

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Забайкальский государственный университет»
(ФГБОУ ВО «ЗабГУ»)

Факультет горный

Кафедра Подземной разработки месторождений полезных ископаемых

УЧЕБНЫЕ МАТЕРИАЛЫ для студентов заочной формы обучения

по дисциплине «Электроснабжение
горных предприятий»

для специальности 21.05.04 Горное дело
специализация Подземная разработка рудных месторождений

Общая трудоемкость дисциплины (модуля)

Виды занятий	Распределение по семестрам в часах			Всего ча- сов
	10 семестр	---- семестр	---- семестр	
1	2	3	4	5
Общая трудоемкость	108			108
Аудиторные занятия, в т.ч.:	18			18
лекционные (ЛК)	8			8
практические (семинарские) (ПЗ, СЗ)	10			10
лабораторные (ЛР)	-			-
Самостоятельная работа студентов (СРС)	90			90
Форма промежуточного контроля в семестре*	Зачет			Зачет
Курсовая работа (курсовой проект) (КР, КП)				

Краткое содержание курса

№ Темы, раздела	Наименование тем, разделов дисциплины
1	2
	I. Электрификация подземных горных работ.
1	Электроснабжение на поверхности шахт и рудников. Размещение подстанции на поверхности шахт и рудников. Электрические сети, схемы электроснабжения потребителей. Категории электропотребителей.
2	Электроснабжение подземных работ Электроснабжение горных работ через ствол. Электроснабжение горных работ через шурфы и скважины. Сооружение и устройство подземных подстанций и распределительных подземных пунктов. Рудничная аппаратура управления и защиты. Виды защит рудничной аппаратуры. Электрические сети.
	II. Электропривод горных машин и механизмов
3	Электропривод горных машин. Классификация и типы электродвигателей, применяемых на подземных горных работах. Классификация и маркировка рудничного электрооборудования по взрывобезопасности.
	III. Электробезопасность горных работ.
4	Электробезопасность горных работ. Требования правил безопасности к электроснабжению подземных горных работ. Поражение человека электрическим током, меры защиты от поражения электрическим током. Защитное заземление и отключение.

Форма текущего контроля

Контрольная работа: Расчет электроснабжения подземного участка

Разделы контрольной работы:

№ 1 Определение мощности участковой трансформаторной подстанции

Определить мощность и выбрать тип силового трансформатора участковой подстанции (УПП): 1. Методом коэффициента спроса (k_c); 2. Методом коэффициента формы графика нагрузки (k_f).

№ 2 Расчет кабельной сети участка напряжением до 1000В

Выбрать марку, сечение кабеля потребителей на участке шахты, и до участковой подстанции на расстоянии 200м.

№ 3 Расчет токов короткого замыкания в шахтных кабельных сетях

Определить токи к.з. в наиболее характерных точках кабельной сети напряжением до 1000 кВ

№ 4 Выбор коммутационной аппаратуры и уставок защиты.

Произвести выбор пускозащитной аппаратуры к электрооборудованию принятого в предыдущих расчетах оборудования.

№ 5 Выбор высоковольтной ячейки и уставок ее защиты:

Произвести расчет сети напряжением выше 1000 В и выбор пускозащитной аппаратуры к электрооборудованию.

Задание на контрольную работу по сумме двух последних номеров зачетки (на пример: две последние цифры зачетки 32 вариант задания №5 номер).

Исходные данные:

№	ВМ-5М		ВМ-6М		17ЛС-2см		30ЛС-2СМ		55ЛС-2СМ		100ЛС-2СМ		Конвейер 2Л80		Конвейер 2Л100		Компрессор ЗИФ-ШВ-5		Насос ЦНС 38-66		Светильники РВЛ 15	
	Кол-во	Длина участка, м	Кол-во	Длина участка, м	Кол-во	Длина участка, м	Кол-во	Длина участка, м	Кол-во	Длина участка, м	Кол-во	Длина участка, м	Кол-во	Длина участка, м	Кол-во	Длина участка, м	Кол-во	Длина участка, м	Кол-во	Длина участка, м	Кол-во	Длина участка, м
1.	1	105			1	270	1	200	1	180							1	230	1	60	10	120
2.	1	125			1	310			1	160	1	133							2	65	20	230
3.	1	120					1	260			1	153					1	125	2	75	30	140
4.	1	140	1	160			1	180	1	220							1	250	1	85	45	250
5.	1	215							1	220	1	224					1	140	2	95	25	160
6.			1	125			1	155	1	134	1	284							2	105	35	215
7.			1	165					1	134	1	138					1	232	2	115	22	125
8.			1	150	1	145			1	45	1	238							2	125	24	235
9.			1	180									1	220	1	130	1	123	2	135	36	145
10.			1	135									1	226	1	135	1	244	2	145	48	255
11.			1	195									1	144	1	140	1	154	2	155	28	116
12.			1	220									1	146	1	145	1	230	2	165	18	226
13.	1	235			1	245	1	100	1	45	1	164							1	175	26	128
14.	1	230			1	160	1	240	1	55							1	120	1	185	36	238
15.	1	250			1	80	1	255	1	55	1	164							1	195	44	148
16.			1	210			1	242	1	63	1	147							2	205	13	258
17.	1	75	1	172	1	180			1	63	1	247							1	215	23	113
18.			1	132	1	225	1	142	1	34									2	225	33	223
19.	1	120	1	116	1	125	1	336	1	34									1	230	47	133
20.			1	186	1	135	1	336	1	20									2	235	56	243

Примечание:

Расстояние от РПП 0,66 до участковой подстанции УПП - 300м.

Расстояние от УПП до РПП-6 - 1200м.

Расстояние от РПП-6 до ЦПП – 2000м.

Методические указания к контрольной работе:
Расчет электроснабжения подземного участка

1 Определение мощности участковой трансформаторной подстанции

Определение мощности силовых трансформаторов относится к области определения электрических расчетных нагрузок. Для определения расчетных нагрузок подземных электроустановок существует несколько методов определения расчетных нагрузок, которые условно можно разделить на две группы:

- 1) интерполяционные и эмпирические — расчет нагрузок по техническим нормам; по расходу электроэнергии и числу часов использования максимума; по коэффициенту спроса и др.;
- 2) вероятностные — метод упорядоченных диаграмм, статистический метод, метод вероятностного моделирования графиков нагрузки.

Метод коэффициента спроса (k_c).

Метод коэффициента спроса широко распространен и позволяет получить расчетную нагрузку по номинальной мощности и значению коэффициента спроса (см. табл. 2).

Физический смысл коэффициента спроса можно уяснить из выражения:

$$K_c = K_o \cdot K_3,$$

где K_o — коэффициент одновременности работы приемников;

K_3 — коэффициент загрузки.

Расчетная нагрузка для группы однородных приемников по режиму работы определяется по формулам:

- активная мощность $P_{расч} = K_c \cdot P_{ном}$;

- реактивная мощность $Q_{расч} = P_{расч} \cdot \operatorname{tg} \varphi$;

- полная мощность $S = \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}$.

где K_c — коэффициент спроса определенной группы приемников;

$\operatorname{tg} \varphi$ — соответствует характерному для данной группы приемников $\cos \varphi$.

Расчетная нагрузка узла системы электроснабжения определяется суммированием расчетных нагрузок отдельных групп приемников, входящих в данный узел (участок, цех, предприятие), с учетом коэффициента участия в максимуме нагрузок $K_{рм}$ (коэффициент разновременности):

$$S = K_{рм} \cdot \sqrt{\sum P_{расч}^2 + \sum Q_{расч}^2}$$

где $\sum P_{расч}$ и $\sum Q_{расч}$ — соответственно сумма расчетных активных и реактивных нагрузок отдельных групп приемников;

K_{pm} — коэффициент разновременности или участия в максимуме нагрузки, 0,85-1,0.

Определение мощности участковой трансформаторной подстанции по методу коэффициента спроса выполняют в следующем порядке:

1. Составляют схему электроснабжения участка.
2. Все намеченные к установке электроприемники группируют по технологическим процессам (очистные работы, подготовительные работы, околоствольный двор и т. п.)
3. Составляют таблицу для определения суммарной установленной мощности электроприемников участка;
4. Определяют значения коэффициентов k_c и $\cos \varphi_{cp}$;
5. Определяют расчетную мощность трансформатора (подстанции);
6. К установке принимают трансформатор (подстанцию) ближайшей большей мощности по стандартной шкале мощностей.

Расчетный ток нагрузки отдельного электродвигателя (А), определяют по формуле

$$I_p = \frac{P_n \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \eta_{дв} \cdot U \cdot \cos \varphi_{дв}},$$

где P_n — номинальная мощность электродвигателя, кВт;

$\eta_{дв}$ — к. п. д. электродвигателя;

U — напряжение сети, В;

$\cos \varphi_{дв}$ — коэффициент мощности электродвигателя.

Таблица 1 - Технические характеристики потребителей

Наименования групп потребителей	Количество приемников	Установленная мощность P_n , кВт	Номинальный ток I_n , А	Номинальный к.п.д., %	$\cos \varphi$	Активная мощность P_p , кВт	Реактивная мощность Q_p , кВт	Полная мощность S , кВт
Итого								

Величина k_c равна отношению устойчивой максимальной нагрузки приемников к их суммарной установленной мощности. Под устойчивой максимальной нагрузкой обычно понимают нагрузку за время не менее 30 мин.

$$k_c = \frac{P_{max}}{P_{\Sigma ном}}$$

Коэффициент спроса k_c учитывает степень загрузки и одновременности работы двигателей, их к. п. д., а также к.п.д. сети. Величина k_c принимается по табличным данным или определяется по эмпирическим формулам. Ориентировочно при числе двигателей меньше 20 $k_c=0,5 \dots 0,6$, при большем числе двигателей $k_c=0,4 \dots 0,5$.

Если механизация очистных или подготовительных работ осуществляется при помощи машин (с индивидуальной крепью) без электрической блокировки очередности пуска электродвигателей, k_c определяется по формуле

$$k_c = 0,268 + \frac{0,714 \cdot P_{ном.м}}{P_{\Sigma}}$$

где $P_{ном.м}$ — номинальная мощность наиболее мощного электродвигателя в группе электроприемников на участке (комбайн, проходческий комбайн, конвейер и т. п.);

P_{Σ} — суммарная номинальная (установленная) мощность электродвигателей и освещения, присоединенная к участковой подстанции.

Если механизация добычи угля осуществляется с помощью комплексов с механизированной крепью и автоматической блокировкой очередности пуска двигателей, входящих в состав комплекса, k_c определяется по формуле

$$k_c = 0,4 + \frac{0,6 \cdot P_{ном.м}}{P_{\Sigma}}$$

Значение $\cos \varphi_{ср}$ определяется из выражения

$$\cos \varphi_{ср} = \frac{P_1 \cdot \cos \varphi_1 + P_2 \cdot \cos \varphi_2 + \dots + P_n \cdot \cos \varphi_n}{P_1 + P_2 + \dots + P_n}$$

где P_1, P_n — установленные мощности электроприемников группы;

$\cos \varphi_1, \cos \varphi_n$ — фактические коэффициенты мощности соответствующих электроприемников группы.

Таблица 2 - Коэффициент спроса для групп электроприемников

Приемники	k_c	$\cos \varphi$
Компрессоры стационарные мощностью, кВт:		
до 200	0,8	0,75
до 400	0,85	0,8
выше 400	0,95	0,8
Насосы мощностью, кВт:		
до 50	0,7	0,75
до 200	0,8	0,8
до 500	0,85	0,8
выше 500	0,9	0,85
Вакуум—насосы	0,95	0,85
Вентиляторы местного проветривания	0,7	0,8
Вентиляторы главного проветривания мощностью,		

кВт: до 200	0,8	0,8
до 800	0,9	0,8
выше 800	0,95	0,85
Толкатели, опрокидыватели, качающиеся площадки, шахтные двери, бункерные затворы, скреперные лебедки мощностью до 15 кВт и выше, лебедки маневровые, откаточные, подъемные до 200 кВт	0,5—0,7	0,65
Подъемы мощностью, кВт:		
до 1000	0,75	0,75
до 2000	0,75	0,8
выше 2000	0,95	0,8
Погрузочные машины	0,7	0,65
Питатели ленточные, барабанные, лотковые (мощностью до 10 кВт), грохоты разные	0,7	0,72
Конвейеры легкие мощностью до 4,5 кВт, питатели реагентные, лебедки	0,7	0,65
Конвейеры тяжелые с шириной ленты до 1400 мм, шнеки, элеваторы, механические топки, питатели пластинчатые и тарельчатые	0,8	0,75
Конвейеры сверхтяжелые с шириной ленты 1600 — 2000 мм	0,8	0,85
Электровибрационные механизмы	0,7	0,65
Вагоноопрокидыватели	0,5	0,5

Требуемая мощность осветительного трансформатора, питающего осветительную сеть с лампами накаливания и люминесцентными лампами (кВА),

$$P_{mp} = \frac{\sum_1^n (P_{лн} \cdot n_1 + \dots + P_{кн} \cdot n_k)}{1000 \eta_c \cdot \eta_{св.л}} + \frac{\sum_1^n (P_{л.л} \cdot m_1 + \dots + P_{кн} \cdot m_k)}{1000 \eta_c \cdot \eta_{св.л} \cdot \cos \varphi};$$

где $P_{лн}, P_{л.л}$ — мощности ламп соответственно накаливания и люминесцентных, Вт;

n, m — число ламп накаливания и люминесцентных данной мощности;

η_c — к. п. д. сети $\eta_c = 0,92 \dots 0,95$;

$\eta_{св}$ — к. п. д. светильников;

$\cos \varphi$ — коэффициент мощности люминесцентных светильников, $\cos \varphi = 0,5$.

Средняя нагрузка для осветительной сети принимается равной максимальной:

$$P_{см.осв.} = K_c \cdot \Sigma P_{ном.осв.};$$

где $P_{ном.осв.}$ — установленная мощность светильника с учетом потерь в пускорегулирующей аппаратуре.

$$Q_{см.осв.} = P_{см.осв.} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{см.осв.};$$

где $\varphi_{см.осв.}$ — коэффициент реактивной мощности.

Расчетная мощность участковой трансформаторной подстанции

$$S_{m.p.} = \frac{k_c \cdot P_{\Sigma}}{\cos \varphi_{cp}}$$

где $\cos \varphi_{\text{ср}}$ — средневзвешенный коэффициент мощности группы электроприемников.

2 Расчет кабельной сети участка напряжением до 1000В

Расчет участковой кабельной сети сводится к определению таких сечений кабелей, которые удовлетворяли бы условию экономичности, обеспечивали бы подвод к потребителям электроэнергии с напряжением, достаточным для их нормальной работы, не перегреваясь сверх допустимого значения.

Задачей расчета является определение минимального сечения кабеля, предназначенного для питания отдельного электродвигателя, группы электродвигателей или шин подстанции. Кабель должен обеспечивать подведение к приемникам электроэнергии с напряжением, достаточным для нормальной работы последних, не перегреваясь сверх допустимой величины.

В соответствии с этим расчет кабеля сводят к определению минимального сечения по допускаемому нагреву и по допускаемой потере напряжения.

Расчет кабеля производят в следующей последовательности:

- определяют расчетный ток нагрузки, протекающий по кабелю;
- по условиям эксплуатации устанавливают тип кабеля для данного потребителя (бронированный или гибкий);
- определяют минимальное сечение кабеля по допускаемому нагреву и по допускаемой потере напряжения;
- выбирают окончательно кабель с большим из полученных сечений.

1. Выбор сечений кабелей по нагреву.

Основное условие выбора заключается в том, чтобы фактический или расчетный ток I_p был меньше или равен допустимому току для данного сечения и марки кабеля.

Например, сечение магистрального кабеля от ПУПП или трансформатора до распределительного пункта низкого напряжения (РП—НН) выбирается по условию

$$I_{\text{д.д}} \geq I_{\text{ф}},$$

где $I_{\text{д.д}}$ — длительно допустимый ток для кабеля соответствующего сечения по нагреву, А;

$I_{\text{ф}}$ — фактический ток нагрузки магистрального кабеля, А.

Если условию $I_{\text{д.д}} \geq I_{\text{ф}}$, не удовлетворяет ни один кабель максимально возможного сечения (по условию подключения во вводные устройства подстанций, автоматических выключателей и станций управления), к прокладке принимают два параллельных или раздельно включенных кабеля. При параллельном включении кабелей их суммарное сечение определяется по условию $2I_{\text{д.д}} \geq I_{\text{ф}}$.

Расчетный ток нагрузки кабеля, питающего шины подстанции, определяют по формуле

$$I_{\phi} = \frac{S_{mp} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U},$$

где S_{mp} — расчетная мощность на шинах подстанции, кВА.

Сечение гибких кабелей для питания отдельных электроприемников участка (кроме многоприводных комбайнов) предварительно выбирается исходя из длительно допустимой нагрузки по нагреву номинальным током $I_{ном}$ согласно условию

$$I_{д.д} \geq I_{ном}.$$

Расчетный ток нагрузки для выбора кабеля (А), питающего отдельный электродвигатель, определяют по формуле

$$I_p = \frac{P_n \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \eta_{дв} \cdot U \cdot \cos \varphi_{дв}},$$

где P_n — номинальная мощность электродвигателя, кВт;

$\eta_{дв}$ — к. п. д. электродвигателя;

U — напряжение сети, В;

$\cos \varphi_{дв}$ — коэффициент мощности электродвигателя.

При питании по одному кабелю нескольких одновременно работающих электродвигателей ток, протекающий через кабель, равен сумме номинальных токов этих электродвигателей. Сечение гибкого кабеля для питания комбайнов с двумя электродвигателями равной мощности определяется исходя из условия для двигателей:

с водяным охлаждением $I_{д.д} \geq 2I_{ном}$;

с воздушным охлаждением $I_{д.д} \geq 2I_{ном.час}$,

где $I_{ном}$ — номинальный ток комбайнового электродвигателя с водяным охлаждением;

$I_{ном.час}$ — номинальный ток комбайнового электродвигателя с воздушным охлаждением в часовом режиме S2.

Расчетный ток нагрузки кабеля, питающего группу электродвигателей, определяют по формуле

$$I_p = \frac{\sum P_n \cdot k_c \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \eta_{дв} \cdot U \cdot \cos \varphi_p},$$

где k_c — коэффициент спроса по среднепотребляемой мощности.

Определив ток нагрузки кабеля, производят выбор кабеля по допускаемому нагреву, т. е. устанавливают минимальное сечение жил кабеля. Минимальное сечение жил кабеля определяют по таблицам ПУЭ, в которых каждому стандартному сечению жилы ка-

беля соответствует определенный допустимый длительный ток $I_{д.д.}$. Величина допустимого длительного тока для данного сечения кабеля зависит от температуры окружающего воздуха (в таблице допустимые длительные токи приведены для кабелей, проложенных в выработках с температурой воздуха $+25^{\circ}\text{C}$).

При температуре окружающей среды, отличающейся от 25°C , величина допускаемой токовой нагрузки должна быть снижена или повышена в соответствии с поправочными коэффициентами (табл. 1). Для определения сечения жил кабеля длительный допустимый ток умножают на поправочный коэффициент.

При напряжении 660 В можно осуществить питание потребителей по кабелю ГРШЭ с сечением основных жил $2,5...50\text{ мм}^2$.

2. Расчет участковой сети по потере напряжения.

Потерей напряжения на участке сети называется алгебраическая разность между напряжениями в начале и конце этого участка. Расчет по потере напряжения имеет важное значение, так как высокопроизводительная работа забойных машин и механизмов зависит от качества электроэнергии, а последнее определяется уровнем напряжения, подводимого к электроприемникам.

Как известно, номинальные напряжения электроприемников участка составляют 127, 220, 380, 660 и 1140 В. Номинальное напряжение вторичной обмотки понижающего трансформатора (при холостом ходе) принимается с учетом 5 % потери напряжения в трансформаторе при номинальной нагрузке. В связи с этим номинальные напряжения трансформаторов составляют соответственно 133, 231, 400, 695 и 1200 В.

Из условий обеспечения нормальной работы приемников электрической энергии на участке потеря напряжения в высоковольтном кабеле, проложенном от ЦПП до участковой трансформаторной подстанции, не должна превышать 75 В при напряжении 3000 В и 150 В — при 6000 В.

Потеря напряжения в кабеле ΔU (В) определяется из следующих выражений с учетом индуктивного сопротивления кабеля

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_k \cdot L_k \cdot (R_k \cdot \cos \varphi_{cp} + X_k \cdot \sin \varphi_{cp})$$

без учета индуктивного сопротивления кабеля

$$\Delta U = \rho \frac{\sqrt{3} \cdot I_k \cdot L_k \cdot \cos \varphi_{cp}}{S_{np}}$$

где I_k — расчетная токовая нагрузка кабеля, А;

L_k — длина кабеля, м;

R_k и X_k — активное и индуктивное сопротивление 1 м кабеля, Ом/м;

$\cos \varphi_{cp}$ — средневзвешенный коэффициент мощности;

ρ — удельная сопротивленение материала жил кабеля при его рабочей температуре, Ом-мм²/м(для меди 0,02 Ом-мм²/м);

$S_{пр}$ — предварительно принятое сечение кабеля, мм².

Выбор кабелей в подземных электрических установках до 1140 В производят исходя из допустимых нагрузок с последующей проверкой кабельной сети по допустимой потере напряжения в нормальном и пусковом режимах.

В нормальном режиме допустимая потеря напряжения в участковой сети $\Delta U_{доп}$ (В) сетей 380, 660 и 1440 В составляет соответственно 39, 66 и 177 В.

В нормальном режиме работы участковой кабельной сети напряжением до 1140 В расчет производят в такой последовательности.

Определяют потерю напряжения в трансформаторе

$$\Delta U_{тр} = \sqrt{3} \cdot I_k \cdot (R_{тр} \cdot \cos \varphi_{cp} + X_{тр} \cdot \sin \varphi_{cp})$$

где $R_{тр}$, $X_{тр}$ — активное и индуктивное сопротивление трансформатора, Ом.

Определяют потерю напряжения $\Delta U_{к.г}$ (В) в гибком кабеле, проложенном от магнитного пускателя, установленного на распределительном пункте участка, до электродвигателя комбайна

$$\Delta U_{к.г} = \rho \frac{\sqrt{3} \cdot I_{к.г} \cdot L_{к.г} \cdot \cos \varphi}{S_{к.г}}$$

где $\cos \varphi$ — коэффициент мощности электродвигателя комбайна.

Определяют допустимую потерю напряжения в бронированном кабеле $\Delta U_{к.б}$ (В), проложенном от трансформаторной подстанции до распределительного пункта участка

$$\Delta U_{к.б} = \Delta U_{доп} - (\Delta U_{тр} + \Delta U_{к.г})$$

По допустимой потере напряжения в бронированном кабеле определяют сечение его рабочих жил (мм²)

$$S_{к.б} = \rho \frac{\sqrt{3} \cdot I_{к.б} \cdot L_{к.б} \cdot \cos \varphi_{cp}}{\Delta U_{к.б}}$$

Расчет потери напряжения в кабельной сети при пусковом режиме аналогичен расчету при нормальном режиме, но в формулы подставляют величины, соответствующие режиму пуска двигателя. Коэффициент мощности при пуске двигателя и средневзвешенный коэффициент мощности, для упрощения расчетов, принимают равными $\cos \varphi = 0$.

3 Расчет токов короткого замыкания в шахтных кабельных сетях

Расчет токов к. з. необходим для проверки устойчивости при к. з. выбранных установок защиты и отключающей способности пускозащитной аппаратуры.

В основу расчета положен тот же метод, что и при определении токов к. з. в воздушных ЛЭП поверхности, т. е. определение суммарного сопротивления до точки к. з.

При расчете токов к. з. в шахтных электрических сетях переменного тока напряжением до 1,2 кВ наряду с индуктивным учитываются и активные сопротивления элементов цепи к.з.: силовых трансформаторов, кабельных линий, шинопроводов, первичных обмоток многовитковых трансформаторов тока, катушек автоматических выключателей, различных контактных соединений, дуги в месте к.з. Общее активное сопротивление цепи к.з. может быть 30% общего индуктивного сопротивления, что влияет на полное суммарное сопротивление и ток к.з.

При расчетах определяют как наибольшие токи трехфазного, так и токи двухфазного к. з. Первые необходимы для проверки коммутационной способности электроаппаратов при возникающих к. з., а вторые — для проверки чувствительности максимальной токовой защиты.

Ток трехфазного к. з. (А) для любой точки сети может быть определен по формуле

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3}\sqrt{R^2 + X^2}},$$

где $U_{НОМ}$ — номинальное напряжение источника тока, кВ.

R и X — соответственно сумма активных и индуктивных сопротивлений цепи до определяемой точки к. з., Ом.

Ток двухфазного к.з. (А) можно определить из соотношения

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\kappa}^{(3)}}{2} = 0,87 \cdot I_{\kappa}^{(3)}.$$

Активное сопротивление трансформатора (Ом) определяют по формуле

$$R_{тр} = \frac{P_{\kappa}}{3 \cdot I_{2T}^2},$$

где P_{κ} — потери в меди трансформатора, Вт;

I_{2T}^2 — номинальный ток в квадрате вторичной обмотки трансформатора, А.

Индуктивное сопротивление трансформатора (Ом) можно определить по формуле

$$X_{тр} = \frac{10 \cdot U_{\kappa} \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}},$$

где U_k — напряжение к. з. трансформатора, %;

$U_{ном}$ — номинальное напряжение вторичной обмотки трансформатора, кВ;

$S_{ном}$ — номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

Активное и индуктивное сопротивление кабелей приведено в приложении табл. 2.

При отсутствии таблиц активное сопротивление кабеля (Ом) определяют по формуле

$$R_k = \frac{L}{\gamma \cdot S},$$

где L — длина кабеля, м;

γ — удельная проводимость материала проводника, м/Ом·мм²;

S — сечение рабочей жилы кабеля, мм².

Индуктивное сопротивление кабеля можно принять в пределах 0,07...0,08 Ом/км.

Токи к. з. для проверки отключающей способности пускозащитной аппаратуры и чувствительности срабатывания максимальной токовой защиты желательно определить в любой точке присоединения, но наиболее характерными точками кабельной сети при напряжении до 1,2 кВ являются: автоматический выключатель ПУПП, автоматический выключатель РПП-1,14 (0,66; 0,38) кВ, наиболее крупный по мощности и наиболее удаленный электродвигатель, например, комбайна, струга и наиболее маломощный электроприемник, наиболее удаленный от источника питания, например ручное электросверло, последний светильник и т. п. В кабельной сети напряжением 6 (10) кВ наиболее характерной точкой является ввод ПУПП или силового трансформатора.

4 Выбор коммутационной аппаратуры и уставок защиты

Пускозащитная аппаратура выбирается по номинальному напряжению сети, длительно протекающему току нагрузки, мощности потребителя, величине токовой уставки защиты, а также по максимальному току трехфазного к. з., который может возникнуть в защищаемом присоединении. Аппарат считается пригодным для установки, если отключающая способность силовых контактов в 1,2 раза превышает максимально возможный ток трехфазного к. з.

1. Выбор коммутационной аппаратуры.

Автоматические выключатели предназначены для нечастых оперативных включений и отключений потребителей и защиты сети от токов к. з. Автоматические выключатели выбираются по назначению, номинальному напряжению, номинальному току и проверяются по предельному току отключения.

Типоразмер фидерного выключателя выбирается исходя из условия

$$I_{\Phi} \leq I_{ном},$$

где I_{Φ} — рабочий ток, проходящий через автомат, А;

$I_{ном}$ — номинальный ток фидерного выключателя, А.

Не рекомендуется выбирать фидерный выключатель, рассчитанный на номинальный ток, значительно превышающий ток I_{Φ} , так как токовые уставки будут заведомо завышены против необходимых величин.

Магнитные взрывобезопасные пускатели выбираются по назначению, номинальному напряжению, номинальной мощности включаемого пускателем электродвигателя, зависящей от режима его работы, и проверяются по способности пускателя отключать максимально возможный ток трехфазного короткого замыкания. При включении пускателем нескольких электродвигателей мощность их суммируется.

При комплектовании магнитных пускателей в РП—НН необходимо проверить допустимость нагрузки на вводные зажимы пускателей. Величины транзитной токовой нагрузки по данным ВНИИВЭ приведены ниже.

Допустимый ток вывода (номинальный ток аппаратуры), А	до 25	25...63	63...250	свыше 250
Кратность суммарного тока (включая транзитный) по отношению к допустимому, не более	3	2,5	2	1,2

Выбранный фидерный выключатель или магнитный пускатель проверяется на способность отключать наибольший возможный ток трехфазного к. з. в защищаемом присоединении согласно условию

$$I_{н.о} > 1,2 \cdot I_{к.мах}^{(3)},$$

где $I_{н.о}$ — предельно отключаемый ток аппарата, А;

$I_{к.мах}^{(3)}$ — расчетный максимальный ток трехфазного к. з. на зажимах аппарата (А).

Если отключающая способность проверяемого аппарата (или пускателя) оказывается равной или меньшей рассчитанной величины, то при наличии на присоединении, питающем аппарат, группового, общего или другого аппарата необходимо проверить, удовлетворяет ли он условию

$$I_{к.мах}^{(3)} \leq \frac{I_{н.о.гр}}{1,2},$$

где $I_{н.о.гр}$ — предельно отключаемый ток группового или общего аппарата, А.

Если ни один из проверенных аппаратов не удовлетворяет условию, то необходимо установить дополнительный аппарат, который должен удовлетворять этому требованию и

$$\text{условию } I_{к.мах}^{(3)} \leq \frac{I_{п.о.зр}}{1,2}.$$

Показателем правильности выбора аппаратов должно быть соблюдение соотношения

$$I_{пред} \geq I_{к.мах}^{(3)}$$

Выбор коммутационной аппаратуры в участковых сетях напряжением 1140 В проводится по соответствующей методике.

2. Выбор уставок защиты.

Плавкие предохранители. При защите магистрали номинальный ток плавкой вставки предохранителей

$$I_{вст} \geq \frac{I_{м.пуск}}{(1,6...2,5)} + \sum I_{ном}$$

где $I_{м.пуск}$ — номинальный пусковой ток наиболее мощного электродвигателя, А;

$\sum I_{ном}$ — сумма номинальных токов всех остальных электроприемников, А.

Коэффициент, обеспечивающий неперегорание плавкой вставки при пусках электродвигателей с короткозамкнутым ротором, рекомендуется принимать равным 1,6...2,5. При нормальных условиях пуска электродвигателя (редкие пуски и быстрое разворачивание) значение этого коэффициента следует принимать равным 2,5, а при тяжелых (частые пуски при длительном разворачивании) — 1,6...2. Чрезмерно занимать номинальный ток плавкой вставки не следует, так как она может перегореть при пусках, что является одной из причин выхода из строя электродвигателей в режиме однофазной работы.

Для защиты ответвления при использовании электродвигателя с короткозамкнутым ротором номинальный ток плавкой вставки

$$I_{вст} \geq \frac{I_{м.пуск}}{(1,6...2,5)}.$$

При защите осветительной сети номинальный ток плавкой вставки выбирается по условию

$$I_{вст} \geq I_{нагр},$$

где $I_{нагр}$ — номинальный ток нагрузки, А.

Для установки принимается плавкая вставка со значением ее номинального тока, ближайшим к расчетному. Допускается параллельное включение в одном патроне предо-

хранителя двух равных или различающихся по номинальному току на 30...35% плавких вставок. При этом суммарный ток их не должен превышать расчетного.

Для защиты неискробезопасных цепей напряжением 36 В, питающих внешних потребителей, ток плавкой вставки

$$I_{вст} = \frac{U_{ном}}{(Z_{мп} + Z_{к})},$$

где $\sum I_{ном}$ — номинальное вторичное напряжение трансформатора, В;

$Z_{мп}$ — полное сопротивление обмотки трансформатора, Ом;

$Z_{к}$ — полное сопротивление кабеля, Ом.

Выбранная плавкая вставка проверяется по расчетному минимальному току двухфазного к. з. в наиболее электрически удаленной от трансформатора точке сети

$$I_{к. min}^{(2)} \geq \frac{I_{к}^{(3)}}{1,6}.$$

Выбранная плавкая вставка, проверенная по расчетному минимальному току двухфазного к. з. и наименьшему сечению жил кабеля, должна соответствовать наибольшему длительно допустимому току нагрузки.

Отношение (кратность) расчетного минимального тока двухфазного к. з. к номинальному току плавкой вставки должно удовлетворять условию

$$\frac{I_{к. min}^{(2)}}{I_{вст}} \geq 4...7$$

При этом кратность, равная 4, допускается только в сетях напряжением 380 и 660 В, где требуется плавкая вставка на номинальный ток 160 и 200 А, а также в сетях напряжением 127 В независимо от требуемой величины тока плавкой вставки.

Когда необходимая кратность не обеспечивается, следует применять аппараты с реле максимального тока или повысить токи к. з. в соответствии с рекомендациями, изложенными ниже.

Значение тока плавкой вставки для защиты неискробезопасных цепей напряжением 36 В должно проверяться по условию

$$\frac{I_{к. min}}{I_{вст}} \geq 5$$

где $I_{к. min}$ — расчетный минимальный ток к. з. в наиболее электрически удаленной точке защищаемого присоединения, А.

Номинальный ток плавкой вставки предохранителей, встроенных в аппараты, установленные на первичной стороне осветительных трансформаторов ТСШ, выбирается по формуле

$$I_{вст} \geq \frac{(1,2...1,4)}{k_{тр}} \cdot I_{ном},$$

где $k_{тр}$ — коэффициент трансформации.

Принимается плавкая вставка с ближайшим к расчетному значению ее номинального тока.

Отношение (кратность) расчетного тока двухфазного к. з. к номинальному току плавкой вставки должно удовлетворять условиям:

- для трансформаторов с одинаковой схемой соединения первичной обмотки и вторичной

$$\frac{I_{к.мин}^{(2)}}{k_{тр} \cdot I_{вст}} \geq 4$$

- для трансформаторов с различной схемой соединения первичной и вторичной обмоток

$$\frac{I_{к.мин}^{(2)}}{\sqrt{3} \cdot k_{тр} \cdot I_{вст}} \geq 4$$

где $I_{к.мин}^{(2)}$ — расчетный ток двухфазного к. з., определенный для замыкания на вводных зажимах следующего после вторичной обмотки защитного аппарата, А.

Токовые реле. Для защиты магистрали величина уставки тока срабатывания реле автоматических выключателей или магнитных пускателей

$$I_y \geq I_{м.пуск} + \sum I_{ном}$$

Для защиты ответвлений, питающих электродвигатель или группу одновременно пускаемых электродвигателей с коротко-замкнутым ротором, уставка реле

$$I_y \geq \sum I_{ном}$$

Для защиты магистралей с мощными асинхронными электродвигателями с короткозамкнутым ротором (в тех случаях, когда пусковые токи превышают 600...700 А) допускается выбирать уставки тока срабатывания реле, исходя из фактических пусковых токов

$$I_{ф.пуск} = \frac{I_{м.пуск} \cdot U_{дв.пуск}}{U_{ном}}$$

где $I_{ф.пуск}$ — фактический пусковой ток двигателя, соответствующий напряжению $U_{дв.пуск}$ пуск при пуске, А.

Необходимо принимать уставку тока срабатывания реле максимального тока на 25 % выше фактического пускового тока электродвигателя защищаемого присоединения.

При осветительной нагрузке ток уставки защиты ответвления выбирается по условию

$$I_y \geq 3 \cdot I_{нагр}$$

При отсутствии данных о номинальных значениях пусковых токов двигателей с достаточной для практических целей точностью эти значения могут быть определены для двигателей с короткозамкнутым ротором умножением рабочего тока на 6...7, а для двигателей с фазным ротором — на 1,5.

Выбранная и принятая к установке на шкале ближайшая большая уставка тока срабатывания реле проверяется по расчетному минимальному току двухфазного к. з. При этом отношение (кратность) расчетного тока $I_{к.мин}^{(2)}$ к уставке тока срабатывания реле должно удовлетворять условию

$$\frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_y} \geq k_{\chi}$$

где $k_{\chi}=1,5$ — коэффициент чувствительности защиты.

Если при проверке ток $I_{к.мин}^{(2)}$ окажется недостаточным для соблюдения условия, он должен быть увеличен до необходимого значения, для чего следует:

- увеличить сечение магистрального кабеля или кабеля на ответвлении;
- уменьшить длину магистрального кабеля, приблизив участковую подстанцию к распределительному пункту;
- увеличить трансформаторную мощность установкой более мощного трансформатора или за счет использования двух параллельно включенных трансформаторов;
- установить трансформаторы с более низкими напряжениями к. з., т. е. с большими токами к. з. при прочих равных параметрах питающей электрической сети.

При подключении к сетевым секциям автоматических выключателей, станции управления и магнитных пускателей аппаратов сигнализации, контроля и управления должны проверяться термическая устойчивость кабелей, питающих указанные аппараты, а также уставка максимальной токовой защиты коммутационных аппаратов, защищающих эти кабели от токов к. з.

При расчете, выборе и проверке уставок тока срабатывания реле аппарата, защищающего электрическую сеть, которая питает горные машины с многодвигательным при-

водом, необходимо учитывать токоограничивающее влияние монтажных проводов и кабелей.

Защита вторичной обмотки силового трансформатора и участка сети от зажимов этой обмотки напряжением 660—380 и 220—133 В может быть осуществлена не только плавкими предохранителями, но и реле максимального тока.

В последнем случае выбор и проверка уставок тока срабатывания реле производятся по формулам:

- для трансформаторов с одинаковыми схемами соединения первичной и вторичной обмоток (например, Δ/Δ ; Y/Y ; Z/Z и др.)

$$\frac{I_{к.мин}^{(2)}}{k_{тр} \cdot I_{уст}} \geq 1,5$$

где $I_{к.мин}^{(2)}$ — расчетный ток двухфазного к. з. на стороне вторичной обмотки трансформатора;

$I_{уст}$ — уставка тока срабатывания реле аппаратов со стороны первичной обмотки трансформатора;

- для трансформаторов с различными схемами соединения первичной и вторичной обмоток (например, Δ/Y ; Y/Δ ; YZ/Z и др.)

$$\frac{I_{к.мин}^{(2)}}{\sqrt{3} \cdot k_{тр} \cdot I_{уст}} \geq 1,5$$

Величина уставки тока отключения максимальных реле аппаратов на стороне первичной обмотки для защиты вторичной стороны осветительных трансформаторов ТСШ и трансформаторов, встроенных в пусковые агрегаты, при питании от них осветительной нагрузки выбирается по формулам:

- для осветительных трансформаторов

$$I_{уст} = \frac{3}{k_{тр}} \cdot I_{ном}$$

где $k_{тр}$ — коэффициент трансформации, равный 4,96 для напряжения 660/133 В и 2,85 для напряжения 380/133 В;

- для трансформаторов, встроенных в агрегаты АП,

$$I_{уст} \geq \frac{(1,2 \dots 1,4)}{k_{тр}} \cdot (I_{м.пуск} + \sum I_{ном})$$

Проверка участковой сети на устойчивость работы защиты от утечек тока производится при условии, что длина кабелей, присоединенных к одной подстанции (трансформатору), не превышает 4 км (емкость относительно земли не более 1 мкФ на фазу).

Приложение к контрольной работе

Таблица 1А - Характеристика потребителей

Потребители	Номинальная мощность P , кВт	Номинальное напряжение U_H , В	Номинальный к.п.д., %	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Ипуск / $I_{ном}$	$M_{пуск}$ / $M_{ном}$	M_{max} / $M_{ном}$	Тип двигателя
ВМ-5М	13	380/660	89,7	0,85	7,0	2,2		ВРМ132М2
ВМ-6М	24	380/660	91,0	0,87	6,0	1,9		ВРМ160М2
ВМЭ2-10	110	380/660						2ВРМ280
17ЛС2СМ	17	380/660	90,0	0,86	6,0	2,2		ВРЛ160М4
30ЛС2СМ	30	380/660	89,5	0,88	5,7	2,1		ВРЛ180М4
55ЛС2СМ	55	380/660	91,5	0,85	6,1	2,1		ВРЛ225М4
100ЛС2СМ	100	380/660	93,5	0,89	6,8	2,0		ВРЛ280S4
Конвейер 2Л80	55	380/660	92,0	0,87	6,5	2,7		КОФ
Конвейер 2Л100	100	660	92,5	0,88	6,5	2,5		КОФ
Компрессор ЗИФ-ШВ-5	45	380/660	91,5	0,87	6,3	2,2		ВР200L4
Насос ЦНС 38-66	15	380/660	89,5	0,86	6,0	1,8		ВР160S2

Таблица 2А - Характеристики рудничных светильников

Показатели	исполнение	лампа	Напряжение, В	Мощность, Вт	Световой поток, лм	КПД, %	Масса, кг
РПЛ-01-20	РП	ЛЛ	127	20	980	65	10,0
РПЛ-01-40	РП	ЛЛ	220	40	2480	65	16,0
РВЛ-15	РВ	ЛЛ	127	15	630	70	10,0
РВЛ-20-М	РВ	ЛЛ	127	20	980	65	11,0
РВЛ40М	РВ	ЛЛ	220	40	2480	65	20,0
Луч-2М	РВ	ЛЛ	127	15	1740	40	17,0
СКВ-2/8У	РВ	ЛЛ	127	2×8	240	40	11,0

Таблица 3А - Характеристики осветительных аппаратов

№	Обозначение	Кол-во фаз	Мощность	Сторона ВН					Сторона НН					Ук тр-ра
				Напряже-ние	Ином. авт. выкл.	Иуст.	Д каб. вводов	Кол-во вво-дов	Напр-яже-ние	Ином. авт. выкл.	Иуст.	Д каб. вводов	Кол-во выво-дов	
				кВА	В	А	А	мм.	шт.	В	А	А	мм.	
1.	АОШ-0,25-1Ф-660-380/127-220	1	0,25	660-380	2,0	24,0	13...18	2	127-220	1,6	2,08	13.18	1	8,3
2.	АОШ-0,4-1Ф-660-380/127-220	1	0,4	660-380	2,0	24,0	13.18	2	127-220	2,5	3,25	13.18	1	6,2
3.	АОШ-0,8-1Ф-660-380/127-220	1	0,8	660-380	4,0	48,0	18.25	2	127-220	2,5	3,25	18.25	1	3,2
4.	АОШ-1,6-1Ф-660-380/127-220	1	1,6	660-380	8,0	96,0	18.25	2	127-220	5,0	6,5	18.25	1	3
5.	АОШ-0,8-3Ф-660-380/127-220	3	0,8	660-380	4,0	48,0	24.30	2	127-220	1,6	2,08	18.25	2	4
6.	АОШ-1,6-3Ф-660-380/127-220	3	1,6	660-380	6,3	75,6	24.30	2	127-220	3,2	4,09	18.25	2	3,5
7.	АОШ-2,5-3Ф-660-380/127-220	3	2,5	660-380	10,0	120,0	24.30	2	127-220	5,0	6,5	18.25	2	3,1
8.	АОШ-5,0-3Ф-660-380/127-220	3	5,0	660-380	16,0	192,0	24.30	2	127-220	10,0	13,0	18.25	2	2,1

Таблица 4А - Технические данные рудничных передвижных трансформаторных подстанций серии ТСВП

Тип подстанции	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение, В		Номинальный ток, А		Напряже-ние к.з., %	Поте-ри к.з., кВт	К.п.д., %
		Высшее ВН	Низшее НН	ВН	НН			
ТСВП-100/6	100	6000	690/400	9,6	83,3/144	3,5	1,27	97,6
ТСВП-160/6	160	6000	690/400	15,4	133/230	3,5	1,90	97,9
ТСВП-250/6	250	6000	690/400	24,04	208/360	3,5	2,49	98,1
ТСВП-400/6	400	6000	690/400	38,5	333/577	3,5	3,60	98,5
ТСВП-630/6	630	6000	1200/690	60,6	303/525	4,5	4,70	98,7
ТСВП-630/10	630	10000	1200/690			5,5	4,70	98,5
ТСВП-800/6	800	6000	1200/690			4,5		98,4
ТСВП-800/10	800	10000	1200/690			5,5		98,3
ТСВП-1000/6	1000	6000	1200	92	430	4,5	10,25	98,6
ТСВП-1000/10	1000	10000	1200			6,0		98,5

Таблица 5А - Технические и конструктивные данные шахтных кабелей

Длительно допустимые нагрузки, А	Число и номинальное сечение жил, мм ²			Наружный диаметр кабеля, мм
	основных	заземляющих	вспомогательных	
Кабели шахтные гибкие экранированные, КГШЭ, ГРШЭ на напряжение 660 и 1140 В.				
49	3x4	1x2,5	3x1,5	28,8
64	3x6	1x4	3x2,5	32,0
88	3x10	1x6	3x2,5	35,0
114	3x16	1x10	3x4	40,1
147	3x25	1x10	3x4	41,5
182	3x35	1x10	3x4	47,3(48,9)
220	3x50	1x10	3x4	49,3(50,9)
274	3x70	1x10	3x4	53,7(55,3)
330	3x95	1x10	3x4	57,5(59,1)
54	3x4	1x2,5	-	23,7
69	3x6	1x4	-	28,1
92	3x10	1x6	-	30,1
122	3x16	1x10	-	34,6
157	3x25	1x10	-	37,5
192	3x35	1x10	-	41,7
236	3x50	1x10	-	43,8
292	3x70	1x10	-	49,8
347	3x95	1x10	-	53,6
Кабели шахтные для бурильного электроинструмента КОГЭШ				
	3x1,5	1x1,5	1x1,5	19,1/16,5
	3x2,5	1x2,5	1x2,5	22,0/18,4
50/45	3x4	1x4	1x4	23,5/21,0
65/58	3x6	1x6	1x6	26,0/23,7
Кабели силовые шахтные марки ЭВТ на напряжение 660 и 1140 В				
68	3x16	1x10	-	32,2(37,0)
89	3x25	1x10	-	34,9(39,0)
112	3x35	1x10	-	37,5(41,0)
142	3x50	1x10	-	40,7(44,7)
178	3x70	1x10	-	44,3(46,4)
214	3x95	1x10	-	48,0(51,8)
71	3x16	1x10	4x2,5	38,5(39,2)
93	3x25	1x10	4x2,5	40,4(40,3)
118(120)	3x35	1x10	4x2,5(4x4)	42,2(43,5)
152	3x50	1x10	4x2,5(4x4)	44,0(46,6)
190	3x70	1x10	4x4	47,8(49,4)
230	3x95	1x10	4x4	50,2(54,4)
265	3x120	1x10	4x4	- (56,8)

Длительно допустимые нагрузки, А	Число и номинальное сечение жил, мм ²			Наружный диаметр кабеля, мм
	основных	заземляющих	вспомогательных	
	Кабели силовые шахтные марки ЭВТ на напряжение 6000 В			
80	3x16	1x10	-	41,8
105	3x25	1x10	-	45,0
137	3x35	1x10	-	47,9
87	3x16	1x10	4x4	46,0
114	3x25	1x10	4x4	48,4
149	3x35	1x10	4x4	50,4
	3x50			
	3x70			
	Кабели шахтные гибкие экранированные ГРШЭП для питания комбайнов на крутых пластах <i>U до 660В</i>			
88	3x10	1x6	5x2,5	43,0
114	3x16	1x10	5x2,5	47,5
147	3x25	1x10	5x4	52,2
182	3x35	1x10	5x4	56,6
220	3x50	1x10	5x4	57,8
274	3x70	1x10	5x4	60,3
	Кабели шахтные гибкие для систем электроснабжения с опережающим отключением, повышенной прочности ГВШОП на напряжение до 660 В			
75	6x6	1x6	5x1,5	42,0
100	6x10	1x6	5x1,5	42,2
130	6x16	1x10	5x1,5(5x2,5)	44,8(50,8)
170	6x25	1x10	5x1,5(5x2,5)	48,1(51,0)
210	6x35	1x10	5x1,5(5x2,5)	51,7(54,1)
255	6x50	1x10	5x1,5(5x2,5)	55,7(54,5)
	Кабели силовые с пропитанной бумажной изоляцией СБн, СБВш на напряжение до 1 кВ			
105	3x25	-	-	26,9
125	3x35	-	-	29,0
155	3x50	-	-	31,6
200	3x70	-	-	34,6
245	3x95	-	-	38,1
255	3x120	-	-	41,8
330	3x150	-	-	46,4
380	3x185	-	-	50,0

Примечание: 1. Данные по кабелям ГРШЭ и ЭВТ, указанные в скобках, относятся только к кабелям на напряжение 1140 В. 2. В связи с унификацией кабелей ЭВТ на напряжение 660 и 1140 В кабели ЭВТ на напряжение 660 В сняты с производства.

Таблица 6А - Активное и индуктивное сопротивление 1 км кабеля, Ом/км

Сечение жилы, мм ²	Активное сопротивление жил при +20°С, Ом/км		Индуктивное сопротивление жил, Ом/км, при напряжении кабеля, кВ			
	медь	алюминий	До 1	6	10	35
4	4,6	7,74	0,095	-	-	-
6	3,07	5,17	0,090	-	-	-
10	1,84	3,1	0,073	0,11	0,122	-
16	1,15	1,94	0,0675	0,102	0,113	-
25	0,74	1,24	0,0662	0,091	0,099	-
35	0,52	0,89	0,0637	0,087	0,095	-
50	0,35	0,62	0,0625	0,083	0,090	-
70	0,26	0,443	0,0612	0,08	0,086	0,137
95	0,194	0,326	0,0606	0,078	0,083	0,126
120	0,153	0,258	0,0602	0,076	0,081	0,120
150	0,122	0,206	0,0596	0,074	0,079	0,116
185	0,099	0,167	0,0592	0,073	0,077	0,113
240	0,077	0,129	0,0587	0,071	0,075	-

Таблица 7А - Технические данные автоматических выключателей

Тип АВ	Номинальное напряжение, В	Тип встроенного выключателя	Тип максимальной защиты	Диапазон уставок токовой защиты, А	Тип БРУ	Уставки БРУ		Тип блока дистанционного управления	Отключающая способность, кА
						предельная	аварийная		
АФВ-1А (200 А)	380; 660			300-600	-	-	-		10,0
АФВ-2А (350 А)	380; 660			600-1200	-	-	-		10,0
АФВ-3А (500 А)	380; 660			1000-2000	-	-	-		10,0
АВ-200ДО	380; 660	А3732У	ПМЗ	400-1200	БРУ	200	30	ДО	27,0
АВ-320ДО	380; 660	А3732У	ПМЗ	800-2400	БРУ	200	30	ДО	30,0
АВ-400ДО	380; 660	А3792У	ПМЗ	800-2400	Ки	20	30	ДО	20,0
АВ-250Р	380; 660		ПМЗ	500-1500	-	100	30	нет	17,0
АВ-315Р	380; 660	А3732У	ПМЗ	800-2400	-	-	-	нет	20,0
АВ-320ДО2	1140	А3732У	ПМЗ	800-2400	-	-	-	ДО1; ДО2	20,0
АВ-400ДО2	1140	А3792У	ПМЗ	800-2400	-	-	-	ДО1; ДО2	11,0
АБВ-250	380; 660		ПМЗ		УБЗ; РУ	-	15,30	ДО1; ДО2	6,0
ВРН-100	380; 660		ПМЗ	200-600	-	-		нет	12,0
ВРН-200	380; 660		ПМЗ	400-1200	-	-		нет	13,0
ВРН-315	380; 660		ПМЗ	800-2400	-	-		нет	14,0

Таблица 8А - Характеристики взрывобезопасных пускателей

Тип пускателя	Номинальное напряжение, В	Тип контактора	Тип максимальной защиты	Уставки токовых защит УМЗ, ПМЗ	Уставки ТЭЗ	Тип БРУ	Уставки БРУ (БКИ)		Тип блока управления	Отключающая способность, кА	Электродинамическая стойкость, кА
							Пред	Авар			
ПВИ-25Б	380; 660	КТ7123У	УМЗ	63-187	-	БРУ	200	30	БУ	1,5	2,7
ПВИ-32	380; 660	ПМА-3102	АЕ-2046	384	-	БКИ	200	30	БДУ	1,1	1,9
ПВИ-63БТ	380; 660	КТ7123У	ПМЗ; ТЗП	125-375	(0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9; 1,0) I _н	БКИ	200	30	БДУ	1,5	2,7
ПВИ-125БТ	380; 660	КТ7123У	ПМЗ; ТЗП	250-750		БКИ	200	30	БДУ	2,5	4,6
ПВИ-250БТ	380; 660	КТУ-4Б	ПМЗ; ТЗП	500-2500		БКИ	100	30	БДУ	4,0	7,0
ПВВ-320	660; 1140	КТ12Р37	УМЗ	800-2400		БРУ	190	30	БУ	4,8	8,8
ПВ-1140-2 х 25	1140	КТУ-2Е	УМЗ	63-187	-	БРУ	250	90	БУ	Не нормируется	
ПВ-1140-2 х 63	1140	КТУ-2Е	УМЗ	125-375		БРУ	250	90	БУ	1,0	1,6
ПВ-1140-250	1140	КТ6043БР	УМЗ	500-1500		БРУ	250	90	БУ	3,0	5,6
ПМВ ИР-51	380; 660	КТ7023У	Пр	-	-	БРУ-2С	200	30	БУ	0,8	-
ПМВ ИР-51	380; 660	КТУ-4А	Пр	-	-	БРУ-2С	200	30	БУ	1,2	-
ПВИР-250	380; 660	КТУ-4А	УМЗ	500-1500	-	БРУ	200	30	БУ	4,0	7,0

Таблица 9А - Технические данные шахтных КРУ

Параметры	КРУВ-6	КРУРН-6
Исполнение по взрывозащите	РВ	РН
Номинальное напряжение, кВ	6,0	6,0
Наибольшее напряжение, кВ	7,2	7,2
Номинальный ток входных и секционных КРУ, А	100; 160; 200; 320; 400; 630	320; 400; 630
Номинальный ток КРУ отходящего присоединения, кА	20; 30; 40; 50; 80; 100; 160; 200; 400	50; 100; 160; 320; 400
Номинальный ток отключения, кА	9,6	10
Мощность отключения, МВА	100	100
Одноступенчатый ток термической стойкости, кА	9,6	10
Амплитудное значение тока электродинамической стойкости, кА	25	25
Тип выключателя	ВЭВ-6	ВЭВ-6
Масса, кг	1250	910
Реле защиты от токов к.з.	РТМ	РТМ
Уставки тока реле РТМ, А	5-9; 9-15; 15-25; 25-40; 80; 80-120	
Реле защиты от перегрузки	РТ-40	РТ-40
Уставки РТ-40	0,5-1; 1,0-2,0; 1,5-3,0; 3,0-6,0; 2,5-5,0; 5,0-9	
Реле минимального напряжения	РМН	РМН
Характеристика РМИ: Номинальное напряжение, В	100	100
Номинальное напряжение втягивания на землю	85	85
Напряжение отпадения, В	50-60	50-60
Защита от однофазного замыкания на землю	нет	РТЗ-50
Уставки РТЗ-50, А	-	0,010; 0,012; 0,014; 0,016; 0,018; 0,020

- активная мощность

$$P_{\text{расч}} = K_c \cdot P_{\text{ном}} ;$$

- реактивная мощность

$$Q_{\text{расч}} = P_{\text{расч}} \cdot \text{tg } \varphi ;$$

- полная мощность

$$S = \sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{расч}}^2} .$$

Все полученные данные заносим в табл. 1.

Требуемая мощность осветительного трансформатора, питающего осветительную сеть

$$P_{\text{мп}} = \frac{\sum_1^n (P_{\text{л.л}} \cdot m_1 + \dots + P_{\text{кн}} \cdot m_k)}{1000 \eta_c \cdot \eta_{\text{св.л}} \cdot \cos \varphi} = \frac{60 \cdot 15}{1000 \cdot 0,95 \cdot 0,7 \cdot 0,5} = 2,71 \text{ кВА}$$

Принимаем один осветительный пусковой агрегат АОШ-5 с номинальным вторичным током 10,0 А, что превышает ток нагрузки равный 2,3А

Таблица 1 - Параметры электрооборудования комплекса

Наименования потребителей	Электродвигатель	Установленная мощность P_n , кВт	Номинальный ток I_n , А	Номинальный к.п.д., %	Cosφ группы	Коэф. спроса	Активная мощность P_p , кВт	Реактивная мощность Q_p , кВт	Полная мощность S_p , кВт
1К 101	ЭДКО4-2МУ5	75/105	84,6/119	92,0	0,84	0,7	73,5	47,5	87,5
СП63М	ЭДКОФ-43/4	2×55=110	62,5×2=125	86,6	0,86	0,8	88	52,2	102
СР-70А	ЭДКОФ-43/4	55	62,5	86,6	0,86	0,8	44	26,1	51,2
СНУ-5 № 1	ВАО 62-4 В АО 41-4	2×17=34 4	19,5×2=39 4,9	89,5 84,0	0,86	0,7	26,6	15,8	30,9
СНУ-5 № 2	ВАО 62-4 ВАО 41-4	2×17=34 4	19,5×2=39 4,9	89,5 84,0	0,86	0,7	26,6	15,8	30,9
НУМС-30	ВАО 72-4	30	33,5	90,5	0,87	0,7	21	11,9	24,1
ЛП	ВАО 62-4	17	19,5	89,5	0,87	0,6	10,2	5,8	11,7
РВЛ-15	-	60×0,015=0,9	0,2×60(133/690)=2,3	80,0	0,50	1,0	0,9	1,6	1,8
итого		394							340,1

По полученным в табл.1 результатам при полной мощности 340,1 кВт к установке принимаем ПУПП типа ТСВП-400/6 с трансформатором мощностью 400 кВА, табл.4А.

Для сравнения произведем выбор трансформатора по средним значениям коэффициентов k_c и $\cos \varphi_{cp}$ для всего очистного участка.

Средневзвешенный коэффициент мощности для очистных работ на шахтах с пологим падением рекомендуется принимать $\cos \varphi_{cp} = 0,6$.

Коэффициент спроса для комплексов с механизированной крепью и автоматической блокировкой очередности пуска двигателей

$$k_c = 0,4 + \frac{0,6 \cdot P_{ном.м}}{P_\Sigma} = 0,4 + \frac{0,6 \cdot 105}{394} = 0,56$$

Мощность силового трансформатора

$$S_{м.р.} = \frac{k_c \cdot P_\Sigma}{\cos \varphi_{ср}} = \frac{0,56 \cdot 394}{0,6} = 368 \text{ кВА.}$$

К установке принимаем ПУПП типа ТСВП-400/6 с трансформатором мощностью 400 кВА, табл.4А.

2. Расчет кабельной сети участком напряжением до 1000 В

2.1 Выбор сечений кабелей по нагреву

По токовой нагрузке выбираем сечения гибких кабелей марки ГРШЭ и магистрального кабеля марки СБн.

Ток магистрального кабеля определяем с учетом загрузки трансформатора

$$I_{м.к} = \beta \cdot I_{2T} = 0,92 \cdot 333 = 308 \text{ А,}$$

где β - коэффициент загрузки трансформатора;

I_{2T} – номинальный ток трансформатора на низкой стороне, А.

$$\beta = \frac{S_{мп}}{S_{ном}} = \frac{368}{400} = 0,92$$

Расчетный ток нагрузки для выбора кабеля (А), питающего отдельный электродвигатель, определяют по формуле

$$I_p = \frac{P_n \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \eta_{дв} \cdot U \cdot \cos \varphi_{дв}},$$

Принятые сечения кабелей с учетом механической прочности найденные по расчетному току нагрузки в соответствии данными табл.5А приложения, приведены в табл. 2.

Таблица 2 - Марки и сечения кабелей по расчетному току нагрузки

Наименования потребителей	Номинальная мощность P_n , кВт	Номинальный ток I_n , А	Принятый кабель
ПУПП	400	308	СБн-3×150
РПП-0,66	400	308	СБн-3×150
1К 101	105	119	ГРШЭ-3×25+1×10+3×4
СП63М	2×55	62,5×2	ГРШЭ-3×25+1×10
СР-70А	55	62,5	ГРШЭ-3×16+1×10
СНУ-5 № 1	2×17+4	19,5×2 +4,9	ГРШЭ-3×10+1×6
СНУ-5 № 2	2×17+4	19,5×2 +4,9	ГРШЭ-3×10+1×6

НУМС-30	30	33,5	ГРШЭ-3×10+1×6
1ЛП	17	19,5	ГРШЭ-3×10+1×6
РВЛ-15	0,9	12	ГРШЭ-3×6+1×4

2.2 Проверка участковой сети по потере напряжения.

Потери напряжения сети складываются из потерь в силовом трансформаторе, магистральном кабеле и гибком кабеле до наиболее мощного и удаленного потребителя.

Потеря напряжения в силовом трансформаторе

$$\Delta U_{mp} = \beta \cdot (U_a \cdot \cos \varphi_{cp} + U_p \cdot \sin \varphi_{cp}) = 0,92 \cdot (0,82 \cdot 0,6 + 3,4 \cdot 0,8) = 2,95\%$$

где U_a – активная составляющая напряжения к.з, %;

U_p – реактивная составляющая напряжения к.з, %.

Активная составляющая напряжения к.з, %.

$$U_a = \frac{P_{к.з.}}{S_H} \cdot 100 = \frac{3,27}{400} \cdot 100 = 0,82\%$$

Реактивная составляющая напряжения к.з, %.

$$U_p = \sqrt{U_{к.з.}^2 - U_a^2} = \sqrt{3,5^2 - 0,82^2} = 3,4\%$$

где $P_{к.з.}$ – потери к.з. трансформатора, кВт;

$U_{к.з.}$ – напряжение к.з. трансформатора, %.

Потеря напряжения в Вольтах составит

$$\Delta U_{mp} = \frac{U_{н.мп} \cdot \Delta U_{mp\%}}{100} = \frac{690 \cdot 2,95}{100} = 20,35 \text{ В}$$

где $U_{н.мп}$ – номинальное напряжение трансформатора, В.

Потеря напряжения в магистральном кабеле

$$\Delta U_{м.к.} = \rho \frac{\sqrt{3} \cdot I_K \cdot L_K \cdot \cos \varphi_{cp}}{S_{np}} = 0,02 \frac{\sqrt{3} \cdot 308 \cdot 105 \cdot 0,6}{150} = 4,2 \text{ В}$$

Потеря напряжения в гибком кабеле потребителя (комбайна 1К 101), находится по формуле

$$\Delta U_{г.к.} = \rho \frac{\sqrt{3} \cdot I_K \cdot L_K \cdot \cos \varphi}{S_{np}} = 0,02 \frac{\sqrt{3} \cdot 119 \cdot 260 \cdot 0,84}{25} = 32,7 \text{ В}$$

Данные по потери напряжения в гибком кабеле потребителей представляем в виде табл. 3.

Таблица 3 - Потери напряжения в гибком кабеле потребителей

Наименования потребителей	Расчетная токовая нагрузка кабеля I_n , А	Длина кабеля L_K , м	Средневзвешенный коэффициент мощности потребителя $\cos \varphi$	Потеря напряжения в гибком кабеле $\Delta U_{г.к.}$, В
1К 101	119	260	0,84	32,7
СП63М	62,5×2	260	0,86	19,4
СР-70А	62,5×2	30	0,86	3,5

СНУ-5 № 1	19,5×2 +4,9	25	0,87	3,3
СНУ-5 № 2	19,5×2 +4,9	25	0,87	3,3
НУМС-30	33,5	25	0,87	2,6
ЛПП	19,5	270	0,87	15,9
РВЛ-15	12	260	0,50	9,0

Максимально возможная потеря напряжения в гибком кабеле потребителя

$$\Delta U_{2.к.} = \Delta U_{\Sigma} - \Delta U_{тр} - \Delta U_{м.к.} = 66 - 20,35 - 4,2 = 41,45 \text{ В}$$

где ΔU_{Σ} - допустимая величина потерь в гибком кабеле, при $U=660 \text{ В}$ равна 66В.

Из табл.3 видно, что потеря напряжения в гибком кабеле потребителя сети меньше, чем максимально возможная потеря напряжения в гибком кабеле потребителя 41,45 А. Таким образом, по нормальному режиму кабельная сеть выбрана правильно

По табл.3 расчет потери напряжения сети производим для наиболее мощного и удаленного потребителя (комбайна 1К 101).

Для проверки определим потерю напряжения в гибком кабеле комбайна по формуле

$$\begin{aligned} \Delta U &= \sqrt{3} \cdot I_{к} \cdot L_{к} \cdot (R_{к} \cdot \cos \varphi_{ср} + X_{к} \cdot \sin \varphi_{ср}) = \\ &= \sqrt{3} \cdot 119 \cdot 0,26(0,74 \cdot 0,84 + 0,066 \cdot 0,54) = 35 \text{ В} \end{aligned}$$

где $R_{к}$ и $X_{к}$ — активное и индуктивное сопротивления 1 км кабеля, Ом по табл.6А.

2.3 Расчет участковой сети по пусковому режиму при пуске электродвигателя комбайна и нормальной работе остальных токоприемников.

Пусковой ток трансформатора

$$I_{т.п} = \beta \cdot I_{2Т} - I_{\partial.н} + I_{\partial.п} = 308 - 119 + 485 = 674 \text{ А}$$

где $I_{\partial.п}$ — номинальный ток двигателя, А;

$I_{\partial.н}$ — пусковой ток двигателя, А.

Потеря напряжения в трансформаторе при пуске двигателей комбайна

$$\Delta U_{тр.п\%} = \frac{I_{т.п}}{\beta \cdot I_{2Т}} \cdot (U_a \cdot \cos \varphi_n + U_p \cdot \sin \varphi_n) = \frac{674}{308} \cdot (0,82 \cdot 0,5 + 3,4 \cdot 0,87) = 7,38\%$$

Абсолютное значение потери напряжения в трансформаторе

$$\Delta U_{тр.п} = \frac{U_{н.тр} \cdot \Delta U_{тр.п\%}}{100} = \frac{690 \cdot 7,38}{100} = 50,9 \text{ В}$$

Потеря напряжения в магистральном кабеле

$$\Delta U_{м.к.} = \rho \frac{\sqrt{3} \cdot I_{к} \cdot L_{к} \cdot \cos \varphi_{ср}}{S_{нр}} = 0,02 \frac{\sqrt{3} \cdot 674 \cdot 105 \cdot 0,5}{150} = 7,7 \text{ В}$$

Потеря напряжения в гибком кабеле комбайна

$$\Delta U_{2.к.} = \rho \frac{\sqrt{3} \cdot I_{к} \cdot L_{к} \cdot \cos \varphi}{S_{нр}} = 0,02 \frac{\sqrt{3} \cdot 485 \cdot 260 \cdot 0,84}{25} = 82,3 \text{ В}$$

Суммарная потеря напряжения при пуске

$$\Delta U_{\Sigma} = \Delta U_{тр.п} + \Delta U_{м.к.} + \Delta U_{2.к.} = 50,9 + 7,7 + 82,3 = 140,9 \text{ В}$$

Минимальное напряжение при пусковом режиме по формуле

$$U_{min} = 660 \cdot \sqrt{\frac{1,1}{1,7}} = 530 \text{ В,}$$

где 1,1 – принятая минимальная кратность пускового момента;
1,7 - кратность пускового момента электродвигателя ЭДКО4-2МУ5.

Допустимая потеря напряжения при пуске

$$U_{\text{доп}} = 690 - 530 = 160 \text{ В.}$$

Суммарная потеря напряжения при пуске $\Delta U_{\Sigma} = 140,9 \text{ В}$, меньше допустимой величины, равной 160 В. Следовательно, выбранные сечения кабелей вполне достаточны, чтобы обеспечить работу токоприемников в любом из режимов.

2.4 Проверка участковой сети на устойчивость работы защиты от утечек тока

Согласно ПБ, общая длина кабелей, присоединенных к одному трансформатору, не должна превышать 3 км (предельно допустимая емкость сети не более 1 мкФ на фазу).

Из приведенной схемы (рис. 1) видно, что общая длина кабелей меньше 3 км. Следовательно, кабельная сеть полностью удовлетворяет всем предъявляемым к ней требованиям.

3. Расчет токов короткого замыкания в шахтных кабельных сетях

Определить токи к.з. в наиболее характерных точках кабельной сети напряжением до 1,0 кВ для заданных условий.

Точки к.з. рис.1 соответствуют: К1 - автоматический выключатель ПУПП, К2 - автоматический выключатель РПП-0,66 кВ, К3 - электродвигатель комбайна 1К101, К4-К9 электропотребители участка, К10 - последний светильник цепи, К11 – ввод 6кВ ПУПП.

Активное сопротивление трансформатора (Ом)

$$R_{mp} = \frac{P_k}{3 \cdot I_{2T}^2} = \frac{3270}{3 \cdot 335^2} = 0,0021 \text{ Ом}$$

где P_k — потери в меди трансформатора, Вт;

I_{2T}^2 — номинальный ток в квадрате вторичной обмотки трансформатора, А.

Индуктивное сопротивление трансформатора (Ом)

$$X_{mp} = \frac{10 \cdot U_k \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}} = \frac{10 \cdot 3,5 \cdot 0,69^2}{400} = 0,042 \text{ Ом}$$

где U_k — напряжение к. з. трансформатора, %;

$U_{ном}$ — номинальное напряжение вторичной обмотки трансформатора, кВ;

$S_{ном}$ — номинальная мощность трансформатора, кВ-А.

Параметры короткого замыкания в точке К1 (ПУПП)

Ток трехфазного к. з. (А) в точке К1

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \sqrt{R_{mp}^2 + X_{mp}^2}} = \frac{690}{\sqrt{3} \sqrt{0,0021^2 + 0,042^2}} = 9452 \text{ А}$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение источника тока, кВ.

R и X - соответственно сумма активных и индуктивных сопротивлений цепи до определяемой точки к. з., Ом.

Ток двухфазного к.з. (А) в точке К1

$$I_K^{(2)} = 0,87 \cdot I_K^{(3)} = 0,87 \cdot 9452 = 8223 \text{ А}.$$

Параметры короткого замыкания в точке К2 (автоматический выключатель)

Активное сопротивление магистрального кабеля (Ом) длиной 105 м

$$R_{м.к} = L \cdot r_k = 0,105 \cdot 0,122 = 0,0132 \text{ Ом}$$

где L — длина кабеля, км;

r_k — активное сопротивление 1 км кабеля (табл. 2), Ом/км.

Индуктивное сопротивление кабеля (Ом) длиной 105 м

$$X_{м.к} = L \cdot x_k = 0,105 \cdot 0,0596 = 0,006 \text{ Ом}$$

где L — длина кабеля, км;

x_k — индуктивное сопротивление 1 км кабеля (табл. 2), Ом/км.

Полное активное сопротивление до точки К2

$$R_{K2} = R_{тп} + R_{м.к} = 0,0021 + 0,0132 = 0,0153 \text{ Ом}$$

Полное индуктивное сопротивление до точки К2

$$X_{K2} = X_{тп} + X_{м.к} = 0,042 + 0,006 = 0,048 \text{ Ом}$$

Ток трехфазного к. з. (А) в точке К2

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \sqrt{R_{K2}^2 + X_{K2}^2}} = \frac{690}{\sqrt{3} \sqrt{0,0153^2 + 0,048^2}} = 7977 \text{ А}$$

Ток двухфазного к.з. (А) в точке К2

$$I_K^{(2)} = 0,87 \cdot I_K^{(3)} = 0,87 \cdot 7977 = 6940 \text{ А}.$$

Параметры короткого замыкания в точке К3(комбайн 1К 101)

Активное сопротивление гибкого кабеля (Ом) ГРШЭ 3×25 длиной 260 м

$$R_{г.к} = L \cdot r_k = 0,26 \cdot 0,74 = 0,19 \text{ Ом}$$

Индуктивное сопротивление гибкого кабеля (Ом)

$$X_{г.к} = L \cdot x_k = 0,26 \cdot 0,066 = 0,017 \text{ Ом}$$

Полное активное сопротивление до точки К3

$$R_{K3} = R_{тп} + R_{м.к} + R_{г.к} = 0,0021 + 0,0132 + 0,19 = 0,205 \text{ Ом}$$

Полное индуктивное сопротивление до точки К3

$$X_{K3} = X_{тп} + X_{м.к} + X_{г.к} = 0,042 + 0,006 + 0,017 = 0,065 \text{ Ом}$$

Ток трехфазного к. з. (А) в точке К3

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \sqrt{R_{K3}^2 + X_{K3}^2}} = \frac{690}{\sqrt{3} \sqrt{0,205^2 + 0,065^2}} = 1917 \text{ А}$$

Ток двухфазного к.з. (А) в точке К3

$$I_K^{(2)} = 0,87 \cdot I_K^{(3)} = 0,87 \cdot 1917 = 1668 \text{ А}.$$

Токи двухфазного и трехфазного короткого замыкания для остальных потребителей электроэнергии находятся аналогично как в точке **К3**, расчеты сводятся в табл. 4.

Таблица 4 - Токи короткого замыкания отдельных потребителей

№ точки к.з.	Наименования потребителей	Длина кабеля L, км	Сечение кабеля мм ²	Активное сопротивление гибкого кабеля R _{г.к.} , Ом	Индуктивное сопротивление гибкого кабеля X _{г.к.} , Ом	Полное активное сопротивление до точки к.з., R к., Ом	Полное индуктивное сопротивление до точки к.з., X к., Ом	Ток трехфазного к. з. (А) в точке к.з.	Ток двухфазного к.з. (А) в точке к.з.
К3	1К 101	0,26	25	0,190	0,017	0,205	0,065	1917	1668
К4	СП63М	0,26	25	0,190	0,017	0,205	0,065	1917	1668
К5	СР-70А	0,030	16	0,345	0,021	0,360	0,069	1087	945
К6	СНУ-5 № 1	0,025	10	0,460	0,018	0,475	0,066	832	723
К7	СНУ-5 № 2	0,025	10	0,460	0,018	0,475	0,066	832	723
К8	НУМС-30	0,025	10	0,460	0,018	0,475	0,066	832	723
К9	ЛЛП	0,27	10	0,497	0,020	0,512	0,068	773	673

Параметры короткого замыкания в точке К10 (освещение)

Активное сопротивление гибкого кабеля (Ом) для освещения ГРШЭ 3×6 длиной 260 м

$$R_{г.к.} = L \cdot r_{г.к.} = 0,26 \cdot 3,07 = 0,8 \text{ Ом}$$

Индуктивное сопротивление гибкого кабеля (Ом) для освещения ГРШЭ 3×6 длиной 260 м

$$X_{г.к.} = L \cdot x_{г.к.} = 0,26 \cdot 0,09 = 0,0234 \text{ Ом}$$

Ток трехфазного к. з. (А) в точке К10 при напряжении 133 В (сопротивлением трансформатора АОШ-5 пренебрегаем)

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \sqrt{R_{K4}^2 + X_{K4}^2}} = \frac{133}{\sqrt{3} \sqrt{0,8^2 + 0,0234^2}} = 96 \text{ А}$$

Ток двухфазного к.з. (А) в точке К4

$$I_K^{(2)} = 0,87 \cdot I_K^{(3)} = 0,87 \cdot 96 = 83,5 \text{ А}$$

4. Выбор коммутационной аппаратуры и уставок защиты

Произведем выбор пускозащитной аппаратуры к электрооборудованию принятого в предыдущих расчетах механизированного комплекса лавы. Напряжение силовой сети 660 В, осветительной — 127 В.

4.1 Выбор магнитных пускателей

Произведем выбор пускателя для управления и защиты электродвигателя комбайна 1К101. Параметры двигателя: $I_{ном} = 119 \text{ А}$; $I_{пуск} = 485 \text{ А}$; $I^{(2)} = 1668 \text{ А}$; $P_{ном} = 105 \text{ кВт}$.

Выбираем магнитный пускатель ПВИ-250 (табл. 8А) на ($U_{ном} = 660 \text{ В}$, $I_{ном} = 250 \text{ А}$, допустимую мощность подключаемого двигателя 145...200 кВт с предельной уставкой максимальной защиты 1500 А и предельно отключаемым током 3750 А.

Согласно ПБ, токовая уставка должна быть на 25% больше фактического пускового тока защищаемого присоединения, что составит $I_y \geq 1,25 \cdot I_{м.пуск} \geq 606,3$ А, Принимаем $I_y = 700$ А. Проверяем чувствительность токовой уставки на срабатывание:

$$\frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_y} \geq 1,5; \quad \frac{1668}{700} = 2,38 > 1,5.$$

При максимально возможном токе трехфазного к. з. на зажимах электродвигателя с учетом 20% запаса $I_{к.мин}^{(2)} = 1917 \cdot 1,2 = 2300$ А, выбранный пускатель также подходит, потому что $3750 \text{ А} > 2300 \text{ А}$.

Выбор остальных пускателей для управления и защиты токоприемников аналогичен данному. Выбранные пускатели приведены в табл. 5.

4.2 Выбор автоматического фидерного выключателя

- установленного в РПП-0,66. По суммарному номинальному току потребителей $I = 308$ А выбираем выключатель АФВ-3А (табл. 7А), имеющий следующие параметры: $I_{ном} = 500$ А, предел токовой уставки защиты 2000 А, предельный разрывной ток 10000 А.

Токовая уставка АФВ

$$I_y \geq I_{м.пуск} + \sum I_{ном} = 486 + (308 - 119) = 674 \text{ А}.$$

С учетом 25% запаса $I_y \geq 1,25 \cdot 674 \geq 842$ А. Принимаем $I_y = 1000$ А. Максимальный ток трехфазного к. з. на выводах АФВ с учетом 20% запаса равен $I_{к}^{(3)} = 7977 \cdot 1,2 = 9572$ А, что меньше 10000 А. Выключатель АФВ-2А на ток 350 А нельзя принять из-за недостаточного разрывного тока (7000 А), хотя он подходит по остальным параметрам.

Проверяем чувствительность защиты АФВ-3:

$$\frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_y} \geq 1,5; \quad \frac{6940}{1000} = 6,94 > 1,5.$$

Окончательно принимаем к установке АФВ-3А.

4.3 Выбор аппарата управления и защиты для осветительной сети

Для питания светильников лавы принимаем пусковой агрегат АОШ-5 с номинальным вторичным током 10,0 А на 3 линии, что превышает ток нагрузки, равный $12/3=4$ А.

Проверяем чувствительность защиты

$$\frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_y} = \frac{83,5}{13} = 6,4 > 1,5,$$

где I_y - ток уставки пускового агрегата АОШ-5 составляет 13 А.

Таблица 5 - Принятые аппараты управления и защиты

Наименования потребителей	Номинальная мощность P_n , кВт	Номинальный ток I_n , А	Пусковой ток I_n , А	Двухфазный ток к.з., А $I_{к.мин}^{(2)}$	Токовая уставка реле, А	Аппарат управления и защиты
АВ ПУПП		308	674	8223	1000	АВМ-6У
АФВ РПП-0,66		308	674	6940	1000	АФВ-3А
1К 101	105	119	485	1668	700	ПВИ-250Б
СП63М	2×55	62,5×2	812	-	900	ПВИ-250Б
СР-70А	55	62,5	406	-	500	ПВИ-125
СНУ-5 № 1	2×17+4	19,5×2 +4,9	280	-	300	ПВИ-125
СНУ-5 № 2	2×17+4	19,5×2 +4,9	280	-	300	ПВИ-125
НУМС-30	30	33,5	234,5	-	250	ПВИ-63Б
ЛП	17	19,5	136,5	-	150	ПВИР-63Б
РВЛ-15	0,9	12	-	83,5	13	АОШ-5

5. Выбор высоковольтной ячейки и уставок ее защиты

5.1 Выбор кабеля напряжением 6 кВ для питания ПУПП

Номинальный ток первичной обмотки трансформатора ТСВП-400/6 $I_{ном} = 38,5$ А, по табл. 5А выбираем кабель сечением жил 10 мм², который при 6кВ допускает нагрузку 55 А. Расстояние до ПУПП равно 1500 м (рис.1).

Определяют допустимую потерю напряжения в бронированном кабеле $\Delta U_{к.б}$ (В), проложенном от трансформаторной подстанции до распределительного пункта участка 1,5% от U_n

$$\Delta U_{к.б} = 0,015 \cdot U = 0,015 \cdot 6000 = 90 \text{ В}$$

По допустимой потере напряжения в бронированном кабеле определяют сечение его рабочих жил

$$S_{к.б} = \rho \frac{\sqrt{3} \cdot I_{к.б} \cdot L_{к.б} \cdot \cos \varphi_{ср}}{\Delta U_{к.б}} = 0,02 \frac{\sqrt{3} \cdot 38,5 \cdot 1575 \cdot 0,6}{90} = 14 \text{ мм}^2$$

где I_k — расчетная токовая нагрузка кабеля, А;

L_k — длина кабеля с учетом провисания в 10%, м;

$\cos \varphi_{ср}$ — средневзвешенный коэффициент мощности;

ρ — удельная сопротивлене материала жил кабеля при его рабочей температуре, Ом-мм²/м (для меди 0,02 Ом-мм²/м);

Сечение кабеля по условию термической стойкости

$$S_{к.б} = I \cdot \alpha \cdot \sqrt{t\phi} = 7 \cdot 1,15 \cdot \sqrt{0,25} = 3,95 \text{ мм}^2$$

где I — установившийся ток к.з., кА;

α - термический коэффициент для кабелей напряжением до 10кВ включительно с медными жилами $\alpha=7$, с алюминиевыми жилами $\alpha=12$;

t_{ϕ} – фиктивное время (время прохождения тока к.з. принимаем равным собственному времени срабатывания реле защиты и силового выключателя 0,25 с поскольку в подземных выработках защита от токов к.з. должна быть мгновенного действия),

Сечение кабеля по экономической плотности тока

$$S_{к.б} = \frac{I_{к.б}}{j} = \frac{38,5}{2,5} = 15,4 \text{ мм}^2$$

где $I_{к}$ — расчетная токовая нагрузка кабеля, А;

j — нормированное значение экономической плотности тока, А/мм².

Таблица 6 - Нормированное значение экономической плотности тока

Наименование проводников	Экономическая плотность тока (А/мм ²) при продолжительности использования максимума нагрузки, ч		
	1000-3000	3000-5000	5000-8760
Неизолированные провода и шины:			
-медные	2,5	2,1	1,8
-алюминевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной изоляцией с жилами:			
-медными	3,0	2,5	2,0
алюминевыми	1,6	1,4	1,2

По расчетам выбираем сечение рабочей жилы кабеля по допустимой потере напряжения по наибольшему из полученных значений 16 мм². К прокладке от РПП-6 до ПУПП принимаем восьмижильный кабель на напряжение 6 кВ марки ЭВТ 3×16+1×10+4×2,5 с допустимой токовой нагрузкой 65 А (табл.5А).

5.2 Расчет тока короткого замыкания на шинах КРУ РПП-6

Параметры короткого замыкания в точке К5.

- производят исходя из максимально допустимой мощности к.з. на шинах ЦПП, которая, согласно ПБ не должна превышать 50000 кВ·А.

Ток к.з. на шинах ЦПП

$$I_{к} = \frac{S_{к}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} = \frac{50000}{1,73 \cdot 6} = 4800 \text{ А}$$

Сопrotивление электросистемы до шин ЦПП

$$R_{с} = \frac{U_{н}}{\sqrt{3} \cdot I_{к}} = \frac{6000}{1,73 \cdot 4800} = 0,72 \text{ Ом}$$

Активное сопротивление магистрального кабеля (Ом) длиной 2 км

$$R_{м.к} = L \cdot r_{к} = 2 \cdot 1,15 = 2,3 \text{ Ом}$$

где L — длина кабеля, км;

$r_{к}$ — активное сопротивление 1 км кабеля (табл. 4), Ом/км.

Индуктивное сопротивление кабеля (Ом) длиной 2 км

$$X_{M.K} = L \cdot x_K = 2 \cdot 0,102 = 0,204 \text{ Ом}$$

где L — длина кабеля, км;
 x_K — индуктивное сопротивление 1 км кабеля (табл. 4), Ом/км.

Полное сопротивление кабеля

$$R_{M.K} = \sqrt{R_{M.K}^2 + X_{M.K}^2} = \sqrt{2,3^2 + 0,204^2} = 2,36 \text{ Ом}$$

Суммарное сопротивление до шин КРУ РПП-6

$$R = R_C + R_{M.K} = 0,72 + 2,36 = 3,08 \text{ Ом}$$

Установившийся ток к.з. на шинах КРУ РПП-6

$$I_{\infty} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot R} = \frac{6000}{1,73 \cdot 3,08} = 1128 \text{ А}$$

Мощность к.з. на шинах КРУ РПП-6

$$S_3 = \sqrt{3} \cdot U_H \cdot I_{K.3} = 1,73 \cdot 6000 \cdot 1128 = 11708640 \text{ В А} = 11,7 \text{ МВ А}$$

Предельно отключаемый ток

$$i = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\infty} = 1,3 \cdot \sqrt{2} \cdot 1128 = 2064 \text{ А}$$

Односекундный ток термической стойкости

$$I_{1,0} = I_{\infty} \cdot \sqrt{t_{\phi}} = 1128 \cdot \sqrt{0,25} = 564 \text{ А}$$

5.3 Выбор ячейки КРУ, установленной в РПП-6

По номинальному току трансформатора ТСВП-400/6 $I_{ном} = 39,4 \text{ А}$ выбираем КРУВ-6 с $I_{ном} = 40 \text{ А}$ (табл. 9А), параметры которой выше расчетных данных.

Токовую уставку РТМ определим по току трансформатора при пуске

$$I_{уст} = \frac{(1,2 \dots 1,4)}{k_{тр}} \cdot (\beta \cdot I_{2T} - I_{д.ном} + I_{м.пуск}),$$

$$I_{уст} = \frac{(1,2 \dots 1,4)}{8,7} \cdot (308 - 119 + 485) = 93 \dots 108,5 \text{ А}$$

где 1,2...1,4 — коэффициент запаса;

$$k_{тр} — коэффициент трансформации. k_{тр} = U_{I_{ном}} / U_{2_{ном}} = 6000 / 690 = 8,7$$

Так как 93...108,5 больше 80 и меньше 120 А, поставим уставку на 120 А. При пуске электродвигателя комбайна ложных срабатываний не произойдет.

Проверим выбранную уставку на требования ПБ:

$$1128 / 120 = 9,4 > 1,5,$$

что вполне удовлетворяет требованиям ПБ.

При возникновении к. з. защита надежно отключит установку от сети, даже если не сработает защита в сети 660 В.

Форма промежуточного контроля

Зачет

Вопросы на зачет по дисциплине "Электроснабжение горных предприятий "

1. Типы и размещение подстанции на поверхности шахт и рудников, понятие глубокого ввода.
2. Структурная схема систем электроснабжения шахты (рудника). Электрические сети, величина напряжения питающих ЛЭП.
3. Классификации потребителей электрической энергии рудников по величине напряжения, роду тока и характеру использования электроэнергии.
4. Категории электропотребителей по ПУЭ в соответствии с характером ущерба, который может быть нанесен предприятию из-за перерывов в электроснабжении.
5. Схемы распределения электроэнергии системы внутреннего электроснабжения
6. Системы электроснабжения с изолированной и глухозаземленной нейтралью, способы питания электроприемников подземных горных работ.
7. Электроснабжение горных работ с обособленным питанием подземных электроприемников.
8. Электроснабжение горных работ через ствол.
9. Электроснабжение горных работ через шурфы и скважины.
10. Сооружение и оборудование ЦПП (центральной подземной подстанции).
11. Сооружение и устройство распределительного пункта РПП - 6 (10) кВ.
12. Предназначение и типы КРУ, силовых трансформаторов, коммутационной аппаратуры напряжением до 1000 В подземных подстанций.
13. Участковые стационарные трансформаторные подстанции и низковольтные распределительные подземные пункты РПП.
14. Участковые передвижные трансформаторные подстанции, состав комплектации, определение мощности по методу коэффициента спроса.
15. Классификация рудничной аппаратуры управления и защиты по напряжению, роду тока, назначению, способу управления.
16. Виды защит рудничной аппаратуры.
17. Аппараты ручного управления.
18. Ручные полуавтоматическим аппараты.
19. Рудничные аппараты дистанционного и автоматического управления.
20. Магнитные станции управления.
21. Виды повреждений электрооборудования в шахтах

22. Защита оборудования от токов к. з. или недопустимых перегрузок в шахтах.
23. Защита от недопустимого перегрева и нулевая защита.
24. Основные элементы рудничной аппаратуры управления и защиты
25. Методика выбора коммутационной аппаратуры и уставок защиты
26. Типы шахтных кабелей по напряжению, по конструкции, по назначению.
27. Выбор типа кабелей потребителей участка шахты по нагреву и потере напряжения.
28. Прокладка кабельных линий в горных выработках.
29. Силовая распределительная сеть. Построение схемы электроснабжения участка
30. Порядок расчета токов короткого замыкания в шахтных кабельных сетях
31. Выбор коммутационной аппаратуры и уставок защиты
32. Расчет электрического освещения в подземных выработках точечным методом и методом светового потока.
33. Классификация электродвигателей по роду тока, напряжению, мощности, частоте вращения
34. Типы электродвигателей применяемых на подземных горных работах по режиму работы.
35. Выбор типа и мощности электродвигателей передвижных механизмов
36. Расчет электропривода шахтных стационарных установок
37. Основные характеристики и технико-экономические показатели электропривода.
38. Виды исполнения взрывозащиты электрооборудования и основы искробезопасности.
39. Классификация и маркировка рудничного электрооборудования по взрывобезопасности.
40. Условия безопасности в электрических сетях с разным режимом нейтрали.
41. Требования правил безопасности к электроснабжению подземных горных работ.
42. Виды поражения человека электрическим током, безопасная величина длительного тока и напряжения в шахтах.
43. Меры защиты от поражения электрическим током (10 пунктов).
44. Принцип действия защитного заземления потребителей в шахте
45. Защитное отключение в электросхемах подземных потребителей, состав аппаратуры защитного отключения.
46. Коэффициент мощности и его технико-экономическое значение, реактивная мощность.

Оформление письменной работы согласно МИ -01-02-2018 Общие требования к построению и оформлению учебной текстовой документации

Учебно-методическое и информационное обеспечение дисциплины

Основная литература

Печатные издания

1. Плащанский, Л.А. Основы электроснабжения горных предприятий : учебник / Плащанский Леонид Александрович. - Москва : Изд-во МГГУ, 2005. - 499с.
2. Электрификация горного производства : учебник. В 2 т. Т.1 / под ред. Л.А. Пучкова, Г.Г. Пивняка. - М. : МГГУ, 2007. - 511с.
3. Электрификация горного производства : учебник. В 2 т. Т.2 / А. В. Ляхомский [и др.] ; под ред. Л.А. Пучкова, Г.Г. Пивняка. - М. : МГГУ, 2007. - 595с.

Издания из ЭБС

4. Основы электроснабжения горных предприятий [Электронный ресурс] : Учебник для вузов / Плащанский Л.А. - 2-е изд., исправ. - М: Издательство Московского государственного горного университета, 2006.
5. Электрификация горного производства. В 2 т. Т. 1. [Электронный ресурс]: Учебник для вузов / А.В. Ляхомский, Л.А. Плащанский, Н.И. Чеботаев, В.И. Щуцкий. - М: Издательство МГГУ, 2007.
6. Электрификация горного производства. В 2 т. Т. 2 [Электронный ресурс] : Учебник для вузов: В 2 т. Под ред. Л.А. Пучкова и Г.Г. Пивняка. - М: Издательство МГГУ, 2007

Дополнительная литература

Печатные издания

1. Пичуев, А.В. Электрификация горного производства в задачах и примерах : учеб. пособие / Пичуев, Александр Вадимович, В. И. Петуров, Н. И. Чеботаев. - Москва : Горная кн., 2012. - 251 с.

Издания из ЭБС

2. Регулируемый электропривод насосных и вентиляторных установок горных предприятий [Электронный ресурс] : Учеб. пособие / Фащиленко В.Н. - М. : Горная книга, 2011.

Базы данных, информационно-справочные и поисковые системы

Каждый обучающийся обеспечен индивидуальным неограниченным доступом к электронно-библиотечным системам:

1. <https://e.lanbook.com/> Электронно-библиотечная система «Издательство «Лань».

2. <https://www.biblio-online.ru/> Электронно-библиотечная система «Юрайт»
3. <http://www.studentlibrary.ru/> Электронно-библиотечная система «Консультант студента»
4. <http://www.trmost.com/> Электронно-библиотечная система «Троицкий мост»
5. <http://diss.rsl.ru/> Электронная библиотека диссертаций Российской государственной библиотеки.
6. <https://elibrary.ru/> Научная электронная библиотека eLIBRARY.RU
7. <http://www.edu.ru> Федеральный портал «Российское образование»
8. <http://law.edu.ru/> Федеральный правовой портал «Юридическая Россия»
9. <http://window.edu.ru> Информационная система «Единое окно доступа к образовательным ресурсам» предоставляет свободный доступ к каталогу образовательных Интернет-ресурсов и полнотекстовой электронной учебно-методической библиотеке для общего и профессионального образования.
10. <http://megabook.ru/> Энциклопедии Кирилла и Мефодия
11. <http://www.krugosvet.ru/> Универсальная научно-популярная онлайн-энциклопедия «Кругосвет»
12. <http://www.glossary.ru/> Тематические толковые словари
13. <https://dic.academic.ru/> Словари и энциклопедии
14. <http://www.nlr.ru/> Российская национальная библиотека
15. <https://www.prlib.ru/> Президентская библиотека им. Б.Н. Ельцина
16. <http://www.gpntb.ru/> Государственная публичная научно-техническая библиотека России
17. <http://www.rasl.ru/> Библиотека Российской Академии наук
18. <http://studentam.net/> Электронная библиотека учебников
19. <http://techlib.org> Библиотека технической литературы
20. <http://rvb.ru/> Русская виртуальная библиотека

Ведущий преподаватель _____ В.В. Медведев

Заведующий кафедрой ПРМПИ _____ В.В. Медведев