



ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЦЕХА



2014

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
1. Расчетно-технологическая часть	
1.1. Общая характеристика технологического процесса проектируемого цеха . . .	4
1.2. Характеристика потребителей электроэнергии. Выбор напряжения и схемы . .	4
1.3. Расчет осветительной и силовой нагрузки цеха	5
1.4. Определение мощности и выбор компенсирующего устройства	12
1.5. Определение числа и мощности цеховых ТП и их типа	14
1.6. Расчет и выбор силовой (осветительной) сети на стороне 0,4 кВ	16
1.7. Выбор аппаратов защиты	20
1.8. Расчет токов к.з. на стороне 10 кВ и 0,4 кВ	24
1.9. Выбор и расчет релейной защиты. Построение карты селективности	30
1.10. Выбор и проверка элементов высокого напряжения	33
1.11. Сведения по управлению, РЗА и измерению электроэнергии	38
1.12. Выбор и расчет искусственного заземления	42
1.13. Молниезащита	44
2. Организационно-технологическая часть	
2.1. Испытания трансформаторного масла	45
2.2. Прокладка кабелей выше 1 кВ	50
2.3. Испытание разъединителей, отделителей и короткозамыкателей	56
3. Экономическая часть	
3.1. Расчет численности рабочих	59
3.2. Определение затрат на техническое обслуживание и ремонт	65
3.3. Годовые затраты на техническое обслуживание	69
4. Охрана труда	
4.1. Мероприятия по технике безопасности при монтаже и эксплуатации	71
4.2. Противопожарные мероприятия	74
ЛИТЕРАТУРА	80

Введение

Электрификация обеспечивает выполнение задачи широкой комплексной механизации и автоматизации производственных процессов, что позволяет усилить темпы роста производительности общественного труда, улучшить качество продукции и облегчить условия труда. На базе использования электроэнергии ведется техническое перевооружение промышленности, внедрение новых технологических процессов и осуществление коренных преобразований в организации производства и управлении им. Поэтому в современной технологии и оборудовании промышленных предприятий велика роль электрооборудования, т.е. совокупности электрических машин, аппаратов, приборов и устройств, посредством которых производится преобразование электрической энергии в другие виды энергии и обеспечивается автоматизация технологических процессов.

Электромашиностроение – одна из ведущих отраслей машиностроительной промышленности. Процесс изготовления электрической машины складывается из операций, в которых используется разнообразное технологическое оборудование. При этом основная часть современных электрических машин изготавливается методами поточно-массового производства. Специфика электромашиностроения заключается главным образом в наличии таких процессов, как изготовление и укладка обмоток электрических машин, для чего применяется нестандартизированное оборудование, изготовляемое обычно самими электромашиностроительными заводами.

Электромашиностроение характерно многообразием процессов, использующих электроэнергию: литейное производство, сварка, обработка металлов и материалов давлением и резанием, термообработка и т.д. Предприятия электромашиностроения широко оснащены электрифицированными подъемно-транспортными механизмами, насосными, компрессорными и вентиляторными установками.

Современная энергетика характеризуется нарастающей централизацией производства и распределения электроэнергии. Для обеспечения подачи электроэнергии от энергосистем к промышленным объектам, установкам, устройствам и механизмам служат системы электроснабжения состоящие из сетей напряжением до 1000 В и выше и трансформаторных, преобразовательных и распределительных подстанций. Для передачи электроэнергии на большие расстояния используются сверхдальние линии электропередач (ЛЭП) с высоким напряжением: 1150 кВ переменного тока и 1500 кВ постоянного тока.

В современных многопролетных цехах автомобильной промышленности широко используют комплектные трансформаторные подстанции (КТП), комплектные распределительные установки (КРУ), силовые и осветительные шинопроводы, аппараты коммутации, защиты, автоматики, контроля, учета и так далее. Это создает гибкую и надежную систему электроснабжения, в результате чего значительно уменьшаются расходы на электрообеспечение цеха.

Автоматизация затрагивает не только отдельные агрегаты и вспомогательные механизмы, но во все большей степени целые комплексы их, образующие полностью автоматизированные поточные линии и цехи.

Первостепенное значение для автоматизации производства имеют многодвигательный электропривод и средства электрического управления. Развитие электропривода идет по пути упрощения механических передач и приближения электродвигателей к рабочим органам машин и механизмов, а так же возрастающего применения электрического регулирования скорости приводов.

Целью настоящего дипломного проекта является проектирование электроснабжения механического цеха №5. Основной задачей настоящего проекта является проектирование надежного бесперебойного электроснабжения приемников цеха с минимальными капитальными затратами и эксплуатационными издержками и обеспечение высокой безопасности.

1. Расчетно-технологическая часть

1.1 Общая характеристика технологического процесса проектируемого цеха

Механический цех относится к основному производству машиностроительного предприятия. В нем выполняются операции по обработке деталей после отливки и доведение их до законченного состояния с последующей отправкой в цех сборки. Преобладает оборудование по обработке металлов резанием. Присутствуют станки массового производства с ЧПУ, а также поточные конвейерные и автоматические линии.

Цех состоит из четырех пролетов, шириной по 12 м. Согласно требуемой технологии обработки изделий цех оснащен современным технологическим оборудованием – это металлорежущие станки, электропечи, точечные и шовные сварочные машины. Имеется общепромышленное оборудование – это подъемно-транспортные механизмы, насосы, вентиляторы.

1.2 Характеристика потребителей электрической энергии. Выбор напряжения и схемы электроснабжения приемников цеха

Основными потребителями электрической энергии механического цеха являются металлорежущие станки, точечные и шовные сварочные машины, насосы, вентиляторы, электропечи и краны. Цех оснащен станками различного назначения: токарные, сверлильные, шлифовальные, фрезерные, плоско и круглошлифовальные, заточные, координатно-расточные, МРС с ЧПУ и другие.

Согласно Правилам Устройства Электроустановок электроприемники по бесперебойности электроснабжения относятся ко II и III категории. Электроприемники работают в повторно-кратковременном (ПКР) и длительном режимах.

Важной технической задачей, которую нужно решать при проектировании электроснабжения, является выбор напряжения силовой и осветительной сети. От правильности выбора будут зависеть потери напряжения, электроэнергии и многие другие факторы. Выбор напряжения основывается на сравнении технико-экономических показателей различных вариантов. При выборе напряжения для питания силовых и осветительных потребителей следует отдавать предпочтение варианту с более высоким напряжением, так как чем больше величина U , тем меньше ток в проводах, тем меньше сечение, меньше потери мощности и энергии.

Согласно Правилам Устройства Электроустановок и Правилам Технической Эксплуатации в Российской Федерации для электроустановок с U 1000 В приняты следующие стандартные напряжения переменного тока: 110 В, 220 В, 380 В, 660 В. Наибольшее распространение на предприятиях машиностроительной промышленности получила система трехфазного тока напряжением 380/220 В частотой 50 Гц с глухозаземленной нейтралью. Широко используется так же система напряжения 660/380 В.

Для проектируемого цеха применяем систему трёхфазного переменного тока с напряжением 380/220 В с глухозаземлённой нейтралью, что позволяет питать от одних и тех же трансформаторов силовые и осветительные нагрузки. Силовые потребители питаются напряжением 380 В, а освещение напряжением 220 В. Согласно требований Техники Безопасности питание цепей управления и местного освещения осуществляется пониженным напряжением: Цепи управления питаются напряжением 110 В, освещение 12 В или 24.

При питании силовой и осветительной сети от однострансформаторной ТП возникает мигание света осветительных приборов, так как происходит запуск мощных двигателей и возникают большие пусковые токи. Поэтому питание осуществляют от двухтрансформаторной КТП. Силовые приемники с большими и частыми пиковыми нагрузками нужно подключить к одному из трансформаторов КТП, а более «спокойную» нагрузку к другому трансформатору. В этом случае рабочее освещение необходимо запитывать от трансформатора со «спокойной» нагрузкой, а аварийное освещение от трансформатора с «неспокойной» нагрузкой, с тем чтобы обеспечить надлежащее качество рабочего освещения.

Выбор схемы электроснабжения приемников цеха зависит от многих факторов:

- мощности отдельных потребителей;
- расположения потребителей;
- площади цеха;
- технологического процесса цеха, определяющего категорию электроприемников по бесперебойности электроснабжения.

Система электроснабжения должна удовлетворять следующим требованиям:

- удобство и надежность обслуживания;
- надлежащее качество электроэнергии;
- бесперебойность и надежность электроснабжения как в нормальном, так и в аварийном режиме;
- экономичность системы, то есть наименьшие капитальные затраты и эксплуатационные издержки;

гибкость системы, то есть возможность расширения производства без существенных дополнительных затрат.

Для передачи и распределения электроэнергии к цеховым потребителям применяем наиболее совершенную схему блока «трансформатор – магистраль», что удешевляет и

упрощает сооружение цеховой подстанции. Такие схемы очень распространены и обеспечивают гибкость системы и ее надежность, а также экономичность в расходе материалов.

Электроснабжение выполняется магистральными шинопроводами, запитываемыми непосредственно от РУ – 0,4 цеховой КТП, к которым присоединяются распределительные шинопроводы, а от них радиальными линиями осуществляется питание всех электроприемников. Ответвления от ШМА к ШРА и от ШРА к отдельным приемникам выполняются проводами в тонкостенных трубах.

1.3 Расчет осветительной и силовой нагрузки

1.3.1 Расчет мощности на электроосвещение цеха

Достаточная освещенность рабочей поверхности – это необходимое условие для обеспечения нормальной работы человека и высокой производительностью труда.

Для проектируемого цеха принимаем систему комбинированного освещения, состоящего из общего равномерного и местного освещения.

Расчет мощности ведём методом «удельных мощностей». Суть этого метода в том, что установленная мощность светильников зависит от нормируемой освещенности цеха, высоты подвеса светильника, площади освещаемой поверхности, коэффициентов отражения потолка, рабочей поверхности и стен.

Освещение в цехе производим лампами ДРЛ. Согласно заданию среда в цехе нормальная, принимаем тип светильника УПДДРЛ. [1]

Норма освещенности согласно СНиП цехов машиностроительных заводов при освещении их лампами ДРЛ и люминесцентными лампами в зависимости от типа производства может лежать в пределах от 100 – 300 Лк.

Норму освещенности для производственных помещений цеха принимаем $E_{нор.} = 200$ Лк. [1]

Высота подвеса светильника над рабочей поверхностью H_p , м определяется, в соответствии с рисунком 1, по формуле:

$$H_p = H - h_c - h_p, \text{ м (1)}$$

где H – высота помещения цеха, м.

$$H = 6 \text{ м (по заданию);}$$

$$h_c - \text{расстояние светильников от перекрытия, м. } h_c = 0,7 \text{ м;}$$

$$h_p - \text{высота рабочей поверхности над полом, м. } h_p = 0,8 \text{ м.}$$

$$H_p = 6 - 0,7 - 0,8 = 4,5$$

Площадь освещаемой поверхности данного пролёта $S_{пр.}$, м^2 :

$$S_{пр.} = B L, \text{ м}^2 \text{ (2)}$$

где В – ширина цеха, м. В = 12 м (по заданию);

L – длина цеха, м. L = 72 м (по заданию).

$$S_{\text{пр.}} = 12 \cdot 72 = 864 \text{ м}^2$$

Удельная мощность освещённости лампы $_{\text{уд.}}$ Вт/м², определяется исходя из удельной мощности освещения при освещенности 100 Лк.

Для светильников УПД ДРЛ $E_{\text{нор.}} = 100 \text{ Лк}$, $_{\text{уд.}} = 5,4 \text{ Вт/м}^2$ [1]

Для светильников УПД ДРЛ $E_{\text{нор.}} = 200 \text{ Лк}$, $_{\text{уд.}} = 5,4 \cdot 2 = 10,8 \text{ Вт/м}^2$

Допустимая мощность рабочего освещения одного пролета $P_{\text{р.о.пр.}}$, Вт:

$$P_{\text{р.о.ц.}} = _{\text{уд.}} S_{\text{пр.}} \quad (3)$$

$$P_{\text{р.о.пр.}} = 10,8 \cdot 864 = 9331,2 \text{ Вт}$$

Выбираем мощность лампы ДРЛ [1] и технические данные заносим в таблицу 1.

Таблица 1

Технические данные лампы ДРЛ

Тип лампы	Светильник	$P_{\text{н.}}$, Вт	$U_{\text{л.}}$, В	Φ , Лм	Срок службы, час	Размер лампы, мм		Ток лампы, А	
						D	L	рабочий	пусковой
ДРЛ- 400	УСП-400 ДРЛ	400	220	19000	10000	122	292	3,25	7,15

Число светильников рабочего освещения по пролету $N_{\text{св}}$, шт.

$$N_{\text{св}} = P_{\text{р.о.св.}} / P_{\text{л}} = 9331,2 / 400 = 23,3 \text{ шт.} \quad (4)$$

Принимаем число светильников для пролета $N_{\text{св}} = 24 \text{ шт.}$

При размещении светильников учитываем требования качества освещения, в частности направление света, а так же доступность их для обслуживания. Расположение светильников в цехе производим в соответствии с рисунком 2.

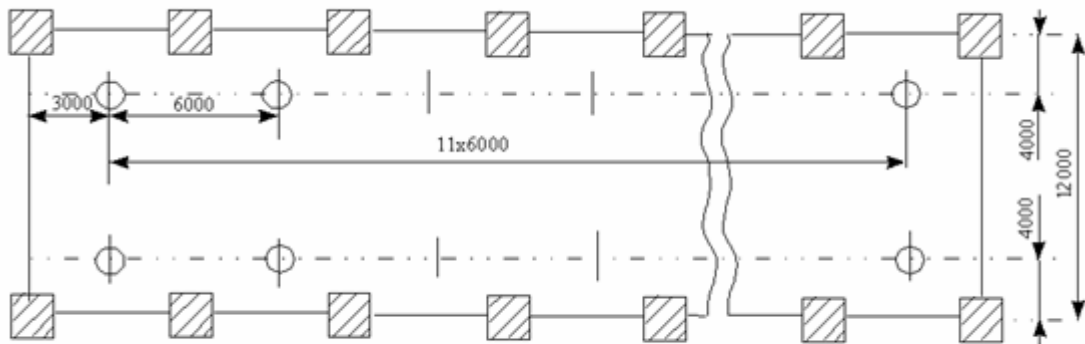


Рисунок 2 – расположение светильников в пролёте

Число пролетов в цехе $i = 4$ (по заданию)

Мощность рабочего освещения производственных помещений цеха $P_{p.o}$, кВт

$$P_{p.o} = N_{св} \times P_{л} \times i = 24 \times 400 \times 4 = 38400 \text{ Вт} = 38,4 \text{ кВт} \quad (5)$$

В случае отключения рабочего освещения для продолжения работы предприятия предусматривается аварийное освещение. Мощность аварийного освещения производственных помещений цеха $P_{ав.}$, Вт принимают 10% (0,1) от рабочего освещения.

$$P_{ав.} = 0,1 \times 38,4 = 5,76 \text{ кВт}$$

Для аварийного освещения выбираем лампы накаливания типа Г, мощностью 500 Вт с теми же светильниками. [1]

Таблица 2

Технические данные лампы аварийного освещения

Тип лампы	Светильник	$P_{н.}$, Вт	$U_{л.}$, В	Φ , Лм	Размер лампы, мм		
					D	L	H
Г	УПД	500	220	8300	112	240	180

Мощность освещения бытовых помещений $P_{бп}$, кВт определяем по формуле:

$$P_{бп} = P_{уд.бп} S_{бп} \quad (6)$$

Согласно задания: $P_{уд.бп} = 25 \text{ Вт/м}^2$; $S_{бп} = 6 \times 36 = 216 \text{ м}^2$

$$P_{бп} = 25 \times 216 = 5400 \text{ Вт} = 5,4 \text{ кВт}$$

Общая мощность электроосвещения цеха $P_{осв}$, кВт

$$P_{осв} = P_{p.o} + P_{бп} = 38,4 + 5,4 = 43,8 \text{ кВт}$$

1.3.2 Расчёт электрических нагрузок

Расчет ведем методом упорядоченных диаграмм, по максимальной мощности, потребляемой цехом в течение первой 30 минутной наиболее загруженной смены.

Этот метод учитывает режим работы приемников, отличие их друг от друга по мощности и их количество.

В каждом пролете устанавливается по два ШРА на стойках или кронштейнах вдоль электроприемников.

Мощности электроприемников, работающих в ПКР, приводим к ПВ = 100% и выражаем в кВт.

Пример расчета: [2]

1 Номинальная мощность, приведенная к ПВ = 100%, $P_{н.пв=100\%}$, кВт

а) МРС, насосы, вентиляторы, печи сопротивления, индукционные печи

$$P_{н.пв=100\%} = P_n$$

б) Сварочные машины точечные, $U = 380V$, $\cos j = 0,7$, ПВ = 20%(0,2)

$$P_{н.пв=100\%} = S_n \times \sqrt{ПВ} \times \cos j. (7)$$

$$S_n = 100 \text{кВА}, P_{н.пв=100\%} = 100 \times \sqrt{0,2} \times 0,7 = 31,3 \text{кВт}$$

$$\text{Суммарная мощность } P_{см} = 2 \times 31,3 = 62,6 \text{кВт}$$

в) Электродвигатели кранов $G = 10 \text{ т}$

$$P_{н1} = 11 \text{ кВт}; P_{н2} = 2,2 \text{ кВт}; P_{н3} = 16 \text{ кВт}; \text{ ПВ} = 25\% (0,25)$$

$$P_{н.пв=100\%} = P_n \times \text{ПВ} (8)$$

Где P_n – номинальная суммарная мощность всех электродвигателей крана, кВт

$$P_n = P_1 + P_2 + P_3 = 11 + 2,2 + 16 = 29,2 \text{ кВт}$$

$$P_{н.пв=100\%} = 29,2 \times 0,5 = 14,1 \text{ кВт}$$

2 Для всех электроприемников определяется $\cos j$ и соответственно tgj [2]

3 Сменная активная мощность за наиболее загруженную смену $P_{см}$, кВт

$$P_{см} = K_i \times P_{н.пв=100\%} (9)$$

Где K_i – коэффициент использования электроприемников. Для точечных сварочных машин $K_i = 0,2$;

$$P_{см} = 62,6 \times 0,2 = 12,52 \text{ кВт.}$$

4 Сменная реактивная мощность $Q_{см}$, кВА

$$Q_{\text{см}} = P_{\text{см}} \times \text{tg } j. \quad (10)$$

Для точечных сварочных машин $\text{tg } j = 1,33$; $Q_{\text{см}} = 12,52 \times 1,33 = 16,65 \text{ кВА}$.

5 Расчет максимальной нагрузки

5.1 Определяем показатель силовой сборки для группы приемников, m

$$m = \frac{P_{\text{нмакс}}}{P_{\text{нмин}}}, \quad (11)$$

где $P_{\text{н макс}}$ – номинальная мощность наибольшего электроприемника в группе, кВт;

$P_{\text{н.мин}}$ – номинальная мощность наименьшего электроприемника в группе, кВт

Для сварочных точечных машин $P_{\text{н макс}} = 31,3 \text{ кВт}$; $P_{\text{н.мин}} = 31,3 \text{ кВт}$;

$$m = \frac{31,3}{31,3} = 1$$

Для МРС $P_{\text{н макс}} = 30 \text{ кВт}$; $P_{\text{н.мин}} = 13 \text{ кВт}$; $m = \frac{30}{13} = 2,3$

5.2 Определяем эффективное число электроприемников n_3 , по формуле

$$n_3 = n^* \times n, \quad (12)$$

где n^* – относительное эффективное число электроприемников;

n – общее количество приемников, подключенных к силовому проводу.

$$n^* = f(n^*; P^*),$$

где n^* – относительное число наибольших по мощности электроприемников

$$n^* = \frac{n'}{n}, \quad (13)$$

где n' – число приемников с единичной мощностью больше или равной $\frac{P_{\text{нмакс}}}{2}$, шт

К 6 ШРА подключено 11 электроприемников, $n=11$. Максимальная мощность единичного

электроприемника $P_{\text{н макс}} = 31,3 \text{ кВт}$, отсюда $\frac{P_{\text{нмакс}}}{2} = \frac{31,3}{2} = 15,65 \text{ кВт}$

Число приемников с $P_{\text{н}} 15,65 \text{ кВт}$,

$n' = 8 \text{ шт}$.

Суммарная мощность этих электроприемников $P_{\text{н}} = 200,6 \text{ кВт}$.

Относительное эффективное число n^* электроприемников

$$n^* = \frac{n^*}{n} = \frac{8}{11} = 0,73$$

Относительная мощность наибольших электроприемников P^* в группе

$$P^* = \frac{P_H^*}{P_H} = \frac{200,6}{239,6} = 0,84$$

Для $n^* = 0,73$ и $P^* = 0,84$ $n^*_э = 0,9$ [2]

$$n_э = n^*_э \times n = 0,9 \times 11 = 9,9.$$

Аналогично определяется эффективное число и для остальных ШРА. 6 Коэффициент максимума $K_m = f(n; K_i)$, [2] Где K_i – средний групповой коэффициент использования электроприемников

$$K_i = \frac{P_{см}}{P_H} \quad (14)$$

$$\text{Для 6 ШРА} \quad K_i = \frac{49,54}{239,6} = 0,2; \quad K_m = f(n_э = 9,9; K_i = 0,2) = 1,84$$

7 Максимальная активная мощность P_m , кВт

$$P_m = K_m \times P_{см} \quad (15)$$

$$\text{Для 6 ШРА} \quad P_m = 1,84 \times 49,54 = 91,2 \text{ кВт}$$

8 Максимальная реактивная мощность Q_m , кВА

$$Q_m = P_m \times \text{tg } j. \quad (16)$$

$$\text{Для 6 ШРА} \quad Q_m = 91,2 \times 1,14 = 103,9 \text{ кВА}$$

9 Полная максимальная мощность S_m , кВА

$$S_m = \sqrt{P_m^2 + Q_m^2}. \quad (17)$$

$$\text{Для 6 ШРА} \quad S_m = \sqrt{91,2^2 + 103,9^2} = 138,3 \text{ кВА}$$

10 Максимальный ток нагрузки

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3} \times U_H} \quad (18)$$

$$\text{Для 6 ШРА} \quad I_M = \frac{138,3}{\sqrt{3} \times 0,38} = 210 \text{ А}$$

Максимальные расчетные нагрузки для других ШРА рассчитываются так же, как и для 6 ШРА. Итоговая нагрузка силовых пунктов 6 ШРА и 5 ШРА определяется по вышеприведенным формулам согласно методу коэффициента максимума.

По аналогии ведется расчет и по другим пролетам.

1.4 Определение мощности и выбор типа компенсирующего устройства

Повышение $\cos \varphi$ электроустановок имеет большое значение, так как прохождение в электрических сетях реактивных токов обуславливает добавочные потери напряжения, активной мощности, а следовательно и электроэнергии. При этом снижается пропускная способность линии. При выборе компенсирующих устройств подтверждается необходимость их комплексного использования как для повышения напряжения, так и для компенсации реактивной мощности

Коэффициент мощности по расчётным нагрузкам $\cos \varphi_{\text{шма}1} = 0,66$ и $\cos \varphi_{\text{шма}2} = 0,78$ (таблица 3), а согласно ПУЭ нормативный допустимый для данных предприятий $\cos \varphi = 0,95$. [3]

Для повышения $\cos \varphi$ в электроустановках промышленных предприятий используют два способа: естественный и искусственный.

К естественному методу относятся следующие мероприятия:

- при работе асинхронного двигателя на холостом ходу $\cos \varphi_{\text{х.х.}} = 0,1 - 0,3$, поэтому применяют устройства, ограничивающие работу на холостом ходу;
- замена малозагруженных двигателей на двигатели с меньшей мощностью;
- если два трансформатора загружены в среднем менее чем на 30%, то один из них следует отключить;
- там где есть возможность использовать синхронные двигатели вместо асинхронных, у них $\cos \varphi$ больше;
- производить качественный ремонт двигателей.

К искусственному методу относятся следующие устройства:

- статические конденсаторы;
- синхронные компенсаторы;
- перевозбужденные синхронные двигатели;
- тиристорные источники реактивной мощности (ТИРМы).

Компенсация реактивной мощности на предприятиях осуществляется в основном с помощью статических конденсаторов.

В проектируемом цеху осуществляем групповую компенсацию реактивной мощности. Для этого выбранные ККУ подключаем через ящик с автоматом к ШМА.

Мощность комплектной компенсаторной установки $Q_{ккУ}$, кВАр определяется по формуле:

$$Q_{ккУ} = P_{м.} (\operatorname{tg}j_1 - \operatorname{tg}j_2). \quad (19)$$

$P_{м1} = 311 \text{ кВт}$; $\operatorname{tg}j_1 = 1,13$ (таблица 3); $\operatorname{tg}j_2 = 0,33$, находим по $\cos j_2 = 0,95$.

$$Q_{ккУ1} = 311 (1,13 - 0,33) = 249 \text{ кВАр.}$$

$P_{м2} = 449 \text{ кВт}$; $\operatorname{tg}j_1 = 0,82$ (таблица 3); $\operatorname{tg}j_2 = 0,33$, находим по $\cos j_2 = 0,95$

$$Q_{ккУ2} = 293,2 (0,79 - 0,33) = 135 \text{ кВАр}$$

Принимаем к установке две ККУ типов: УКН – 0,38 – I280 и ККУ – 0,38 – I160 [4], суммарное $Q_{ккУ} = 440 \text{ кВАр}$, присоединяемые к магистральным шинпроводам двумя проводами марки АПВ7 (395) и АПВ7 (3 50). [2]

$$I_{\text{доп. } I_{м.}} = \frac{Q_1}{U \times \sqrt{3}}. \quad (20)$$

УКН – 0,38 – I280: АПВ7 (3 95).

$$I_{\text{доп}1} = 3 \text{ 165} = 495 \text{ А} > I_{м1} = \frac{280}{0,38 \times \sqrt{3}} = 425 \text{ А.}$$

ККУ – 0,38 – I160: АПВ (3 50).

$$I_{\text{доп}2} = 3 \text{ 105} = 315 \text{ А} > I_{м2} = \frac{160}{0,38 \times \sqrt{3}} = 243 \text{ А.}$$

В качестве защитной аппаратуры ККУ принимаем автоматические выключатели типа

$$\text{А3724Б } \frac{250}{250\text{К}} \text{ и А3744Б } \frac{630}{500\text{К}}. \quad [5]$$

$$\text{УКН – 0,38 – I280: А3744Б } \frac{630}{500\text{К}}.$$

$$I_{\text{н.т.расц}1} = 500 \text{ А} > I_{м1} = 425 \text{ А.}$$

$$I_{\text{н.авт}1} = 630 \text{ А} > I_{м1} = 425 \text{ А.}$$

$$I_{\text{н.эл.мар}1} = 6000 \text{ А} > 1,5 I_{м1} = 1,5 \cdot 425 = 637,5 \text{ А.}$$

$$\text{ККУ – 0,38 – I160: А3724Б } \frac{250}{250\text{К}}.$$

$$I_{\text{н.т.расц}2} = 250 \text{ А} > I_{м2} = 243 \text{ А.}$$

$$I_{\text{н.авт}2} = 250 \text{ А} > I_{м2} = 243 \text{ А.}$$

$$I_{\text{н.эл.мар}2} = 4000 \text{ А} > 1,5 I_{м2} = 1,5 \cdot 243 = 364,5 \text{ А.}$$

Рассчитываем оптимальное место размещения ККУ

$$L_{\text{опт.}} = L_0 + \left(1 - \frac{Q_{\text{шпр}}}{2 \times Q}\right) L, \text{ м} \quad (21)$$

где L_0 , м – длина магистрали от трансформатора КТП до того места, откуда начинается подключение к ней распределительных шинопроводов;

L , м – длина участка магистрального шинопровода от начала ответвления ШРА до конца;

Q – суммарная реактивная мощность шинопровода, кВАр

$$\text{НА ШМА} - 1 \quad L_{\text{опт.}} = 6 + \left(1 - \frac{280}{2 \times 271}\right) 26 = 18,8 \text{ м.}$$

$$\text{НА ШМА} - 2 \quad L_{\text{опт.}} = 5 + \left(1 - \frac{160}{2 \times 204}\right) 14 = 13,5 \text{ м.}$$

1.5 Определение числа и мощности цеховых трансформаторных подстанций и их типа

В настоящее время широкое применение получили комплектные трансформаторные подстанции КТП, КНТП. Применение КТП позволяет значительно сократить монтажные и ремонтные работы, обеспечивает безопасность и надёжность в эксплуатации.

Выбор типа, числа и схем питания трансформаторов подстанции обусловлен величиной и характером электрических нагрузок, размещением нагрузок на генеральном плане предприятия, а также производственными, архитектурно-строительными и эксплуатационными требованиями, учитывая конфигурацию производственного помещения, расположение технологического оборудования, условия окружающей среды, условия охлаждения, требования пожарной и электрической безопасности и типы применяемого оборудования.

Расчётная мощность нагрузки с учётом компенсации реактивной мощности $S_{\text{м.}}'$, кВА определяется по формуле:

$$S_{\text{м.}}' = \sqrt{P_{\text{м.}}^2 + (Q_{\text{м.}} - Q_{\text{шпр}})^2} \quad (22)$$

$$S_{\text{м.}}' = \sqrt{599,8^2 + (587,8 - 440)^2} = 617 \text{ кВА.}$$

Исходя из расчётной мощности, перечисленных условий, учитывая, что потребители электроэнергии цеха относятся ко II и III категории по бесперебойности электроснабжения, принимаем к установке КТП с двумя трансформаторами типа ТМЗ 1000/10/0,4 (лист 4 графической части) [4]

Таблица 4

Технические данные трансформатора

Тип	S_n	U_1	U_2	$u_{к.з.}$	$i_{х.х.}$	$P_{х.х.}$	$P_{к.з.}$	Габарит	Масса
	кВА	кВ	кВ	%,	%	кВт	кВт		
ТМЗ $\frac{1000}{10}$	1000	10	0,4	5,5	1,4	2,45	12,2	2700x1750x3000	5

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме $K_{з.}$, %:

$$K_{з.} = \frac{S'_{м.} + S'_{стоп.}}{2 \times S_n} \cdot 100\% \quad (23)$$

$$K_{з.} = \frac{617 + 600}{2 \times 1000} \cdot 100\% = 60\%$$

В аварийном режиме нагрузка одного трансформатора $K_{з.ав.}$, % составит:

$$K_{з.ав.} = \frac{S'_{м.} + S'_{стоп.}}{S_n} \cdot 100\% \quad (24)$$

$$K_{з.ав.} = \frac{617 + 600}{1000} \cdot 100\% = 120\%$$

Согласно ПУЭ, аварийной загрузки для КТП с трансформаторами типа коэффициент ТМЗ должен составлять не более 30%, если его коэффициент загрузки в нормальном режиме не превышал 70 – 75% и, причем с этой перегрузкой он может работать не более 120 минут при полном использовании всех устройств охлаждения трансформаторов, если подобная перегрузка не запрещена инструкциями заводов изготовителей. Так как электроприемники в цехе относятся ко 2 и 3 группе по бесперебойности электроснабжения, то в аварийном режиме возможно отключение части неответственных электроприемников.

Для выбранной КТП ТМЗ 1000/10/0,4 имеется большой трансформаторный резерв, что обеспечит дальнейший рост нагрузки цеха без замены трансформатора на большую мощность, во вторую смену можно отключить один трансформатор для экономии электроэнергии.

1.6 Расчет и выбор силовой (осветительной) сети на стороне 0,4 кВ

1.6.1 Выбор магистральных шинопроводов ШМА [4]

Магистральный шинопровод выбирается по номинальному току трансформатора.

Номинальный ток трансформатора $I_{н.тр.}, A$

$$I_{н.тр.} = \frac{S_{н.тр.}}{U_{н.} \times \sqrt{3}} \quad (25)$$

$$I_{н.тр.} = \frac{1000}{0,38 \times \sqrt{3}} = 1519A$$

Принимаем к установке два магистральных шинпровода типа ШМА4–1600–44–1У3. [2]

$I_{н.шма} I_{н.тр.}$

1600A > 1519A.

Таблица 5

Технические данные магистрального шинпровода

Тип	$I_{н.шма}$	$U_{н.}$	x_0	r_0	Динамическая стойкость	Сечение шины
		В	Ом/км	Ом/км	кА	мм
ШМА4–1600–44–1У3	1600	660	0,17	0,031	70	1280

1.6.2 Выбор распределительных шинпроводов ШРА [2]

Принимаем к установке четырёхполюсные распределительные шинпроводы типа ШРА4. Выбираем их по максимальному расчётному току (таблица 3).

$I_{н.шра} I_{м.}$

Пример выбора 1ШРА, $I_{м.} = 157 A$:

Принимаем к установке шинпровод ШРА4–250–32–1У3, $I_{н.шра} = 250A$.
250A > 157A.

Выбор остальных ШРА производим аналогично. Данные выбора приведены в таблице 6.

Таблица 6

Данные выбора ШРА

№ШРА	$I_{м.}, A$	Тип ШРА	$I_{н.шра.}, A$	Сечение шин, мм
М1–1ШРА	157	ШРА4–250–32–1У3	250	A4 (535)
М1–2ШРА	210	ШРА4–250–32–1У3	250	A4 (535)
М1–3ШРА	149	ШРА4–250–32–1У3	250	A4 (535)
М1–4ШРА	149	ШРА4–250–32–1У3	250	A4 (535)
М2–5ШРА	254	ШРА4–400–32–1У3	400	A4 (550)
М2–6ШРА	254	ШРА4–400–32–1У3	400	A4 (550)
М2–7ШРА	197	ШРА4–250–32–1У3	250	A4 (535)
М2–8ШРА	197	ШРА4–250–32–1У3	250	A4 (535)

1.6.3 Выбор ответвлений от ШМА к ШРА [2]

Ответвления от ШМА к ШРА выполняем поводами марки АПВ в тонкостенных трубах. Сечение проводов выбираем по номинальному току ШРА с учётом дальнейшего роста нагрузки.

$$I_{\text{доп.пр.}} = I_{\text{доп.шра}}$$

Для подключения нулевой шины ШРА предусматривается дополнительный провод, его проводимость, согласно ПУЭ, должна составлять 50% проводимости фазного.

Ответвление от ШМА к ШРА4–400–32–1У3 выполняем проводом АПВ 7 (1 95).

$$I_{\text{доп.пр.}} = 200 \cdot 2 = 400 \text{ А} = I_{\text{доп.шра}} = 400 \text{ А.}$$

Ответвление от ШМА к ШРА4–250–32–1У3 выполняем проводом АПВ 7 (1 50).

$$I_{\text{доп.пр.}} = 130 \cdot 2 = 260 \text{ А.} > I_{\text{доп.шра}} = 250 \text{ А.} [3]$$

1.6.4 Выбор ответвлений от ШРА к отдельным электроприёмникам для участка цеха с подробной планировкой [2]

Ответвления от ШРА к отдельным электроприёмникам выполняются проводами марки АПВ в тонкостенных трубах.

$$I_{\text{доп.пр.}} = I_{\text{н.}}$$

В качестве нулевого заземляющего провода прокладываем дополнительный провод, проводимость которого равна 50% проводимости фазного.

Пример выбора ответвления к станку №1, металлорежущий станок

$$P_{\text{н.}} = 22 \text{ кВт.}$$

$$I_{\text{расч.}} = P_{\text{н.}} / (3 \cdot U_{\text{л}} \cdot \cos \varphi \cdot \eta \cdot \text{КПД})$$

$$I_{\text{расч.}} = 22 / (3 \cdot 0,38 \cdot 0,89 \cdot 0,87) = 43,2 \text{ А}$$

Ответвление выполняем проводом марки АПВ4 (1x 16), $I_{\text{доп.пр.}} = 55 \text{ А.}$

$$I_{\text{доп.пр.}} = 55 \text{ А} > I_{\text{расч.}} = 43,2 \text{ А}$$

Таблица 7

Данные выбора ответвлений к электроприёмникам

Наименование электроприёмников	$P_{\text{н.}}$, кВт	Кол-во	$I_{\text{н.}}$, А	Марки и сечение провода	$I_{\text{доп.пр.}}$, А
МРС	30	8	63,1	АПВ 3 (1 25) + 1x16	80
МРС	22	11	43,2	АПВ 4 (1 16)	55

МРС	13	19	27,3	АПВ 4 (1 16)	55
МРС	10	13	20,9	АПВ 4 (1 5)	27
МРС	7,5	6	15,7	АПВ 4 (1 5)	27
МРС	5,5	20	11,5	АПВ 4 (1 2,5)	19
Сварочные машины точечные	100	5	263,1	АПВ 7 (1 70)	280
Сварочные машины шовные	150	2	394,7	АПВ 7 (1 120)	400
Электропечи неавтоматизированные	20	2	40,5	АПВ 4 (1 16)	55
Электропечи неавтоматизированные	30	3	61,3	АПВ 3 (1 25) +1x16	80
Электропечи неавтоматизированные	60	2	123,7	АПВ 3 (1 95) +1x50	200
Вентиляторы	22	2	43,2	АПВ 4 (1 16)	55
Вентиляторы	10	2	20,9	АПВ 4 (1 5)	27
Вентиляторы	17	2	35,5	АПВ 4 (1 16)	55
Насосы	7,5	3	15,7	АПВ 4 (1 5)	27

1.6.5 Расчёт троллейных линий

Выбор троллей осуществляем по двум условиям:

1) По нагреву в длительном режиме работы:

$I_m, I_{доп.}$

2) По допустимой потере напряжения в пиковом режиме:

$U, U_{доп.}$

где $U_{доп.}$ – допустимая потеря напряжения, %. $U_{доп.} = 15\%$; [3]

U – потеря напряжения, %. Определяется по формуле:

$$U = m, \quad (26)$$

где m – удельная потеря напряжения, %/м;

– длина троллей, м.

Выбираем троллейный шинопровод для крана $G = 5$ т.



$$P_{н1} = 7 \text{ кВт } I_{н1} = 20 \text{ А}$$

$$P_{н2} = 2,2 \text{ кВт } I_{н2} = 7 \text{ А } \frac{I_{н2}}{I_{н1}} = 3 \text{ ПВ} = 25\%$$

$$P_{нз} = 11 \text{ кВт } I_{нз} = 28 \text{ А}$$

Максимальный расчётный ток в ПКР $I_{пкр}$, А:

$$I_{жур} = \sum I_{нз} \quad (27)$$

$$I_{пкр} = 7 + 20 + 28 = 55 \text{ А.}$$

При $I_{пкр} < 60 \text{ А}$ пересчет к ПВ = 100% не производится и $I_{н.пв=100\%}$ принимается равным $I_{пкр}$.

Пиковый ток $I_{пик}$, А:

$$I_{пик} = \sum_{i=1}^{n-1} I_{нз} + I_{нз, макс} \quad (28)$$

$$I_{пик} = 7 + 20 + 3 \cdot 28 = 111 \text{ А}$$

Выбираем ближайший по номинальному току троллейный шинопровод ШТМ76, $I_{доп.} = 100 \text{ А}$. [4]

$$I_{м.} = 55 \text{ А} < I_{доп.} = 100 \text{ А.}$$

Выбранные троллеи проверяем по допустимой потере напряжения в пиковом режиме.

Определяем потери напряжения выбранного шинопровода U , %. Удельная потеря напряжения $m = 0,085\%/м$, [6] Длина троллеи = 60 м.

$$U = 0,085 \cdot 60 = 5,1\%$$

$$U = 5,1\% < U_{доп.} = 15\%.$$

Выбранные троллеи удовлетворяют обоим условиям.

1.7 Выбор аппаратов защиты: ШМА, ШРА, СП и отдельных приемников на участке с подробной планировкой

В качестве защиты в сети 0,4 кВ принимаем автоматические воздушные выключатели серии АВМ, АЗ700Б и АЕ2443.

1.7.1 Выбор вводного автомата 0,4 кВ на КТП [7]

В качестве вводного автомата на КТП принимаем автомат серии АМ с расцепителем 3, с селективной приставкой, выкатной.

Расчётный ток трансформатора с учётом перегрузки $I_{м.}$, А

$$I_{м.} = \frac{1,3 \times S_{н.жур.}}{U \times \sqrt{3}} \quad (29)$$

$$I_m = \frac{1,3 \times 1000}{0,38 \times \sqrt{3}} = 1975 \text{ A}$$

Принимаем в качестве вводных автоматы типа АВМ20 СВ $\frac{2000}{2000\text{К}}$,

$$I_{н.авт.} = 2000 \text{ A} > I_m = 1975 \text{ A}$$

$$I_{н.расц.} = 2000 \text{ A} > I_m = 1975 \text{ A}$$

1.7.2 Защита распределительных шинопроводов ШРА [2]

На ответвления от ШМА к ШРА устанавливаем автоматические выключатели типа АЗ700Б с комбинированным расцепителем.

Условия выбора автоматического выключателя:

а) по напряжению

$$U_{н.авт.} > U_{н.уст.}$$

б) по току

$$I_{н.авт.} > I_{м.шра}$$

Условия выбора расцепителя:

в) тепловой расцепитель

$$I_{т.расц.} > I_{м.шра}$$

г) электромагнитный расцепитель

$$I_{эл.маг.расц.} > 1,25 I_{пик.}$$

Пример выбора автоматического выключателя для 5 ШРА, $I_m = 157,9 \text{ A}$,

$$I_{пик.} = 584,3 \text{ A}:$$

Принимаем для защиты 1 ШРА автоматический выключатель АЗ716Б $\frac{160}{160\text{К}}$.

$$\text{а) } U_{н.авт.} = 660 \text{ В} > U_{н.уст.} = 380 \text{ В}$$

$$\text{б) } I_{н.авт.} = 160 \text{ A} > I_{м.шра} = 157,9 \text{ A}$$

$$\text{в) } I_{т.расц.} = 160 \text{ A} > I_{м.шра} = 157,9 \text{ A}$$

$$\text{г) } I_{эл.маг.расц.} = 4000 > 1,25 I_{пик.} = 1,25 \cdot 584 = 730 \text{ A}.$$

Для остальных ШРА выбор производим аналогично.

Таблица 8

Данные выбора защиты для ШРА

№ШРА	Тип ШРА	I м, А	Тип автомата
1ШРА	ШРА – 4	254	$\frac{400}{A3736Б\ 400К}$
2ШРА	ШРА – 4	254	$\frac{400}{A3736Б\ 400К}$
3ШРА	ШРА – 4	149	$\frac{160}{A3716Б\ 160К}$
4ШРА	ШРА – 4	149	$\frac{160}{A3716Б\ 160К}$
5ШРА	ШРА – 4	157	$\frac{160}{A3716Б\ 160К}$
6ШРА	ШРА – 4	210	$\frac{250}{A3726Б\ 250К}$
7ШРА	ШРА – 4	197	$\frac{250}{A3726Б\ 250К}$
8ШРА	ШРА – 4	197	$\frac{250}{A3726Б\ 250К}$

1.7.3 Защита отдельных электроприемников на участке с подробной планировкой

Для защиты электроприемников применяем автоматические выключатели серии А3700Б, АЕ2443.

Условия выбора автоматического выключателя:

а) по напряжению

$$U_{н.авт.} \geq U_n$$

б) по току

$$I_{н.авт.} \geq I_n$$

Условия выбора расцепителя:

в) тепловой расцепитель

$$I_{т.расц.} \geq I_n$$

г) электромагнитный расцепитель

$$I_{эл.маг.расц.} \geq 1,25 I_{пуск.}$$

Пример выбора автоматического выключателя для станка №9, МРС

$P_n = 30 \text{ кВт}$, $I_n = 93,9 \text{ А}$, $I_{\text{пуск}} = 469,5 \text{ А}$:

Для защиты станка принимаем автоматический выключатель А3716Б $\frac{160}{100\text{К}}$.

а) $U_{\text{н.авт.}} = 660 \text{ В} > U_n = 380 \text{ В}$

б) $I_{\text{н.авт.}} = 160 \text{ А} > I_n = 93,9 \text{ А}$

в) $I_{\text{т.расц.}} = 100 \text{ А} = I_n = 93,9 \text{ А}$

г) $I_{\text{эл.маг.расц.}} = 2000 > 1,25 I_{\text{пуск}} = 1,25 \cdot 469,5 = 587 \text{ А}$

Выбор остальных автоматических выключателей производим аналогично.

Таблица 9

Данные выбора защиты электроприемников

Наименование электроприёмников	P_n , кВт	Кол-во	I_n , А	Тип автомата
МРС	30	8	63,1	$\frac{80}{80\text{К}}$ А3716Б
МРС	22	11	43,2	$\frac{80}{50\text{К}}$ А3716Б
МРС	13	19	27,3	$\frac{40}{40\text{К}}$ А3716Б
МРС	10	13	20,9	$\frac{40}{25\text{К}}$ А3716Б
МРС	7,5	6	15,7	$\frac{40}{25\text{К}}$ А3716Б
МРС	5,5	20	11,5	$\frac{40}{20\text{К}}$ А3716Б
Сварочные машины точечные	100	5	263,1	$\frac{400}{400\text{К}}$ А3736Б
Сварочные машины шовные	150	2	394,7	$\frac{400}{400\text{К}}$ А3736Б
Электроды неавтоматизированные	20	2	40,5	$\frac{80}{50\text{К}}$ А3716Б
Электроды неавтоматизированные	30	3	61,3	$\frac{80}{63\text{К}}$ А3716Б
Электроды неавтоматизированные	60	2	123,7	$\frac{160}{160\text{К}}$ А3716Б
Вентиляторы	22	2	43,2	$\frac{80}{50\text{К}}$ А3716Б

Вентиляторы	10	2	20,9	$\frac{40}{A3716Б\ 25К}$
Вентиляторы	17	2	35,5	$\frac{40}{A3716Б\ 40К}$
Насосы	7,5	3	15,7	$\frac{40}{A3716Б\ 25К}$

1.7.4 Защита троллейных линий

Защита троллейных линий кранов осуществляется предохранителями ПН2, установленными в силовом ящике типа ЯБПВУ.

Условия выбора плавкого предохранителя:

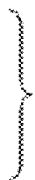
1) $U_{н.пр.} = U_{уст.}$

2) $I_{н.пп} = I_{пл.вст.}$

3) $I_{пл.вст.} = \frac{I_{н.пик.}}{\alpha}$,

где α – коэффициент снижения пускового тока.

Выбираем защиту для крана $G = 5$ т.



$P_{н1} = 7$ кВт $I_{н1} = 20$ А $I_{нс.} = 55$ А

$P_{н2} = 2,2$ кВт $I_{н2} = 7$ А $I_{пик.} = 111$ А

$P_{н3} = 11$ кВт $I_{н3} = 28$ А $\alpha = 1,6$, пуск тяжёлый

Условия выбора плавкого предохранителя:

1) $U_{н.пр.} = 380$ В = $U_{уст.} = 380$ В

2) $I_{н.пп} = 100$ А > $I_{пл.вст.} = 80$ А

3) $I_{пл.вст.} = 80$ А > $\frac{I_{н.пик.}}{\alpha} = \frac{111}{1,6} = 69,38$ А,

Принимаем для защиты ЯБПВУ1 $\frac{100}{80}$.



Выбираем защиту для крана $G = 10$ т.

$$P_{н1} = 11 \text{ кВт } I_{н1} = 32 \text{ А } I_{нс.} = 59 \text{ А}$$

$$P_{н2} = 2,2 \text{ кВт } I_{н2} = 7 \text{ А } I_{пик.} = 120 \text{ А}$$

$$P_{н3} = 16 \text{ кВт } I_{н3} = 20 \text{ А } a = 1,6, \text{ пуск тяжёлый}$$

Условия выбора плавкого предохранителя:

$$1) U_{н.пр.} = 380 \text{ В} = U_{уст.} = 380 \text{ В}$$

$$2) I_{н.пп} = 100 \text{ А} > I_{пл.вст.} = 80 \text{ А}$$

$$3) I_{пл.вст.} = 80 \text{ А} > \frac{I_{пик.}}{\alpha} = \frac{120}{1,6} = 75 \text{ А},$$

Принимаем для защиты ЯБПВУ1 $\frac{100}{80}$.

1.8 Расчет токов короткого замыкания на стороне 10 кВ и 0,4 кВ

1.8.1 Расчет токов короткого замыкания на стороне 10 кВ

ГПП завода питается от шин 110 кВ Волжской подстанции по ЛЭП110, длиной = 4 км. На ГПП1 установлены два силовых трансформатора $S_{н.тр.1} = 40 \text{ МВА}$ $S_{н.тр.2} = 32 \text{ МВА}$, с расщепленными вторичными обмотками, работа шин 10 кВ раздельная. На районной подстанции установлены выключатели МКП110, их отключающая мощность по каталогу $S_{н.отк.} = 4000 \text{ МВА}$.

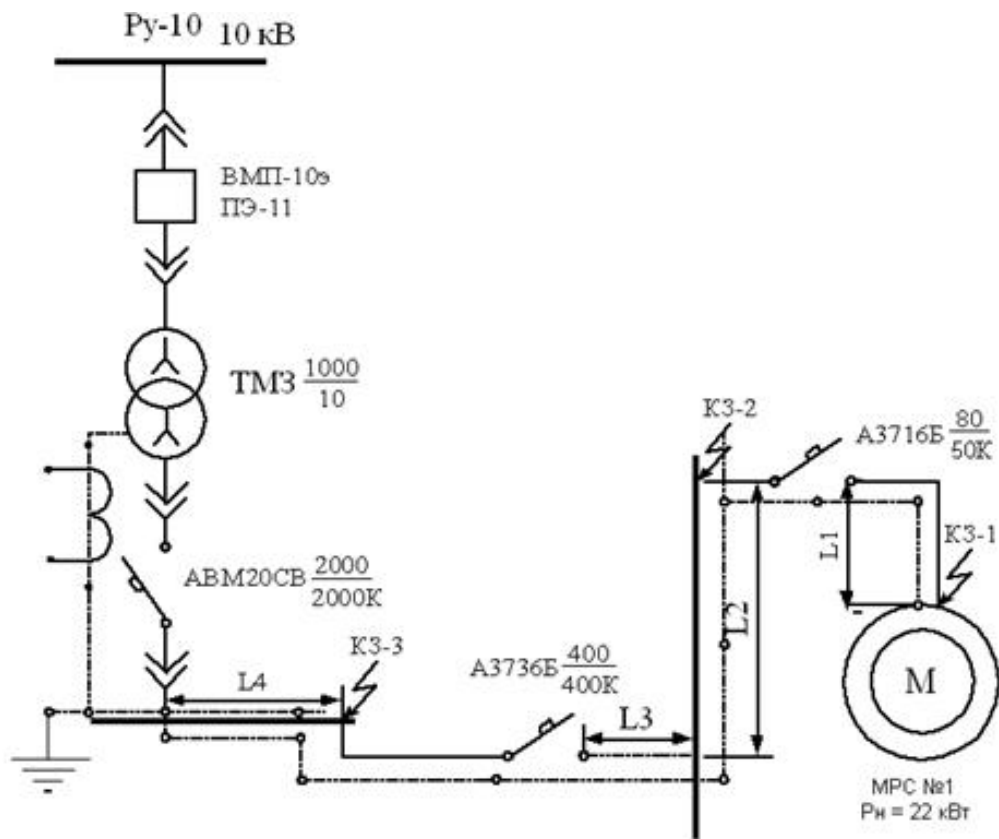


Рисунок 4 Расчетная схема токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания ведем в относительных базисных единицах.

За базисную мощность принимаем мощность системы, т.е.

$$S_b = S_c = 3500 \text{ МВА.}$$

За базисное напряжение принимаем то напряжение, где произошло короткое замыкание, т.е.
 $U_b = 10,5 \text{ кВ.}$

Тогда базисный ток на ступени 10,5 кВ составит:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} \times U_b} \quad (30)$$

$$I_b = \frac{3500}{\sqrt{3} \times 10,5} = 192,68 \text{ кА}$$

Все сопротивления отдельных элементов расчетной схемы приводим к базисным условиям:

· сопротивление системы $X_{*6,c1}$

$$X_{*6,c1} = \frac{S_b}{S_{*c1}} \quad (31)$$

где S_c – мощность системы сверхпереходная, МВА. $S_c = 4000$ МВА (согласно задания).

$$x_{*в.с1} = \frac{3500}{4000} = 0,875$$

· сопротивление линии ЛЭП110х_{бл2}

$$x_{*в.л2} = x_0 \times l \times \frac{S_c}{U_{лэп}^2}, \quad (32)$$

где x_0 – индуктивное сопротивление линии, Ом/км. $x_0 = 0,4$ Ом/км;

– длина линии, км. = 4 км (согласно задания).

$$x_{*в.л2} = 0,4 \times 4 \times \frac{3500}{115^2} = 0,42$$

· сопротивление трансформатора – $x_{*бт3}$

$$x_{*в.т3} = \frac{2 \times u_k \%}{100} \times \frac{S_c}{S_{н.тр.}}, \quad (33)$$

где $u_k\%$ – напряжение короткого замыкания, %. $u_k\% = 10,5\%$ (по паспорту трансформатора);
 $S_{н.тр.}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА. $S_{н.тр.} = 32$ МВА (по паспорту трансформатора).

$$x_{*в.т3} = \frac{2 \times 10,5}{100} \times \frac{3500}{32} = 22,97$$

Сворачиваем расчетную схему относительно точки короткого замыкания и составляем схему замещения.

Результирующее базисное сопротивление $x_{*б.рез.}$ составит:

$$x_{*б.рез.} = x_{*б.с1} + x_{*б.л2} + x_{*б.т3} = 0,875 + 0,42 + 22,97 = 24,26$$

Находим сверхпереходный ток короткого замыкания в точке К1:

$$I''_{к1} = \frac{I_{ф.}}{x_{*б.рез.}} = \frac{192,68}{24,26} = 7,94 \quad \text{кА} \quad (34)$$

Так как $S_c = S_b$, то $x_{*б.рас.} = x_{*б.рез.} = 24,26$.

При $x_{*б.рас.} > 3$ точка К1 считается электрически удаленной от источника питания, поэтому установившееся значение тока короткого замыкания I будет равно сверхпереходному току короткого замыкания I .

$$I = I = 7,94 \text{ кА}$$

Действующее значение полного тока короткого замыкания за первый период I_y :

$$I_y = 1,52 I = 1,52 \cdot 7,94 = 12 \text{ кА} \quad (35)$$

Максимальное значение ударного тока короткого замыкания i_y :

$$i_y = 2,55 I = 2,55 \cdot 7,94 = 20,24 \text{ кА} \quad (36)$$

Сверхпереходная мощность короткого замыкания S:

$$S = \sqrt{3} U_6 I = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 7,94 = 144,4 \text{ МВА} \quad (37)$$

1.8.2 Расчет токов короткого замыкания на стороне 0,4 кВ

При расчете токов короткого замыкания на стороне 0,4 кВ, кроме индуктивного сопротивления силовых трансформаторов, шинпроводов, кабелей, проводов, учитываем также их активное сопротивление. Определяем сопротивление системы при $U = 10,5$ кВ:

$$x_{c(10,5)} = \frac{U_{\varphi}}{\sqrt{3} \times I''} \quad (38)$$

$$x_{c(10,5)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \times 7,94} = 0,76$$

Все расчеты токов коротких замыканий ведем относительно ступени $U = 0,4$ кВ, поэтому приводим сопротивление системы при $U = 10,5$ кВ к ступени $U = 0,4$ кВ.

$$x_{c(0,4)} = x_{c(10,5)} \times \frac{U_{\text{кз}}^2}{U_{\varphi}^2} \quad (39)$$

$$x_{c(0,4)} = 0,76 \times \frac{0,4^2}{10,5^2} = 0,001$$

Определяем сопротивление кабельной линии x_k :

$$x_k = x_0 \times \ell_1 \times \frac{U_{\text{кз}}^2}{U_{\varphi}^2}, \quad (40)$$

где x_0 – среднее значение реактивного сопротивления линии, Ом/км.

$$x_0 = 0,08 \text{ Ом/км.} \quad [8]$$

$$x_k = 0,08 \times 0,3 \times \frac{0,4^2}{10,5^2} = 0,000035 \text{ Ом}$$

Так как активное сопротивление кабельной линии мало, то им пренебрегаем, считая, что $r_k = 0$.

Для расчета токов короткого замыкания определяем сопротивление отдельных участков электрической цепи на ступени 0,4 кВ: [8]

Сопротивление трансформатора ТП1000–10/0,4:

$$x_{тр} = 8,56 \text{ мОм} = 0,00856 \text{ Ом};$$

$$r_{тр} = 1,95 \text{ мОм} = 0,00195 \text{ Ом};$$

Сопротивление ШМА4–1600–44–1У3:

$$x_0 = 0,17 \text{ мОм/м} = 0,00017 \text{ Ом/м};$$

$$r_0 = 0,031 \text{ мОм/м} = 0,000031 \text{ Ом/м}.$$

$$x_{шма} = x_{0 \ 2} = 0,00017 \cdot 5,2 = 0,000884 \text{ Ом};$$

$$r_{шма} = r_{0 \ 2} = 0,000031 \cdot 5,2 = 0,0001612 \text{ Ом}.$$

Сопротивление ответвления от ШМА к ШРА проводом АПВ 7 (1 95):

$$x_0 = 0,06 \text{ мОм/м} = 0,00006 \text{ Ом/м};$$

$$r_0 = 0,28 \text{ мОм/м} = 0,00028 \text{ Ом/м}.$$

$$x_{апв1} = x_{0 \ 3} = 0,00006 \cdot 18,5 = 0,00111 \text{ Ом};$$

$$r_{апв1} = r_{0 \ 3} = 0,00028 \cdot 18,5 = 0,00518 \text{ Ом}.$$

Сопротивление ШРА4–400–32–1У3:

$$x_0 = 0,1 \text{ мОм/м} = 0,0001 \text{ Ом/м};$$

$$r_0 = 0,13 \text{ мОм/м} = 0,00013 \text{ Ом/м}.$$

$$x_{шра} = x_{0 \ 4} = 0,0001 \cdot 22,75 = 0,002275 \text{ Ом};$$

$$r_{шра} = r_{0 \ 4} = 0,00013 \cdot 22,75 = 0,0029575 \text{ Ом}.$$

Сопротивление ответвления от ШРА к электроприемнику проводом АПВ4 (1 16)

$$x_0 = 0,07 \text{ мОм/м} = 0,00007 \text{ Ом/м};$$

$$r_0 = 2,08 \text{ мОм/м} = 0,00208 \text{ Ом/м}.$$

$$x_{апв2} = x_{0 \ 5} = 0,00007 \cdot 3,6 = 0,000252 \text{ Ом};$$

$$r_{апв2} = r_{0 \ 5} = 0,00208 \cdot 3,6 = 0,007488 \text{ Ом}.$$

Составляем схему замещения, на которой показываем отдельные элементы схемы в виде активного и индуктивного сопротивлений.

Находим ток короткого замыкания в заданных точках по формуле:

$$I_{кз} = \frac{U_{кз}}{\sqrt{3} \times z_{кз}} \quad (41)$$

где $z_{кз}$ – полное сопротивление электрической цепи до заданной точки короткого замыкания, Ом.

$$z_{кз} = \sqrt{(\Sigma x)^2 + (\Sigma r)^2} \quad (42)$$

Находим ток короткого замыкания в точке К5:

$$z_{кз5} = \sqrt{\left(x_c + x_k + x_{тр.} + x_{шма} + x_{anel} + x_{шра} + x_{anel2}\right)^2 + \left(r_{тр.} + r_{шма} + r_{anel} + r_{шра} + r_{anel2}\right)^2}$$

$$z_{кз5} = \sqrt{\left(0,001 + 0,000041 + 0,00856 + 0,000884 + 0,00111 + 0,002275 + 0,000252\right)^2 + \left(0,00195 + 0,0001612 + 0,00518 + 0,0029575 + 0,007488\right)^2} = 0,0268 \quad \text{Ом}$$

$$I_{кз5} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \times 0,0268} = 8,6 \quad \text{кА}$$

Находим ток короткого замыкания в точке К4:

$$z_{кз4} = \sqrt{\left(x_c + x_k + x_{тр.} + x_{шма} + x_{anel} + x_{шра}\right)^2 + \left(r_{тр.} + r_{шма} + r_{anel} + r_{шра}\right)^2}$$

$$z_{кз4} = \sqrt{\left(0,001 + 0,000041 + 0,00856 + 0,000884 + 0,00111 + 0,002275\right)^2 + \left(0,00195 + 0,0001612 + 0,00518 + 0,0029575\right)^2} = 0,0178 \quad \text{Ом}$$

$$I_{кз4} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \times 0,0178} = 12,9 \quad \text{кА}$$

Находим ток короткого замыкания в точке К3:

$$z_{кз3} = \sqrt{\left(x_c + x_k + x_{тр.} + x_{шма}\right)^2 + \left(r_{тр.} + r_{шма}\right)^2}$$

$$z_{кз3} = \sqrt{\left(0,001 + 0,000041 + 0,00856 + 0,000884\right)^2 + \left(0,00195 + 0,0001612\right)^2} = 0,0111 \quad \text{Ом}$$

$$I_{кз3} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \times 0,0111} = 20,8 \quad \text{кА}$$

Находим ток короткого замыкания в точке К2:

Для этого определяем сопротивление участка цепи на стороне 10 кВ в относительных базисных единицах:

$$X^{*б.рез.кз2} = X^{*б.расч.} + X^{*б.к.}$$

где $X^{*б.расч.} = 24,26$;

$X^{*б.к.}$ – сопротивление кабельной линии, в относительных базисных единицах:

$$X_{*ф.ж.} = X_0 \times \ell_1 \times \frac{S_{ф.}}{U_{ф.}^2} = 0,08 \times 0,3 \times \frac{3500}{10,5^2} = 0,76$$

$$X_{*б.рез.кз2} = 24,26 + 0,76 = 25,02$$

Тогда ток короткого замыкания в точке К2 будет равен:

$$I_{кз2} = \frac{I_{ф.}}{X_{*ф.рез.кз2}} = \frac{192,68}{25,02} = 7,7 \text{ кА}$$

Для того, чтобы проверить селективность действия реле РТ81/1 ток короткого замыкания в точке К2 пересчитываем на $U = 0,4$ кВ по формуле:

$$I_{кз2(0,4)} = I_{кз2} \times \frac{10,5}{0,4} \quad (43)$$

$$I_{кз2(0,4)} = 7,7 \times \frac{10,5}{0,4} = 202,12 \text{ кА}$$

1.9 Выбор и расчет релейной защиты. Построение карты селективности

1.9.1 Выбор и расчет релейной защиты

Для защиты фидера 10 кВ предусматривается максимальнотокковая защита и токовая отсечка. Защиту выполняем на реле типа РТ80.

Ток срабатывания определяем по формуле:

$$i_{ф.} = \frac{K_{л.} \times K_{от.} \times K_{р.} \times I_{\max \text{ нагр.}}}{K_{с.} \times K_{нтт}} \quad (44)$$

где $I_{\max \text{ нагр.}}$ – максимальный ток нагрузки, который может проходить по защищаемому элементу в наиболее тяжелом режиме при аварийном отключении параллельно работающих трансформаторов и линии 10 кВ, А:

$$I_{\max \text{ нагр.}} = 1,4 \times \frac{S_{н.жр.}}{\sqrt{3} \times U} \quad (45)$$

$$I_{\max \text{ нагр.}} = 1,4 \times \frac{1000}{\sqrt{3} \times 10} = 80,94 \text{ А}$$

$K_{нтт}$ – коэффициент трансформации тока:

$$K_{нтт} = \frac{200}{5} = 40 ;$$

k_n – коэффициент надежности. $k_n = 1,6$; [8]

$k_{сх.}$ – коэффициент схемы. $k_{сх.} = 1$ (трансформаторы тока включены в неполную звезду); [8]

k_p – кратность тока нагрузки. $k_p = 2,2$;

k_b – коэффициент возврата реле. Для реле типа РТ80 $k_b = 0,85$, но при $k_p > 1,6$ k_b не учитывается. [8]

$$i_{\varphi} = \frac{1,6 \times 1 \times 2,2 \times 80,94}{40} = 7,12 \text{ А}$$

Принимаем ток установки реле $i_{уст.} = 5$ А. Определяем ток срабатывания защиты $I_{с.з.}$, А:

$$I_{с.з.} = \frac{i_{уст.} \times k_{нн}}{k_{сх.}} \quad (46)$$

$$I_{с.з.} = \frac{5 \times 40}{1} = 200$$

Определяем коэффициент чувствительности защиты k_{ν} :

$$k_{\nu} = \frac{I_{нз1}^n}{I_{с.з.}} \quad (47)$$

$$k_{\nu} = \frac{7,94}{0,2} = 39,7 > 1,5$$

Условие $k_{\nu} \geq 1,5$ выполняется.

Коэффициент чувствительности защиты, как резервной:

$$k_{\nu,рез.} = \frac{I_{нз3(10)}}{I_{с.з.}} = \frac{0,79}{0,2} = 3,96$$

$$I_{нз3(0,4)} = 20,8 \text{ кА}$$

$$I_{нз3(10)} = I_{нз3} \times \frac{0,4}{10,5} = 20,8 \times \frac{0,4}{10,5} = 0,79 \text{ кА}$$

Согласование защиты трансформатора ТП на стороне 0,4 кВ и фидера 10 кВ по току:

$$\frac{I_{с.з.ВВМ}}{I_{с.з.АВМ}} = \frac{200}{1500 \times \frac{0,4}{10,5}} = 3,5 > 1,2$$

Для защиты принимаем реле типа РТ81/1: [9]

$i_{н.уст.} = (4 - 10)$ А, принимаем $i_{уст.} = 5$ А;

$t_{н.ср.} = (0,5 - 4)$ с.

Время уставки срабатывания защиты $t_{уст.}$ определяется:

$$t_{уст.} = t_{ср.АВМ} + \Delta t, \quad (48)$$

где $t_{ср.АВМ}$ – уставка времени срабатывания АВМ. $t_{ср.АВМ} = 0,25$ с;

Δt – степень селективности. $\Delta t = 0,75$ с.

$$t_{уст.} = 0,25 + 0,75 = 1 \text{ с}$$

Таблица 10.

Времятоковая характеристика реле РТ81/1

$I/I_{уст.}$	1,5	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$I, \text{ кА}$	0,3	0,4	0,6	0,8	1	1,2	1,4	1,6	1,8	2
$I_{0,4}, \text{ кА}$	7,9	10,5	15,75	21	26,25	31,5	36,75	42	47,25	52,5
$t_{ср. при t_{уст.} = 1 \text{ с}}$	3,3	2,1	1,5	1,3	1,15	1,08	1,05	1,03	1,01	1

Ток отсечки отстраивается от тока короткого замыкания на низшей стороне трансформатора, ток короткого замыкания берется в конце защищаемого участка, т.е. на вводах 0,4 кВ трансформатора (К2).

$$I_{кз.мр.} = \frac{U}{\sqrt{3} \times z} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \times 0,0098} = 23,59 \text{ кА}$$

$$z = \sqrt{(x_c + x_k + x_{мр.})^2 + r_{мр.}^2} = \sqrt{(0,001 + 0,000035 + 0,00856)^2 + 0,00195^2} = 0,009797 \text{ Ом}$$

Ток токовой отсечки на стороне 0,4 кВ определяется по формуле:

$$I_{то(0,4)} = K_n \cdot I_{кз2}, \quad (49)$$

$$I_{то(0,4)} = 1,6 \cdot 23,59 = 37,75 \text{ кА}$$

Ток токовой отсечки на стороне 10,5 кВ составит:

$$I_{мо(10,5)} = I_{мо(0,4)} \times \frac{0,4}{10,5} = 37,75 \times \frac{0,4}{10,5} = 1,44 \text{ кА}$$

Кратность тока токовой отсечки для выбранного реле РТ81/1 принимаем

$$K_{то} = 5.$$

$$K_{мо} = \frac{I_{мо(10,5)}}{i_{ср.}} \quad (50)$$

$$K_{мо} = \frac{1,44}{0,2} = 7,19 \approx 7$$

1.9.2 Построение карты селективности ступеней МТЗ

Селективностью, другими словами избирательность, защиты называют способность защиты при токах короткого замыкания и перегрузках отключать только поврежденный участок сети ближайшим к месту повреждения защитным аппаратом. Во всех случаях нужно стремиться к тому, чтобы токи короткого замыкания отключались аппаратом защиты без выдержки времени. Это уменьшает размеры повреждений, снижает опасность возгорания изоляции, прожога труб.

Проверку селективности действия защиты осуществляем путем сопоставления их защитных характеристик, наносимых в одном масштабе на карту селективности. Карту селективности строят в логарифмическом масштабе, по оси X откладывают ток, А, а по оси Y – время. Далее на построенную сетку карты селективности наносим защитные характеристики выбранных аппаратов защиты для рассматриваемого участка сети с указанием их типов; откладываем величины $I_{н.дв.}$, $I_{п.дв.}$, $I_{н.шра.}$, $I_{пик.шра.}$. Затем величины токов короткого замыкания рассчитанных для рассматриваемого участка откладываем на карту селективности по шкале токов и восстанавливаем перпендикуляры. Выбранная защита считается селективной, если отношение времени срабатывания соответствует условию:

$$t_{бол.}/t_{мен.} (1,7 \dots 3).$$

1.10 Выбор и проверка элементов высокого напряжения: ячейки КРУ и ее оборудования, высоковольтного кабеля к цеховой ТП

1.10.1 Выбор ячейки КРУ на ГПП

Принимаем к установке на РП ячейки типа КРУ2–10Э с выключателями ВМП10К с электромагнитным приводом ПЭ11. [2]

1. Выключатель ВМП10К с электромагнитным приводом ПЭ11

2. Трансформатор ТПЛ10 $\frac{200}{5}$

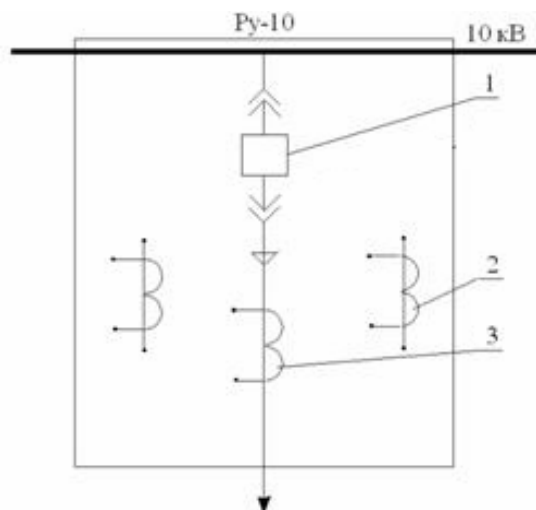


Рисунок 7. 3 Трансформатор ТЗЛ – 0,5

В ячейке установлены два трансформатора тока ТПЛ10. Для питания земляной защиты применяется трансформатор тока ТЗЛ. [2]

1.10.2 Выбор и проверка оборудования ячейки

1) Выбор и проверка высоковольтного выключателя

Исходные данные:

$$I_{\text{н}} = I = 7,94 \text{ кА}; U_{\text{н.уст.}} = 10 \text{ кВ (по заданию)}; i_y = 20,24 \text{ кА}; S = 144,4 \text{ МВА}$$

$$I_{\text{раб.}} = 39 \text{ А}; t_{\text{ф.}} = 0,25 \text{ с}$$

По исходным данным выбираем выключатель ВМП10К.

Таблица 11

Технические данные выключателя ВМП10К

Тип	$U_{\text{н.}}$, кВ	$I_{\text{н.}}$, А	i_{max} , кА	$I_{t=10 \text{ с}}$, кАс	$I_{\text{но}}$, кА	$S_{\text{но}}$, МВА
ВМП10К	10	600	52	14	20	350

Проверяем выбор высоковольтного выключателя по следующим условиям:

а) по электрической прочности $U_{\text{н.уст.}} \geq U_{\text{н.выкл.}}$

$$U_{\text{н.уст.}} = 10 \text{ кВ} = U_{\text{н.выкл.}} = 10 \text{ кВ}$$

б) по нагреву в длительном режиме $I_{\text{раб.}} \leq I_{\text{н.выкл.}}$

$$I_{\text{раб.}} = 39 \text{ А} < I_{\text{н.выкл.}} = 600 \text{ А}$$

в) проверка на динамическую устойчивость $i_y \leq i_{\text{max}}$

$$i_y = 20,24 \text{ кА} < i_{\text{max}} = 52 \text{ кА}$$

г) проверка на отключающую способность $S \leq S_{\text{но}} (I \leq I_{\text{но}})$

$$S = 144,4 \text{ МВА} < S_{\text{но}} = 350 \text{ МВА}$$

$$I = 7,94 \text{ кА} < I_{\text{но}} = 20 \text{ кА}$$

д) проверка на термическую устойчивость $I^2 t_{\text{ф.}} \leq I_t^2 t$

$$I^2 t_{\text{ф.}} = 7,94^2 \cdot 0,25 = 15,8 \text{ кА}^2\text{с} < I_t^2 t = 14^2 \cdot 10 = 1960 \text{ кА}^2\text{с}$$

Выбранный выключатель – ВМП10К подходит по всем условиям.

2) Выбор и проверка выключателя нагрузки

Исходные данные:

$$I_{\text{н}} = I = 7,94 \text{ кА}; U_{\text{н.уст.}} = 10 \text{ кВ (по заданию)}; i_y = 20,24 \text{ кА}; S = 144,4 \text{ МВА}$$

$$I_{\text{раб.}} = 39 \text{ А}; t_{\text{ф.}} = 0,25 \text{ с}$$

По исходным данным выбираем выключатель ВМП3-17.

Таблица 12

Технические данные выключателя нагрузки ВНП₃-17

Тип	U _{н.} , кВ	Тип предохранителя	I _{н.раб.} , А	I _{пред.отключ.}		i _{у.мах.} , кА	I _{вкл.} , А	S _{по} , МВА
				действ.	мах			
ВНП ₃ -17	10	ПК100/50	50	12	8,6	24,99	9	300

Проверяем выбор выключателя нагрузки по следующим условиям:

а) по электрической прочности U_{н.уст} U_{н.выкл.}

$$U_{н.уст.} = 10 \text{ кВ} = U_{н.выкл.} = 10 \text{ кВ}$$

б) по нагреву в длительном режиме I_{раб.} I_{н.выкл.}

$$I_{раб.} = 39 \text{ А} < I_{н.выкл.} = 50 \text{ А}$$

в) проверка на динамическую устойчивость i_{у.} i_{мах}

$$i_{у.} = 20,24 \text{ кА} < i_{мах} = 25 \text{ кА}$$

г) проверка на отключающую способность S» S_{по} (I» I_{по})

$$S» = 144,4 \text{ МВА} < S_{по} = 300 \text{ МВА}$$

$$I» = 7,94 \text{ кА} < I_{по} = 12 \text{ кА}$$

д) проверка на термическую устойчивость I² t_ф I_t² t

$$I^2 t_{ф} = 7,94^2 \cdot 0,25 = 15,8 \text{ кА}^2\text{с} < I_t^2 t = 12^2 \cdot 10 = 1440 \text{ кА}^2\text{с}$$

Выбранный выключатель нагрузки – ВНП₃-17 подходит по всем условиям.

3) Выбор и проверка трансформатора тока

Для питания релейной защиты фидера от междуфазных коротких замыканий и токовых цепей измерительных приборов устанавливаем в фазах А и С трансформаторы тока типа

$$\text{ТПЛ10} \frac{200}{5} . [5]$$

Вторичные обмотки соединены по схеме неполной звезды K_{сх.} = 1.

Таблица 11

Технические данные трансформаторы тока ТПЛ10

Тип	U _{н.} , кВ	I _{н1} , А	I _{н2} , А	кл. точн.	K _{д.}	K _{t1}	Z _{2н.} , Ом
ТПЛ10	10	200	5	0,5	250	90	0,8

Проверяем выбор трансформатора тока по следующим условиям:

а) по электрической прочности $U_{н.уст} U_{н.тт}$

$$U_{н.уст.} = 10 \text{ кВ} = U_{н.тт} = 10 \text{ кВ}$$

б) по нагреву в длительном режиме $I_{раб.} I_{н1}$

$$I_{раб.} = 39 \text{ А} < I_{н1} = 200 \text{ А}$$

в) проверка на динамическую устойчивость $i_y, K_d, I_{н1} \sqrt{2}$

$$i_y = 20,24 \text{ кА} < K_d, I_{н1} \sqrt{2} = 250 \cdot 200 \sqrt{2} = 70,71 \text{ кА}$$

г) проверка на термическую устойчивость $I^2 t_{\phi} (K_{т1} I_{н1})^2 t$

$$I^2 t_{\phi} = 7,94^2 \cdot 0,25 = 15,8 \text{ кА}^2\text{с} < (K_{т1} I_{н1})^2 t = (90 \cdot 0,2)^2 \cdot 0,25 = 81 \text{ кА}^2\text{с}$$

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям. Окончательно принимаем

трансформатор тока типа ТПЛ10 $\frac{200}{5}$.

1.10.3 Расчёт и выбор высоковольтного кабеля $U = 10$ кВ к ТП

Для питания трансформаторов цеховой КТП от РП – 10 выбираем два кабеля марки ААБ, прокладываемые в траншее [2]

Выбор кабелей производим по четырём условиям:

а) по электрической прочности $U_{н.каб.} U_{н.уст.}$

$$U_{н.каб.} = 10 \text{ кВ} = U_{н.уст.} = 10 \text{ кВ}$$

б) по нагреву в аварийном режиме $I_{доп.} I_{ав.}$

Ток в аварийном режиме $I_{ав.}$, А:

$$I_{ав.} = 1,3 \frac{S_{н.тп.}}{U \times \sqrt{3}} = 1,3 \frac{1000}{10 \times \sqrt{3}} = 75 \text{ А}$$

$$I_{доп.} = 75 \text{ А} = I_{ав.} = 75 \text{ А}$$

Принимаем кабель ААБ10 1 (3х16), $I_{доп.} = 75 \text{ А}$

в) по экономической плотности тока $S S_{эк.}$

Экономически целесообразное сечение, мм^2 определяют по формуле:

$$S_{эк.} = \frac{I_{раб.}}{j_{эк.}}, \quad (51)$$

где $j_{эк.}$ – экономическая плотность тока, $\text{А}/\text{мм}^2$. $j_{эк.} = 1,4$, $T_{м.а.} = 4000 \text{ ч}$ [2];

$I_{\text{раб.}}$ – расчётный ток линии, А.

$$I_{\text{раб.}} = \frac{S_{\text{к.мр.}}}{U \times \sqrt{3}} = \frac{1000}{10 \times \sqrt{3}} = 57,8 \text{ А}$$

$$S_{\text{эк}} = \frac{57,8}{1,4} = 41,29 \text{ мм}^2$$

$$S = 50 \text{ мм}^2 > S_{\text{эк.}} = 41,29 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель ААБ10 1 (3х50), $I_{\text{доп.}} = 140 \text{ А}$

г) по термической устойчивости к токам короткого замыкания $S_{\text{мин.}}$

Минимальное сечение кабеля $S_{\text{мин.}}$, мм^2

$$S_{\text{мин.}} = I \frac{\sqrt{t_{\text{ф.}}}}{C}, \quad (52)$$

где C – коэффициент, соответствующий разности выделенной теплоты в проводнике после и до короткого замыкания. $C = 85$; [2]

I – действующее значение тока короткого замыкания, А. $I = 7,94 \text{ кА}$;

$t_{\text{ф.}}$ – фиктивное время протекания тока короткого замыкания, с;

$$t_{\text{ф.}} = t_{\text{ф.п.}} + t_{\text{ф.а.}} \quad (53)$$

где $t_{\text{ф.п.}}$ – фиктивное время периодической составляющей $I_{\text{кз}}$, с;

$t_{\text{ф.а.}}$ – фиктивное время аperiodической составляющей $I_{\text{кз}}$, с.

Величину $t_{\text{ф.п.}}$ находят по кривым зависимости: [2]

$$t_{\text{ф.п.}} = t(b \gg t)$$

$$b \gg = \frac{I''}{I_{\text{ф.}}}, \quad (54)$$

где I'' – сверхпереходное значение тока короткого замыкания, А.

$$I'' = 7,94 \text{ кА};$$

I – действующее значение тока короткого замыкания, А. $I = 7,94 \text{ кА}$;

$$b \gg = \frac{8}{8} = 1$$

t – действительное время действия токов короткого замыкания

$$t = t_{\text{защ.}} + t_{\text{откл.}}, \quad (55)$$

где $t_{\text{заш.}}$ – время срабатывания защиты, с. $t_{\text{заш.}} = 0,15$ с;

$t_{\text{откл.}}$ – время отключения выключателя, с. $t_{\text{откл.}} = 0,09$ с.

$$t = 0,15 + 0,09 = 0,24 \text{ с}$$

$$t_{\text{фп}} = 0,24 \text{ с [2]}$$

Время аperiodической составляющей $I_{\text{кз}}$ равно:

$$t_{\text{ф.а.}} = 0,05 b^2 \text{ (56)}$$

$$t_{\text{ф.а.}} = 0,05 1,^2 = 0,05 \text{ с}$$

$$t_{\text{ф.}} = 0,24 + 0,05 = 0,29 \text{ с}$$

$$S_{\text{мин.}} = 7940 \frac{\sqrt{0,26}}{85} = 47,6 \text{ мм}^2$$

$$S = 50 \text{ мм}^2 > 47,6 \text{ мм}^2$$

По термической устойчивости выбираем кабель ААБ10 (3х50),

$$I_{\text{доп}} = 140 \text{ А}$$

Окончательно исходя из всех условий проходит кабель ААБ10 (3х50), $I_{\text{доп}} = 140 \text{ А}$

1.11 Сведения по управлению, релейной защите автоматике и измерению электроэнергии

Различают следующие виды управления: дистанционное, местное и автоматическое.

- Дистанционное управление – это управление на расстоянии нескольких сот метров, производится оператором, подающим команду с поста или щита управления путем замыкания специальным ключом цепи управления приводом выключателя, разъединителя или двигателя.
- Местное управление – это управление приводом выключателя, разъединителя и другой аппаратуры непосредственно на месте.
- Автоматическое управление – его используют в системе электроснабжения предприятий с большой потребляемой мощностью. Автоматическое управление осуществляется с помощью вычислительных машин управления ВМУ. Информация, поступающая в ВМУ, обрабатывается и используется для отключения и включения источников питания, регулирования нагрузок отдельных потребителей предприятия и выдачи о них соответствующих данных (мощность, напряжение и так далее), автоматической регистрации основных параметров системы электроснабжения, для предупреждения об аварийных режимах.

Общие сведения о релейной защите

Для непрерывного контроля за состоянием и режимом работы всех элементов системы электроснабжения на промышленных предприятиях применяется релейная защита, которая является основным видом электрической автоматики. Релейной защитой называют специальные защитные устройства

Основные условия надёжной работы релейной защиты следующие:

- релейная защита должна обладать селективностью, то есть отключать только повреждённый участок;
- релейная защита должна обладать достаточной чувствительностью ко всем видам повреждений;
- релейная защита должна быть выполнена по наиболее простой схеме с наименьшим числом аппаратов и обладать достаточной надёжностью;
- релейная защита должна иметь необходимую сигнализацию неисправностей в цепях питающих аппаратов релейной защиты;
- релейная защита должна быть быстродействующей, т.е. повреждённый участок должен быть отключён как можно быстрее.

В схеме электроснабжения завода предусматриваются следующие виды защиты: а) силовых трансформаторах ГПП:

- продольно – дифференциальная защита с действием на отключение элегазового выключателя и на отключение выключателей вводов 10 кВ;
- МТЗ от внешних коротких замыканий с двумя выдержками времени;
- газовая защита от повреждений трансформатора, действующая на подачу предупредительного сигнала (первая ступень) и на отключение элегазового выключателя и отключение вводов 10 кВ (вторая ступень);
- МТЗ от перегрузок с действием на сигнал;
- температурная сигнализация;

б) на секционном выключателе 10 кВ:

- МТЗ с ограниченно – зависимой выдержкой времени, с ускорением при АВР и токовая отсечка;
- защита от однофазного короткого замыкания на землю с действием на сигнал.

в) на силовых трансформаторах:

- газовая защита от повышения давления внутри бака (мановакуумметр);
- защита от однофазного КЗ с действием на отключение вводного автомата 0,4 кВ;

- температурная сигнализация (термосигнализатор)

Аппараты релейной защиты – это специальные устройства (реле, контакторы, автоматы и др.), обеспечивающие автоматическое отключение поврежденной части электроустановки или сети. Если повреждение не представляет для установки непосредственной опасности, то релейная защита приводит в действие сигнальные устройства. Для обеспечения надежной работы релейная защита должна иметь избирательность (селективность), то есть отключать высоковольтными выключателями или автоматами только поврежденный участок установки. Время срабатывания защиты характеризуется выдержкой времени, обеспечивающей избирательность действия защиты. Выдержка времени определяется временем действия выключателя поврежденного участка и временем срабатывания защиты.

Обладать достаточно высокой чувствительностью по всем видам повреждений на защищаемой линии и на линиях, питаемых от нее, а так же к изменившимся в связи с этим параметрам нормального режима работы (току, напряжению и др.), что оценивается коэффициентом чувствительности;

Быть выполнена по наиболее простой схеме с наименьшим числом аппаратов.

Реле применяемые в релейной защите, классифицируются по следующим признакам:

- по принципу действия – электромагнитные, индукционные, электродинамические, тепловые, электронные и др.;
- по принципу действия – тока, напряжения, мощности, тепловые и др.;
- по способу воздействия на отключение – прямого и косвенного действия.

Предельно допустимые нагрузки питающих элементов электрической сети по условиям настройки релейной защиты и с учетом возможных эксплуатационных режимов должны согласовываться предприятием с диспетчерской службой энергоснабжающей организации периодически пересматриваться.

Установки устройства РЗА линий связи потребителя энергоснабжающей организацией, а так же трансформаторов на подстанциях потребителя, находящихся в оперативном управлении или оперативном ведении диспетчера энергоснабжающей организации, должны быть согласованы с соответствующей службой РЗА энергоснабжающей организации.

При выборе установок должна обеспечиваться селективность действия с учетом наличия устройств автоматического включения резерва (АВР) и автоматического повторного включения (АПВ). Кроме того, при определении установок по селективности должна учитываться работа устройств технической автоматики и блокировки цеховых агрегатов и других механизмов.

Все уставки устройств релейной защиты должны проверяться в условиях минимальной электрической нагрузки предприятия и энергоснабжающей организации для действующей схемы электроснабжения.

Общие сведения об автоматике

Для повышения надежности электроснабжения электроустановок применяют автоматические устройства. Они обеспечивают быстрое восстановление нарушенного электроснабжения,

вызванного ненормальными режимами работы электроустановки и действием при этом защитных устройств, а также возможными ошибками обслуживающего персонала.

В схеме электроснабжения завода предусмотрен следующий объем автоматики:

- автоматическое регулирование напряжения под нагрузкой на силовых трансформаторах ГПП;
- автоматическое управление вентиляторами обдува трансформаторов ГПП;
- автоматическое включение резерва (АВР) секционного выключателя 10 кВ при аварийном отключении одного из трансформаторов ГПП или питающей линии;
- автоматическое повторное включение (АПВ) питающей линии (ЛЭП1, ЛЭП2);
- автоматическая частота разгрузка на 9 ячейках ГПП (АЧР);
- АВР секционных автоматов 0,4 кВ. В случае выхода из работы одного из трансформаторов ТП другой трансформатор возьмет на себя всю нагрузку.

Общие сведения по измерению и учёту электроэнергии

Для контроля за работой системы электроснабжения, коммерческого и контрольного учета электроэнергии установлены следующие измерительные приборы:

На вводах 10 кВ:

- универсальный счетчик энергии;
- амперметр.

На сборных шинах 10 кВ:

- по одному показывающему вольтметру на каждой секции;
- один комплект вольтметров с переключателем на любую секцию;
- один амперметр в цепи секционного выключателя.

На отходящих кабельных линиях 10 кВ:

- универсальный счетчик энергии;
- амперметр.

На стороне 0,4 кВ ТП:

- один вольтметр на каждой секции;
- амперметр в сепии отходящих магистралей.

В цепи трансформаторов:

- счетчик энергии на стороне 0,4 кВ;

- амперметр на стороне 0,4 кВ.

1.12 Выбор и расчет искусственного заземления

Одной из наиболее радикальных мер по защите людей от повреждения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, не находящимися под напряжением, но могущим оказаться под ним, является их надёжное заземление.

Район сооружения цеха находится в II климатической зоне. Грунт в месте сооружения – глина ($r = 0,4 \cdot 10^4$ Омм). Длина кабельных линий напряжением 10 кВ $l_k = 30$ км.

Принимаем к установке заземление по контуру цеха, на расстоянии 1,5 м от стен. Длина контура заземления $L = 240$ м. Принимаем заземление из прутков $\phi = 2,5$ м и диаметром $d = 12$ мм, расстояние между заземлителями $a = 5$ м, в качестве соединительной полосы принимаем стальную полосу (40 \times 4) мм. [10]

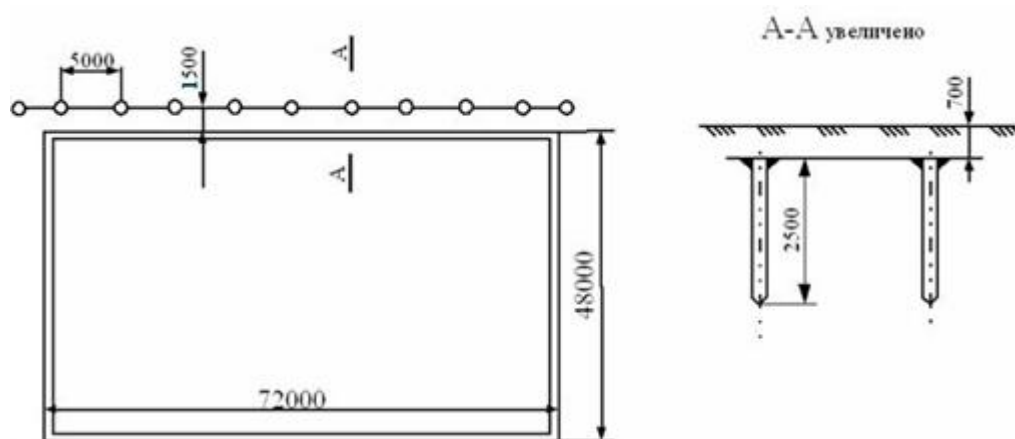


Рисунок 8 Схема расположения заземления

Согласно ПУЭ r_3 должно удовлетворять следующим условиям: [3]

- 1) $r_3 = 4$ Ом – для сети 0,4 кВ;

- 2) $r_3 = \frac{125}{I_{1кз}}$ – при условии заземления для сетей 0,4 кВ и 6...10 кВ,

где $I_{1кз}$ – ток однофазного КЗ на землю, А

$$I_{1кз} = \frac{U \times I_{кз}}{10}, \quad (57)$$

где l_k – длина электрически связанных кабельных линий завода напряжением 10 кВ. $l_k = 30$ км.

$$I_{1кз} = \frac{10 \times 30}{10} = 30 \text{ А}$$

$$r_3 = \frac{125}{30} = 4,16 \text{ Ом}$$

Окончательно принимаем r_3 4 Ом

Сопротивление заземления стержневого заземлителя $r_{o.пр.}$ Ом: [10]

$$r_{o.пр.} = 0,0027 r_{расч.гр.}, (58)$$

где $r_{расч.гр.}$ – расчётное значение удельного сопротивления грунта в месте устройства заземления, Омсм

$$r_{расч.гр.} = k_{max} r, (59)$$

где k_{max} – коэффициент сезонности. $k_{max} = 1,4$ для II климатической зоны;

r – сопротивление грунта, Омсм. $r = 0,4 \cdot 10^4$ – глина (по заданию).

$$r_{расч.гр.} = 1,4 \cdot 0,4 \cdot 10^4 = 5,6 \cdot 10^3 \text{ Омсм}$$

$$r_{o.пр.} = 0,0027 \cdot 5,6 \cdot 10^3 = 15,12 \text{ Ом}$$

Число прутков в контуре заземления n , шт.:

$$n = \frac{L}{a} (60)$$

$$n = \frac{75}{5} = 15 \text{ шт.}$$

Сопротивление заземления всех стержневых заземлителей, Ом:

$$r_{ст.} = \frac{r_{o.пр.}}{n \times h_{ст.}}, (61)$$

где $h_{ст.}$ – коэффициент экранирования (использования) заземлителей

$$h_{ст.} = \left| \left(\frac{a}{l} = \frac{5}{2,5} = 2; n = 15 \text{ шт.} \right) \right| = 0,63 [10]$$

$$r_{ст.} = \frac{15,12}{15 \times 0,63} = 1,6 \text{ Ом}$$

Сопротивление заземления соединительной полосы $r_{пол.}$, Ом: [10]

$$r_{пол.} = \frac{0,366 \times \rho_{расч.}}{L} \times 1g \frac{2 \times L^2}{b \times t}, (62)$$

где b – ширина полосы, м. $b = 0,04$ м;

t – глубина заложения полосы, м. $t = 0,7$ м;

L – длина контура заземления, м. $L = 75$ м.

$$r_{\text{пол.}} = \frac{0,366 \times 5,6 \times 10^3}{75 \times 10^2} \times \lg \frac{2 \times 75^2}{0,04 \times 0,7} = 1,53 \text{ Ом}$$

С учётом взаимного экранирования стержневых и полосового заземлителей [10]:

$$r_{\text{пол.}}^* = \frac{r_{\text{пол.}}}{\eta_{\text{пол.}}} \quad (63)$$

$$r_{\text{пол.}}^* = \frac{1,53}{0,3} = 5,1 \text{ Ом}$$

Полное сопротивление заземления:

$$r_{\text{заз.}} = \frac{r_{\text{см.}} \times r_{\text{пол.}}^*}{r_{\text{см.}} + r_{\text{пол.}}^*} \quad (64)$$

$$r_{\text{заз.}} = \frac{1,6 \times 5,1}{1,6 + 5,1} = 1,22 \text{ Ом}$$

Сопротивление заземления удовлетворяет условию:

$$r_{\text{заз.}} = 1,22 \text{ Ом} < r_{\text{заз. доп.}} = 4 \text{ Ом}$$

1.13 Молниезащита

Вопросы молниезащиты зданий и промышленных объектов решаются одновременно с проектированием строительной и технологической частью объекта. Молниезащита должна обеспечить высокую надежность установки при минимуме капитальных затрат.

Производственные, жилые и общественные здания и сооружения в зависимости от их назначения, а также от интенсивности грозовой деятельности должны иметь молниезащиту в соответствии с категориями устройства молниезащиты.

Все здания и сооружения подразделяются на три категории:

I категория – здания и сооружения классов: В1 и В2 по ПУЭ, здания электростанций и подстанций;

II категория – здания и сооружения классов: В1а, В1б и В2а по ПУЭ;

III категория – здания и сооружения классов: П1, П2, П1а, П3.

Молниезащиту зданий и сооружений I категории выполняют:

а) от прямых ударов молний отдельно стоящими стержневыми и тросовыми молниеотводами, обеспечивающими требуемую зону защиты от электростатической индукции – заземлением всех металлических корпусов, оборудования и аппаратов через специальные заземлители;

б) от электромагнитной индукции – для трубопроводов, оболочек кабелей, каркасов сооружений. Ставят металлические перемычки на параллельных трассах кабелей и трубопроводов, позволяющие избежать появления разомкнутых металлических контуров.

Молниезащита зданий и сооружений II категории от прямых ударов молнии выполняется одним из следующих способов:

а) отдельно стоящими или установленными на зданиях стержневыми или тросовыми молниеотводами, обеспечивающими защитную зону; R растеканию тока не более 10 Ом;

б) молниеприемной заземленной металлической сеткой с ячейками 6 6 м, накладываемой на неметаллическую кровлю;

в) заземление металлической кровли.

Защита от зарядов статического электричества и от действия магнитного поля выполняется аналогично защите для I категории.

Защита зданий III категории выполняется, как и для II категории, но при этом молниеприемная сетка имеет ячейки размером 12 12 м или 6 24 м, а величина сопротивления заземлителя прямых ударов молнии может повышаться до 20 Ом.

При расчете молниеотводов учитывается необходимость получения определенной зоны защиты, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии.

Для здания проектируемого инструментального цеха принимаем молниезащиту согласно III категории металлической сеткой с ячейкой 12x12 метров.

2. Организационно-технологическая часть

2.1 Испытание трансформаторного масла

Подготовка трансформаторного масла является наиболее сложной и трудоёмкой операцией всего процесса монтажа маслонаполненного оборудования.

В трансформаторах мощностью несколько киловольт-ампер для отвода тепла от обмоток и магнитопровода достаточна поверхность активной части. По мере увеличения мощности трансформатора потери энергии в нём возрастают приблизительно пропорционально его массе или кубу линейных размеров. Следовательно, потери в трансформаторе возрастают значительно быстрее, чем увеличивается конструктивно получающаяся поверхность охлаждения.

Начиная с некоторой величины мощности эта поверхность оказывается недостаточной для обеспечения постоянной оптимальной температуры при работе трансформатора.

Эффективным средством отвода тепла является трансформаторное масло. Согласно существующим нормам допускается превышение температуры верхних слоёв масла над температурой окружающей среды на 60С. Средний перегрев масла составляет примерно 45С.

Для увеличения поверхности теплоотдачи, баки трансформаторов делают волнистыми или снабжают специальными трубчатыми радиаторами.

Во время работы трансформатора его изоляция подвергается длительному воздействию электрического поля и высокой температуры. Электрическая прочность всей изоляции определяется электрической прочностью наиболее нагруженного масляного канала; наиболее нагруженным является канал, прилегающий к обмоткам, в нём имеет место увеличение напряжённости поля у углов провода, реек прокладок и в других местах.

Из вышеизложенного следует, что трансформаторное масло служит одновременно электроизоляционным материалом и теплоотводящей средой. В соответствии с назначением, а также для длительной и безопасной работы маслonaполненного оборудования трансформаторное масло должно обладать следующими качествами:

Быть хорошим диэлектриком, т.е. иметь высокое значение пробивного напряжения и низкое и стабильное значение тангенса угла диэлектрических потерь;

Иметь достаточную подвижность и хорошую теплопроводность, небольшую величину кислотного числа, высокую температуру вспышки, низкую температуру застывания, способность в условиях эксплуатации длительное время сохранять свои первоначальные свойства (стабильность).

Старение трансформаторного масла в первую очередь проявляется как окисление его кислородом воздуха, что влечёт увеличение кислотного числа, появление кислой реакции водной вытяжки и на последней стадии выпадение осадка.

Трансформаторное масло изготавливается из нефти. Химический состав сырья и способ изготовления масла определяет его химический состав и эксплуатационные свойства. Кроме нефтяных трансформаторных масел возможно изготовление синтетических жидких диэлектриков на основе хлорированных углеводородов и кремнийорганических жидкостей.

Трансформаторное масло изготавливается из фракций нефти, которые выкипают при 300–400 °С

С при атмосферном давлении, для получения осуществляют перегонку нефти под вакуумом, в результате чего происходит деление на фракции (одна из фракций – мазут).

Трансформаторное масло состоит из нефтяных, парафиновых и ароматических углеводородов. Кроме того, масло содержит небольшое количество серы, кислорода, азота, органических кислот и их солей. Содержание углерода в нефтях колеблется от 82 до 87%, водорода от 11 до 14%, содержание азота и кислорода обычно не превышает десятых долей процента. Для удаления смол, серы и других вредных примесей дистиллят сначала обрабатывают крепкой серной кислотой, затем нейтрализуют щёлочью, промывают водой и просушивают горячим воздухом. После дальнейшей очистки получается привычное трансформаторное масло.

Наибольшей химической стабильностью обладают ароматические углеводороды, которые придают маслу это свойство. Однако тяжёлая ароматика ухудшает диэлектрические свойства трансформаторного масла (повышает tg δ), увеличивает его гигроскопичность и в процессе эксплуатации вызывает старение масла и выпадение обильных осадков.

Парафины являются хорошими диэлектриками и характеризуются малой химической активностью, но если в нефтях содержится более 1,5% парафина, то для получения

трансформаторного масла с достаточно низкой температурой застывания парафины приходится удалять (депарафинизация). Чтобы придать маслу необходимые эксплуатационные свойства, при изготовлении его из масляных дистиллятов удаляют непредельные углеводороды, азотистые соединения, тяжёлую ароматику, твёрдые парафины и ряд смолистых и сернистых соединений.

Одним из основных показателей, характеризующих изоляционные свойства трансформаторных масел в практике их применения, является их электрическая прочность:

$$E=U_{пр}/h, (65)$$

где $U_{пр}$ – пробивное напряжение; h –расстояние между электродами.

Электрическая прочность тщательно очищенного масла значительно превосходит электрическую прочность газов и приближается к прочности твёрдых диэлектриков. В однородном электрическом поле при разрядном напряжении между электродами вначале возникают отдельные самогасающие искры. При дальнейшем повышении напряжения возникновение искр учащается и, наконец, наступает устойчивый пробой при достаточной мощности источника в виде дуги.

Пробивное напряжение прямо не связано с удельной проводимостью, но, так же как и она, весьма чувствительно к присутствию примесей. При малейшем изменении влажности жидкого диэлектрика и наличии в нем примесей (так же как и для проводимости) резко уменьшается электрическая прочность. Изменения давления, формы и материала электродов и расстояния между ними влияют на электрическую прочность. В то же время эти факторы на электропроводность жидкости не оказывают влияния

Если приложенное к диэлектрику напряжение постепенно повышать, то при достижении определённой величины сопротивление диэлектрика сразу упадёт до нуля. Это критическое напряжение, при котором диэлектрик становится проводником, определяет электрическую прочность масла (кВ/см). Напряжение, при котором происходит пробой масла в стандартном разряднике, называется пробивным напряжением (кВ). Чистое сухое трансформаторное масло независимо от его химического состава имеет достаточно высокое пробивное напряжение (более 60 кВ).

Повышение прочности с повышением температуры от 0 до 70 °С связывают с удалением из масла влаги, переходом ее из эмульсионного состояния в растворенное и уменьшением вязкости масла.

Растворенные газы играют большую роль в процессе пробоя. Еще при напряженности электрического поля, более низкой, чем пробивная, отмечается образование на электродах пузырьков. С понижением давления для недегазированного масла прочность его падает. Пробивное напряжение не зависит от давления в случаях:

- а) тщательно дегазированных жидкостей;
- б) ударных напряжений (каковы бы ни были загрязнение и газосодержание жидкости);
- в) больших давлений [около 10 МПа (80–100 ат)].

Доказано, что пробивное напряжение масла определяется не общим содержанием воды, а концентрацией ее в эмульсионном состоянии.

Влага может находиться в масле в трёх состояниях: с растворённым виде, в виде эмульсии (под микроскопом в масле видны шарики диаметром 2–10 мкм) и в виде отстоя на дне резервуара.

Молекулярно растворённая вода мало влияет на электрическую прочность трансформаторного масла. Вместе с тем даже малые доли процента эмульсионной воды значительно снижает его электрическую прочность. Это объясняется тем, что под действием электрического поля шарики эмульсионной воды поляризуются и вытягиваются вдоль силовых линий, образуя проводящий мостик, по которому и происходит разряд при значительно более низких напряжениях.

Образование эмульсионной воды и снижение электрической прочности имеют место в масле, содержащем растворённую воду, при резком снижении температуры или относительной влажности воздуха, а также при перемешивании масла за счёт десорбции воды, адсорбированной на поверхности сосуда.

При замене стекла в сосуде полиэтиленом снижается количество эмульсионной воды, десорбированной при перемешивании масла с поверхности, и соответственно повышается прочность его.

Масло, осторожно слитое из стеклянного сосуда (без перемешивания), обладает высокой электрической прочностью.

Особенно резкое уменьшение разрядных напряжений происходит при наличии в масле гигроскопических загрязнений – волокон бумаги, картона, пряжи, значительно облегчающих образование проводящих мостиков (как в случае с эмульсионной водой).

Пробой масла происходит в паровом канале, образованном за счёт испарения самого жидкого диэлектрика.

Показатели качества свежих трансформаторных масел

(Значения зависят от марок масел)

Пробивное напряжение не менее кВ от 30 до 70 кВ в зависимости от категории оборудования

Влагосодержание не более 0,001 – 0,0025% массы

1. Вязкость кинематическая, мм²/с не более при: 50⁰С от 3,5 до 9

при -30⁰С от 800 до 1200

2. Кислотное число КОН не более 0,01–0,02 мг на 1 г масла

3. Температура вспышки в закрытом тигле не ниже 95–150 °С

4. Водорастворимые кислоты и щелочи должны отсутствовать

5. Содержание механических примесей – должны отсутствовать

6. Температура застывания не выше -45 -65 °С

7. Зольность не более 0,005%

8. Натровая проба, оптическая плотность, баллы, не более 0,4
9. Масло должно быть прозрачно при 5 °С
10. Масло должно выдерживать испытание коронного воздействия на пластике из меди
11. Тангенс угла диэлектрических потерь не более 0,5 – 2,2%
12. Стабильность против окисления
 - масса летучих кислот не более 0,008–0,05 на 1 г масла
 - содержание осадка не более 0,015% массы
 - кислотное число окисленного масла КОН не более 0,1–0,2 мг на 1 г масла
13. Стабильность против окисления 120–150 ч
14. Плотность при 20 °С не более 890 кг/м
15. Цвет, единицы ЦНТ, не более 1,5
16. Содержание серы не более 0,3–0,6%
17. Содержание ионола (АГИДОЛ1) не менее 0,2–0,4%
9. Газосодержание не более 0,1%
18. Внешний вид – чистое, прозрачное, свободное от видимых загрязнений, воды, частиц, волокон.

2.2 Прокладка кабелей выше 1 кВ в траншеях, блоках, каналах, туннелях и по эстакадам

Кабельным сооружением называется сооружение, специально предназначенное для размещения в нем кабелей, кабельных муфт, а также маслоподпитывающих аппаратов и другого оборудования, предназначенного для обеспечения нормальной работы маслonaполненных кабельных линий. К кабельным сооружениям относятся: кабельные туннели, каналы, короба, блоки, шахты, этажи, двойные полы, кабельные эстакады, галереи, камеры, подпитывающие пункты.

Кабельным туннелем называется закрытое сооружение (коридор) с расположенными в нем опорными конструкциями для размещения на них кабелей и кабельных муфт, со свободным проходом по всей длине, позволяющим производить прокладку кабелей, ремонты и осмотры кабельных линий.

Кабельным каналом называется закрытое и заглубленное (частично или полностью) в грунт, пол, перекрытие и т.п. непроходное сооружение,

предназначенное для размещения в нем кабелей, укладку, осмотр и ремонт которых возможно производить лишь при снятом перекрытии

Кабельным блоком называется кабельное сооружение с трубами (каналами) для прокладки в них кабелей с относящимися к нему колодцами.

Кабельной эстакадой называется надземное или наземное открытое горизонтальное или наклонное протяженное кабельное сооружение. Кабельная эстакада может быть проходной или непроходной.

Общие требования

При выборе трассы кабельной линии следует по возможности избегать участков с грунтами, агрессивными по отношению к металлическим оболочкам кабелей.

Кабельные линии должны выполняться так, чтобы в процессе монтажа и эксплуатации было исключено возникновение в них опасных механических напряжений и повреждений, для чего:

кабели должны быть уложены с запасом по длине, достаточным для компенсации возможных смещений почвы и температурных деформаций самих кабелей и конструкций, по которым они проложены; укладывать запас кабеля в виде колец (витков) запрещается;

кабели, проложенные горизонтально по конструкциям, стенам, перекрытиям и т.п., должны быть жестко закреплены в конечных точках, непосредственно у концевых заделок, с обеих сторон изгибов и у соединительных и стопорных муфт;

кабели, проложенные вертикально по конструкциям и стенам, должны быть закреплены так, чтобы была предотвращена деформация оболочек и не нарушались соединения жил в муфтах под действием собственного веса кабелей;

конструкции, на которые укладываются небронированные кабели, должны быть выполнены таким образом, чтобы была исключена возможность механического повреждения оболочек кабелей; в местах жесткого крепления оболочки этих кабелей должны быть предохранены от механических повреждений и коррозии при помощи эластичных прокладок

кабели должны прокладываться на расстоянии от нагретых поверхностей, предотвращающем нагрев кабелей выше допустимого, при этом должна предусматриваться защита кабелей от прорыва горячих веществ в местах установки задвижек и фланцевых соединений.

Кабельные сооружения и конструкции, на которых укладываются кабели, должны выполняться из негорючих материалов.

Каждая кабельная линия должна иметь свой номер или наименование. Если кабельная линия состоит из нескольких параллельных кабелей, то каждый из них должен иметь тот же номер с добавлением букв А, Б, В и т.д. Открыто проложенные кабели, а также все кабельные муфты должны быть снабжены бирками с обозначением на бирках кабелей и концевых муфт марки, напряжения, сечения, номера или наименования линии; на бирках соединительных муфт – номера муфты и даты монтажа. Бирки должны быть стойкими к воздействию окружающей среды. На кабелях, проложенных в кабельных сооружениях, бирки должны располагаться по длине не реже чем через каждые 50 м.

Охранные зоны кабельных линий, проложенных в земле в незастроенной местности, должны быть обозначены информационными знаками. Информационные знаки следует

устанавливать не реже чем через 500 м, а также в местах изменения направления кабельных линий.

При прокладке кабелей в земле рекомендуется в одной траншее прокладывать не более шести силовых кабелей. При большом количестве кабелей рекомендуется прокладывать их в отдельных траншеях с расстоянием между группами кабелей не менее 0,5 м или в каналах, туннелях, по эстакадам и в галереях.

Прокладка кабелей в туннелях, по эстакадам и в галереях рекомендуется при количестве силовых кабелей, идущих в одном направлении, более 20.

Прокладка кабелей в блоках применяется в условиях большой стесненности по трассе, в местах пересечений с железнодорожными путями и проездами, при вероятности разлива металла и т.п.

Прокладку кабелей в каналах допускается применять в местах, где деятельный слой состоит из непучинистых грунтов и имеет ровную поверхность с уклоном не более 0,2%, обеспечивающим сток поверхностных вод. Кабельные каналы следует выполнять из водонепроницаемого железобетона и покрывать снаружи надежной гидроизоляцией. Сверху каналы необходимо закрывать железобетонными плитами. Каналы могут выполняться заглубленными в грунт и без заглубления (поверх грунта). В последнем случае под каналом и вблизи него должна быть выполнена подушка толщиной не менее 0,5 м из сухого грунта.

Прокладка кабельных линий в траншеях

При прокладке кабельных линий непосредственно в земле кабели должны прокладываться в траншеях и иметь снизу подсыпку, а сверху засыпку слоем мелкой земли, не содержащей камней, строительного мусора и шлака.

Кабели на всем протяжении должны быть защищены от механических повреждений путем покрытия при напряжении 35 кВ и выше железобетонными плитами толщиной не менее 50 мм; при напряжении ниже 35 кВ – плитами или глиняным обыкновенным кирпичом в один слой поперек трассы кабелей; при рытье траншеи землеройным механизмом с шириной фрезы менее 250 мм, а также для одного кабеля – вдоль трассы кабельной линии. Применение силикатного, а также глиняного пустотелого или дырчатого кирпича не допускается.

При прокладке на глубине 1–1,2 м кабели 20 кВ и ниже (кроме кабелей городских электросетей) допускается не защищать от механических повреждений.

Глубина заложения кабельных линий от планировочной отметки должна быть не менее: линий до 20 кВ 0,7 м; 35 кВ 1 м; при пересечении улиц и площадей независимо от напряжения 1 м.

Кабельные маслонаполненные линии 110–220 кВ должны иметь глубину заложения от планировочной отметки не менее 1,5 м.

При параллельной прокладке кабельных линий расстояние по горизонтали в свету между кабелями должно быть не менее:

1) 100 мм между силовыми кабелями до 10 кВ, а также между ними и контрольными кабелями;

- 2) 250 мм между кабелями 20–35 кВ и между ними и другими кабелями;
- 3) 500 мм между кабелями, эксплуатируемыми различными организациями, а также между силовыми кабелями и кабелями связи;
- 4) 500 мм между маслонаполненными кабелями 110–220 кВ и другими кабелями;

Расстояние между контрольными кабелями не нормируется.

Расстояние в свету от кабельной линии до заземленных частей и заземлителей опор ВЛ выше 1 кВ должно быть не менее 5 м при напряжении до 35 кВ, 10 м при напряжении 110 кВ и выше. В стесненных условиях расстояние от кабельных линий до подземных частей и заземлителей отдельных опор ВЛ выше 1 кВ допускается не менее 2 м; при этом расстояние от кабеля до вертикальной плоскости, проходящей через провод ВЛ, не нормируется.

При пересечении кабельными линиями трубопроводов, в том числе нефте- и газопроводов, расстояние между кабелями и трубопроводом должно быть не менее 0,5 м. Допускается уменьшение этого расстояния до 0,25 м при условии прокладки кабеля на участке пересечения плюс не менее чем по 2 м в каждую сторону в трубах.

При пересечении кабельными линиями железных и автомобильных дорог кабели должны прокладываться в туннелях, блоках или трубах по всей ширине зоны отчуждения на глубине не менее 1 м от полотна дороги и не менее 0,5 м от дна водоотводных канав. При отсутствии зоны отчуждения указанные условия прокладки должны выполняться только на участке пересечения плюс по 2 м по обе стороны от полотна дороги.

При установке на кабельных линиях кабельных муфт расстояние в свету между корпусом кабельной муфты и ближайшим кабелем должно быть не менее 250 мм

При прокладке кабельных линий на крутонаклонных трассах установка на них кабельных муфт не рекомендуется. При необходимости установки на таких участках кабельных муфт под ними должны выполняться горизонтальные площадки.

Для обеспечения возможности ремонта муфт в случае их повреждения на кабельной линии требуется укладывать кабель с обеих сторон муфт с запасом.

Необходимость защиты кабельных линий от коррозии должна определяться по совокупным данным электрических измерений и химических анализов проб грунта. Защита кабельных линий от коррозии не должна создавать условий, опасных для работы смежных подземных сооружений. Запроектированные мероприятия по защите от коррозии должны быть осуществлены до ввода новой кабельной линии в эксплуатацию. При наличии в земле блуждающих токов необходимо устанавливать на кабельных линиях контрольные пункты в местах и на расстояниях, позволяющих определять границы опасных зон, что необходимо для последующего рационального выбора и размещения защитных средств.

Прокладка кабельных линий в кабельных блоках, трубах и железобетонных лотках

Для изготовления кабельных блоков, а также для прокладки кабелей в трубах допускается применять стальные, чугунные асбестоцементные, бетонные, керамические и тому подобные трубы. При выборе материала для блоков и труб следует учитывать уровень грунтовых вод и их агрессивность, а также наличие блуждающих токов.

Маслонаполненные однофазные кабели низкого давления необходимо прокладывать только в асбестоцементных и других трубах из немагнитного материала, при этом каждая фаза должна прокладываться в отдельной трубе.

Каждый кабельный блок должен иметь до 15% резервных каналов, но не менее одного канала.

Кабельные блоки должны иметь уклон не менее 0,2% в сторону колодцев. Такой же уклон необходимо соблюдать и при прокладке труб для кабелей.

В местах, где изменяется направление трассы кабельных линий, проложенных в блоках, и в местах перехода кабелей и кабельных блоков в землю должны сооружаться кабельные колодцы, обеспечивающие удобную протяжку кабелей и удаление их из блоков. Такие колодцы должны сооружаться также и на прямолинейных участках трассы на расстоянии один от другого, определяемом предельно допустимым тяжением кабелей. При числе кабелей до 10 и напряжении не выше 35 кВ переход кабелей из блоков в землю допускается осуществлять без кабельных колодцев. При этом места выхода кабелей из блоков должны быть заделаны водонепроницаемым материалом.

Переход кабельных линий из блоков и труб в здания, туннели, подвалы и т.п. должен осуществляться одним из следующих способов: непосредственным вводом в них блоков и труб, сооружением колодцев или приямков внутри зданий либо камер у их наружных стен.

Каналы кабельных блоков, трубы, выход из них, а также их соединения должны иметь обработанную и очищенную поверхность для предотвращения механических повреждений оболочек кабелей при протяжке. На выходах кабелей из блоков в кабельные сооружения и камеры должны предусматриваться меры,

предотвращающие повреждение оболочек от истирания и растрескивания (применение эластичных подкладок, соблюдение необходимых радиусов изгиба и др.).

При применении кабельных лотков для прокладки кабелей должны обеспечиваться проезд по территории ОРУ и подъезд к оборудованию машин и механизмов, необходимых для выполнения ремонтных и эксплуатационных работ. Для этой цели должны быть устроены переезды через лотки при помощи железобетонных плит с учетом нагрузки от проходящего транспорта.

Выход кабелей из лотков к шкафам управления и защиты должен выполняться в трубах, не заглубляемых в землю. Прокладка кабельных перемычек в пределах одной ячейки ОРУ допускается в траншее, причем применение в этом случае труб для защиты кабелей при подводке их к шкафам управления и релейной защиты не рекомендуется. Защита кабелей от механических повреждений должна выполняться другими способами (с применением уголка, швеллера и др.).

Прокладка кабельных линий в кабельных сооружениях

Кабельные сооружения всех видов должны выполняться с учетом возможности дополнительной прокладки кабелей в размере 15% количества кабелей, предусмотренного проектом (замена кабелей в процессе монтажа, дополнительная прокладка в последующей эксплуатации и др.)

Кабельные этажи, туннели, галереи, эстакады и шахты должны быть отделены от других помещений и соседних кабельных сооружений негорючими перегородками и перекрытиями с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч. Такими же перегородками протяженные туннели должны разделяться на отсеки длиной не более 150 м при наличии силовых и контрольных кабелей и не более 100 м при наличии маслонаполненных кабелей. Площадь каждого отсека двойного пола должна быть не более 600 м².

Двери в кабельных сооружениях и перегородках с пределом огнестойкости 0,75 ч должны иметь предел огнестойкости не менее 0,6 ч

Выходы из кабельных сооружений должны предусматриваться наружу или в помещения с производствами категорий Г и Д. Количество и расположение выходов из кабельных сооружений должно определяться, исходя из местных условий, но их должно быть не менее двух. При длине кабельного сооружения не более 25 м допускается иметь один выход.

Двери кабельных сооружений должны быть самозакрывающимися, с уплотненными притворами. Выходные двери из кабельных сооружений должны открываться наружу и должны иметь замки, отпираемые из кабельных сооружений без ключа, а двери между отсеками должны открываться по направлению ближайшего выхода и оборудоваться устройствами, поддерживающими их в закрытом положении.

Проходные кабельные эстакады с мостиками обслуживания должны иметь входы с лестницами. Расстояние между входами должно быть не более 150 м. Расстояние от торца эстакады до входа на нее не должно превышать 25 м.

Входы должны иметь двери, предотвращающие свободный доступ на эстакады лицам, не связанным с обслуживанием кабельного хозяйства. Двери должны иметь самозапирающиеся замки, открываемые без ключа с внутренней стороны эстакады.

Расстояние между входами в кабельную галерею при прокладке в ней кабелей не выше 35 кВ должно быть не более 150 м, а при прокладке маслонаполненных кабелей – не более 120 м.

Наружные кабельные эстакады и галереи должны иметь основные несущие строительные конструкции (колонны, балки) из железобетона с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч или из стального проката с пределом огнестойкости не менее 0,25 ч.

В туннелях и каналах должны быть выполнены мероприятия по предотвращению попадания в них технологических вод и масла, а также должен быть обеспечен отвод почвенных и ливневых вод. Полы в них должны иметь уклон не менее 0,5% в сторону водосборников или ливневой канализации. Проход из одного отсека туннеля в другой при их расположении на разных уровнях должен быть осуществлен с помощью пандуса с углом подъема не выше 15°. Устройство ступеней между отсеками туннелей запрещается.

В кабельных каналах, сооружаемых вне помещений и расположенных выше уровня грунтовых вод, допускается земляное дно с дренирующей подсыпкой толщиной 10–15 см из утрамбованного гравия или песка.

В туннелях должны быть предусмотрены дренажные механизмы; при этом рекомендуется применять автоматический их пуск в зависимости от уровня воды. Пусковые аппараты и электродвигатели должны иметь исполнение, допускающее их работу в особо сырых местах.

Кабельные каналы и двойные полы в распределительных устройствах и помещениях должны перекрываться съемными несгораемыми плитами.

Контрольные кабели и кабели связи следует размещать только под или только над силовыми кабелями; при этом их следует отделять перегородкой. В местах пересечения и ответвления допускается прокладка контрольных кабелей и кабелей связи над и под силовыми кабелями.

Различные группы кабелей: рабочие и резервные кабели выше 1 кВ генераторов, трансформаторов и т.п., питающие электроприемники I категории, рекомендуется прокладывать на разных горизонтальных уровнях и разделять перегородками.

В непосредственной близости от входа, люков и вентиляционных шахт (в радиусе не более 25 м) должны быть установлены пожарные краны. Для эстакад и галерей пожарные гидранты должны располагаться с таким расчетом, чтобы расстояние от любой точки оси трассы эстакады и галереи до ближайшего гидранта не превышало 100 м.

Засыпка силовых кабелей, проложенных в каналах, песком запрещается.

Прокладка контрольных кабелей допускается пучками на лотках и многослойно в металлических коробах при соблюдении следующих условий:

1. Наружный диаметр пучка кабелей должен быть не более 100 мм.
2. Высота слоев в одном коробе не должна превышать 150 мм.
3. В пучках и многослойно должны прокладываться только кабели с одноплетными оболочками.
4. Крепление кабелей в пучках, многослойно в коробах, пучков кабелей к лоткам следует выполнять так, чтобы была предотвращена деформация оболочек кабелей под действием собственного веса и устройств крепления.

Прокладка силовых кабелей пучками и многослойно не допускается.

Высота кабельных колодцев должна быть не менее 1,8 м; высота камер не нормируется. Кабельные колодцы для соединительных, стопорных и полустопорных муфт должны иметь размеры, обеспечивающие монтаж муфт без разрытия.

Кабельные колодцы должны быть снабжены металлическими лестницами.

В кабельных колодцах кабели и соединительные муфты должны быть уложены на конструкциях, лотках или перегородках.

Кабельные сооружения, за исключением эстакад, колодцев для соединительных муфт, каналов и камер, должны быть обеспечены естественной или искусственной вентиляцией, причем вентиляция каждого отсека должна быть независимой.

При прокладке кабелей внутри помещений должен быть предотвращен перегрев кабелей за счет повышенной температуры окружающего воздуха и влияний технологического оборудования.

Наименьшая высота кабельной эстакады и галереи в непроезжей части территории промышленного предприятия должна приниматься из расчета возможности прокладки нижнего ряда кабелей на уровне не менее 2,5 м от планировочной отметки земли.

2.3 Испытание разъединителей, отделителей и короткозамыкателей

Установка, сборка и регулировка

Установку, сборку и регулировку разъединителей, отделителей и короткозамыкателей следует производить в соответствии с инструкциями предприятий-изготовителей.

При сборке и монтаже разъединителей, отделителей, короткозамыкателей должны быть обеспечены: горизонтальность установки опорных рам, вертикальность и равенство по высоте колонок опорных изоляторов, соосность контактных ножей. Отклонение опорной рамы от горизонтали и осей собранных колонок изоляторов от вертикали, а также смещение осей контактных ножей в горизонтальной и вертикальной плоскости и зазор между торцами контактных ножей не должны превышать норм, указанных в инструкциях предприятий-изготовителей. Выравнивание колонок допускается с помощью металлических подкладок.

Холостой ход рукоятки привода не должен превышать 5° .

Ножи аппаратов должны правильно (по центру) попадать в неподвижные контакты, входить в них без ударов и перекосов и при включении не доходить до упора на 3–5 мм.

При положениях ножа заземления «Включено» и «Отключено» тяги и рычаги должны находиться в положении «Мертвая точка», обеспечивая фиксацию ножа в крайних положениях.

Блок-контакты привода разъединителя должны быть установлены так, чтобы механизм управления блок-контактами срабатывал в конце каждой операции за $4\text{--}10^\circ$ до конца хода.

Блокировка разъединителей с выключателями, а также главных ножей разъединителей с заземляющими ножами не должна допускать оперирования приводом разъединителя при включенном положении выключателя, а также заземляющими ножами при включенном положении главных ножей и главными ножами при включенном положении заземляющих ножей.

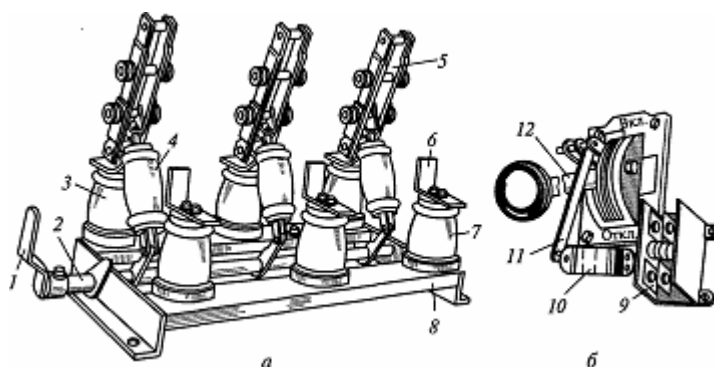


Рис. 1 Однополюсный разъединитель РВК на 10 кВ:

1 – рама; 2 – ось воздействия привода; 3 – ось подвижного ножа; 4 – пружина регулирования контактов; 5 и 6 – нож подвижный; 7 – подвижный изолятор тяги ножа; 8 – неподвижный контакт; 9 – демпферная щель неподвижного контакта; 10 – опорный изолятор

Испытание

Полностью собранные и отрегулированные разъединители, отделители и короткозамыкатели всех классов напряжений испытываются в объеме, предусмотренном настоящим параграфом.

1. Измерение сопротивления изоляции:

а) поводков и тяг, выполненных из органических материалов. Производится мегаомметром на напряжение 2,5 кВ.

б) многоэлементных изоляторов.

в) вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления.

2. Испытание повышенным напряжением промышленной частоты:

а) изоляции разъединителей, отделителей и короткозамыкателей.

б) изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления.

3. Измерение сопротивления постоянному току;

а) контактной системы разъединителей и отделителей напряжением 110 кВ и выше.

б) обмоток электромагнитов управления. Значения сопротивления обмоток должны соответствовать данным заводов-изготовителей.

Таблица 12

Наибольшее допустимое сопротивление постоянному току контактной системы разъединителей и отделителей

Тип разъединителя (отделителя)	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Сопротивление, мкОм
РОНЗ	400–500	2000	200
РЛН	110–220	600	220
Остальные типы	110–500	600	175

4. Измерение вытягивающих усилий подвижных контактов из неподвижных. Производится у разъединителей и отделителей 35 Кв, а в электроустановках энергосистем – независимо от класса напряжения. Измерение значения вытягивающих усилий при обезжиренном состоянии контактных поверхностей должны соответствовать данным завода-изготовителя, а при их отсутствии – данным, приведенным в табл. 13.

Таблица 13

Нормы вытягивающих усилий подвижных контактов из неподвижных (для одного ножа) для разъединителей и отделителей

Тип аппарата	Номинальный ток, А	Усилие, Н (кгс)
Разъединители		
РВК10	3000; 4000; 5000	490–540 (50–55)
РВК20	5000; 6000	490–540 (50–55)
	7000	830–850 (85–87)
РВ(3) – 20	400	118–157 (12–16)
РВ(3) – 35	600	137–176 (14–18)
	1000	176–225 (18–23)
РЛНД110	600	157–176 (16–18)
	1000	176–196 (18–20)
Отделители		
ОД110М; ОД150М	600	157–176 (16–18)
ОД220М	1000	176–196 (18–20)

Таблица 14

Наибольшее допустимое время отключения отделителей и включения короткозамыкателей

Тип аппарата	Время отключения, не более, с
Отделители	
ОД35	0,5
ОД110	0,7–0,9
ОД110М	0,5
ОД150	1,0
ОД150М	0,7
ОД220	1,0
ОД220М	0,7
Короткозамыкатели	
К335	0,4
К3110	0,4
К3110М	0,35
К3220, К3150	0,5
К3150М	0,4
К3220М	0,4

Кроме указанных в табл. 13 норм для разъединителей наружной установки 35–220 кВ на номинальные токи 630–2000 А заводом-изготовителем установлена общая норма вытягивающего усилия на пару ламелей 78,5–98 Н (8–10 кгс).

5. Проверка работы. Проверку аппаратов с ручным управлением следует производить путем выполнения 10–15 операций включения и отключения. Проверка аппаратов с дистанционным управлением производится путем выполнения 25 циклов включения и отключения при номинальном напряжении управления 5–10 циклов включения и отключения при пониженном

до 80% номинального напряжения на зажимах электромагнитов (электродвигателей) включения и отключения.

6. Определение временных характеристик. Производится у короткозамыкателей при включении и у отделителей при отключении. Измеренные значения должны соответствовать данным завода-изготовителя, а при их отсутствии – данным, приведенным в таблице 14.

3. Экономическая часть

3.1 Расчёт численности рабочих

3.1.1 Расчёт численности рабочих для ремонта электрооборудования

$$Ч_{рз} = \frac{\sum T_{рз}}{\Phi \cdot K_H}, \quad (66)$$

где $\sum T_{рз}$ – суммарная трудоёмкость ремонта электрической части оборудования;

Φ – эффективный годовой фонд рабочего времени одного рабочего;

K_H – коэффициент выполнения нормы, $K_H = 1,1 - 1,5$. [2]

$$\Phi = [(\Phi_K - \Phi_{вл}) \times t_{см} - \Phi_{пн}] \times \left(1 - \frac{H}{100}\right), \quad (67)$$

где Φ_K – количество календарных дней года;

$\Phi_{вл}$ – количество выходных и праздничных дней;

$t_{см}$ – продолжительность рабочей смены;

$\Phi_{пн}$ – количество праздничных дней, сокращённых на 1 час.

$$\Phi = [(365 - 117) \times 8 - 6] \times \left(1 - \frac{11}{100}\right) = 1760 \text{ час.}$$

$$\sum T_{рз} = \sum T_{кз} + \sum T_{тз} + \sum T_{нз}, \quad (68)$$

где $\sum T_{кз}$ – суммарная трудоёмкость капитальных ремонтов электрической части оборудования;

$\sum T_{тз}$ – суммарная трудоёмкость текущих ремонтов;

$\Sigma T_{нэ}$ – суммарная трудоёмкость unplanned repairs.

$$\Sigma T_{кэ} = \tau_{кэ} \cdot \Sigma R_{кэ}, \quad (69)$$

$$\Sigma T_{тэ} = \tau_{тэ} \cdot \Sigma R_{тэ}, \quad (70)$$

$$\Sigma T_{нэ} = \tau_{тэ} \cdot \Sigma R_{нэ}, \quad (71)$$

где $\tau_{кэ}$, $\tau_{тэ}$ – это нормы трудоёмкости капитального, текущего и unplanned repairs на единицу ремонтосложности (1Чэ) электрической части оборудования;

$\Sigma R_{кэ}$, $\Sigma R_{тэ}$, $\Sigma R_{нэ}$ – это суммарная ремонтосложность электрической части оборудования, которому ежегодно проводится капитальный, текущий и unplanned repairs.

$$\Sigma R_{кэ} = \sum_{i=1}^n R_{эi} \cdot n_{кi}, \quad (72)$$

$$\Sigma R_{тэ} = \sum_{i=1}^n R_{эi} \cdot n_{тi}, \quad (73)$$

$$\Sigma R_{нэ} = 0,416 \cdot \Sigma R_{кэ} + 0,05 \Sigma R_{тэ}, \quad (74)$$

где $n_{кi}$, $n_{тi}$ – количество станков, которым ежегодно проводится капитальный и текущий repairs.

При массовом и поточном производстве капитальный repair ежегодно проводится у 18% станков, а текущий – у 100% станков.

$$n_{к1} = 0,18 \cdot 30 = 5,4 \approx 6 \text{ шт.} \quad n_{т1} = 30 \text{ шт.}$$

$$n_{к2} = 0,18 \cdot 25 = 4,5 \approx 5 \text{ шт.} \quad n_{т2} = 25 \text{ шт.}$$

$$n_{к3} = 0,18 \cdot 29 = 5,22 \approx 6 \text{ шт.} \quad n_{т3} = 29 \text{ шт.}$$

$$n_{к4} = 0,18 \cdot 17 = 3,06 \approx 4 \text{ шт.} \quad n_{т4} = 17 \text{ шт.}$$

$$n_{к5} = 0,18 \cdot 31 = 5,58 \approx 6 \text{ шт.} \quad n_{т5} = 31 \text{ шт.}$$

$$R_{э1} = 6,5, \quad R_{э2} = 59, \quad R_{э3} = 3, \quad R_{э4} = 8, \quad R_{э5} = 14,5, \quad [1]$$

$$\Sigma R_{кэ} = 6,5 \cdot 6 + 59 \cdot 5 + 3 \cdot 6 + 8 \cdot 4 + 14,5 \cdot 6 = 471$$

$$\Sigma R_{тэ} = 6,5 \cdot 30 + 59 \cdot 25 + 3 \cdot 29 + 8 \cdot 17 + 14,5 \cdot 31 = 2342,5$$

$$\Sigma R_{нэ} = 0,416 \cdot 471 + 0,05 \cdot 2342,5 = 313,06$$

$$\tau_{кэ} = 10 \text{ час на 1Чэ, } \tau_{тэ} = 1,2 \text{ час на 1Чэ, [2]}$$

$$\Sigma T_{кэ} = 10 \cdot 471 = 4710 \text{ час,}$$

$$\Sigma T_{тэ} = 1,2 \cdot 2342,5 = 2811 \text{ час,}$$

$$\Sigma T_{нэ} = 1,2 \cdot 313 = 375,6 \text{ час,}$$

$$\varphi_{рэ} = \frac{4710 + 2811 + 375,6}{1760 \cdot 1,5} = 2,99 \approx 3 \text{ чел}$$

Принимаем 3 рабочих для ремонта электрооборудования.

При ремонте электрической части станков и машин производятся станочные электрослесарные и прочие работы, поэтому возникает необходимость определить

1) численность станочников

$$\varphi_{рс} = \frac{\Sigma T_{рс}}{\Phi \cdot K_{н}}, (75)$$

где $\Sigma T_{рс}$ – суммарная трудоёмкость станочных работ, час.

$$\Sigma T_{рс} = \tau_{кс} \cdot \Sigma R_{кэ} + \tau_{тс} \cdot \Sigma R_{тэ} + \tau_{нс} \cdot \Sigma R_{нэ}, (76)$$

где $\tau_{кс}, \tau_{тс}$ – нормы трудоёмкости станочных работ при капитальном и текущем ремонтах, час.

$$\tau_{кс} = 2,5 \text{ час на 1Чэ, } \tau_{тс} = 0,3 \text{ час на 1Чэ, [2]}$$

$$\Sigma T_{рс} = 2,5 \cdot 471 + 0,3 \cdot 2342,5 + 0,3 \cdot 313 = 1974,15 \text{ час}$$

$$\varphi_{рс} = \frac{1974,15}{1760 \cdot 1,5} = 0,75 \approx 1 \text{ чел.}$$

Принимаем 1 человека.

2) численность электрослесарей и прочих рабочих

$$\varphi_{pэс} = \frac{\sum T_{pэс}}{\Phi \cdot K_H}, \quad (77)$$

где $\sum T_{pэс}$ - суммарная трудоёмкость электрослесарных и прочих работ, час.

$$\sum T_{pэс} = \tau_{кэс} \cdot \sum R_{кэ} + \tau_{тэс} \cdot \sum R_{тэ} + \tau_{нэс} \cdot \sum R_{нэ}, \quad (78)$$

где $\tau_{кэс}$ и $\tau_{тэс}$ – нормы трудоёмкости электрослесарных и прочих работ, час.

$$\tau_{кэс} = 10 \text{ час на 1Чэ, } \tau_{тэс} = 1,2 \text{ час на 1Чэ. [2]}$$

$$\sum T_{pэс} = 10 \cdot 471 + 1,2 \cdot 2342,5 + 1,2 \cdot 313 = 7896,6 \text{ час.}$$

$$\varphi_{pэс} = \frac{7896,6}{1760 \cdot 1,5} = 2,99 \approx 3 \text{ чел}$$

Принимаем 3 человек.

При децентрализованной форме эксплуатации электрооборудования капитальный ремонт производится ЭРЦ, а текущий ремонт – силами производственных цехов. В этом случае целесообразно рассчитать отдельно:

1) численность рабочих на капитальный ремонт

$$\varphi_{рк} = \frac{\sum T_{кэ}}{\Phi \cdot K_H}, \quad (79)$$

$$\varphi_{рк} = \frac{4710}{1760 \cdot 1,5} = 1,78 \approx 2 \text{ чел}$$

Принимаем 2 человек.

2) численность рабочих на текущий ремонт

$$\varphi_{рм} = \frac{\sum T_{тэ}}{\Phi \cdot K_H}, \quad (80)$$

$$\varphi_{рм} = \frac{2811}{1760 \cdot 1,5} = 1,06 \approx 1 \text{ чел}$$

Принимаем 2 человек.

3) численность рабочих на неплановый ремонт

$$Ч_{рн} = \frac{\sum T_{нэ}}{\Phi \cdot K_{н}}, \quad (81)$$

$$Ч_{рн} = \frac{375,6}{1760 \cdot 1,5} = 0,14 \approx 0 \text{ чел.}$$

Таким образом, потребность в ремонтных рабочих:

- всего: 7
- в том числе: 4
- станочников – 1
- электрослесарей – 3
- прочие рабочие: 3
- на капитальный ремонт – 2
- на текущий ремонт – 1
- на неплановый ремонт – 0.

3.1.2 Численность рабочих для технического обслуживания электрической части станков и машин

$$Ч_{оэ} = \frac{\sum T_{о.э.}}{\Phi \cdot K_{н}}, \quad (82)$$

где $\sum T_{оэ}$ – трудоемкость технического обслуживания электрической части станков и машин.

$$\sum T_{оэ} = t_{оэ} \cdot \frac{\sum R_{э} \cdot T_{рн}}{1000} + t_{оэп} \cdot \sum R_{тэ} + t_{оэк} \cdot \sum R_{кэ}, \quad (83)$$

где оэп. и оэк – нормы времени планового осмотра перед внутрицикловым ремонтом и осмотра перед капитальным ремонтом.

оэп. = 0,2 час на 1Чэ.; оэк = 0,25 час на 1Чэ, [2]

$R_{э}$ – ремонтосложность электрической части оборудования;

Rтэ – суммарная ремонтосложность электрической части оборудования, которому ежегодно проводится внутрицикловый ремонт;

Rкэ – суммарная ремонтосложность электрической части оборудования, которому ежегодно проводится капитальный ремонт;.

Трп – оперативное время работы на планируемый год;

оэ – норма обслуживания электрического оборудования электриками.

оэ = 1,32 час на 1Чэ [2]

$$T_{рп} = 252 \times 8 \times K_{см} \times K_з \times K_{ов}, (84)$$

где Kсм – коэффициент сменности работы оборудования;

Kсм = 1,69

Kз – коэффициент внутрисменной загрузки;

Kз = 0,78

Kов – коэффициент доли оперативного времени;

Kов = 0,89 [по заданию]

252 – число рабочих дней в году;

8 – продолжительность рабочей смены, час.

$$T_{рп} = 252 \times 8 \times 1,69 \times 0,78 \times 0,89 = 2365,17 \text{ час.}$$

$$\sum T_{оэ} = 1,32 \times \frac{91 \times 2365,17}{1000} + 0,2 \times 2342,5 + 0,25 \times 471 = 870,35 \text{ час.}$$

$$\text{Чо.э.} = \frac{870,35}{1760 \cdot 1,5} = 0,33 \approx 1 \text{ чел.}$$

Принимаем 1 человека.

3.2 Определение затрат на техническое обслуживание и ремонт электрической части станка

Структура и продолжительность ремонтного цикла и продолжительность межремонтного периода

Все работы по плановому техническому обслуживанию и ремонту выполняются в определенной последовательности, образуя повторяющиеся циклы.

Ремонтный цикл (Цр) – это повторяющаяся совокупность различных видов планового ремонта, выполняемых в предусмотренной последовательности через установленные равные числа часов оперативного времени работы оборудования, называемые межремонтными периодами.

Ремонтный цикл завершается капитальным ремонтом и определяется структурой и продолжительностью.

Структура ремонтного цикла (Сцр) – это перечень ремонтов, входящих в его состав, расположенных в последовательности их выполнения. Например, структуру ремонтного цикла состоящего из четырех текущих, одного среднего и одного капитального ремонта, записывают так: КР – ТР – ТР – СР – ТР – ТР – КР.

Продолжительность ремонтного цикла (Тцр) – это число часов оперативного времени работы оборудования, на протяжении которого производятся все ремонты, входящие в состав цикла. Простои оборудования, связанные с выполнением плановых и неплановых ремонтов и технического обслуживания, в продолжительность ремонтного цикла не входят.

Межремонтный период (Тмр) – это период оперативного времени работы оборудования между двумя последовательно выполняемыми плановыми ремонтами. Продолжительность межремонтного периода равна продолжительности ремонтного цикла, деленной на число внутрицикловых ремонтов, плюс 1.

Таблица 15

Структура ремонтного цикла

Оборудование			Структура ремонтного цикла	Число ремонтов в цикле		Число плановых осмотров
Вид	Класс точности	Категория (т)		средних	текущих	
2620Е	Н	От 10 до 100	КР-ТР-ТР-СР-ТР-ТР-КР	1	4	2
			КР-ТР-ТР-ТР – ТР – ТР-КР	–	5	2

Таблица 16

Эмпирические формулы для определения продолжительности ремонтных циклов и межремонтных периодов

Оборудование				Продолжительность оперативного времени; часы, отработанные оборудованием	
Вид	Класс точности	Структура ремонтного цикла	Категория (т)	Ремонтного цикла	Межремонтного периода

2620E	Н	Двухвидовая	От 10 до 100	$T_{цр}=16800 \cdot K_{ом} \cdot K_{ми}$ $K_{тс} \cdot K_{кс} \cdot K_{в} \cdot K_{д}$	$T_{мр} = \frac{T_{цр}}{6}$
-------	---	-------------	--------------	---	-----------------------------

Эмпирические формулы продолжительности ремонтных циклов представляют произведение постоянного для каждого вида оборудования сомножителя на следующие коэффициенты, имеющие переменное значение:

$K_{ом}$ – коэффициент обрабатываемого материала; $K_{ом} = 1,0$

$K_{ми}$ – коэффициент материала применяемого инструмента; $K_{ми} = 1,0$

$K_{тс}$ – коэффициент класса точности оборудования; $K_{тс} = 1,0[3]$

$K_{кс}$ – коэффициент категории массы; $K_{кс} = 1,35$

$K_{в}$ – коэффициент возраста; $K_{в} = 1,0$

$K_{д}$ – коэффициент долговечности. $K_{д} = 1,0$

$T_{цр} = 16800 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,35 \cdot 1 = 22680$ час

$$T_{мр} = \frac{22680}{6} = 3780 \text{ час.}$$

3.2.2 Себестоимость капитального и текущего ремонтов

Себестоимость ремонтов складывается из следующих групп затрат:

- 1) основная заработная плата по тарифу, ЗП;
- 2) премия, П;
- 3) материальные затраты, т.е. затраты на основные материалы, покупные полуфабрикаты и комплектующие изделия, СМ;
- 4) цеховые расходы, Сц;
- 5) общезаводские расходы, Сз;

Себестоимость можно рассчитать по следующей формуле

$$С = ЗП + П + С_{МК} + С_{МТ} + Сц + Сз. (85)$$

Основная заработная плата по тарифу рассчитывается по формуле

$$ЗП = T_c T, (86)$$

где T – трудоемкость ремонта электрооборудования станка;

T_c – часовая тарифная ставка на ремонт электрического оборудования станка;

$$T = T_k + T_{т.}, (87)$$

где T_k ; T_T – трудоемкость капитального и текущего ремонтов.

$$T_k = k \cdot R_э, \quad (88)$$

$$T_T = t \cdot R_э, \quad (89)$$

где k , t – нормы трудоемкости для капитального и текущего ремонтов электрооборудования в час на 1Чэ.

$$k = 12,5 \text{ час на 1Чэ}, \quad t = 1,5 \text{ час на 1Чэ}. \quad [2]$$

$R_э$ – ремонтосложность электрической части оборудования;

$$R_э = 18,5$$

$$T_k = 12,5 \cdot 38 = 475 \text{ час.}$$

$$T_T = 1,5 \cdot 38 = 57 \text{ час.}$$

$$T = 475 + 57 = 532 \text{ час.}$$

$$ЗП = 16,51 \cdot 532 = 8783,32 \text{ руб.}$$

Размер премии определяется в соответствии с положением о премировании на данном предприятии:

$$П = \frac{a_p}{100\%} \cdot ЗП, \quad (90)$$

где a_p – процент премии;

$$П = \frac{60\%}{100\%} \cdot 8783,32 = 5270 \text{ руб.}$$

Материальные затраты на капитальный ремонт определяются по формуле:

$$С_{мк} = С_d R_d + С_a R_a, \quad (91)$$

где $С_a$, $С_d$ – нормы материальных затрат на электродвигатели, электроаппараты, электропроводки;

$$С_d = 15 \text{ руб. на 1Чэ}, \quad С_a = 23 \text{ руб. на 1Чэ}, \quad [2]$$

R_a , R_d – ремонтосложность электродвигателей, электроаппаратов, электропроводки;

$$R_d = 11$$

$$R_a = R_э - R_d, \quad (92)$$

$$R_a = 38 - 11 = 27$$

$$С_{мк} = 15 \cdot 11 + 23 \cdot 27 = 786 \text{ руб.}$$

Материальные затраты на текущий ремонт определяются по формуле:

$$C_{мт} = C_{д} K_{тд} R_{д} + C_{а} K_{та} R_{а}, \quad (93)$$

где $K_{тд}$, $K_{та}$ – коэффициенты отношения материальных расходов на текущий ремонт к расходам на капитальный ремонт.

$$K_{тд} = 0,13, \quad K_{та} = 0,42, \quad [2]$$

$$C_{мт} = 15 \cdot 0,13 \cdot 11 + 23 \cdot 0,42 \cdot 27 = 282,27 \text{ руб.}$$

Косвенные расходы (цеховые и заводские) рассчитываются в определённом проценте к заработной плате по тарифу. Процент косвенных расходов определяет плановый отдел предприятия (цеховые – 90%, а общезаводские – 60%). Расходы на текущий ремонт являются частью цеховых расходов, поэтому в себестоимость текущего ремонта цеховые расходы не включаются, лишь дополнительная заработная плата и начисления на заработную плату, составляющие 15% основной заработной платы.

$$C_{з} = 0,6 \text{ ЗП}, \quad (94)$$

$$C_{з} = 0,6 \cdot 8783,32 = 5270 \text{ руб.},$$

$$C_{ц} = 0,9 \text{ ЗП}, \quad (95)$$

$$C_{ц} = 0,9 \cdot 8783,32 = 7905 \text{ руб.},$$

$$\text{Начисления} = 0,15 \times \text{ЗП} \quad (96)$$

$$\text{Начисления} = 0,15 \times 8783,32 = 1317,5 \text{ руб.}$$

$$C = 8783,32 + 5270 + 786 + 282,27 + 7905 + 5270 + 1317,5 = 29614 \text{ руб.}$$

3.3 Годовые затраты на техническое обслуживание

$$C_{то} = \text{ЗП} + \text{П} + C_{м} + 0,15 \text{ ЗП} + C_{з}. \quad (97)$$

Основная заработная плата обслуживающего персонала рассчитывается по формуле

$$\text{ЗП} = T_{с} T_{оэ} \quad (98)$$

где $T_{с}$ – среднечасовая тарифная ставка на техническое обслуживание электрооборудования; определяется по среднетарифному разряду,

$T_{оэ}$ – трудоемкость технического обслуживания электрической части станка.

$$T_{оэ} = \tau_{оэ} \times \frac{\sum R_{з} \times T_{эл}}{1000} + \tau_{оэ} \times \sum R_{тд} + \tau_{оэ} \times \sum R_{та}, \quad (99)$$

$$\sum R_{тд} = \frac{18}{100} \times R_{з}, \quad (100)$$

$$\sum R_3 = 38$$

$$\sum R_{19} = \frac{100}{100} \times R_3, \quad (101)$$

$$T_{PI} = 252 \times 8 \times K_{CM} \times K_3 \times K_{OB}, \quad (102)$$

$$\sum R_{19} = \frac{18}{100} \times 38 = 6,84$$

$$\sum R_{19} = \frac{100}{100} \times 38 = 38$$

$$T_{PI} = 252 \times 8 \times 1,69 \times 0,78 \times 0,89 = 2365,2 \text{ часов}$$

$$T_{O3} = 1,32 \times \frac{38 \times 2365,2}{1000} + 0,2 \times 38 + 0,25 \times 6,84 = 196,35 \text{ часов}$$

$$ЗП = 16,51 \cdot 196,35 = 3241,73 \text{ руб.}$$

Размер премии определяется в соответствии с положением о премировании на данном предприятии.

$$П = \frac{a_n}{100\%} \cdot ЗП, \quad (103)$$

где a_n – процент премии, $a_n = 60\%$

$$П = \frac{60\%}{100\%} \cdot 3241,73 = 1945 \text{ руб.}$$

Материальные затраты определяются по формуле:

$$См = (Сд Рд + Ктд Сд Рд) Код + (Са Ра + Кта Са Ра) Коа, \quad (104)$$

где $Сд$ и $Са$ – нормы материальных затрат на электродвигатели и электроаппараты;

$Код$ и $Коа$ – коэффициенты отношения годового расхода на техническое обслуживание к суммарному расходу на капитальный и текущий ремонты;

$$Код = 0,58; \quad Коа = 0,13. \quad [2]$$

$$См = (15 \cdot 11 + 0,13 \cdot 15 \cdot 11) \cdot 0,58 + (2327 + 0,42 \cdot 2327) \cdot 0,13 = 222,7 \text{ руб.}$$

Общезаводские расходы определяются процентом к основной зарплате обслуживающего персонала и устанавливаются плановым отделом предприятия.

$$С_3 = \frac{a_3}{100\%} \times ЗП, \quad (105)$$

где аз – процент общезаводских расходов, аз = 665%. [по заданию]

$$C_3 = \frac{665\%}{100\%} \cdot 3241,73 = 21557,5 \text{ руб.}$$

$$\text{Сто} = 3241,73 + 1945 + 222,7 + 0,15 \cdot 3241,73 + 21557,5 = 27453,2 \text{ руб.}$$

4. Охрана труда

4.1 Мероприятия по технике безопасности при монтаже и эксплуатации электрооборудования

Электроустановки должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда.

Электроустановки должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Требования к персоналу

Работники, принимаемые для выполнения работ в электроустановках, должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены (до допуска к самостоятельной работе) в специализированных центрах подготовки персонала (учебных комбинатах, учебно-тренировочных центрах и т.п.).

Профессиональная подготовка персонала, повышение его квалификации, проверка знаний и инструктажи проводятся в соответствии с требованиями государственных и отраслевых нормативных правовых актов по организации охраны труда и безопасной работе персонала.

Проверка состояния здоровья работника проводится до приема его на работу, а также периодически, в порядке, предусмотренном Минздравом России. Совмещаемые профессии должны указываться администрацией организации в направлении на медицинский осмотр.

Электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой помощи при несчастных случаях.

Персонал, обслуживающий электроустановки, должен пройти проверку знаний настоящих Правил и других нормативно-технических документов (правил и инструкций по технической эксплуатации, пожарной безопасности, пользованию защитными средствами, устройства электроустановок) в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности или профессии, и иметь соответствующую группу по электробезопасности.

Работнику, прошедшему проверку знаний по охране труда при эксплуатации электроустановок, выдается удостоверение установленной формы, в которое вносятся результаты проверки знаний. Работники, обладающие правом проведения специальных работ

(верхолазные работы, работы под напряжением на токоведущих частях, испытания оборудования повышенным напряжением), должны иметь об этом запись в удостоверении.

Работник, проходящий стажировку, дублирование, должен быть закреплен распоряжением за опытным работником. Допуск к самостоятельной работе должен быть также оформлен соответствующим распоряжением руководителя организации.

Оперативное обслуживание.

Оперативные переключения должен выполнять оперативный или оперативно-ремонтный персонал, допущенный распорядительным документом руководителя организации.

В электроустановках напряжением до 1000 В работники из числа оперативного персонала, обслуживающие электроустановки, должны иметь группу III.

В электроустановках не допускается приближение людей, механизмов и грузоподъемных машин к находящимся под напряжением неогражденным токоведущим частям.

При осмотре электроустановок напряжением выше 1000 В не допускается входить в помещения, камеры, не оборудованные ограждениями (требования к установке ограждений приведены в Правилах устройства электроустановок) или барьерами, препятствующими приближению к токоведущим частям. Не допускается проникать за ограждения и барьеры электроустановок. Не допускается выполнение какой-либо работы во время осмотра.

Отключать и включать разъединители, отделители и выключатели напряжением выше 1000 В с ручным приводом необходимо в диэлектрических перчатках.

Снимать и устанавливать предохранители следует при снятом напряжении. Допускается снимать и устанавливать предохранители, находящиеся под напряжением, но без нагрузки.

При снятии и установке предохранителей под напряжением необходимо пользоваться: в электроустановках напряжением выше 1000 В-изолирующими клещами (штангой) с применением диэлектрических перчаток и средств защиты лица и глаз; в электроустановках напряжением до 1000 В-изолирующими клещами или диэлектрическими перчатками и средствами защиты лица и глаз.

При несчастных случаях для освобождения пострадавшего от действия электрического тока напряжение должно быть снято немедленно без предварительного разрешения руководителя работ.

Порядок и условия производства работ

Работы в действующих электроустановках должны проводиться по наряду-допуску.

Не допускается самовольное проведение работ, а также расширение рабочих мест и объема задания, определенных нарядом или распоряжением.

В электроустановках напряжением до 1000 В при работе под напряжением необходимо: оградить расположенные вблизи рабочего места другие токоведущие части, находящиеся под напряжением, к которым возможно случайное прикосновение; работать в диэлектрических галошах или стоя на изолирующей подставке либо на резиновом

диэлектрическом ковре; применять изолированный инструмент (у отверток, кроме того, должен быть изолирован стержень), пользоваться диэлектрическими перчатками.

Не допускается работать в одежде с короткими или засученными рукавами, а также использовать ножовки, напильники, металлические метры и т.п.

Не допускается в электроустановках работать в согнутом положении, если при выпрямлении расстояние до токоведущих частей будет малое расстояние.

Не допускается при работе около неогражденных токоведущих частей располагаться так, чтобы эти части находились сзади работника или с двух боковых сторон.

Не допускается прикасаться без применения электрозащитных средств к изоляторам, изолирующим частям оборудования, находящегося под напряжением.

Персоналу следует помнить, что после исчезновения напряжения на электроустановке оно может быть подано вновь без предупреждения.

Не допускаются работы в неосвещенных местах. Освещенность участков работ, рабочих мест, проездов и подходов к ним должна быть равномерной, без слепящего действия осветительных устройств на работающих.

При приближении грозы должны быть прекращены все работы на ВЛ, ВЛС, ОРУ, на вводах и коммутационных аппаратах ЭРУ, непосредственно подключенных к ВЛ, на КЛ, подключенных к участкам ВЛ, а также на вводах ВЛС в помещениях узлов связи и антенно-мачтовых сооружениях.

Обслуживание осветительных устройств, расположенных на потолке машинных залов и цехов, с тележки мостового крана должны производить по наряду не менее двух работников, один из которых, имеющий группу III, выполняет соответствующую работу. Второй работник должен находиться вблизи работающего и следить за соблюдением им необходимых мер безопасности.

Устройство временных подмостей, лестниц и т.п. на тележке мостового крана не допускается. Работать следует непосредственно с настила тележки или с установленных на настиле стационарных подмостей.

С троллейных проводов перед подъемом на тележку мостового крана должно быть снято напряжение. При работе следует пользоваться предохранительным поясом.

Передвигать мост или тележку крана крановщик должен только по команде производителя работ. При передвижении мостового крана работники должны размещаться в кабине или на настиле моста. Когда работники находятся на тележке, передвижение моста и тележки запрещается.

Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются:

оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации; допуск к работе; надзор во время работы; оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Ответственными за безопасное ведение работ являются: выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации; ответственный руководитель работ; допускающий; производитель работ; наблюдающий; член бригады.

Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ со снятием напряжения

При подготовке рабочего места со снятием напряжения должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия: произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов; на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты; проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током; установлено заземление (включены заземляющие ножи, а там, где они отсутствуют, установлены переносные заземления); вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

Техника безопасности при монтаже электроустановок

Работы проводить только исправным инструментом, применять защитные очки когда это необходимо. При монтаже освещения с крана работы проводить только когда краном не перемещают грузы и при наличии ограждения крановых троллей. В помещениях с опасной средой работать с электроинструментом напряжением не выше 36 В. При монтажных работах нужно чтобы освещение было на должном уровне. К работе на высоте допускаются лица прошедшие специальный инструктаж.

4.2 Противопожарные мероприятия и противопожарный инвентарь

Машиностроительные предприятия отличаются повышенной пожарной опасностью, так как характеризуется сложностью производственных процессов; наличием значительных количеств ЛВЖ и ГЖ, сжиженных горючих газов, твердых сгораемых материалов; большой оснащенностью электрическими установками и другое.

Причины:

- 1) Нарушение технологического режима - 33%.
- 2) Неисправность электрооборудования - 16 %.
- 3) Плохая подготовка к ремонту оборудования - 13%.
- 4) Самовозгорание промасленной ветоши и других материалов - 10%

А также нарушение норм и правил хранения пожароопасных материалов, неосторожное обращение с огнем, использование открытого огня факелов, паяльных ламп, курение в запрещенных местах, невыполнение противопожарных мероприятий по оборудованию пожарного водоснабжения, пожарной сигнализации, обеспечение первичными средствами пожаротушения и др.

Мероприятия по пожарной профилактике разделяются на организационные, технические, режимные и эксплуатационные.

Организационные мероприятия: предусматривают правильную эксплуатацию машин и внутривозового транспорта, правильное содержание зданий, территории, противопожарный инструктаж и тому подобное.

Технические мероприятия: соблюдение противопожарных правил и норм при проектировании зданий, при устройстве электропроводов и оборудования, отопления, вентиляции, освещения, правильное размещение оборудования.

Режимные мероприятия: запрещение курения в неустановленных местах, запрещение сварочных и других огневых работ в пожароопасных помещениях и тому подобное.

Эксплуатационные мероприятия: своевременная профилактика, осмотры, ремонты и испытание технологического оборудования.

При эксплуатации электрооборудования системы электроснабжения проектируемого цеха необходимо соблюдать Правила Техники Безопасности.

Пожарная безопасность на промышленных предприятиях обеспечивается мерами, предусматриваемыми ГОСТ «Пожарная безопасность. Общие требования», Строительными Нормами и Правилами (СНиП), Типовыми правилами пожарной безопасности для промышленных предприятий.

Каждый вновь прибывший на работу должен пройти противопожарный инструктаж, т.е. ознакомиться с действующими правилами и инструкциями, с имеющимися средствами вызова пожарной помощи и тушения пожара, с основными противопожарными мероприятиями, а именно:

- запрещается применять открытый огонь для отогревания трубопроводов с замерзшими жидкостями;
- запрещается загромождать сырьем, полуфабрикатами или готовой продукцией подходы к технологическому оборудованию, средствам связи и пожаротушения, а также проходы и выходы из помещения;
- в цехе запрещается хранить бензин, керосин, спирт, масло, нитрокраску и др. легковоспламеняющиеся и горючие жидкости – следует хранить только в закрытых металлических сосудах;
- промасленный протирочный материал разрешается выбрасывать только в закрытые металлические ящики;

· на пожароопасных участках вывешивают предупреждающий плакат «Курить запрещается». Курение разрешается только в специально отведенных местах, где имеются урны и бочки с водой для окурков. В этих местах устанавливают надпись «Место для курения».

Особое внимание уделяется исправности и пожаробезопасности электрохозяйства.

Для оповещения о пожаре используют средства пожарной и охранно-пожарной сигнализации.

В цехе на случай возникновения пожара обеспечивается возможность быстрой и безопасной эвакуации людей через эвакуационные выходы – двери, ворота, проходы.

Первыми средствами тушения пожаров являются песок, кошма, огнетушители, пожарные краны, пожарные гидранты, ящики с песком, помпы, лопаты, топоры и вёдра.

ПК – пожарные краны, которые устанавливают на территории цехов, лестничных клетках и укомплектованы пожарным рукавом и стволом. ПК помещаются в специальных красных ящиках или нишах.

Все РУ и ТП комплектуются огнетушителями, ящиками с песком, кошмой и лопатами.

Огнетушитель химический пенный ОХП – 10 нельзя применять для тушения пожара в электрических установках.

В электрических установках для тушения пожаров применяется углекислотный огнетушитель типа ОУ – 2, который состоит из стального баллона, вентиля и раструба. Газ находится в баллоне под давлением 60 атм. Для приведения его в действие необходимо:

1. снять огнетушитель и поднести к очагу возгорания;
2. направить раструб на очаг;
3. открыть вентиль.

Раструб нужно прихватить рукавицей, так как он при выходе углекислоты охлаждается до температуры – 60 °С и руки можно обморозить.

Заряд углекислоты – 2 л; время действия – 40 с; выделяется – 1000 л газа. После ликвидации пожара вентиль необходимо перекрыть, помещение проветрить.

Во избежание пожаров необходимо выполнять все противопожарные мероприятия, курить следует только в отведенных местах, банки с маслом, керосином и бензином убирать в места, отведенные для хранения огнеопасных материалов. Необходимо следить за исправностью электросети. После работы нужно проверять выключение электрорубильников, электроприборов и осветительных точек (за исключением дежурных электроламп) и проверять, нет ли других причин, которые могут вызвать пожар. Проведение сварочных работ допускается в установленном порядке. Слесари-инструментальщики и рабочие других профессий при пожаре должны действовать в соответствии с инструкцией и выполнять распоряжения руководителей производства. При пожаре нельзя выбивать стекла в окнах, так как приток свежего воздуха способствует распространению пламени. До прибытия пожарных команд тушить пожар можно огнетушителями, водой из пожарного крана или песком, для чего в отведенных местах должны быть ящики с песком и настенный щит с противопожарным

инструментом. Горящий бензин, керосин, нефть, смазочные масла и другие горючие жидкости следует тушить пенными огнетушителями и песком.

В соответствии со СНиП 2-2-80 все производства делят по пожарной, взрывной и взрывопожарной опасности на 6 категорий.

А - взрывопожароопасные: производства, в которых применяют горючие газы с нижним пределом воспламенения 10% и ниже, жидкости с $t_{всп}$ 28°С при условии, что газы и жидкости могут образовывать взрывоопасные смеси в объеме, превышающем 5 % объема помещения, а также вещества которые способны взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом (окрасочные цехи, цехи с наличием горючих газов и тому подобное).

Б - взрывопожароопасные: производства, в которых применяют горючие газы с нижним пределом воспламенения выше 10%; жидкости $t_{всп}=28...61^{\circ}\text{C}$ включительно; горючие пыли и волокна, нижний концентрационный предел воспламенения которых 65 г/м^3 и ниже, при условии, что газы и жидкости могут образовывать взрывоопасные смеси в объеме, превышающем 5 % объема помещения (аммиак, древесная пыль).

В - пожароопасные: производства, в которых применяются горючие жидкости с $t_{всп}> 61^{\circ}\text{C}$ и горючие пыли или волокна с нижним пределом воспламенения более 65 г/м^3 , твердые сгораемые материалы, способные гореть, но не взрываться в контакте с воздухом, водой или друг с другом.

Г - производства, в которых используются негорючие вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, а также твердые вещества, жидкости или газы, которые сжигаются в качестве топлива.

Д - производства, в которых обрабатываются негорючие вещества и материалы в холодном состоянии (цехи холодной обработки материалов и так далее).

Е - взрывоопасные: производства, в которых применяют взрывоопасные вещества (горючие газы без жидкостной фазы и взрывоопасные пыли) в таком количестве при котором могут образовываться взрывоопасные смеси в объеме превышающем 5% объема помещения, и в котором по условиям технологического процесса возможен только взрыв (без последующего горения); вещества, способные взрываться (без последующего горения) при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом.

Огнетушащие вещества и аппараты пожаротушения.

В практике тушения пожаров наибольшее распространение получили следующие принципы прекращения горения:

1. изоляция очага горения от воздуха или снижение концентрации кислорода путем разбавления воздуха негорючими газами (углеводы $\text{CO}_2 < 12-14\%$).
2. охлаждение очага горения ниже определенных температур;
3. интенсивное торможение (ингибирование) скорости химической реакции в пламени;
4. механический срыв пламени струей газа или воды;

5. создание условий огнепреграждения (условий, когда пламя распространяется через узкие каналы).

Вещества, которые создают условия при которых прекращается горение называются огнегасящими. Они должны быть дешевыми и безопасными в эксплуатации не приносить вреда материалам и объектам.

Вода является хорошим огнегасящим средством, обладающим следующими достоинствами: охлаждающее действие, разбавление горючей смеси паром (при испарении воды ее объем увеличивается в 1700 раз), механическое воздействие на пламя, доступность и низкая стоимость, химическая нейтральность.

Недостатки: нефтепродукты всплывают и продолжают гореть на поверхности воды; вода обладает высокой электропроводностью, поэтому ее нельзя применять для тушения пожаров на электроустановках под напряжением.

Тушение пожаров водой производят установками водяного пожаротушения, пожарными автомашинами и водяными стволами. Для подачи воды в эти установки используют водопроводы.

К установкам водяного пожаротушения относят спринклерные и дренчерные установки.

Спринклерная установка представляет собой разветвленную систему труб, заполненную водой и оборудованную спринклерными головками. Выходные отверстия спринклерных головок закрываются легкоплавкими замками, которые расплавляются при воздействии определенных температур (345, 366, 414 и 455 К). Вода из системы под давлением выходит из отверстия головки и орошает конструкции помещения и оборудование.

Дренчерные установки представляют собой систему трубопроводов, на которых расположены специальные головки-дренчеры с открытыми выходными отверстиями диаметром 8, 10 и 12,7 мм лопастного или розеточного типа, рассчитанные на орошение до 12 м² площади пола. Дренчерные установки могут быть ручного и автоматического действия. После приведения в действие вода заполняет систему и выливается через отверстия в дренчерных головках.

Пар применяют в условиях ограниченного воздухообмена, а также в закрытых помещениях с наиболее опасными технологическими процессами. Гашение пожара паром осуществляется за счет изоляции поверхности горения от окружающей среды. При гашении необходимо создать концентрацию пара приблизительно 35%.

Пены применяют для тушения твердых и жидких веществ, не вступающих во взаимодействие с водой. Огнегасящий эффект при этом достигается за счет изоляции поверхности горючего вещества от окружающего воздуха. Огнетушащие свойства пены определяются ее кратностью - отношением объема пены к объему ее жидкой фазы, стойкостью дисперсностью, вязкостью. В зависимости от способа получения пены делят на химические и воздушно-механические.

Химическая пена образуется при взаимодействии растворов кислот и щелочей в присутствии пенообразующего вещества и представляет собой концентрированную эмульсию двуокиси углерода в водном реакторе минеральных солей. Применение химических солей сложно и дорого, поэтому их применение сокращается.

Воздушно-механическую пену низкой (до 20), средней (до 200) и высокой (свыше 200) кратности получают с помощью специальной аппаратуры и пенообразователей ПО-1, ПО-1Д, ПО-6К и т.д.

Инертные газообразные разбавители: двуокись углерода, азот, дымовые и отработавшие газы, пар, аргон и другие.

Ингибиторы - на основе предельных углеводородов, в которых один или несколько атомов водорода замещены атомами галлоидов (фтор, хлор, бром). Галоидоуглеводороды плохо растворяются в воде, но хорошо смешиваются со многими органическими веществами.

Порошковые составы несмотря на их высокую стоимость, сложность в эксплуатации и хранении, широко применяют для прекращения горения твердых, жидких и газообразных горючих материалов. Они являются единственным средством гашения пожаров щелочных металлов и металлоорганических соединений. Для гашения пожаров используется также песок, грунт, флюсы. Порошковые составы не обладают электропроводимостью, не корродируют металлы и практически не токсичны.

Широко используются составы на основе карбонатов и бикарбонатов натрия и калия.

Аппараты пожаротушения: передвижные (пожарные автомобили), стационарные установки, огнетушители.

Автомобили предназначены для изготовления огнегасящих веществ, используются для ликвидации пожаров на значительном расстоянии от их дислокации и подразделяются на:

- автоцистерны (вода, воздушно-механическая пена) АЦ-40 2,1 -5м³ воды;
- специальные - АП-3, порошок ПС и ПСБ-3 3,2т.
- аэродромные; вода, хладон.

Стационарные установки предназначены для тушения пожаров в начальной стадии их возникновения без участия человека. Подразделяются на водяные, пенные, газовые, порошковые, паровые. Могут быть автоматическими и ручными с дистанционным управлением.

Огнетушители – устройства для гашения пожаров огнегасящим веществом, которое он выпускает после приведения его в действие, используется для ликвидации небольших пожаров. Как огнетушащие вещества в них используют химическую или воздухомеханическую пену, диоксид углерода (жидком состоянии), аэрозоли и порошки в состав которых входит бром. Подразделяются:

по подвижности:

- ручные до 10 литров
- передвижные
- стационарные

по огнетушащему составу:

- жидкостные; (заряд состоит из воды или воды с добавками)
- углекислотные; (CO₂)
- химпенные (водные растворы кислот и щелочей)
- воздушно-пенные;
- хладоновые; (хладоны 114В2 и 13В1)
- порошковые; (ПС, ПСБЗ, ПФ, П1А, СИ2)
- комбинированные

Огнетушители маркируются буквами (вид огнетушителя по разряду) и цифровой (объем).

Также применяются ящики песком, при засыпании очага ограничивает подачу кислорода к источнику огня.

Ручной пожарный инструмент – это инструмент для раскрывания и разбирания конструкций и проведения аварийно-спасательных работ при гашении пожара. К ним относятся: крюки, ломы, топоры, ведра, лопаты, ножницы для резания металла. Инструмент размещается на видном и доступном месте на стендах и щитах.

Пожарная сигнализация.

К системам сигнализации предъявляются следующие технические требования: они должны иметь минимальную инерционность сработки, обеспечивать заданную достоверность информации, отсутствие ошибочной сработки; быть надежными в работе при всех условиях эксплуатации, обеспечивать автономное включение сигнала тревоги.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дипломное проектирование. Основные положения. Стандарт предприятия СТП УлПИИ8–85.– Ульяновск, 1985.
2. Правила устройства электроустановок(ПУЭ).– М.: НЦ ЭНАС, 2003.
3. Федоров А. А. Основы электроснабжения промышленных предприятий / А. А. Федоров, В. В. Каменева. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
4. Мукосеев Ю. Я. Электроснабжение промышленных предприятий / Ю. Я. Мукосеев. – М.: Энергия, 1973.
5. Основы электроснабжения промышленных предприятий/ А. А. Ермилов. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
6. Кудрин Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий / Б. И. Кудрин. – М.: «Интернет Инжиниринг», 2005.
7. Коновалова Л. Л. Электроснабжение промышленных предприятий и установок/ Л. Л. Коновалова, Л. Д. Рожкова. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
8. Федоров А. А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий/ А. А. Федоров, Л. Е. Старкова. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
9. Иванов В. С. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий/ В. С. Иванов, В. И. Соколов. – М. Энергоатомиздат, 1987.
10. Беляев А. В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ / А. В. Беляев. – Л.: Энергоатомиздат, 1988.
11. Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения/ В. А. Андреев. – 3-е изд. – М.: Высшая школа, 1991.
12. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию/ под ред. А. А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат,–Т.1, 1986,–Т.2, 1987.
13. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий/ под ред. А. А. Федорова и Г. В. Сербиновского. – М.: Энергия,–Т.1, 1980,–Т.2, 1981.
14. Справочник по проектированию электроснабжения/ под ред. Ю. Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
15. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования/ Под редакцией Ю. Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1991.
16. Кноринг Г. М. Справочная книга для проектирования электрического освещения/ Г. М., Кноринг, Г. М. Фадин, В. Н. Сидоров– 2-е издание. – СПб.: Энергоатомиздат, 1992.
17. Сборник алгоритмов и программ расчетов систем электроснабжения: учебное пособие/ В. П. Степанов, Е. Н. Федотов, О. Ф. Миронов, А. Н. Проценко, – Куйбышев: КПТП, 1982.
18. Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебное пособие/ В. А. Андреев. – Ульяновск: УлГТУ, 2000.