов комплектных распределительных устройств наружной установки (КРУН) и внутренней установки (КРУ). Реле обеспечивает выдержку времени при номинальных значениях напряжения питания:

от 0,6 до 5–7 с для первого цикла АПВ;

от 1,2 до 28 с для второго цикла АПВ.

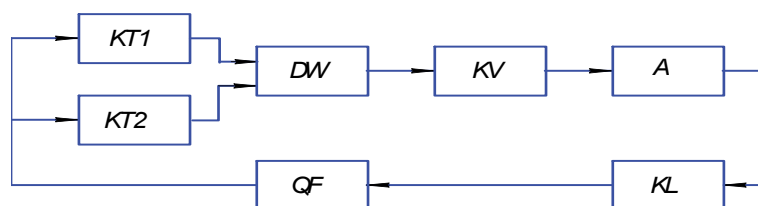


Рис. 4.3. Схема электрическая функциональная реле АПВ-2П с выключателем

Время подготовки к повторной работе не менее 10 с и не более 60 с.

Электрическая функциональная схема реле содержит два элемента времени КТ1 и КТ2, логический элемент DW (ИЛИ), пороговый элемент KV, усилитель А, исполнительный орган KL. Входом и выходом реле подключено к блок-контактам выключателя QF (выключатель с приводом).

В исходном состоянии, т.е. когда выключатель QF включен, на входные элементы КТ1 и КТ2 реле сигнал не поступает, и на выходе реле (элемент KL) сигнал также отсутствует.

При отключении выключателем QF линии электропередачи, например при срабатывании релейной защиты, замыкается его контакт, и два элемента времени КТ1 и КТ2 реле запускаются, т.е. начинается отсчет времени их срабатывания. По истечении установленного времени первого цикла АПВ срабатывает элемент времени КТ1.

Выходной сигнал элемента времени КТ1 через логический элемент DW, пороговый элемент KV подается на усилитель А. Усиленный сигнал

с выхода элемента А подается на исполнительный орган (выходное реле KL), при срабатывании которого сигнал подается на катушку (электромагнит) включения выключателя. Последний включает линию электропередачи повторно, т. е. происходит АПВ выключателя по истечении времени первого цикла. В случае повторного отключения линии электропередачи выключателем QF, т. е. неуспешного первого цикла АПВ, после подготовки привода к операции включение начинается отсчет времен второго цикла АПВ, при этом запускается только элемент КТ2, поскольку элемент времени КТ1 не успел подготовиться к повторному запуску. По истечении установленного времени второго цикла АПВ элемент времени второго цикла КТ2 срабатывает и обеспечивает срабатывание выходного реле KL, которое снова действует на электромагнит включения выключателя QF.

При неуспешном втором цикле АПВ выключатель QF отключается, но запуск элементов времени КТ1 и КТ2 не происходит, поскольку выключатель QF находился во включенном состоянии недостаточное время для подготовки их к запуску. При неуспешном первом или втором цикле АПВ и истечении времени подготовки элементов времени КТ1 и КТ2 к запуску реле снова готово к действию на выключатель для его включения.

### **Контрольные вопросы и задания**

1. Объясните, как распределяются электроприемники по степени ответственности.
2. Перечислите виды АВР, расскажите о их назначении.
3. Объясните, как привести схему АВР в исходное положение.
4. Объясните, как работает схема АВР при исчезновении напряжения.
5. Объясните, для чего используют реле напряжения в схемах АВР.
6. Опишите условные обозначения элементов схемы.
7. Назовите область применения устройств АПВ.
8. Объясните, на чем основано успешное действие АПВ.
9. За счет чего обеспечивается однократность (для реле АПВ-2П двукратность) действия АПВ.
10. Объясните диаграмму замыкания контактов ключа управления SA6.
11. Как определяется время срабатывания АПВ.
12. В каких случаях действует «запрет АПВ».
13. Опишите порядок работы схемы при успешном и неуспешном АПВ.



---

---

## **5. ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ОТКРЫТЫХ ГОРНЫХ РАБОТ**

Современные карьеры являются крупными потребителями электроэнергии. Усложнение электрохозяйства, увеличение установленной мощности электрооборудования требует от инженеров знания основ электроснабжения, без чего невозможна правильная эксплуатация электроустановок и эффективная работа основного технологического оборудования.

### **5.1. Исходные данные и требования**

Оборудование из разделов дипломного проекта «Горная часть» и «Стационарные установки», данные практики, специальная литература служат исходными данными. Для работы над проектом необходимо иметь:

1) план горных работ, на котором нанесены электрифицированные горнотранспортные машины, воздушные и кабельные линии, передвижные приключательные пункты, подстанции, осветительные установки, железнодорожные пути, автомобильные дороги и другие технические сооружения и установки;

2) принципиальные схемы электроснабжения;

3) генеральный план поверхности рудника с указанием зданий, сооружений, ЛЭП, подстанций;

4) наименование энергосистемы, от которой питается карьер;

5) величины токов короткого замыкания в электрических сетях;

6) общую характеристику карьера: тип полезного ископаемого, объемы добычи и вскрыши;

7) климатические и геологические данные района: местонахождение, средние и предельные температуры воздуха и почвы, атмосферное давление, максимальная сила ветра, число грозных дней в году, степень и характер загрязнения атмосферы, максимальный уровень грунтовых вод, характеристика грунтов по электропроводности;

8) перечень объектов основного технологического комплекса, вспомогательных объектов, размещенных на территории предприятия и поблизости;

9) характеристику электроприемников по мощности, напряжению, роду тока, исполнению, вентиляции;

- 10) особенности электрического освещения;
- 11) режимы работы основных смен, их число, годовое число часов работы оборудования, категории электроприемников;
- 12) характеристику среды: классы взрыво- и пожароопасности, наличие химически активной среды, где работает электрооборудование;
- 13) вид исполнения электрооборудования по степени защиты от воды, пыли, химически активной среды;
- 14) данные о выполнении защитного заземления и зануления: естественные заземлители, искусственные заземлители, заземляющие и нулевые защитные проводники;
- 15) данные защиты от однофазных замыканий на землю для высоковольтных сетей и устройства защитного отключения для низковольтных сетей;
- 16) планы раскладки заземляющих проводников и заземления;
- 17) экономические показатели: стоимость электрооборудования, тарифы на электроэнергию, нормативы отчислений на амортизацию и обслуживание электрооборудования, число часов использования максимума активной мощности.

Раздел проекта должен содержать расчетно-пояснительную записку (с рамками и штампами) и графическую часть, выполненную на листах формата А4 или прозрачных пленках формата А4 (при оформлении с помощью компьютера).

## 5.2. Построение системы электроснабжения

При выборе и построении системы электроснабжения карьера учитывают: систему разработки и горно-геологические параметры карьера; наличие мощных электроприемников и потребителей первой категории; погодно-климатические условия и перспективы развития. Электроснабжение карьеров должно осуществляться от районных энергосистем по воздушным линиям (ВЛ) электропередачи напряжением 35–220 кВ с применением принципа глубокого ввода путем установки ПКТП напряжением 110–35/6–10 кВ в пределах горных работ. Для сетей напряжением 6–10 кВ применяется система с изолированной нейтралью.

Питание электрических нагрузок крупных карьеров производится от ГПП напряжением 110–220/35 кВ. Карьер делится на участки. Каждый участок получает питание от ПКТП 35/6–10 кВ. Трансформаторные подстанции должны обеспечивать электроприемникам номинальное напряжение, которое для высоковольтных электроприемников в зависимости от мощности составляет 6 или 10 кВ. Соответственно электроэнергия на карь-

ере распределяется по линиям электропередачи напряжением 6 или 10 кВ. Низковольтные электроприемники получают питание от индивидуальных передвижных ПКТП напряжением 6 (10)/0,4 (0,69) кВ. Осветительные установки с мощными лампами ДКсТ получают питание от мачтовых подстанций МТП 6 (10)/0,4 кВ или монтируются на мачте, установленной на саях вместе с трансформаторной подстанцией.

Схему электроснабжения карьера рекомендуется принимать: при транспортной системе разработки – продольную с расположением передвижных ВЛ напряжением 6–10 кВ на уступах; при бестранспортной системе разработки – поперечную, построенную по принципу блока ВЛ 35–110 кВ – ПКТП 35–110/6–10 кВ с бортовыми магистральными и радиально-поперечными ВЛ 6–10 кВ; при применении техники непрерывного действия (поточная технология) – магистрально-радиальную с расположением кабельных линий электропередач (КЛ) на уступах; при комбинированной системе разработки – комбинации схем с циклической и поточной технологией.

При наличии потребителей категории 1 последние должны получать питание от двух независимых друг от друга источников питания.

При построении схемы распределения электроэнергии на карьере к одной передвижной ВЛ напряжением 6–10 кВ рекомендуется присоединять:

- не более трех экскаваторов с ковшом вместимостью до 5 м<sup>3</sup> и 1–2 ПКТП мощностью до 630 кВА;
- не более двух экскаваторов с ковшом вместимостью до 15 м<sup>3</sup> и двух ПКТП единичной мощностью до 630 кВА;
- не более одного экскаватора с ковшом вместимостью до 20 м<sup>3</sup> и более двух ПКТП единичной мощностью до 630 кВА;
- не более двух роторных (многочерпаковых) экскаваторов с теоретической производительностью до 1 300 м<sup>3</sup> и двух ПКТП единичной мощностью до 630 кВА;
- не более одного роторного экскаватора с производительностью свыше 1 300 м<sup>3</sup> и двух ПКТП единичной мощностью до 630 кВА;
- не более пяти ПКТП единичной мощностью до 630 кВА для питания силовых потребителей или не более десяти ПКТП единичной мощностью до 100 кВА для питания осветительных установок.

При наличии большого количества оборудования карьер делится на участки (добыча, вскрыша, отвал и т. д.)

Схема распределения электроэнергии должна быть нанесена на план горных работ. Принципиальная схема электроснабжения отличается от схемы распределения электроэнергии тем, что на ней указываются все элементы электрической системы, а также марка и длина ВЛ и КЛ.

### 5.3. Общие сведения об электроснабжении участка карьера

Электроэнергия напряжением 35 кВ по воздушной линии электропередач поступает на участковую передвижную комплектную трансформаторную подстанцию ПКТП – 4000/35/6 от ГПП – 110/35 кВ. По надежности и бесперебойности электроснабжения потребители участка карьера относятся к категории 1. Электрические сети высокого и низкого напряжения на участке карьера работают с режимом изолированная нейтраль.

Распределение электроэнергии между электроприемниками разреза осуществляется на напряжении 6 кВ по комбинированной схеме, имеющей радиальные и магистральные линии. Так как линии распределительной сети 6 кВ располагаются поперек уступов в связи с бестранспортной системой разработки, то схема распределения электроэнергии является поперечной. На борту карьера сооружаются стационарные ЛЭП, а внутри карьера – передвижные линии электропередач.

Применяют следующие типы передвижных опор – деревянные (промежуточные, угловые, анкерные, концевые) с железобетонным основанием. Они предназначены для подвески сталеалюминиевых проводов с максимальным сечением до 95 мм<sup>2</sup> и заземляющего троса сечением до 70 мм<sup>2</sup>, а также для установки в I, II, III и IV районах по гололеду и максимальной скорости ветра 25 м/с, что соответствует действующим правилам ПТЭ и ЕПБ. Максимальный расчетный пролет между опорами, исходя из наибольшей допускаемой стрелы провеса провода, составляет 60 м.

Кабельные линии электропередач выполняют гибким четырехжильным кабелем типа КШВГЭ или пятижильным марки КГЭ. Для соединения кабелей применяют специальные соединительные муфты или соединительные коробки. Для присоединения кабелей к воздушным линиям электропередач применяются передвижные прикючательные пункты (ППП-6) типа ЯКНО-10У1, КРУПП-10, КРУПЭ-10, ЗКВЭ-10, соответствующие предъявляемым требованиям к электрооборудованию для открытых горных работ.

Для осветительных установок с ксеноновыми лампами, которым требуется два уровня напряжения (220 и 380 В), принимаются индивидуальные трансформаторные подстанции типа ПСКТП-6/0,4 или МТП-6/0,4.

Согласно действующим правилам ЕПБ заземлению подлежат все электроустановки, которые в случае пробоя изоляции могут оказаться под напряжением. Для внутрикарьерных потребителей электроэнергии напряжением до 1 кВ и выше заземляющее устройство общее, которое устанавливается на ПКТП-4000/35/6 кВ. Сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 4 Ом.

Для защиты линий электропередач от перенапряжений применяются трубчатые, а для подстанций и вращающихся машин – вентильные разрядники. На ПКТП-4000/35/6 кВ устанавливается несколько видов защит от аварийных режимов: от однофазных замыканий на землю защита типа ЗЗП-1М; от коротких замыканий – максимально токовая защита и токовая отсечка; от перенапряжений – вентильные разрядники или ограничители перенапряжений. На ЛЭП 6 кВ для защиты от атмосферных перенапряжений в местах с ослабленной изоляцией устанавливаются трубчатые разрядники; в ППП-6 – защиты от однофазных замыканий на землю типа РТЗ-51М, максимально-токовые защиты и токовые отсечки. В сетях до 1 000 В контроль состояния изоляции осуществляется устройствами защитного отключения типа АЗАКИ и др.

#### 5.4. Электрическое освещение

В п. 5.4 выполняют светотехнический расчет освещения карьера, промышленной площадки, автодорог и помещений: при нормируемой освещенности (прил. 2, табл. 2.1) выбирается требуемое количество и типы светильников.

Для расчета освещения карьера и промплощадки используют метод светового потока; освещения автодорог – точечный метод; освещения помещений – метод удельной мощности. Для осветительных установок с ксеноновыми лампами, которым для работы требуется два уровня напряжения (220 и 380 В), необходимо принимать индивидуальные трансформаторы 6/0,4 кВ с выведенной нулевой точкой или специальные подстанции карьерного освещения (ПКО).

*Расчет освещения карьера, отвалов и промплощадки*

Освещаемую территорию условно представляют в виде прямоугольника площадью

$$S = LM, \text{ м}^2, \quad (5.1)$$

где  $L$  – длина карьера, м;  $M$  – ширина карьера, м.

Световой поток, необходимый для освещения:

$$F = E_n S, \text{ лм}, \quad (5.2)$$

где  $E_n$  – требуемая нормируемая освещенность, лн ( $E_n = 0,2 \dots 05$  лк).

Места работы машин и механизмов должны иметь усиленную освещенность  $E_n = 5$  лк.

Площадь с усиленной освещенностью:

$$S_d = \frac{2}{3} Lm \left( b + \frac{h}{\sin \alpha} \right), \text{ м}^2, \quad (5.3)$$

где  $m$  – число уступов, на которых работа производится одновременно;  $b$  – средняя ширина уступа, м;  $h$  – средняя высота уступа, м;  $\alpha$  – угол откоса уступа, град.

Требуемый световой поток для создания усиленной освещенности:

$$F_d = 5S_d, \text{ лм}. \quad (5.4)$$

Полный световой поток для освещения карьера:

$$F_k = F_d + F, \text{ лм/} \quad (5.5)$$

Требуемое количество прожекторов:

$$N = \frac{F_k K_3 C}{\eta_{\text{пр}} F_{\text{л}}}, \text{ шт}, \quad (5.6)$$

где  $K_3$  – коэффициент запаса ( $K_3 = 1,5$ );  $C$  – коэффициент учитывающий потери света ( $C = 1,15 \div 1,5$ );  $\eta_{\text{пр}}$  – КПД прожекторов;  $F_{\text{л}}$  – световой поток лампы в прожекторе (прил. 2, табл. 2.2–2.4).

Высота установки прожекторов:

$$H = \sqrt{\frac{I_{\text{max}}}{300}}, \text{ м}, \quad (5.7)$$

где  $I_{\text{max}}$  – максимальная сила света в прожекторе, кд (прил. 2, табл. 2.3, 2.4).

Места установки прожекторов определяют путем наложения на план горных работ изолюкс, равной горизонтальной освещенности (0,5 и 5 лк), при этом уточняется и корректируется количество прожекторов.

Мощность силового трансформатора для питания лампы ДКсТ:

$$S_{\text{тр}} = \frac{\sqrt{3} P_{\text{л}}}{\cos \varphi_{\text{уст}} \eta_{\text{ос}}}, \text{ кВА}, \quad (5.8)$$

где  $P_{\text{л}}$  – мощность лампы, кВт;  $\cos \varphi_{\text{уст}}$  – коэффициент мощности осветительной установки ( $\cos \varphi_{\text{уст}} = 0,95$ );  $\eta_{\text{ос}}$  – КПД осветительной сети ( $\eta_{\text{ос}} = 0,95–0,96$ ).

#### *Расчет освещения автодорог*

Расположение светильников – боковое, на опорах. Расстояние между опорами  $l$ ; высота подвески светильников  $h$ . Определяют  $y = \frac{1}{2}$ . Расстояние от оси опоры до осевой линии дороги  $x$ . Рассчитывают величины:

$$\xi = \frac{x}{h}; \quad \eta = \frac{y}{h}.$$

По прил. 2 (табл. 2.5) определяют относительную освещенность точки на оси дороги на равном расстоянии между опорами:  $\varepsilon = f(\zeta, \eta)$ .

Освещенность от двух светильников  $\Sigma\varepsilon = 2\varepsilon$ . Необходимый световой поток одной лампы:

$$F = \frac{1000E_{\min}K_3h^2}{\mu \Sigma \varepsilon}, \text{ лм}, \quad (5.9)$$

где  $K_3$  – коэффициент запаса ( $K_3 = 1,5$ );  $\mu$  – коэффициент, учитывающий свет удаленных светильников ( $\mu = 1,1 \div 1,2$ ).

По расчетной величине  $F$  принимают лампы со световым потоком  $F_{л}$ , который не должен отличаться более чем на  $10 \div 20\%$

Количество светильников определяют по формуле

$$N_{\text{св}} = \frac{L-1}{1}, \text{ кВА}, \quad (5.10)$$

где  $L$  – длина дороги, м.

#### *Расчет освещения помещений*

Расчет электрического освещения проектируемых производственных помещений следует выполнять методом удельной мощности.

Последовательность расчета освещения по методу удельной мощности определяется по прил. 2 (табл. 2.6, 2.7): выбирается конкретный тип светильника и произвольно принимается его мощность; определяется произвольно число рядов светильников, количество светильников в ряду и расстояние между ними с учетом обеспечения равномерного освещения; для принятого типа светильника в зависимости от высоты и площади помещения и требуемой освещенности по прил. 2 (табл. 2.8) определяется удельная мощность на освещение  $\omega_0$ , Вт/м<sup>2</sup>, и расчетная активная мощность на освещение помещения  $P_{\text{о.св}} = \omega_0 \cdot S$ , где  $S$  – площадь помещения.

Требуемое количество светильников:

$$n = \frac{P_{\text{о.св}}}{P_{\text{св}}}, \quad (5.11)$$

где  $P_{\text{св}}$  – мощность светильника, кВт.

Расчет производится для помещений (место обогрева, административный корпус, мастерские и т. д.). При большом количестве помещений расчеты сводятся в таблицу.

## 5.5. Электрические нагрузки и выбор трансформаторных подстанций

### *Определение электрической расчетной мощности карьера*

Расчет электрических нагрузок производят методом установленной мощности и коэффициента спроса. Все электроприемники объединяют по уровню напряжения и делят на группы одинаковых нагрузок по мощности, назначению и характеру работы. По каждой группе электроприемников определяют:

- установленную мощность:

$$P_{устi} = P_{ни}n_i, \text{ кВт}; \quad (5.12)$$

- расчетную активную нагрузку:

$$P_{pi} = P_{устi}K_i, \text{ кВт}; \quad (5.13)$$

- расчетную реактивную нагрузку:

$$Q_{pi} = P_{pi} \operatorname{tg} \varphi_i, \text{ квар}; \quad (5.14)$$

- расход активной электроэнергии:

$$W_{Ai} = P_{pi}T_i, \text{ кВт}\cdot\text{ч}; \quad (5.15)$$

- расход реактивной электроэнергии:

$$W_{pi} = Q_{pi}T_i, \text{ квар}\cdot\text{ч}; \quad (5.16)$$

Расчетную полную нагрузку участка карьера определяют по выражению

$$S_p = \sqrt{(\sum P_{pi})^2 + (\sum Q_{pi})^2}, \text{ кВА}. \quad (5.17)$$

Энергетические характеристики основных электроприемников приведены в прил. 2 (табл. 2.9–2.14). Коэффициент спроса в прил. 2 (табл. 2.15, 2.16).

Расчетную нагрузку средних и мощных экскаваторов определяют отдельно для сетевых электродвигателей и трансформаторов, так как они работают с разными коэффициентами мощности ( $\cos \varphi_{дв}$  и  $\cos \varphi_{тр}$ ). Для трансформаторов коэффициент мощности равен 0,7.

Если на карьере преобладает нагрузка от асинхронных двигателей, то полная расчетная мощность во многом зависит от мероприятий по компенсации реактивной мощности. Реактивная мощность  $\sum Q_{pi}$  и средневзвешенный коэффициент мощности  $\cos \varphi_{ср. вз}$  носят индуктивный характер:

$$\cos \varphi_{ср. вз} = \frac{\sum W_{ai}}{\sqrt{(\sum W_{ai})^2 + (\sum W_{pi})^2}}, \text{ кВА}. \quad (5.18)$$



Если  $\cos \varphi_{\text{ср. в3}} < 0,92 \div 0,95$ , необходимо предусмотреть компенсацию реактивной мощности. Расчетная мощность компенсирующего устройства определяется по формуле

$$Q_k = \sum P_{pi} (\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2) , \text{ квар}, \quad (5.19)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi_1$  – коэффициент реактивной мощности, соответствующий  $\cos \varphi_{\text{ср. в3}}$  до проведения мероприятий по компенсации;  $\operatorname{tg} \varphi_2$  – коэффициент реактивной мощности, соответствующий желаемому  $\cos \varphi_2$ .

Полная расчетная мощность нагрузок после компенсации реактивной мощности:

$$S_p = \sqrt{\left(\sum P_{pi}\right)^2 + \left(\sum Q_{pi} - Q_k\right)^2} , \text{ кВА}. \quad (5.20)$$

*Выбор числа и мощности трансформаторов  
для ГПП или ПКТП 35/6(10) кВ*

Выбор числа и мощности трансформаторов понизительных подстанций на карьерах производится исходя из расчетной нагрузки и категории потребителей электроэнергии.

На карьерах малой и средней производительности обычно сооружается главная понизительная подстанция.

При наличии на карьере дренажных шахт и мощного водоотлива, которые относятся к потребителям категории 1, на ГПП устанавливается не менее двух силовых трансформаторов, что необходимо для резервирования питания.

Если на карьере нет потребителей категории 1, то принимается один трансформатор по условию  $S_{\text{тр.н}} \geq S_p$ .

Для двухтрансформаторных подстанций расчетную мощность одного трансформатора определяют по формуле

$$S_{\text{тр1}} = K_{1-2} K_{\text{см}} S_p , \text{ кВА}. \quad (5.21)$$

где  $K_{1-2}$  – коэффициент, учитывающий наличие на предприятии электроприемников категории 1 ( $K_{1-2} = 0,75 \div 0,8$ );  $K_{\text{см}}$  – коэффициент совмещения максимума ( $K_{\text{см}} = 0,7 \div 0,95$ ) в зависимости от числа ступеней трансформации.

Мощность принимаемого к установке трансформатора должна удовлетворять условию  $S_{\text{тр.н}} > S_{\text{тр1}}$ . Выбранный трансформатор проверяют по перегрузочной способности на случай аварии одного из них:  $K_{\text{пер}} = \frac{S_p}{S_{\text{тр.н}}}$ ,

при этом должно выполняться условие  $1,1 < K_{\text{пер}} < 1,4$ .

На крупных карьерах рекомендуется применение передвижных комплектных трансформаторных подстанций, благодаря которым возможен глубокий ввод электроэнергии напряжением 35–110 кВ на рабочие уступы карьера.

Перечень подстанций, рекомендуемых к установке в карьерах, приведен в прил. 2 (табл. 2.19). Техническая характеристика применяемых подстанций приведена в прил. 2 (табл. 2.20).

#### *Выбор ПКТП -6(10)/0,4 кВ*

Передвижные подстанции для питания низковольтных электроприемников 0,4 кВ выбирают по двум условиям: возможности прямого пуска асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором и величине расчетной нагрузки. Приблизительный выбор силового трансформатора ПКТП 6/0,4 кВ проводится по двум условиям: мощность наибольшего по величине двигателя с короткозамкнутым ротором в группе электроприемников должна быть менее 30 % от  $S_{тр.н}$  при редких пусках или меньше 20 % от  $S_{тр.н}$  при частых пусках. Если от подстанции получает питание один двигатель с короткозамкнутым ротором, то его мощность должна быть более  $0,8 S_{тр.н}$ .

Силовой трансформатор ПКТП 6/0,4 кВ согласно второму условию выбирают по расчетной мощности трансформатора:

$$S_{тр. н. пк\text{тп}} = \frac{K_c \sum P_{н.i}}{\cos \varphi_{ср}}, \text{ кВА.} \quad (5.22)$$

где  $P_{н.i}$  – номинальная мощность  $i$ -го потребителя, кВт;  $K_c$  – групповой коэффициент спроса (прил. 2, табл.2.15);  $\cos \varphi_{ср}$  – средний коэффициент мощности группы электроприемников:

$$\cos \varphi_{ср} = \frac{\sum P_{ни} \cdot \cos \varphi_{н.i}}{\sum P_{ни}}, \text{ кВА.} \quad (5.23)$$

Перечень рекомендуемых к применению трансформаторных подстанций приведен в прил. 2 (табл. 2.19).

## **5.6. Расчет воздушных и кабельных линий**

### *Определение расчетных токов*

В пояснительной записке приводятся схемы распределения энергии (без уступов и контуров карьера), полностью соответствующие схемам, нанесенным на плане горных работ. Длины всех участков линий указывают на схемах распределения электроэнергии или в отдельной таблице.

Предварительно линии и участки линий на схеме распределения электроэнергии 6 кВ карьера нумеруются. Это позволяет точно ориентироваться в проектных расчетах.

Расчетные токи определяются по расчетным мощностям путем деления на  $\sqrt{3U_n}$ , которые находят умножением номинальных мощностей на коэффициенты спроса (прил. 2, табл. 2.15). Определяются средние и максимальные расчетные мощности. Для экскаваторов расчет токов выполняются дважды: по средним коэффициентам спроса  $K_{с.ср}$  (прил. 2, табл. 2.16) устанавливаются средние расчетные токи  $I_{расч}$  длительного режима работы; по максимальным коэффициентам спроса  $K_{с.макс}$  определяются максимальные (пусковые) расчетные токи  $I_{расч.макс}$  кратковременного режима работы электроприемников. Следует иметь в виду, что максимальные расчетные токи определяются только для двигателей, а результирующие максимальные расчетные токи в линиях получают соответствующим суммированием максимальных токов двигателей со средними токами трансформаторов.

#### *Выбор сечений высоковольтных проводников*

Сечения проводников воздушных и кабельных линий напряжением до 1 000 В и выше выбирают по нагреву средним расчетным током  $I_{расч}$  с последующей проверкой: по экономической плотности среднего расчетного тока (только для ЛЭП 6–35 кВ со сроком службы более 5 лет); по механической прочности; по допустимой потере напряжения, создаваемой максимальным расчетным током.

Выбор сечения проводников по нагреву сводится к сравнению среднего расчетного тока  $I_{расч}$  с длительно допустимыми токами  $I_{дл}$  для проводников стандартных сечений (прил. 2, табл. 2.21–2.25).

Экономически целесообразное сечение проводников,  $мм^2$ , определяют по выражению  $S_{эк} = \frac{I_{расч}}{j_{эк}}$ , где  $j_{эк}$  – экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup> (прил. 2, табл. 2.26). Не подлежат проверке по экономической плотности тока ЛЭП с малым сроком службы (до 5 лет), к числу которых на карьере относятся передвижные воздушные и кабельные ЛЭП 6–10 кВ. При выборе расчетные сечения проводников округляются до ближайших меньших стандартных.

Выбранные по нагреву и экономической плотности тока сечения проводников проверяют по механической прочности путем сравнения с минимально допустимыми сечениями (прил. 2, табл. 2.27) для ВЛ класса 2 в зависимости от материала и конструкции провода.

Наибольшее сечение проводников из выбранных по нагреву, экономической плотности тока и механической прочности проверяют по допустимой потере напряжения при максимальном расчетном токе по формуле

$$\Delta U\% = \frac{\sqrt{3}I_{\text{расч. max}}}{U_{\text{н}}(r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi)} 100\%, \quad (5.24)$$

где  $U_{\text{н}}$  – номинальное напряжение, В;  $L$  – длина участка рассчитываемой линии, км;  $r_0$ ,  $x_0$  – соответственно удельные активное и индуктивное сопротивления одного километра линии, Ом/км;  $\cos \varphi$ ,  $\sin \varphi$  – тригонометрические функции, соответствующие сдвигу фазы максимального расчетного тока относительно напряжения.

Отклонение напряжения от номинального на зажимах электродвигателей при нормальном режиме должно быть не более  $-5 \div +10\%$ ; допустимые отклонения от номинального напряжения на прожекторных установках наружного освещения – не более  $-2,5 \div +5\%$ ; на зажимах остальных электроприемников  $\pm 5\%$ .

Если от подстанции до электроприемника имеется несколько последовательно соединенных участков ВЛ и КЛ с различными токами и сечениями проводников, потери напряжения определяют отдельно на каждом участке, а затем суммируют в соответствии с направлением прохождения тока. Суммарные потери напряжения от подстанции до клемм электроприемника при максимальных расчетных токах не должны превышать  $10\%$ , в противном случае сечения проводников увеличивают.

Отличительной особенностью выбора кабелей ЛЭП напряжением 6–10 кВ является обязательная проверка их на термическую устойчивость к воздействию тока короткого замыкания,  $\text{мм}^2$ , по формуле  $S_{\text{min}} \geq \frac{I_{\infty \text{max}}^{(3)} \sqrt{t_{\text{п}}}}{C}$ ,

где  $I_{\infty \text{max}}^{(3)}$  – максимальный установившийся ток короткого замыкания, кА;  $t_{\text{п}}$  – приведенное время действия тока КЗ, с ( $t_{\text{п}} = 0,7-0,8$  с);  $C$  – расчетный коэффициент, определяемый допустимой температурой нагрева (для кабелей с бумажной изоляцией и медными жилами  $C = 165$ , с алюминиевыми жилами  $C = 95$ ; для гибких кабелей с медными жилами в резиновой изоляции  $C = 114$ ). При выборе стандартного сечения кабелей по термической устойчивости принимают кабели ближайшего большего стандартного сечения относительно расчетного  $S_{\text{min}}$ .

Питающие ВЛ напряжением 35–220 кВ предусматривают в двухцепном исполнении. ВЛ напряжением до 35 кВ, сооружаемые на рабочих участках, следует выполнять передвижными. Для стационарных ВЛ напряжением 6–35 кВ применяют алюминиевые (А) или сталеалюминиевые (АС) провода сечением 35–185  $\text{мм}^2$ .

#### *Выбор сечений низковольтных проводников*

Сечение проводов и кабелей выбирают по нагреву токами нагрузки и допустимой потере напряжения.

Определяется расчетный ток нагрузки потребителя по формуле

$$I_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ном}} K_c}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} \eta_c \cos \varphi_{\text{расч}}}, \quad (5.25)$$

где  $P_{\text{ном}}$  – номинальная мощность потребителя, Вт;  $K_c$  – коэффициент спроса;  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение сети, В;  $\eta_c$  – КПД сети (для кабельных линий  $0,97 \div 0,99$ );  $\cos \varphi$  – коэффициент мощности.

По условию  $I_{\text{расч}} \leq I_{\text{доп}}$  выбирается сечение кабеля по таблице ПУЭ.

Для нормальной работы на зажимах работающего электроприемника должно быть номинальное напряжение с допустимыми отклонениями согласно ПУЭ. Отклонение напряжения от номинального на зажимах электроприемника при нормальном режиме должно быть не более 5 %.

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} I_{\text{расч}}}{U_{\text{ном}}} L (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \cdot 100 \%, \quad (5.26)$$

где  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение, В;  $L$  – длина участка рассчитываемой линии, км;  $r_0$ ,  $x_0$  – соответственно удельные активное и индуктивное сопротивления 1 км линии, Ом/км;  $\cos \varphi$ ,  $\sin \varphi$  – тригонометрические функции, соответствующие сдвигу фазы максимального расчетного тока относительно напряжения.

## 5.7. Расчет годовой стоимости электроэнергии

Плата за электроэнергию производится по одному из трех тарифов: за израсходованную активную электроэнергию (по одноставочному тарифу); максимум активной мощности в часы максимальной нагрузки энергосистемы и за израсходованную электроэнергию (по двухставочному тарифу); израсходованную электроэнергию в часы максимальной нагрузки энергосистемы, израсходованную электроэнергию в часы средней нагрузки энергосистемы, израсходованную энергию в часы минимальной нагрузки энергосистемы (по одноставочному тарифу). Предприятия вправе сами выбирать вид тарифа. Рекомендуется применять двухставочный тариф, определяемый по формуле

$$C_{\text{э.год}} = a \cdot P_{\text{max}} + b W_{\text{а.год}}, \quad (5.27)$$

где  $a$  – годовая стоимость 1 кВт максимальной активной нагрузки, руб.;  $P_{\text{max}}$  – заявленная предприятием максимальная активная мощность, кВт;  $b$  – стоимость 1 кВт·ч активной энергии, коп.;  $W_{\text{а.год}}$  – годовой расход активной энергии, кВт·ч.

Величина  $P_{\max}$  принимается равной суммарной рассчитанной активной мощности значениям активной  $\sum P_p$  из таблицы нагрузок. Годовой расход активной  $W_{\text{а.год}}$  энергии определяется произведением  $\sum P_p$  на годовой фонд времени работы основного оборудования.

## 5.8. Расчет электроснабжения участка карьера

### Электрическое освещение

Освещение карьера осуществляется светильниками с ксеноновыми лампами ДКСТ, установленными на передвижных деревянных прожекторных мачтах по борту карьера, а отвала – такими же светильниками, но на металлической мачте. Автодороги освещаются светильниками ДРЛ, установленными на деревянных опорах. Управление наружным освещением ручное, с ящиков управления РУСМ и автоматическое – от фотореле.

### Расчет освещения карьера и отвала

Освещение территории условно представляется в виде прямоугольника, площадь,  $\text{м}^2$ , которого определяется по формуле

$$S = LM = 1500 \cdot 700 = 1\,050\,000 \text{ м}^2,$$

где  $S$  – площадь,  $\text{м}^2$ ;  $L$  – длина карьера, м;  $M$  – ширина карьера, м.

На карьерах применяется комбинированная система освещения. Она включает общее освещение карьера и освещение участков работы. Согласно ЕПБ вся территория карьера должна иметь нормированную освещенность  $E_n = 0,2\text{--}0,5$  лк.

Световой поток, необходимый для освещения, лм, определяется по формуле

$$F_0 = E_n S = 0,5 \cdot 1\,050\,000 = 525\,000 \text{ лм.}$$

Места работы машин и механизмов должны иметь усиленную освещенность  $E_k = 5$  лк.

Площадь с усиленной освещенностью,  $\text{м}^2$ , определяется по формуле

$$S_d = \frac{2}{3} L \cdot m \left( b + \frac{h}{\sin \alpha} \right) = \frac{2}{3} \cdot 1\,500 \cdot 1 \cdot \left( 50 + \frac{10}{\sin 70} \right) = 60\,642 \text{ м}^2,$$

где  $S_d$  – площадь,  $\text{м}^2$ ;  $m$  – число уступов, на которых одновременно проводят работы;  $b$  – средняя ширина уступа, м;  $h$  – средняя высота уступа, м;  $\alpha$  – угол откоса уступа, град.

Требуемый световой поток для создания усиленной освещенности, лм, определяется по формуле

$$F_d = 5 \cdot S_d = 5 \cdot 60\,642 = 303\,209 \text{ лм.}$$

Полный световой поток для освещения карьера, лм, определяется по формуле

$$F_k = F_0 + F_d = 525\,000 + 303\,209 = 828\,209 \text{ лм.}$$

Принимаем прожектор ОУКсН-10000 с лампами ДКсТ-10000.

Требуемое количество прожекторов, ед, определяется по формуле

$$N = \frac{F_k K_{зс}}{\eta_{пр} F_{л}} = \frac{828\,209 \cdot 1,5 \cdot 1,5}{0,65 \cdot 220\,000} = 14 \text{ ед.,}$$

где  $N$  – количество прожекторов, ед;  $K_{зс}$  – коэффициент, учитывающий потери света;  $\eta_{пр}$  – КПД прожекторов;  $F_{л}$  – световой поток лампы в прожекторе, лм.

Высота установки светового прибора, м, определяется по формуле

$$H = \sqrt{\frac{I_{\max}}{300}} = \sqrt{\frac{200\,000}{300}} = 26 \text{ м,}$$

где  $I_{\max}$  – максимальная сила света светового прибора, кд.

Мощность силового трансформатора для питания лампы ДКсТ-10000, кВА, определяется по формуле

$$S_{тр} = \frac{\sqrt{3} \cdot P_{л}}{\cos \varphi \cdot \eta_{oc}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10}{0,95 \cdot 0,95} = 19 \text{ кВА.}$$

Выбираем трансформаторную подстанцию типа МТП-25/6/0,4.

Площадь промышленной площадки составляет  $S_{\min} = 50\,000 \text{ м}^2$ . При норме освещения  $E_{\min} = 0,5$  лк необходимый световой поток для освещения, лм, определяется по формуле

$$F_{пл} = 0,5 \cdot 50\,000 = 25\,000 \text{ лм.}$$

Количество прожекторов ПСМ-50-1с лампами ДРЛ-400 мощностью 400 Вт, ед, определяется по формуле

$$N = \frac{20\,000 \cdot 1,5 \cdot 1,5}{0,35 \cdot 20\,000} = 8 \text{ ед.,}$$

Высота установки светового прибора, м, определяется по формуле

$$H = \sqrt{\frac{I_{\max}}{300}} = \sqrt{\frac{20\,000}{300}} = 8,2 \text{ м,}$$

**Расчет освещения дорог**

Дорога имеет протяженность 4 км. Принимаются светильники ПФС-45-Э с лампами КЖ-220-1000. Выбирается боковое размещение опор, расстояние между ними  $l = 50$  м; расстояние  $x$  от оси опор до оси дороги 6 м. Высота  $h$  подвески светильников 10 м.

Согласно ЕПБ минимальная освещенность дороги  $E_{\min} = 0,5$  лк. Принимаем, что наибольшая освещенность будет в точке А, находящейся на оси дороги посередине между двумя соседними опорами:

$$Y = \frac{1}{2} = 25 \text{ м.}$$

Находим

$$\xi = \frac{X}{h} = \frac{6}{10} = 0,6;$$

$$\eta = \frac{Y}{h} = \frac{25}{10} = 2,5.$$

Величины относительной освещенности условной лампы для  $Y = 0,6$  и  $X = 2,5$ , относительная освещенность  $\eta = 2,19$ .

Соответственно, относительная освещенность, создаваемая в точке А от двух ламп, составляет  $\sum \eta = 4,38$ .

Необходимый световой поток одной лампы, лм, определяется по формуле

$$F_{\text{л}} = \frac{1000 E_{\min} K_3 h^2}{m \sum \varepsilon} = \frac{1000 \cdot 0,5 \cdot 1,5 \cdot 10^2}{1,1 \cdot 4,19} = 15\,566.$$

Световой поток лампы КЖ-220-1000  $F_{\text{л}} = 17\,000$  лм. Расчетное значение  $F_{\text{л}}$  отличается от 17 000 лм не больше допустимых норм (10 % ... 20 %). Окончательно принимаем для освещения светильник с лампой КЖ-220-1000.

Количество светильников для дорог, ед., определяется по формуле

$$N_{\text{св}} = \frac{L - 1}{1} = \frac{4\,000 - 50}{50} = 79.$$

Мощность силового трансформатора для питания лампы КЖ-220-1000, кВА, определяется по формуле

$$S_{\text{тр}} = \frac{N_{\text{св}} \cdot P_{\text{л}}}{\cos \varphi \cdot \eta_{\text{ос}}} = \frac{79 \cdot 1}{0,95 \cdot 0,95} = 88.$$

Выбираем трансформаторную подстанцию типа МТП-100/6/0,4.



### Расчет электрических нагрузок и выбор трансформаторных подстанций

Определение электрической нагрузки и расчетной мощности участка производится методом установленной мощности и коэффициента спроса. Все электроприёмники делятся на группы одинаковых нагрузок по мощности, назначению и характеру работы (табл. 5.1). По каждой группе электроприёмников рассчитывают:  $P_{уст}$ ,  $P_{pi}$ ,  $Q_{pi}$ ,  $W_{ai}$ ,  $W_{pi}$ .

Таблица 5.1

#### Расчет электрической нагрузки карьера

Потребители электро- энергии	n, шт	$P_{н}$ , кВт	$P_{у}$ , кВт	Расчетные коэффициен- ты			Расчетная нагрузка		T, ч/г	Годовой расход	
				$K_c$	$\cos\phi$	$\text{tg } \phi$	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , кВАр		$W_a \cdot 10^6$ , кВт·ч	$W_a \cdot 10^6$ , кВАр·ч
Электропотребители напряжением 6 кВ											
Экскаваторы по добыче:											
ЭКГ-5А:											
двигатели	4	250	1 000	0,67	0,9	0,48	670	321,6	5 600	3,75	1,80
трансформаторы	4	40	160	0,67	0,7	1,02	107,2	109,3	5 600	0,60	0,61
Экскаваторы по вскрыше											
ЭКГ-5А:											
двигатели	7	250	1 750	0,6	0,9	0,48	1 050	504,0	5 600	5,88	2,28
трансформаторы	7	40	280	0,6	0,7	1,02	168	171,4	5 600	0,94	0,96
Водоотливные насо- сы ЦНС 500-160	3	296	888	0,8	0,85	0,62	710,4	440,4	7 200	5,11	3,17
Итого:							2 705,6	1 546,8		16,29	9,37
Электропотребители низкого напряжения											
Буровой станок СБШ-250МНА-32	4	400	1 600	0,7	0,7	1,02	1 120	1 142,4	5 600	6,27	6,40
Подстанции для ос- вещения карьера МТП-25/6/0,4	14	25	350	1	1	0	350	0,0	2 000	0,70	0,00
Подстанции для освещения дорог МТП-100/6/0,4	1	100	100	1	1	0	100	0,0	2 000	0,20	0,00
Освещение промыш- ленной площадки ПСМ-50-1	8	0,4	3,2	1	1	0	3,2	0,0	2 000	0,01	0,00
Итого:							1 573,2	1 142,4		7,18	6,40
Всего:							4 278,8	2 689,2		23,47	15,76

Расчетная полная нагрузка участка, кВА:

$$S_p = \sqrt{(\sum P_{pi})^2 + (\sum Q_{pi})^2} = \sqrt{(4\,278,8)^2 + (2\,689,2)^2} = 5\,033, \text{ кВА.}$$

Средневзвешенный коэффициент мощности:

$$\cos \varphi_{\text{ср. вз}} = \frac{\sum W_{ai}}{\sqrt{(\sum W_{ai})^2 + (\sum W_{pi})^2}} = \frac{23,47}{\sqrt{(23,47)^2 + (15,76)^2}} = 0,83.$$

Необходимо предусмотреть компенсацию реактивной мощности.

Расчетная мощность компенсирующего устройства, квар:

$$Q_k = \sum P_{pi} (\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2) = 4\,278,8(0,6 - 0,33) = 1\,155,3 \text{ квар.}$$

Принимаем конденсаторную установку УКЛ(П) 57-6,3(10,5)-900 УЗ

$$S_p = \sqrt{(\sum P_{pi})^2 + (\sum Q_{pi} - Q_k)^2} = \sqrt{(4\,278,8)^2 + (2\,689,2 - 900)^2} = 4\,387, \text{ кВА.}$$

### Выбор числа и мощности трансформаторов для ГПП, ПКТП

Так как на карьере есть потребители категории 1, то на ГПП устанавливаем два трансформатора.

Расчетная мощность трансформатора

$$S_{\text{тр1}} = K_{1-2} \cdot K_{\text{см}} \cdot S_p = 0,75 \cdot 0,7 \cdot 4\,387 = 2\,303 \text{ кВА.}$$

где  $K_{1-2}$  – коэффициент, учитывающий на предприятии потребителей категории 1;  $K_{1-2} = 0,75-0,8$ ;  $K_{\text{см}}$  – коэффициент совмещения максимума,  $K_{\text{см}} = 0,7-0,95$ .

Мощность принимаемого трансформатора должна удовлетворять условию  $S_{\text{тр.ном}} > S_{\text{тр1}}$ .

Проверяем выбранные по перегрузочной способности, на случай аварии одного из них:

$$K_{\text{пер}} = \frac{S_p}{S_{\text{тр. ном}}} = \frac{4\,387}{4\,000} = 1,09.$$

Принимаем к установке стационарную комплектную трансформаторную подстанцию типа СКТП 4000/35/6-10 (прил. 2, табл. 2.19).

### Выбор ПКТП-6/0,4 кВ

Для питания низковольтных приёмников напряжением 0,4 кВ ПКТП выбирается по двум условиям: возможного прямого пуска асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором и величине средней нагрузки.

Расчетная мощность трансформатора для питания СБШ-250МНА-32,кВА:

$$S_{р.пкТП} = \frac{K_c \sum P_{ni}}{\cos \varphi} = \frac{0,7 \cdot 400}{0,7} = 400 .$$

Принимаем к установке ПКТП 400/6/0,4 (прил. 2, табл. 2.19).

### Расчет воздушных и кабельных линий

*Расчет воздушных и кабельных линий высокого напряжения* представлен в табл. 5.2. Для примера рассчитан участок карьера (см. рис. 5.1).

Таблица 5.2

#### Расчет воздушных и кабельных линий высокого напряжения участка карьера

Пояснения, расчетные величины и формулы	Характеристики рассчитываемых участков					
	1	1.2–1.3	1.1	1.2	1.3	2
	ВЛ питает 2 ЭКГ и ПКТП	ВЛ питает ЭКГ и ПКТП	ВЛ+ПП+ +КЛ + +ЭКГ-5	ВЛ+ПП+ КЛ+ +ПКТП	ВЛ+ПП+ +КЛ+ +ЭКГ-5	ВЛ+ПП+ +КЛ+водоотлив
Длина ВЛ, м	300	300	300	250	300	1500
Длина КЛ, м			300	250	300	250
Номинальная мощность						
$P_{н.дв.}$ , кВт	500	250	250	–	250	888
$S_{н.тр.}$ , кВт	480	440	40	400	40	–
Расчетные коэффициенты						
$K_{с.ср}$	0,43	0,44	0,44	0,7	0,44	0,8
$K_{с.мах}$	1,6	1,6	1,6	1,0	1,6	1,0
$\cos \varphi_{дв}$	0,9	0,9	0,9	–	0,9	0,85
$\cos \varphi_{тр}$	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	–
$\operatorname{tg} \varphi_{дв}$	0,48	0,48	0,48	–	0,48	0,62
$\operatorname{tg} \varphi_{тр}$	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	
Расчетная мощность, средняя						
$P_{р.дв} = P_{н.дв} K_{с.ср}$ , кВт	215	110	110	–	110	710,4
$P_{р.тр} = S_{н.тр} K_{с.ср} \cdot \cos \varphi$ , кВт	144,48	135,52	12,32	196	12,32	–
$P_p = P_{р.дв} + P_{р.тр}$ , кВт	359,48	245,52	122,32	196	122,32	710,4
$Q_{р.дв} = P_{р.дв} \operatorname{tg} \varphi_{дв}$ , квар	103,2	52,8	52,8	–	52,8	440,45
$Q_{р.тр} = P_{р.тр} \operatorname{tg} \varphi_{тр}$ , квар	147,37	138,23	12,57	199,92	12,57	–
$Q_p = Q_{р.дв} + Q_{р.тр}$ , квар	250,57	191,03	65,37	199,92	65,37	440,45
Расчетная мощность, максимальная						
$P_{р.дв.мах} = P_{н.дв} K_{с.мах}$ , кВт	800	400	400	–	400	888
$P_{р.тр.мах} = P_{р.тр}$ , кВт	144,48	135,52	12,32	196	12,32	–
$P_{р.мах} = P_{р.дв.мах} + P_{р.тр.мах}$ , кВт	944,48	535,52	412,32	196	412,32	888
$Q_{р.дв.мах} = P_{р.дв.мах} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{дв}$ , квар	384	192	192	–	192	440,45
$Q_{р.тр.мах} = Q_{р.тр}$ , квар	147,37	138,23	12,57	199,92	12,57	–
$Q_{р.мах} = Q_{р.дв.мах} + Q_{р.тр.мах}$ , квар	531,37	330,23	204,57	199,92	204,57	440,45

Продолжение табл. 5.2

Пояснения, расчетные величины и формулы	Характеристики рассчитываемых участков					
	1	1.2–1.3	1.1	1.2	1.3	2
	ВЛ питает 2 ЭКГ и ПКТП	ВЛ питает ЭКГ и ПКТП	ВЛ+ПП+ + КЛ + +ЭКГ-5	ВЛ+ПП+ КЛ+ +ПКТП	ВЛ+ПП+ +КЛ+ +ЭКГ-5	ВЛ+ПП+ +КЛ+во-доотлив
<b>Средний расчетный ток</b>						
$\sum I_a = \frac{\sum P_p}{\sqrt{3} \cdot 6}; A$	34,63	23,65	11,78	18,88	11,78	68,43
$\sum I_p = \frac{\sum Q_p}{\sqrt{3} \cdot 6}; A$	24,14	18,4	6,3	19,3	6,3	42,43
$I_{расч} = \sqrt{(\sum I_a)^2 + (\sum I_p)^2}; A$	42,21	29,96	13,36	27	13,36	80,52
<b>Максимальный расчетный ток</b>						
$\sum I_{a \max} = \frac{\sum P_{p \max}}{\sqrt{3} \cdot 6}; A$	91	51,59	39,7	18,88	39,7	85,55
$\sum I_{p \max} = \frac{\sum Q_{p \max}}{\sqrt{3} \cdot 6}; A$	51,19	31,8	19,73	19,26	19,73	42,43
$I_{расч \max} = \sqrt{(\sum I_{a \max})^2 + (\sum I_{p \max})^2}; A$	104,4	60,6	44,33	26,97	44,33	95,5
<b>Выбор сечений проводов ВЛ, мм</b>						
По длительному току	A-16	A-16	A-16	A-16	A-16	A-16
По механической прочности	A-25	A-25	A-25	A-25	A-25	A-25
<b>Характеристика принятого провода воздушной линии</b>						
Марка и сечение с учетом проверки потери $\Delta U$	A-25	A-25	A-25	A-25	A-25	A-25
Удельное активное сопротивление $r_0$ , Ом/км	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24
Удельное индуктивное сопротивление $x_0$ , Ом/км	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377	0,377
<b>Выбор сечений КЛ, мм</b>						
По длительному току $I_{дл \text{ доп}} > I_{расч}$	–	–	1,5	4	1,5	25
<b>Характеристика принятого кабеля</b>						
Марка и сечение жил кабеля	–	–	КГЭ – 3×10+ +1×6+ +1×6	КГ – 3×10+ +1×6+ +1×6	КГЭ – 3×10+ +1×6+ +1×6	КГ – 3×25+ +1×10+ +1×6
$r_0$ , Ом/км	–	–	1,78	1,78	1,78	0,71
$x_0$ , Ом/км	–	–	0,1	0,1	0,1	0,085

Пояснения, расчетные величины и формулы	Характеристики рассчитываемых участков					
	1	1.2-1.3	1.1	1.2	1.3	2
	ВЛ питает 2 ЭКГ и ПКТП	ВЛ питает ЭКГ и ПКТП	ВЛ+ПП+КЛ+ЭКГ-5	ВЛ+ПП+КЛ+ПКТП	ВЛ+ПП+КЛ+ЭКГ-5	ВЛ+ПП+КЛ+водотлив
Проверка электрической сети на потерю напряжения						
$\cos \varphi = \frac{\sum I_{a \max}}{\sum I_{\text{расч max}}}$	0,87	0,85	0,89	0,7	0,89	0,89
$\sin \varphi = \frac{\sum I_{p \max}}{\sum I_{\text{расч max}}}$	0,49	0,52	0,45	0,71	0,45	0,44
Потеря напряжения в воздушной линии, $\Delta U\%$	1,14	0,66	0,49	0,14	0,49	8,68
Потеря напряжения в кабельной линии, $\Delta U\%$	–	–	0,26	0,07	0,26	0,60
Суммарная потеря напряжения в ВЛ и КЛ $\Delta U\% = \Delta U\%_{\text{ВЛ}} + \Delta U\%_{\text{КЛ}}$	1,14	0,66	0,75	0,21	0,75	9,28
Суммарная потеря напряжения от подстанции до электроприемника, $U\%$	1,14	1,8	2,55	2,01	1,89	9,28

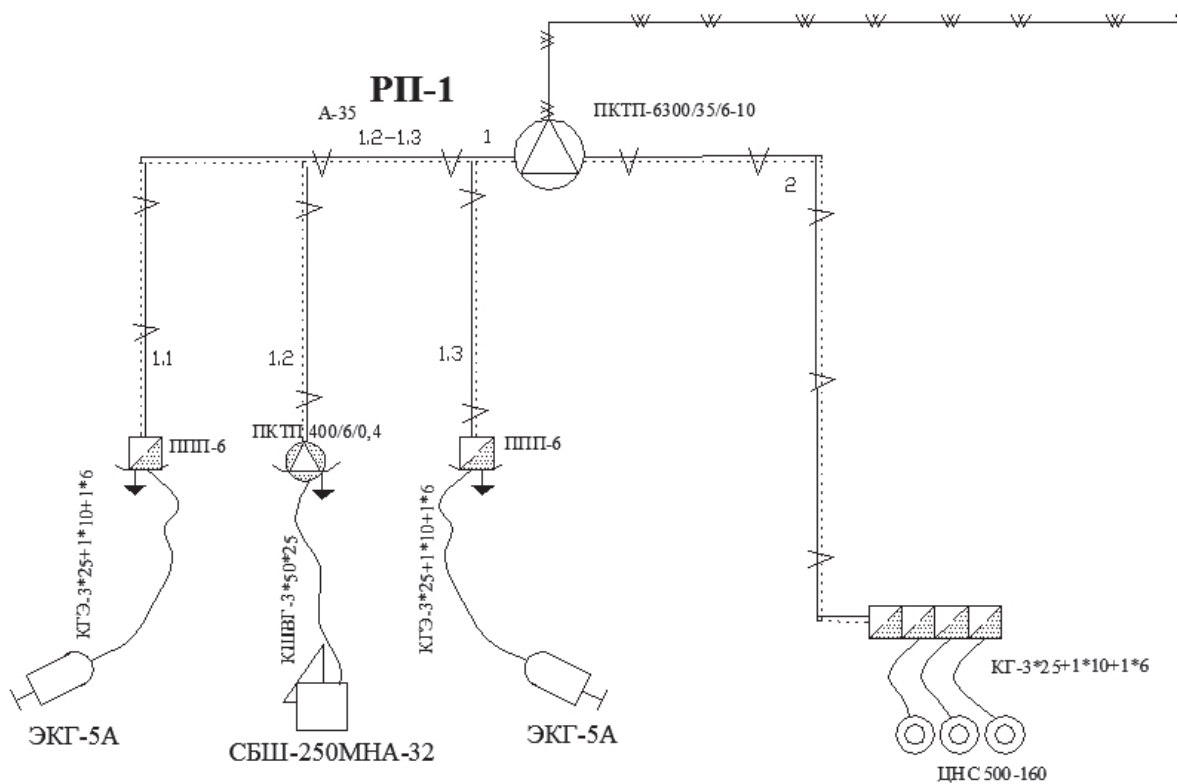


Рис. 5.1. Схема распределения электроэнергии на участке карьера

**Выбор кабелей низкого напряжения** заключается в подборе таких стандартных сечений проводников, у которых длительно допустимый ток с учетом поправок на условия прокладки выше или равен току проводника по условию срабатывания защиты. Принятые сечения проводников проверяем по потере напряжения.

Выбор кабеля для бурового станка СБШ-250-МНА 32 (табл. 5.1).

Расчетный ток в кабеле:

$$I_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{н}} \cdot K_{\text{с}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{ос}} \cdot \cos \varphi}, \text{ А};$$

$$I_{\text{расч}} = \frac{400\,000 \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,98 \cdot 0,7} = 620,8, \text{ А}.$$

Из условия  $I_{\text{дл.доп}} \geq I_{\text{расч}}$ , А ( $I_{\text{дл.доп}} = 350$  А, прил. 2, табл. 2.22) следует, что необходимо принять два кабеля марки 2КГ 3×185+1×50+1×10 (прил. 2, табл. 2.23) для значения  $I_{\text{расч}} = 620,8/2 = 310,4$  А.

Потеря напряжения в кабеле рассчитывается по формуле

$$\Delta U_{\text{кл}} \% = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{расч}}}{U_{\text{н}}} \cdot l_{\text{кл}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) 100 \% = \frac{\sqrt{3} \cdot 310,4}{380} \cdot 0,2 \times$$

$$\times (0,1 \cdot 0,7 + 0,0596 \cdot 0,7) \cdot 100 = 3,88 \%,$$

что удовлетворяет требованиям  $\Delta U \leq 5 \%$ .

### Расчет годовой стоимости электроэнергии

Годовая стоимость электроэнергии определяется по двухставочному тарифу:

$$C_{\text{э,год}} = a \cdot P_{\text{max}} + b \cdot W_{\text{а год}} = 339,56 \cdot 12 \cdot 4\,278,8 + 262,65 \cdot 10^{-3} \cdot 23,47 \cdot 10^6 =$$

$$= 23,59 \cdot 10^6, \text{ руб.}$$

где  $a$  – стоимость 1 кВт заявленной максимальной активной мощности, руб/(кВт·мес);  $P_{\text{max}}$  – заявляемая предприятием максимальная активная мощность, кВт;  $b$  – стоимость 1 кВт·ч активной энергии, руб/тыс. (кВт·ч);  $W_{\text{а год}}$  – годовой расход активной энергии, кВт·ч.

### Контрольные вопросы и задания

1. Назовите основные светотехнические параметры при расчете освещения на горных предприятиях.

2. Объясните, как рассчитывается мощность и осуществляется выбор осветительного трансформатора.

3. Объясните, как выполняется расчет электрической нагрузки по методу коэффициента спроса.
4. Перечислите условия, по которым осуществляется выбор типа и мощности силовых трансформаторов подстанции.
5. Укажите допустимую перегрузку силового трансформатора.
6. Перечислите основные энергетические показатели карьера.
7. Укажите, когда необходимо применение компенсации реактивной мощности.
8. Назовите условия выполнения расчета стоимости электроэнергии по двухставочному тарифу.
9. Объясните, как определяется активная и реактивная нагрузка по карьере.
10. Перечислите действия в случае, если выбранные осветительные установки не обеспечивают выполнения нормируемой освещенности.

---

---

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном учебном пособии рассмотрены основные теоретические и практические вопросы электрооборудования и электроснабжения горных предприятий. Содержание учебного пособия полностью соответствует ФГОС и формирует профессиональные компетенции, необходимые при решении и выполнении задач специалистами горного направления.

Различие в методиках расчета электрических сетей горных предприятий в большой степени определяется параметрами схем электроснабжения предприятий, технологией добычи полезных ископаемых.

Дальнейшее совершенствование проектирования электроснабжения карьеров связано с расчетами надежности, выбором устройств коммутации, микропроцессорных устройств управления и защиты, которые выполняются студентами и инженерами электротехнических специальностей.

В последние годы на горных предприятиях внедряется новое комплектное электрооборудование, которое имеет улучшенные эксплуатационные характеристики, что дает возможность повысить эффективность и надежность схем электроснабжения горных предприятий. Современные аппараты комплектных электротехнических устройств позволяют осуществлять полный контроль над электроустановкой с диспетчерского пульта управления. В любой момент времени становится доступной всевозможная информация о состоянии установки, облегчается управление и защита электроустановок за счет аппаратов нового поколения.



---

---

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гончаров, А. Ф. Электроснабжение горных предприятий: учеб. пособие / А. Ф. Гончаров. – Красноярск: КИЦМ, 1994.
2. Озерной, М. И. Электрооборудование и электроснабжение подземных разработок угольных шахт / М. И. Озерной. – 5-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1975. – 448 с.
3. Плащанский, Л.А. Основы электроснабжения горных предприятий: учебник для вузов. – 2-е изд., испр. – М.: Изд-во Моск. гос. горного ун-та, 2006. – 499 с.:ил.
4. Правила устройства электроустановок /Минэнерго РФ. – 7-е изд., перераб. и доп. – М., 2002.
5. Справочник энергетика карьера / под ред. В. А. Голубева. – М.: Недра, 1986. – 420 с.
6. Справочник по электроустановкам угольных предприятий. Электроустановки угольных разрезов и обогатительных фабрик; под ред. В. В. Дегтярева. – М.: Недра, 1988. – 436 с.
7. Чунихин, А. А. Электрические аппараты / А. А. Чунихин. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 720 с.
8. Щуцкий, В. И. Электрификация подземных горных работ: учебник для вузов / В. И. Щуцкий, Н. И. Волощенко, Л. А. Плащанский. – М.: Недра, 1986. – 364 с.
9. Электрооборудование. Электроснабжение. Электроснабжение металлургических предприятий: учеб.-метод пособие по дипломному проектированию / В. С. Куликовский, О. А. Кручек. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2010.
10. Электроснабжение карьеров: учеб. пособие / Б. С. Заварыкин, А. И. Герасимов. – Красноярск: Краснояр. гос. ун-т цвет. металлов и золота, 2006.
11. Ячейки комплексных распределительных устройств типа ЯКНО-6(10) У1В. Паспорт ЕРА.674.512.001.ПС. – Рязань, 2006.

---

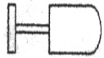




---

## ПРИЛОЖЕНИЯ






### Приложение 1

#### Условные графические обозначения


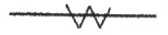
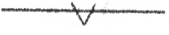
##### Машины и механизмы







	– одноковшовый экскаватор ЭКГ или ЭВГ
	– шагающий экскаватор
	– роторный экскаватор
	– перегружатель
	– буровой станок

##### Источники питания







	– стационарная подстанция 110/6(10) кВ
	– стационарная подстанция 35/6(10) кВ
	– передвижная подстанция 35/6(10) кВ
	– стационарная или мачтовая подстанция 6(10)/0.69(0,4) кВ
	– передвижная ПКТП 6(10)/0.69(0,4) кВ

##### Воздушные и кабельные линии














	– воздушная ЛЭП 110 кВ
	– воздушная ЛЭП 35 кВ
	– воздушная ЛЭП 6(10) кВ

	– воздушная ЛЭП 0,38 (0.22) кВ
	– двухцепная воздушная ЛЭП 6(10) кВ
	– кабель бронированный марки СБ напряжением 6 кВ, трехжильный, сечение жил по 50мм, длина 400 м
	– кабель гибкий марки КГЭ-ХЛ, Ю напряжением 6кВ, сечением жил 3×50 + 1×16 + 1×10. длина 400 м
	– электрод заземления
	– заземляющий трос

### Электрооборудование и аппаратура

	– передвижной переключательный пункт с выключателем 35 кВ
	– передвижной переключательный пункт с выключателем 6(10) кВ
	– передвижной переключательный пункт с разъединителем и предохранителем
	– кабельный передвижник
	– штепсельный разъем
	– тройниковый штепсельный разъем

### Опоры воздушных ЛЭП. Опора промежуточная, стационарная

	– стационарная промежуточная опора
	– стационарная промежуточная опора с разъединителем
	– передвижная промежуточная опора
	– передвижная промежуточная опора с разъединителем
	– стационарная опора
	– стационарная угловая опора
	– передвижная угловая опора
	– стационарная анкерная опора
	– стационарная анкерная опора с разъединителем
	– передвижная анкерная опора
	– стационарная концевая опора
	– передвижная концевая опора
	– осветительная опора

## Приложение 2

## Справочно-информационные материалы

Таблица П2.1

## Нормы освещения

Объект карьера	Наименьшая освещенность, лк
Территория в районе ведения работ	0,2–0,5
Места работ машин в карьере, на породных отвалах и других участках	5
Места ручных работ	5
Места разгрузки железнодорожных составов и автомобилей, приемные и перегрузочные пункты	3
Районы работы бульдозера	10
Место работы гидромониторной установки	5
Место укладки породы в гидроотвал	5
Территория свеженамытых гидроотвалов	0,2
Места проведения БВР	10
Кабины машин и механизмов	30
Район землесосных зумпфов	10
Зона маневрирования роторного экскаватора и отвалообразователя	10
Ремонтные площадки роторных экскаваторов	20
Конвейерные поточные линии	5
Зона обслуживания конвейерных барабанов	10
Конвейерные ленты в местах ручной отборки породы	50
Помещения на участках для обогрева	10
Лестницы, спуски с уступа на уступ в карьере	3
Постоянные пути движения работающих в карьере	1
Автомобильные дороги в пределах карьера (в зависимости от интенсивности движения)	0,5–3
Железнодорожные пути в пределах карьера	0,5

Таблица П2.2

## Технические характеристики дуговых трубчатых ксеноновых ламп

Лампа	Мощность, кВт	Напряжение, В	Ток, А	Световой поток, лм
ДКсТБ-2000	2	60	31	3 700
ДКсТ-2000	2	40	52	33 000
ДКсТ-5000	5	110	48	88 000
ДКсТП-6000	6	110	55	130 000
ДКсТБ-6000	6	220	30	210 000
ДКсТ-10000	10	220	46	220 000

Окончание табл. П2.2

Лампа	Мощность, кВт	Напряжение, В	Ток, А	Световой поток, лм
ДКсТВ-15000	15	220	68	550 000
ДКсТ - 20000	20	380	56	600 000
ДКсТВ-50000	50	380	132	2 000 000
ДКсТ- 50000	50	380	14	1 800 000
ДКсТ- 100000	100	380	270	3 500 000
ДКсТВ-100000	100	380	285	5 000 000

Таблица П2.3

**Характеристики световых приборов с лампами ДКсТ**

Тип светового прибора	Тип лампы	Мощность, кВт	КПД, %	Максимальная сила света, кд
СПКс2 - 10000	ДКсТ - 10000	10	62	60 000
СПКс3 - 10000	ДКсТ - 10000	10	65	200 000
ОУКсН - 20000	ДКсТ - 20000	20	76	650 000
ОУКсН - 50000	ДКсТ - 50000	50	67	2 000 000

Таблица П2.4

**Основные технические характеристики прожекторов**

Тип прожектора	Лампа			Максимальная сила света, кд	Световой поток, лм	КПД, %
	тип	Мощность, Вт	Напряжение, В			
ПСМ-50-1	ДРЛ-700	700	220	52 000	38 500	35
ПСМ-50-1	ДРЛ-400	400	220	20 000	22 000	35
ПЭС-45	ДРЛ-700	700	220	40 000	38 500	27
ПЭС-45	ДРЛ-400	400	220	15 000	22 000	27
ПЭС-35	Общего назначения	500	220	50 000	8 200	27
ПЭС-35	Общего назначения	500	127	85 000	9 100	27
ПЭМ-35	Общего назначения	500	220	40 000	8 200	25
ПЭМ-35	Общего назначения	500	127	70 000	9 100	25
ПЭМ-25	Общего назначения	200	220	10 000	2 920	25
ПЭМ-25	Общего назначения	200	127	15 000	3 200	25
ПКН-1000-1	КИ-220-1000-5	1 000	220	75 000	22 000	60
ПКН-1500-1	КИ-220-1500	1 500	220	110 000	33 000	60
ПКН-2000-1	КИ-220-2000	2 000	220	140 000	44 000	60
ПКН-1000-2	КИ-220-1000-5	1 000	220	30 000	22 000	60
ПКН-1500-2	КИ-220-1500	1 500	220	40 000	76 000	60
ПФС-45-1	КЖ-220-1000	1 000	220	750 000	17 000	60
ПФС-45-2	КЖ-220-1000	1 000	220	125 000	17 000	60
ПФС-45-Э	КЖ-220-1000	1 000	220	150 000	17 000	60
ПФС-35-2	КЖ-220-500-3	500	220	25 000	8 500	60
ПФС-35-3	КЖ-220-500-3	500	220	70 000	8 500	60
ПФС-35-4	КЖ-220-500-3	500	220	30 000	8 500	60

Таблица П2.5

**Относительная освещенность для расчета освещения от светильников  
наружного освещения, наклоненных под углом около 20°**

$x : h$	Значения $\eta$ при $Y:h$								
	1,8	2,0	2,2	2,4	2,6	2,8	3,0	3,2	3,5
0,2	1,78	1,98	2,18	2,38	2,57	2,77	2,97	3,67	3,37
0,4	1,66	1,85	2,04	2,22	2,40	2,59	2,78	2,96	3,14
0,6	1,58	1,75	1,92	2,10	2,28	2,45	2,62	2,80	2,98
0,8	1,48	1,65	1,82	1,98	2,14	2,31	2,48	2,64	2,80
1,0	1,40	1,56	1,72	1,87	2,03	2,18	2,34	2,50	2,65
1,2	1,33	1,48	1,63	1,78	1,92	2,07	2,22	2,37	2,52
1,4	1,27	1,41	1,56	1,68	1,83	1,97	2,12	2,36	2,40
1,6	1,22	1,35	1,48	1,62	1,76	1,89	2,02	2,16	2,30
1,8	1,16	1,29	1,42	1,55	1,68	1,81	1,90	2,06	2,15
2,0	1,11	1,23	1,35	1,48	1,60	1,72	1,84	1,97	2,09
2,2	1,06	1,18	1,30	1,42	1,53	1,65	1,77	1,89	2,07
2,4	1,02	1,14	1,25	1,36	1,48	1,59	1,70	1,82	1,93
2,6	0,98	1,09	1,20	1,31	1,42	1,53	1,64	1,74	1,85
2,8	0,95	1,06	1,16	1,26	1,37	1,48	1,58	1,69	1,79
3,0	0,92	1,02	1,12	1,22	1,33	1,43	1,53	1,63	1,73

Таблица П2.6

**Технические данные люминесцентных ламп В**

Тип	Мощность, Вт	Напряжение лампы, В	Ток лампы, А	Световой поток, лк
ЛДЦ 30	30	127	0,34	1 110
ЛД 30	30	127	1380	1 110
ЛХБ 30	30	127	0,34	1 500
ЛБ 30	30	127	0,34	1 740
ЛТБ 30	30	127	0,34	1 500
ЛДЦ 40	40	220	0,41	1 520
ЛД 40	40	220	0,41	1960
ЛХБ 40	40	220	0,41	2 200
ЛБ 40	40	220	0,41	2 480
ЛТБ 40	40	220	0,41	2 200
ЛДЦ 80	80	220	0,82	2 720
ЛД 80	80	220	0,82	3 440
ЛХБ 80	80	220	0,82	3 840
ЛБ 80	80	220	0,82	4 320
ЛТБ 80	80	220	0,82	3 840

Таблица П2.7

**Лампы накаливания общего назначения с нормальной световой отдачей**

Мощность, Вт	Лампы 127 В		Лампы 220 В	
	Тип	Световой поток, лк	Тип	Световой поток, лк
150	НГ127-150	2 300	НГ220-150	1 900
200	НГ127-200	3 200	НГ220-200	2 700
300	НГ127-300	5 150	НГ220-300	4 300
500	НГ127-500	9 100	НГ220-500	8 100
750	НГ127-750	14 250	НГ220-750	13 100
1 000	НГ127-1000	19 250	НГ220-1000	18 200
1 500	НГ127-1500	29 500	НГ220-1500	28 000

Таблица П2.8

**Удельная мощность общего равномерного освещения «Универсал»,  
Вт/м<sup>2</sup> ( $\rho_{\text{п}} = 50 \%$ ,  $\rho_{\text{с}} = 30 \%$ ,  $\rho_{\text{р.п.}} = 10 \%$ )**

Высота $h$ , м	Площадь $S$ , м <sup>2</sup>	$E$ , лк									
		5	10	20	30	50	75	100	150	200	300
		С затемнением									
2 – 3	10–15	3,7	6,3	10,5	15,2	24,0	35,0	43,0	57,0	73,0	109
	25–50	2,7	4,6	7,8	11,2	17,3	24,0	31,0	43,0	53,0	78
	150–300	2,1	3,6	0,2	8,4	13,2	18,5	23,5	33,0	40,0	60
3 – 4	10–15	4,3	6,9	13,0	18,3	29,5	38,0	48,0	72,0	94,0	144
	20–30	3,0	5,3	9,6	13,8	20,5	29,0	36,0	54,0	72,0	110
	50–120	2,3	3,8	7,1	9,8	15,3	21,0	25,5	38,0	51,0	79
4 – 6	300	1,7	2,8	5,3	7,4	11,3	15,5	19,5	29,0	39,0	61
	10–17	5,6	9,4	15,0	20,5	31,0	46,0	62,0	92,0	124,0	184
	25–35	3,2	6,0	10,7	15,2	22,0	34,0	44,0	69,0	93,0	140
	50–80	2,4	4,3	8,2	11,3	16,3	25,0	33,0	50,0	64,0	105
	150–400	1,7	3,3	5,7	8,1	12,0	17,5	24,0	36,0	50,0	78
			Без затемнения								
2 – 3	10–15	2,8	5,2	9,2	12,0	19,3	26,5	34,0	48,0	60	85
	25–50	2,0	3,5	6,4	8,6	13,8	19,5	24,5	35,0	44	60
	150–300	1,6	2,7	4,7	6,4	10,2	14,3	18,5	26,0	33	45
3 – 4	10–15	3,4	5,9	10,3	14,7	22,5	31,0	40,0	55,0	75	109
	20–30	2,7	4,4	7,7	10,6	17,3	24,0	30,0	42,0	57	84
	50–120	1,9	3,2	5,5	7,6	12,0	17,0	21,5	29,0	39	59
4 – 6	300	1,4	2,3	4,2	6,0	12,7	12,7	16,5	23,0	30	45
	10–17	4,1	6,6	12,5	16,0	34,0	34,0	47,0	68,0	94	132
	25–35	2,7	4,8	9,0	11,9	26,0	26,0	35,0	52,0	70	108
	50–80	2,0	3,5	6,4	9,0	19,0	19,0	25,5	38,0	51	81
	150–400	1,4	2,4	4,6	9,8	13,	13,7	18,5	27,5	37	57

Таблица П2.9

**Технические характеристики сетевых электроприемников  
одноковшовых экскаваторов**

Тип экскаватора	Мощность сетевого электродвигателя	Мощность трансформатора собственных нужд, кВА	Номинальное напряжение, В	Номинальный cos φ двигателя	Расчетный ток, А
ЭКГ-2У	250	100	6 000	0,9	28,8
ЭКГ-3,2	250	100	6 000	0,9	28,8
ЭКГ-3,2у	250	100	6 000	0,9	28,8
ЭКГ-4у	520	100	6 000	0,85оп	60
ЭКГ-4,6Б	250	30	6 000	0,9	28,8
ЭКГ-5	250	40	6 000	0,9	28,8
ЭКГ-6,3ус	520	100	6 000	0,85оп	60
ЭКГ-6,3у	1 250	160	6 000	0,9оп	143
ЭКГ-8	520	100	6 000	0,85оп	60
ЭКГ-8И	520	100	6 000	0,85оп	60
ЭКГ-10ус	1 250	160	6 000	0,9оп	143
ЭКГ-12,5	1 250	160	6 000	0,9оп	143
ЭКГ-20	2 500	400	6 000	0,9оп	
ЭВГ-6	520	100	6 000	0,9оп	60
ЭВГ-15	1 470	400	6 000	0,9оп	
ЭВГ-35/65	2×2 300; 1×660	2×400; 250; 100	6 000	0,9оп	
ЭВГ-35/65М	2×2 500; 1×520	2×400; 250; 100	6 000	0,9оп	279
ЭВГ-100/70	2×6 300	1 600; 1 000; 630	35 000	0,85оп	
ЭШ-5/45	425	250	6 000	0,85оп	
ЭШ-6/45М	520	250	6 000	0,85оп	63,5
ЭШ-6/60	715	180	6 000	0,8оп	91,5
ЭШ-10/60А	860	250	6 000	0,8оп	110,5
ЭШ-10/70А	1 250	250	6 000	0,9оп	139
ЭШ-13/50	1 250	250	6 000	0,9оп	139
ЭШ-20/55	2 000	2×250	6 000	0,85оп	280
ЭШ-15/70	2 000	2×250	6 000	0,85оп	280
ЭШ-15/90	1 900	2×400	6 000	0,85оп	
ЭШ-20/75	1 900	2×400	6 000	0,85оп	
ЭШ-20/90	2 500	2×400	6 000	0,85оп	265
ЭШ-25/100А	2×1 900	2×400; 100	6 000	0,85оп	226
ЭШ-40/85	2×2 250	4×400	10 000	0,85оп	143
ЭШ-65/100	4×2 250	6×400	10 000	0,95оп	
ЭШ-80/100	4×3 600	2×1 600	10 000	0,9оп	
ЭШ-100/100	4×3 600	8×400	10 000	0,9оп	
ЭШ-100/125	4×3 150	8×400	10 000	0,95оп	



Таблица П2.10

## Энергетические характеристики буровых станков

Тип бурового станка	Подводимое напряжение $U_n$ , В	Установленная мощность $P_{уст.}$ , кВт	Коэффициент спроса $K_c$	$\cos \varphi$
2СБШ-200-32	380/660	320	0,7	0,7
2СБШ-200-40	380/660	350	0,7	0,7
4СБШ-200-40	380/660	380	0,7	0,7
3СБШ-200-60	380/660	400	0,7	0,7
СБШ-250-МНА-32	380/660	400	0,7	0,7
СБШ-250-55	380/660	400	0,7	0,7
СБШ-320	6000	712	0,7	0,7
2СБР-125	380/660	122	0,65	0,7
СВБ-2М	380	61	0,65	0,7
СБР-160	380/660	128	0,65	0,7
СБР-160А-21	380	184	0,65	0,7
СБУ-100Г-35	380	24	0,65	0,7
СБУ-100П-35	380	24	0,65	0,7
СБУ-100М-35	380	4	0,65	0,7
СБУ-125А-32	380	40	0,65	0,7
СБУ-125А-52	380	90	0,65	0,7

Таблица П2.11

## Энергетические показатели отвалообразователей

Тип отвалообразователя	Номинальное напряжение, В	Установленные высоковольтные электроприемники		Расчетная нагрузка экскаватора	
		$P_{дв. уст.}$ , кВт	$S_{тр. уст.}$ , кВА	$P_{расч.}$ , кВт	$\cos \varphi$
ОШ-1500	6 000	720	160	540	0,87
ОШР-4500/90	6 000	1 060	660	1 200	0,87
ОШР-4500/180	6 000	2 530	460	2 500	0,87
ОШР-5000/95	6 000	2 040	440	1 800	0,87
ОШР-5000/190	6 000	2 930	440	2 850	0,88
Р-1500	6 000	—	680	320	0,86
Р-5500	6 000	1 250	1 790	2 100	0,86
АРС-6800	6 000	4 156; 3 700	6 300	9 000	0,9

Таблица П2.12

## Энергетические показатели самоходных дробильно-перегрузочных установок

Наименование установки	$U$ , В	$P_{дв. уст.}$ , кВт	$S_{тр. уст.}$ , кВА	$P_{ст. потр.}$ , кВт	$P_{max потр.}$ , кВт	$\cos \varphi$
ДПУ-1200	6 000	2×630	400	1 400	1 500	0,82
ДПА-2000	6 000	2×630	630	1 550	1 800	0,82

Таблица П2.13

**Энергетические показатели цепных многоковшовых экскаваторов**

Тип экскаватора	Номинальное напряжение, В	Установленные высоковольтные электроприемники		Расчетная нагрузка экскаватора	
		$P_{дв. уст.}, кВт$	$S_{тр. уст.}, кВА$	$P_{расч.}, кВт$	$\cos \varphi$
Р-300	6 000	–	340	170	0,84
Р-500	6 000	–	580	300	0,83
ДС-800	6 000	400	390	1 100	0,84
ДС-1000	6 000	630	623	1 100	0,94

Таблица П2.14

**Энергетические показатели роторных экскаваторов**

Тип экскаватора	Номинальное напряжение, В	Установленные высоковольтные электроприемники		Расчетная нагрузка экскаватора	
		$P_{дв. уст.}, кВт$ ( $U_n = 6/10 кВ$ )	$S_{тр. уст.}, кВА$	$P_{расч.}, кВт$	$\cos \varphi$
ЗЭР-500-2	6 000	–	373	226	0,85
ЭРГ-400	6 000	–	580	425	0,9
К-300	6 000	–	693	400	0,9
ЭР-630	6 000	–	880	460	0,9
ЭРГВ-630	6 000	–	630; 250	460	0,9
ЭР- 1250	6 000	–	630; 63	650	0,9
ЭРП-1250	6 000	–	2×630	800	0,9
ЭРГ- 1600	6 000	2 360	1720	1 700	0,93
ЭРШР-1600	6 000	4 410	1320	2700	0,93
ЭРШРД-5000	10 000	5 120	1680	3600	0,93
КУ-800	35 000	6 580	3000	3000	0,93
ШРС-2400	3 500	3 770	3100	3 100	0,93
ЭРШР-5000	6 000	6 854	1726	2960	0,95
ЭРШРД-5250	10 000	9 051	2064	3700	0,92

Таблица П2.15

**Коэффициенты спроса и мощность для электроприемников до 1 000 В и выше**

Электроприемники	Коэффициент	
	спроса	мощности
Экскаваторы одноковшовые с приводом по системе Г–Д: на вскрыше на добыче	0,5–0,7	0,65
	0,5–0,75	0,7
Экскаваторы многоковшовые	0,45–0,6	0,6
Экскаваторы роторные	0,6–0,7	0,7
Отвалообразователь, перегружатель	0,6–0,7	0,65

Электроприемники	Коэффициент	
	спроса	мощности
Конвейерные ленточные:		
В до 1400 мм	0,7–0,8	0,75
В более 1400 мм	0,8–0,85	0,8
Станок ударно-канатного бурения	0,5–0,6	0,65
Станок вращательного бурения	0,5–0,7	0,7
Землесосы:		
с приводом до 200 кВт	0,6	0,75
с приводом более 200 кВт	0,8	0,9(опер.)
Насосы:		
с приводом до 500 кВт	0,75–0,85	0,8
с приводом более 500 кВт	0,85–0,9	0,85
Компрессоры;		
с приводом до 400 кВт	0,8–0,85	0,75
с приводом более 400 кВт	0,9–0,95	0,75
Подъемные установки с приводом до 1 000 кВт	0,75	0,75
Дробилки:		
щековые	0,5–0,6	0,85
конусные	0,75–0,8	0,8
Наружное освещение дорог и горных работ карьеров	1,0	1,0
Вентиляторы с приводом до 200 кВт	0,6	0,75

Таблица П2.16

**Расчетные коэффициенты спроса для средних условий работы  
одноковшовых экскаваторов**

Коэффициент спроса	Экскаватор с приводом	Число экскаваторов						
		1	2	3	4	5	6–10	11–18
Для среднепотребляемой мощности, $K_{с.ср}$	На постоянном токе: добычные вскрышные	0,44	0,43	0,40	0,38	0,37	0,36–0,33	0,32–0,29
		0,43	0,40	0,39	0,38	0,37	0,35–0,32	0,31–0,28
	На трехфазном токе	0,56	0,52	0,50	0,48	0,47	0,46–0,42	0,41–0,34
Для определения мощности трансформаторов, $K_{с.тр}$	На постоянном токе: добычные вскрышные	0,45	0,73	0,70	0,67	0,65	0,63–0,59	0,58–0,51
		0,40	0,69	0,67	0,64	0,63	0,61–0,57	0,56–0,49
	На трехфазном токе	0,37	0,59	0,58	0,57	0,56	0,55–0,51	0,50–0,43
Для определения максимальной пиковой мощности, $K_{с.маx}$	На постоянном токе: добычные вскрышные	1,6	1,6	1,4	1,24	1,18	1,05–0,91	0,88–0,85
		1,5	1,5	1,3	1,16	1,05	1,0–0,87	0,83–0,63
	На трехфазном токе	1,33	1,3	1,14	1,02	0,94	0,89–0,77	0,74–0,54

Таблица П2.17

**Технические характеристики косинусных конденсаторов**

Тип конденсатора	Номинальное значение	
	напряжение, кВ	мощность, квар
КЭПО-6,3-10-2У1	6,3	10
КЭПО-6,3-12-2У1	6,3	12
КЭПО-6,3-13-2У1	6,3	13
КЭПО-6,3-24-2У1	6,3	24
КЭПО-6,3-25-2У1	6,3	25
КЭПО-6,3-26-2У1	6,3	26
КЭПО-6,3-30-2У1	6,3	30
КЭК1-6,3-37,5-2У1	6,3	37,5
КЭК1-6,3-45-2У1	6,3	45
КЭК1-6,3-50-2У1	6,3	50
КЭК1-6,3-75-2У1	6,3	75
КЭК2-6,3-100-2У1	6,3	100
КЭК2-6,3-120-2У1	6,3	120
КЭК2-6,3-135-2У1	6,3	135
КЭК2-6,3-150-2У1	6,3	150
КЭК2-6,3-200-2У1	6,3	200
КЭПО-6,6-10,5-2У1	6,6	10,5
КЭПО-10,5-7-2У1	10,5	7
КЭПО-10,5-9-2У1	10,5	9
КЭПО-10,5-10-2У1	10,5	10
КЭПО-10,5-14-2У1	10,5	14
КЭПО-10,5-24-2У1	10,5	24
КЭПО-10,5-25-2У1	10,5	25
КЭПО-10,5-30-2У1	10,5	30
КЭПО-10,5-35-2У1	10,5	35
КЭПО-10,5-37,5-2У1	10,5	37,5
КЭПО-10,5-45-2У1	10,5	45
КЭПО-10,5-50-2У1	10,5	50
КЭПО-10,5-75-2У1	10,5	75
КЭПО-10,5-100-2У1	10,5	100
КЭПО-10,5-125-2У1	10,5	125
КЭПО-10,5-150-2У1	10,5	150
КЭПО-10,5-200-2У1	10,5	200

Таблица П2.18

**Конденсаторные установки высокого напряжения**

Наименование	Номинальное значение	
	напряжение, кВ	мощность, квар
УКЛ(П)57-6,3(10,5)-450 У3	6,3(10,5)	450
УКЛ(П)57-6,3(10,5)-900 У3	6,3(10,5)	900

Наименование	Номинальное значение	
	напряжение, кВ	мощность, квар
УКЛ(П)57-6,3(10,5)-1350 У3	6,3(10,5)	1 350
УКЛ(П)57-6,3(10,5)-450 У1	6,3(10,5)	450
УКЛ(П)57-6,3(10,5)-900 У1	6,3(10,5)	900
УКЛ(П)57-6,3(10,5)-1350 У3	6,3(10,5)	1350
УКЛ(П)56-6,3(10,5)-450 У3	6,3(10,5)	450
УКЛ(П)56-6,3(10,5)-900 У3	6,3(10,5)	900
УКЛ(П)56-6,3(10,5)-1350 У3	6,3(10,5)	1 350
УКЛ(П)56-6,3(10,5)-450 У1	6,3(10,5)	450
УКЛ(П)56-6,3(10,5)-900 У1	6,3(10,5)	900
УКЛ(П)56-6,3(10,5)-1350 У1	6,3(10,5)	1 350

Таблица П2.19

**Рекомендуемые к установке в карьерах понизительные подстанции**

Подстанция 6/0,4 кВ		Подстанция 35/6-10 кВ	
Тип подстанции	Конструктивное выполнение	Тип подстанции	Конструктивное выполнение
МТП-25/6/0,4 МТП-40/6/0,4 МТП-63/6/0,4 МТП-100/6/0,4 МТП-160/6/0,4 МТП-250/6/0,4 МТП-400/6/0,4	мачтовая мачтовая мачтовая мачтовая мачтовая мачтовая мачтовая	СКТП-1000/35/6-10 СКТП-1600/35/6-10 СКТП-2500/35/6-10 СКТП-4000/35/6-10	сборно-разборные комплектные трансформаторные подстанции
ПСКТП-100/6/0,4 ПСКТП-160/6/0,4 ПСКТП-250/6/0,4 ПСКТП-400/6/0,4	передвижные комплектные трансформаторные подстанции с сухими трансформаторами	ПКТП-2500/35/6-10 ПКТП-4000/35/6-10 ПКТП-6300/35/6-10 ПКТП-10000/35/6-10 ПТЛА-10000/35/6-10	блочные передвижные комплектные трансформаторные подстанции
ПКТП-250/6/0,4 ПКТП-400/6/0,4 ПКТП-630/6/0,4	передвижные комплектные трансформаторные подстанции с масляными трансформаторами		

*Примечание.* Первые цифры в обозначение типов подстанций указывают на мощность силового трехфазного трансформатора, кВА; вторые две цифры – первичное напряжение, кВ; третьи цифры – вторичное напряжение, кВ.

Таблица П2.20

**Характеристика трансформаторных подстанций**

Техническая характеристика	ПКТП	СКТП
Номинальная мощность, кВА	2 500, 4 000, 6 300, 10 000	1000, 1600, 2500 4000 , 6300, 10 000
Номинальное напряжение, кВ: первичное вторичное	35 6 или 10	35 6 или 10
Напряжение короткого замыкания, % номинального	7,5–10	6,5–10
Количество вводов	1	1
Количество выводов	4	5
Исполнение ввода и выводов	воздушные и кабельные ХЛ1 (для температур от + 40 °С до – 60°С)	воздушные и кабельные ХЛ1
Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69		
Габаритные размеры, мм: длина (всех блоков) ширина	20 180 3 175	21 150 3 175
высота приводов и выводов: кабельных воздушных	3 730 4 500–4 750	3 730 4 500–4 750

Таблица П 2.21

**Основные расчетные параметры воздушных карьерных линий  
напряжением до 1 000 В и выше**

Марка про- вода	Длительно- допустимый ток, $I_{дп. доп.}$ , А	Активное со- противление, $r_0$ , Ом/км	Индуктивное сопротивление ( $x_0$ , Ом/км) при напряжении		
			до 500 В	6 – 10 кВ	35 кВ
А-16	105	1,910	0,358	0,391	–
А-25	136	1,240	0,345	0,377	–
А-35	170	0,885	0,336	0,366	0,445
А-50	215	0,693	0,325	0,355	0,438
А-70	265	0,445	0,314	0,345	0,428
А-95	320	0,315	0,303	0,334	0,417
А-120	375	0,260	0,297	0,327	0,411
А-150	440	0,194	–	0,319	0,408
А-185	500	0,120	–	0,305	0,395
А-240	590	0,120	–	0,305	0,395
АС-16	111	1,772	0,351	0,430	–
АС-25	142	1,146	0,339	0,521	–
АС-35	175	0,773	0,330	0,405	0,438
АС-50	210	0,592	0,319	0,392	0,427
АС-70	265	0,420	0,308	0,382	0,417
АС-95	330	0,299	0,297	0,371	0,406

Марка про- вода	Длительно- допустимый ток, $I_{дл. доп.}$ , А	Активное со- противление, $r_0$ , Ом/км	Индуктивное сопротивление ( $x_0$ , Ом/км) при напряжении		
			до 500 В	6 – 10 кВ	35 кВ
АС-120	390	0,245	0,392	0,365	0,400
АС-150	450	0,195	–	0,358	0,398
АС-185	520	0,154	–	0,355	0,324
АС-240	605	0,118	–	0,350	0,390

*Примечание.* 1 – при напряжении 500 В расстояние между проводами принимают 600 мм; 2 – при напряжении 6–10 кВ расстояние между проводами марки А принимают 1 000 мм, а между проводами марки АС, соответственно, 2 000 мм; 3 – при напряжении 35 кВ расстояние между проводами принимают 3500 мм.

Таблица П2.22

**Токовые нагрузки на кабели с медными жилами с резиновой изоляцией в свинцовой, ПВХ или резиновой оболочке, бронированные и небронированные**

Сече- ние, $S$ $\text{мм}^2$	Таковая нагрузка, А, на жилы кабелей, $I_{дл. доп}$					
	Одножильные		Двухжильные		Трёхжильные	
	в воздухе		в воздухе	в земле	в воздухе	
	2	3	4	5	6	
1,5	23	19	33	19	27	
2,5	30	27	44	25	38	
4	41	38	55	35	49	
6	50	50	70	42	60	
10	80	70	105	55	90	
16	100	90	135	75	115	
25	140	115	175	95	150	
35	170	140	210	120	180	
50	215	175	265	145	225	
70	270	215	320	180	275	
95	325	260	385	220	330	
120	385	300	445	260	385	
150	440	350	505	305	435	
185	510	405	570	350	500	
240	605	–	–	–	–	

Таблица П 2.23

**Длительно допустимые токовые нагрузки на высоковольтные кабели**

Число и номинальное сечение жил, мм			Длительно допустимые токовые нагрузки для гибких кабелей при температуре окружающей среды +25 °С		
основ- ные	зазем- ления	вспомога- тельные	КШВГ, КШВГЭ-ХЛ, КШВГ-ХЛ, КШВГВ-ХЛ, КШВГЭ, КШВГЭВ-ХЛ	КГЭ-ХЛ	КГЭТ
3×10	1×6	1×6	70	91	94
3×16	1×6	1×6	90	117	121

Окончание табл. П 2.23

Число и номинальное сечение жил, мм			Длительно допустимые токовые нагрузки для гибких кабелей при температуре окружающей среды +25 °С		
основные	заземления	вспомогательные	КШВГ, КШВГЭ-ХЛ, КШВГ-ХЛ, КШВГВ-ХЛ, КШВГЭ, КШВГЭВ-ХЛ	КГЭ-ХЛ	КГЭТ
3×25	1×10	1×6(10)	120	157	161
3×35	1×10	1×6(10)	145	189	195
3×50	1×16	1×10	180	235	242
3×70	1×16	1×10	220	289	296
3×95	1×25	1×10	265	346	356
3×120	1×35	1×10	310	403	417
3×150	1×50	1×10	350	458	470

*Примечание.* 1 – вспомогательные жилы имеются только у кабелей КШВГВ-ХЛ, КШВГЭВ-ХЛ, КГЭ, КГЭ-ХЛ. Сечения вспомогательных жил, указанные в скобках, приведены для кабелей КШВГВ-ХЛ, КШВГЭВ-ХЛ; 2 – для кабелей, намотанных на барабан, длительно допустимый ток определяют с учетом поправочных коэффициентов: 0,8 – при числе слоев навивки 1; 0,6 – при числе слоев навивки 2; 0,5 – при числе слоев навивки 3.

Таблица П2.24

**Поправочные коэффициенты для определения длительно допустимых токовых нагрузок на гибкие кабели**

Максимальная температура окружающей среды, действующая в течение не менее 10 суток в году, °С	Поправочный коэффициент	
	КШВГ, КШВГЭ-ХЛ, КШВГ-ХЛ, КШВГВ-ХЛ, КШВГЭ, КШВГЭВ-ХЛ	КШВГТ, КГЭТ, КГЭ-ХЛ, КГ
-60	1,76	1,56
-50	1,69	1,50
-40	1,62	1,44
-30	1,54	1,38
-20	1,45	1,32
-10	1,37	1,26
-5	1,32	1,23
0	1,27	1,19
+ 5	1,22	1,15
+ 10	1,17	1,12
+ 15	1,12	1,08
+ 20	1,06	1,04
+ 25	1,00	1,00
+ 30	0,94	0,96
+ 40	0,79	0,86
+ 50	0,61	0,78



Таблица П 2.25

**Активные и реактивные сопротивления кабелей с медными жилами**

Сечение, мм <sup>2</sup>	Активное сопротивление, $r_{ок.}$ , Ом/км	Реактивное сопротивление ( $x_{ок.}$ , Ом/км) для кабелей напряжением, кВ				
		до 1	6	10	20	35
10	1,78	0,073	0,100	0,113	–	–
16	1,12	0,0675	0,094	0,104	–	–
25	0,71	0,0662	0,085	0,094	0,135	–
35	0,51	0,0637	0,079	0,088	0,129	–
50	0,35	0,0625	0,072	0,082	0,119	–
70	0,26	0,0612	0,069	0,079	0,116	0,132
95	0,19	0,0602	0,068	0,076	0,110	0,126
120	0,15	0,0602	0,066	0,076	0,107	0,119
150	0,12	0,0596	0,066	0,072	0,104	0,116
185	0,10	0,0596	0,066	0,069	0,100	0,113

Таблица П2.26

**Минимальные допустимые сечения проводов воздушных линий  
по условиям механической прочности**

Провод		Класс и сечение, мм <sup>2</sup> , ВЛ		
Конструкция	Материал	Класс 1	Класс 2	класс 3
Однопроводочные	Сталь	Не допускается	Не допускается	12,5
Многопроводочные	Сталь	25	10(25)	10
	Алюминий	35	25(35)	16
	Сталеалюминий	25	16	10

*Примечание.* В скобках указаны сечения для населенной местности и пересечений с инженерными сооружениями.

Учебное издание

**Куликовский Валерий Сергеевич**  
**Кручек Ольга Анатольевна**  
**Герасимов Анатолий Игоревич**  
**Ковалева Ольга Алексеевна**  
**Кузьмин Сергей Васильевич**

**ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ  
И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ  
ГОРНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ**

Учебное пособие

Редактор *Н. А. Варфоломеева*  
Компьютерная верстка *Н. Г. Дербенёвой*

Подписано в печать 10.02.2021. Печать плоская. Формат 60×84/16  
Бумага офсетная. Усл. печ. л. 8,75. Тираж 100 экз. Заказ № 11137

Библиотечно-издательский комплекс  
Сибирского федерального университета  
660041, Красноярск, пр. Свободный, 82а  
Тел. (391) 206-26-16; <http://bik.sfu-kras.ru>  
E-mail: [publishing\\_house@sfu-kras.ru](mailto:publishing_house@sfu-kras.ru)

**В Библиотечно-издательском комплексе СФУ  
вам быстро и качественно выполнят следующие виды  
издательских работ:**

- редактирование**
- корректура**
- художественное оформление**
- компьютерная верстка**

**Наш адрес:  
660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 82а, к. 0108  
Тел. (391) 206-26-16 – отдел приема и сопровождения заказа**