

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Электроснабжение производственного корпуса
электротехнического завода»

Студент(ка)

Е.Ю. Пырялин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.А. Нагаев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

Выпускная квалификационная работа бакалавра выполнена на тему «Электроснабжение производственного корпуса электротехнического завода».

В работе произведены расчеты силовых и осветительных электрических нагрузок корпуса №4 и в целом по предприятию. Выбраны тип, число и мощность трансформаторов на КТП, произведен расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ, выбраны и проверены шинопроводы и автоматические выключатели.

Произведены расчеты токов КЗ в сетях выше 1 кВ, выбраны марка и сечение кабелей напряжением 10 кВ. Выполнен выбор числа и мощности силовых трансформаторов на ГПП. Выбрано по номинальным параметрам и проверено на стойкость к токам КЗ высоковольтное оборудование ГПП: высоковольтные выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжений. Выполнен расчет защитного заземления.

Выпускная квалификационная работа бакалавра выполнена в объеме 57 листов, содержит 2 рисунка и 12 таблиц.

Содержание

Введение.....	5
1 Краткая характеристика объекта проектирования	7
2 Расчет цеховой распределительной сети.....	9
3 Расчет высоковольтной распределительной сети.....	28
4 Расчет электрической части ГПП.....	34
5 Расчет защитного заземления	51
Заключение.....	54
Список использованных источников.....	55

Введение

Электроэнергия производится на электростанциях энергосистемы и передается к месту потребления по ее сетям на высоком напряжении (110-220 кВ). Предприятие имеет понижающую трансформаторную подстанцию, на которой происходит ее преобразование до напряжения распределительных сетей предприятия (6-20 кВ), где электроэнергия распределяется по потребительским подстанциям, а от них - к низковольтным распределительным пунктам и электроприемникам [1-6].

Большинство электроприемников технологических установок, предприятия, населенного пункта предназначены для эксплуатации при напряжении до 1 кВ. Понижение напряжения происходит на подстанциях потребителей, а распределение электроэнергии выполняется по внутрицеховым электрическим сетям при напряжении 0,4-1 кВ. Наиболее распространенной является схема электроснабжения предприятий от энергосистемы, представленной ТЭЦ или ГЭС.

Систему электроснабжения (СЭС) можно разделить на три системы: систему внешнего электроснабжения предприятия; систему внутреннего электроснабжения; систему внутрицехового электроснабжения и электропотребления. Вместе с тем, СЭС предприятия является подсистемой общей энергосистемы и подсистемой технологической системы производства самого промышленного предприятия. Электроэнергию, которая передается по электрическим сетям в систему электроснабжения предприятия, можно рассматривать как составляющую производственного процесса предприятия наравне с сырьем, используемыми материалами и затраченными трудозатратами.

К системе внешнего электроснабжения предприятия относятся электроустановки и устройства между узловым распределительным пунктом энергосистемы (УРП) и главной понизительной подстанцией (ГПП) или подстанцией глубокого ввода (ПГВ) предприятия. В качестве номинальных

напряжений в системе внешнего электроснабжения промышленного предприятия применяются напряжения 35, 110, 220 кВ.

Внутренняя система электроснабжения предприятий характеризуется большой разветвленностью и протяженностью распределительной сети, включающей воздушные линии и кабельные, распределительные пункты (РП), трансформаторные подстанции (ТП), коммутационные аппараты. Распределение электрической энергии в системе внутреннего электроснабжения предприятия выполняется при $U = 6, 10, 20$ кВ.

Система внутрицехового электроснабжения включает цеховые сети (кабели, провода и шинопроводы с коммутационными и защитными аппаратами) от распределительного щита цеховой трансформаторной подстанции (ТП) или преобразовательной подстанции (ПП) до приемников электрической энергии. Распределение электрической энергии в системе внутрицехового электроснабжения выполняется при номинальных напряжениях 380/220, 660, 1140 В переменного тока от ТП и при напряжениях 110, 220, 440, 825, 1200 В постоянного тока от ПП. Для отдельных технологических процессов применяются нестандартные значения напряжений. В системе внутрицехового электроснабжения промышленных предприятий в основном используются электрические сети с глухозаземленной (380/220 В) и с изолированной (660, 1140 В) нейтралью. К основному достоинству использования напряжения 380/220В относится возможность одновременного питания силовых электроприемников и осветительных сетей. Распределение электроэнергии в сетях напряжением до 1 кВ к электроприемникам осуществляется от щитов и пунктов распределительных (РР) или от магистральных (ШМ) и распределительных (ШР) шинопроводов.

Целью выпускной квалификационной работы бакалавра является разработка надежной и экономичной системы электроснабжения производственного корпуса №4 Чебоксарского электротехнического завода.

1 Краткая характеристика объекта проектирования

Чебоксарский электротехнический завод (ЧЭТЗ) - один из динамично развивающихся производителей электротехнической продукции. Чебоксарский электротехнический завод специализируется на выпуске низковольтного и высоковольтного оборудования для электроснабжения объектов промышленного и гражданского строительства, сельского хозяйства, нефтегазовой отрасли и горнодобывающих предприятий.

Завод постоянно совершенствует технологический процесс, ищет нестандартные решения, позволяющие учитывать меняющиеся условия рынка. Ведутся разработки новых типоразмеров, расширяется номенклатура и диапазон мощностей выпускаемого оборудования. Продукция завода поставляется во многие города РФ, а так же близлежащего зарубежья в частности Казахстана, Украины и Белоруссии.

Обладая мощной производственной базой, а также высококвалифицированным инженерным персоналом, завод способен выполнять в кратчайшие сроки сложнейшие заказы, в том числе индивидуальные, по производству электротехнической продукции.

Особое место при разработке и производстве продукции уделяется вопросам:

- энергосбережения;
- модульности и универсальности изделий;
- ремонтпригодности и взаимозаменяемости;
- повышению надежности оборудования;
- уменьшению габаритов и массы изделий;
- повышению удобства обслуживания.

Чебоксарский электротехнический завод выполняет следующие виды работ:

1. Проектирование систем и сетей электроснабжения;

2. Производство электротехнического оборудования, оборудования КИП, электромонтажных изделий и изделий из металла;
3. Строительные и электромонтажные работы;
4. Изготовление и установка наружных и внутренних инженерных сетей;
5. Изготовление и установка технологического оборудования;
6. Изготовление и установка наружного освещения.

Перечень выпускаемого оборудования:

1. Комплектные трансформаторные подстанции КТП 250/10, 400/10, 630/10, 1000/10;
2. Ячейки КСО;
3. Шкафы ПР-11, ВРУ;
4. Осветительные щиты ОПВ;
5. Распределительные панели типа ЩО-70;
6. Рубильники РП, РПС, РБ, РЕ;
7. Разъединители РЛНД, РВЗ;
8. Муфты свинцовые СС;
9. Кабельные полки и стойки;
10. Монтажные лотки, короба, профили и т.д.

Нестандартное оборудование:

1. Станции электроуправления;
2. Силовые щиты;
3. Шины любых видов и размеров;
4. Устройства и оборудование малой механизации и т.д.

2 Расчет цеховой распределительной сети

2.1 Выбор схемы электроснабжения цеховой электрической сети

Электроприемники (ЭП) корпуса №4 являются сравнительно небольшими по мощности и относительно равномерно распределены по площади цеха.

Электрооборудование работает при нормальных условиях окружающей среды. Все электроприемники цеха относятся ко II категории надежности электроснабжения.

Для электроснабжения электроприемников цеха выбираем магистральную схему. Распределительные магистрали, к которым подключаются электроприемники, будут получать питание непосредственно от шин комплектной трансформаторной подстанции.

Распределительные магистрали выполняются комплектными распределительными шинопроводами, выпускаемыми промышленностью.

Из-за наличия на участке мостовых кранов шинопроводы размещаем на колоннах и закрепляем на кронштейнах. Распределение электроэнергии к отдельным ЭП осуществляем от ответвительных коробок шинопроводов проводом марки АПВ, проложенным в металлорукавах.

2.2 Расчет силовых электрических нагрузок

Расчет электрических нагрузок выполним согласно «Указаниям по расчету электрических нагрузок в промышленных установках» ВНИПИ Тяжпромэлектропроект по методу упорядоченных диаграмм.

Для расчета разделим все электроприемники на питаемые от ШРА-1 и ШРА-2.

Найдем эффективное число приемников $n_{эф}$ по формуле:

для ШРА-1:

$$n_{эф1} = 0,95 \frac{P_{НОМ}^2}{\frac{P_{НОМ1}^2}{n_1} + \frac{(P_{НОМ} - P_{НОМ1})^2}{n - n_1}} ;$$

$$n_{эф1} = 0,95 \frac{470^2}{\frac{232^2}{7} + \frac{(470 - 232)^2}{38 - 7}} = 22 ;$$

для ШРА-2:

$$n_{эф2} = 0,95 \frac{P_{НОМ}^2}{\frac{P_{НОМ1}^2}{n_1} + \frac{(P_{НОМ} - P_{НОМ1})^2}{n - n_1}} ;$$

$$n_{эф2} = 0,95 \frac{453^2}{\frac{224^2}{6} + \frac{(453 - 224)^2}{37 - 6}} = 20 .$$

Коэффициенты расчетных нагрузок определяем по справочной таблице в зависимости от $n_{эф}$ и K_{II} : $K_{P1} = 0,85$, $K_{P2} = 0,85$.

Расчетная активная мощность по (2.1) составит:

для ШРА-1:

$$P_{P1} = K_{P1} P_{CP1} ;$$

$$P_{P1} = 0,85 \cdot 184,8 = 157,1 \text{ кВт};$$

для ШРА-2:

$$P_{P2} = K_{P2} P_{CP2} ;$$

$$P_{P2} = 0,85 \cdot 188,1 = 160,1 \text{ кВт}.$$

Учитывая, что $n_{эф}$ в обоих случаях больше 10, находим расчетную реактивную мощность по формуле:

$$Q_P = Q_{CP} = K_{II} P_{CP} \operatorname{tg} \varphi ;$$

$$Q_{P1} = Q_{CP1} = 0,4 \cdot 277,2 = 110,9 \text{ кВар};$$

$$Q_{P2} = Q_{CP2} = 0,4 \cdot 282,6 = 113 \text{ кВар}.$$

Расчетные токи соответственно для ШРА-1 и ШРА-2 составят:

$$I_{p1} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}};$$

$$I_{p1} = \frac{\sqrt{157.1^2 + 110.9^2}}{1,73 \cdot 0,38} = 292.5 \text{ A};$$

$$I_{p2} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}};$$

$$I_{p2} = \frac{\sqrt{160.1^2 + 113^2}}{1,73 \cdot 0,38} = 298 \text{ A}.$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты расчета электрических нагрузок цеха

Исходные данные					Средняя мощность		Средне взве шенн ый коэфф ициен т испол зован ия $K_{II} = P_{Cзр} / \sum P_H$	Эффе ктивн ое число ЭП $n_{Э}$	Коэф фици ент расчет ной нагруз ки K_P	Расчетная мощность			Расч етны й ток, А I_P
по заданию		по справочным данным		P_C , кВт	Q_C , квар	кВт P_P				кВар Q_P	кВА S_P		
Наименование характерных категорий ЭП, подключенных к узлу питания	Количес тво ЭП, шт. п	Номина льная установ ленная мощнос ть,кВт P_H	Коэффиц иент использо вания K_u	Коэффи циент реактив ной мощнос ти $\cos \varphi$									
ШРА-1													
1. Металло- режущие станки	14	91	0,16	0,5	14,6	25,3							
2. Свар. оборуд.	1	14	0,35	0,6	4,9	6,5							
3. Краны	1	3	0,8	0,5	2,4	4,2							
4. Вентиляторы	2	70	0,65	0,8	45,5	34,1							
5. Прессы	15	158	0,17	0,65	26,9	31,4							
6. Печи	3	95	0,7	0,95	66,5	21,9							
7. Компрессоры	1	37	0,65	0,8	24	18							
Итого по ШРА1	37	468	-	-	184,8	141,4	0,4	22	0,85	157.1	110.9	192.3	292.5
ШРА-2													
1. Металло- режущие станки	14	73,5	0,16	0,5	11,8	20,4							
2. Свар. оборуд.	2	24	0,35	0,6	8,4	11,2							
3. Краны	2	27	0,8	0,5	21,6	37,4							
4. Вентиляторы	1	40	0,65	0,8	26	19,5							
5. Прессы	13	148,5	0,17	0,65	25,2	29,5							
6. Печи	3	102	0,7	0,95	71,4	23,5							
7. Компрессоры	1	37	0,65	0,8	24	18							
Итого по ШРА2	36	452	-	-	188,4	159,5	0,4	20	0,85	160,1	113	196	298

2.3 Расчет нагрузок системы освещения

2.3.1 Выбор светильников и определение их расположения

Для освещения цеха выбираем металлогалогенные лампы типа ДРИ со светильниками НВО производства «Световые технологии».

Найдем расчетную высоту h по формуле:

$$h = H - h_p - h_c, \quad (2.1)$$

где H – высота помещения, $H = 9$ м; h_p – высота расчетной поверхности над полом, $h_p = 0,8$ м; h_c – расстояние светильника от перекрытия, $h_c = 1,2$ м.

Тогда, расчетная высота по формуле (2.1) равна:

$$h = 9 - 0,8 - 1,2 = 7 \text{ м.}$$

Найдем оптимальное расстояние между рядами светильников L :

$$L = \lambda \cdot h, \quad (2.2)$$

где λ – отношения расстояния между светильниками к расчетной высоте, которое определяется по справочным таблицам, $\lambda = 1$; h – расчетная высота, м.

Оптимальное расстояние между рядами светильников по формуле (2.2) равно:

$$L = 1 \cdot 7 = 7 \text{ м.}$$

Число рядов светильников в цехе m определяется по формуле:

$$m = \frac{L_{ц}}{L},$$

где $L_{ц}$ – длина цеха.

Таким образом, число рядов светильников в цехе равно:

$$m = \frac{116,5}{7} = 16.$$

Расстояние от стены до ближайшего ряда светильников l , м:

$$l = \frac{L_{ц} - L \cdot m}{2},$$
$$l = \frac{116,5 - 7 \cdot 16}{2} = 2,25 .$$

Отношение расстояния между рядами светильников L_A к расстоянию между светильниками L_B в ряду должно быть не более 1,5. Выбираем число светильников в ряду B равным 3. Тогда, расстояние между светильниками L_B равно 5м. Делаем проверку $L_A/L_B = 7/5 = 1,4 < 1,5$. Условие выполняется.

Таким образом, число светильников в цехе:

$$N = mB = 16 \cdot 3 = 48 .$$

2.3.2 Расчет осветительных установок

Световой поток ламп Φ в каждом светильнике, необходимый для создания заданной минимальной освещенности определяется по формуле:

$$\Phi = \frac{E_H K_{зан} Fz}{N\eta} , \quad (2.3)$$

где $K_{зан} = 1,5$ – коэффициент запаса; $E_H = 250$ лк – норма освещенности; $z = E_{ср}/E_H = 1,15$ – коэффициент минимальной освещенности; F – площадь освещаемой поверхности; $N = 48$ – число светильников; $\eta = 0,73$ – коэффициент использования светового потока.

Тогда, световой поток ламп:

$$\Phi = \frac{250 \cdot 1,5 \cdot 116,5 \cdot 15 \cdot 1,15}{48 \cdot 0,73} = 21507,12 \text{ лм.}$$

По полученному световому потоку выбираем лампу типа ДРИ мощностью 400 Вт со световым потоком $\Phi = 22000$ лм.

Расчетная нагрузка $P_{p.o}$ питающей осветительной сети определяется по формуле:

$$P_{p.o} = P_{уст} K_C K_{ПРА} , \quad (2.4)$$

где $K_C = 0,95$ – коэффициент спроса; $K_{ПРА} = 1,1$ – коэффициент, учитывающий потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре;
 $P_{уст} = 48 \cdot 0,4 = 19,2 \text{ кВт}$ – установленная мощность ламп.

Тогда, расчетная нагрузка:

$$P_{p.o} = 19,2 \cdot 0,95 \cdot 1,1 = 20,06 \text{ кВт.}$$

Полная расчетная осветительная нагрузка составит:

$$S_{p.o} = \frac{P_{p.o}}{\cos \varphi},$$
$$S_{p.o} = \frac{20,06}{0,85} = 25,08 \text{ кВА}.$$

Значения токов $I_{p.o}$ протекающих по линиям осветительной сети находятся по формулам:

для трехфазной сети:

$$I_{p.o} = \frac{P_{p.o}}{\sqrt{3}U_L \cos \varphi},$$

для однофазной сети:

$$I_{p.o} = \frac{P_{p.o}}{U_\phi \cos \varphi},$$

где $P_{p.o}$ – активная расчетная мощность одной и трех фаз, кВт; $\cos \varphi$ – коэффициент мощности нагрузки; U_ϕ и U_L – номинальные напряжения сети – фазное и линейное, кВ.

Рассчитаем ток, протекающий по линии Л1 напряжением 380 В от РУ 0,4 кВ до осветительных щитков:

$$I_{p.o1} = \frac{20,06}{1,73 \cdot 0,38 \cdot 0,85} = 35,9 \text{ А}.$$

Расчетный ток распределительных линий будет зависеть от расчетной мощности каждой линии. Расчетную мощность найдем по формуле (2.7):

для линии Л2:

$$P_{p.o2} = 4,8 \cdot 0,95 \cdot 1,1 = 5,02 \text{ кВт},$$

для линий Л3, Л4, Л5, Л6, Л8, Л9, Л11:

$$P_{p.o3} = 1,6 \cdot 0,95 \cdot 1,1 = 1,67 \text{ кВт},$$

для линии Л7:

$$P_{p.o7} = 2,4 \cdot 0,95 \cdot 1,1 = 2,51 \text{ кВт},$$

для линии Л10:

$$P_{p.o10} = 2,0 \cdot 0,95 \cdot 1,1 = 2,1 \text{ кВт}.$$

Расчетный ток для линии Л2 составит:

$$I_{p.o2} = \frac{5,02}{0,22 \cdot 0,85} = 26,9 \text{ А},$$

для линий Л3, Л4, Л5, Л6, Л8, Л9, Л11:

$$I_{p.o3} = \frac{1,67}{0,22 \cdot 0,85} = 8,93 \text{ А},$$

для линий Л7:

$$I_{p.o7} = \frac{2,51}{0,22 \cdot 0,85} = 13,4 \text{ А},$$

для линий Л10:

$$I_{p.o11} = \frac{2,1}{0,22 \cdot 0,85} = 11,2 \text{ А}.$$

Выполним расчет сети по потере напряжения.

Величина допустимых потерь напряжения в сети определяется из выражения:

$$\Delta U_{\delta} = U_{x.x} - U_{\min} - \Delta U_T, \quad (2.5)$$

где ΔU_{δ} – располагаемая потеря напряжения в сети, %; $U_{x.x} = 105\%$ – номинальное напряжение при холостом ходе трансформатора; $U_{\min} = 97,5\%$ – допускаемое напряжение у наиболее удаленных ламп; ΔU_m – потеря напряжения в трансформаторе, %.

Потеря напряжения ΔU_m зависит от мощности трансформатора, его загрузки, коэффициента мощности питаемых электроприемников и определяется с достаточным приближением по формуле:

$$\Delta U_T = \beta(U_{am} \cos \varphi + U_{pm} \sin \varphi),$$

где β – коэффициент загрузки трансформатора; U_{am} и U_{pm} – активная и реактивная составляющие напряжения короткого замыкания трансформатора; $\cos \varphi$ – коэффициент мощности на зажимах вторичной обмотки трансформатора.

Значения U_{am} и U_{pm} определяются следующими выражениями:

$$U_{am} = \left(\frac{P_{\kappa}}{P_H} \right) 100\% ,$$

$$U_{pm} = \sqrt{U_k^2 - U_{am}^2} ,$$

где P_{κ} – потери короткого замыкания, кВт; P_H – номинальная мощность трансформатора, кВА; U_k – напряжение короткого замыкания, %.

Активная и реактивная составляющие напряжения короткого замыкания трансформатора:

$$U_{am} = \left(\frac{7,6}{630} \right) 100\% = 1,2 ,$$

$$U_{pm} = \sqrt{5,5^2 - 1,2^2} = 5,37.$$

Потеря напряжения в трансформаторе:

$$\Delta U_T = 0,7(1,2 \cdot 0,6 + 5,37 \cdot 0,8) = 3,5.$$

Найдем допустимую потерю напряжения в сети по формуле (2.5):

$$\Delta U_{\delta} = 105 - 97,5 - 3,5 = 4\%.$$

2.4 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов

При выборе числа цеховых трансформаторов необходимо учитывать категории надежности потребителей. Большинство электроприемников корпуса №4 относится ко второй категории по надежности электроснабжения, поэтому, выбираем комплектную двухтрансформаторную подстанцию. Резервное питание потребителей II категории вводится действиями дежурного персонала.

Номинальная мощность трансформаторов $S_{ном.т}$ определяется по формуле:

$$S_{ном.т} = \frac{S_p}{NK_3} , \quad (2.6)$$

где N – число трансформаторов; $K_3 = 0,7 - 0,8$ – коэффициент загрузки, на двухтрансформаторных цеховых подстанциях при преобладании потребителей

II категории оптимальный коэффициент загрузки принимают в пределах; S_p – расчетная нагрузка за наиболее загруженную смену, кВА.

Допустимая аварийная перегрузка трансформатора определяется из выражения:

$$1,4S_{ном.т} \geq S_p \quad (2.7)$$

Из формулы (2.6) номинальная мощность каждого цехового трансформатора должна быть больше:

$$S_{ном.т} = \frac{857}{2 \cdot 0,7} = 612 \text{ кВА.}$$

Принимаем к установке двухтрансформаторную КТП с силовыми трансформаторами ТМ-630/10 номинальной мощностью по 630 кВА каждый.

Проверяем перегрузочную способность трансформаторов в аварийном режиме по условию (2.7):

$$\begin{aligned} 1,4S_{ном.т} &\geq S_{p\Sigma}, \\ 1,4 \cdot 630 &= 882 \text{ кВА}, \\ 882 \text{ кВА} &> 857 \text{ кВА}. \end{aligned}$$

Такая перегрузка силового трансформатора допускается в течение 5 суток с продолжительностью не более 6 часов в одни сутки.

2.5 Выбор комплектных шинопроводов

Распределительные шинопроводы типа ШРА выбираем по расчетному току:

$$I_{ном} \geq I_p,$$

Потерю напряжения в распределительном шинопроводе найдем по формуле:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,5 I_p \cdot l \cdot 100}{U_{ном}} (r_{y\partial} \cos \varphi + x_{y\partial} \sin \varphi),$$

где I_p – расчетный ток шинопровода; l – длина шинопровода; $r_{y\partial}, x_{y\partial}$ – удельное активное и индуктивное сопротивление шинопровода.

Шинопроводы проверяют на электродинамическую стойкость по условию:

$$i_{уд.дон} > i_{уд} ,$$

где $i_{уд}$ – расчетный ударный ток КЗ в начале шинпровода, кА; $i_{уд.дон}$ – допустимый ударный ток КЗ для данного типа шинпровода, кА.

Для ШРА-1 выбираем комплектный распределительный шинпровод серии KLM-R производства компании «КЛМ групп», длительно-допустимый ток которого равен 250 А.

$$I_{ном} \geq I_p , \\ 250 \text{ А} \geq 169,91 \text{ А} .$$

Определим потерю напряжения в конечной точке шинпровода:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,5 \cdot 169,91 \cdot 0,1 \cdot 100}{380} (0,21 \cdot 0,64 + 0,21 \cdot 0,77) = 1,13\% .$$

Падение напряжения не превышает 5% и находится в допустимых пределах.

Проверим шинпровод на электродинамическую стойкость:

$$i_{уд.дон} > i_{уд} , \\ 40 \text{ кА} > 5,78 \text{ кА} .$$

Для ШРА-2 выбираем комплектный распределительный шинпровод серии KLM-R, длительно-допустимый ток которого равен 400 А.

$$I_{ном} \geq I_p , \\ 400 \text{ А} \geq 354,12 \text{ А} .$$

Определим потерю напряжения в конечной точке шинпровода:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,5 \cdot 354,12 \cdot 0,11 \cdot 100}{380} (0,15 \cdot 0,61 + 0,17 \cdot 0,79) = 2,0\% .$$

Падение напряжения не превышает 5% и находится в допустимых пределах.

Проверим шинпровод на электродинамическую стойкость:

$$i_{уд.дон} > i_{уд} , \\ 40 \text{ кА} > 6,18 \text{ кА} .$$

Выбранные шинпроводы проходят проверку.

2.6 Расчет токов короткого замыкания в сетях 0,4 кВ

Расчетная схема для определения токов короткого замыкания (КЗ) представлена на рисунке 2.1.

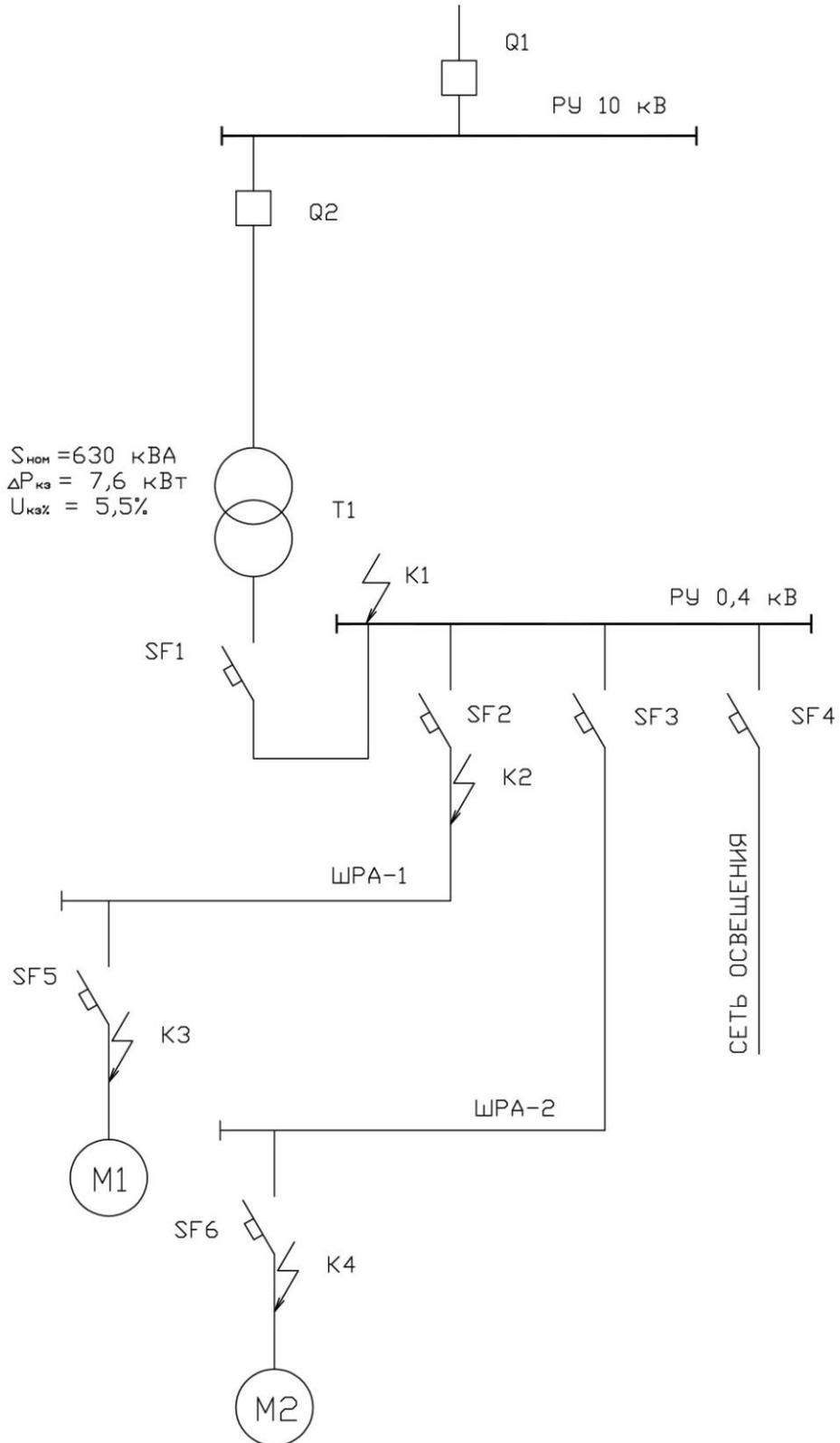


Рисунок 2.1 – Расчетная схема для определения токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ произведем в именованных единицах. При этом сопротивления элементов системы электроснабжения, находящихся со стороны высшего напряжения, необходимо привести к низшему напряжению по формулам:

$$r_{HH} = r_{BH} \left(\frac{U_{ном.HH}}{U_{ном.BH}} \right)^2,$$

$$x_{HH} = x_{BH} \left(\frac{U_{ном.HH}}{U_{ном.BH}} \right)^2.$$

где r_{HH} и x_{HH} – соответственно активное и индуктивное сопротивления элемента системы электроснабжения высшего напряжения, приведенные к низшему напряжению, мОм; r_{BH} и x_{BH} – соответственно активное и индуктивное сопротивления элемента системы электроснабжения высшего напряжения, мОм; $U_{ном.HH}$ и $U_{ном.BH}$ – соответственно номинальные напряжения высшей и низшей ступеней, кВ.

Сопротивление трансформатора определяется из выражений:

$$r_{ЦТ} = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot U_{ном}^2}{S_{ном.т}^2}, \quad (2.8)$$

где ΔP_{κ} – мощность короткого замыкания трансформатора (по справочным данным), кВт; $U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ; $S_{ном.т}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$x_{ЦТ} = \sqrt{\left(\frac{u_{\kappa}}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{\kappa}}{S_{ном.т}}\right)^2} \frac{U_{ном}^2}{S_{ном.т}}, \quad (2.9)$$

где u_{κ} – напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

Сопротивление шинпровода определяется из выражений:

$$r_{ш} = r_{y\delta} \cdot l \cdot 10^3,$$

где $r_{y\delta}$ – удельное активное сопротивление шинпровода, Ом/км; l – длина шинпровода.

$$x_{ш} = x_{y\delta} \cdot l \cdot 10^3,$$

где $x_{y\partial} x_{y\partial}$ – удельное реактивное сопротивление шинпровода, Ом/км.

Ток трехфазного короткого замыкания определим из выражения:

$$I_K = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \sqrt{r_{\Sigma K}^2 + x_{\Sigma K}^2}}, \quad (2.10)$$

где $r_{\Sigma K}$ – суммарное активное сопротивление до точки короткого замыкания, мОм; $x_{\Sigma K}$ – суммарное реактивное сопротивление до точки короткого замыкания, мОм.

Ударный ток КЗ найдем по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_K, \quad (2.11)$$

где I_K – ток короткого замыкания, $K_{y\partial}$ – ударный коэффициент.

Рассчитаем ток короткого замыкания на зажимах вводного выключателя, установленного в КТП (точка К1).

Приведем сопротивления системы электроснабжения высшего напряжения к напряжению 0,4 кВ:

$$r_{\Sigma HH} = 1370 \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 2,19 \text{ мОм},$$

$$x_{\Sigma HH} = 48,9 \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 0,08 \text{ мОм}.$$

Определим сопротивление цехового трансформатора по формулам (2.8-2.11):

$$r_{ЦТ} = \frac{7,6 \cdot 400^2}{630^2} = 3,06 \text{ мОм},$$

$$x_{ЦТ} = \sqrt{\left(\frac{10,5}{100} \right)^2 - \left(\frac{7,6}{630} \right)^2} \cdot \frac{400^2}{630} = 14 \text{ мОм}.$$

Суммарное активное сопротивление составит:

$$r_{\Sigma K1} = r_{\Sigma HH} + r_{ЦТ} + r_{доб},$$

$$r_{\Sigma K1} = 2,19 + 3,06 + 0,48 = 5,73 \text{ мОм}.$$

Суммарное реактивное сопротивление составит:

$$x_{\Sigma K1} = x_{\Sigma HH} + x_{ЦТ} + x_{дооб},$$

$$x_{\Sigma K1} = 0,08 + 14 + 0,26 = 14,34 \text{ мОм.}$$

Ток короткого замыкания в точке К1 по формуле (2.10) равен:

$$I_{K1} = \frac{400}{1,73\sqrt{5,73^2 + 14,34^2}} = 15,02 \text{ кА.}$$

Ударный ток в точке К1 по формуле (2.16) равен:

$$i_{y\partial} = 1,41 \cdot 1 \cdot 15,02 = 21,17 \text{ кА.}$$

Аналогично рассчитаем ток короткого замыкания на зажимах автоматического выключателя, защищающего шинопровод ШРА-1 (точка К2).

Рассчитаем ток короткого замыкания в конечной точке шинопровода ШРА-1 (точка К3). При этом учитываем сопротивление шинопровода.

Определим сопротивление шинопровода:

$$r_{ш1} = 0,2 \cdot 0,12 \cdot 10^3 = 24 \text{ мОм.}$$

$$x_{ш1} = 0,1 \cdot 0,12 \cdot 10^3 = 12 \text{ мОм.}$$

Суммарное активное сопротивление составит:

$$r_{\Sigma K3} = r_{\Sigma HH} + r_{ЦТ} + r_{ш1} + r_{дооб},$$

$$r_{\Sigma K3} = 2,19 + 3,06 + 24 + 0,85 = 30,1 \text{ мОм.}$$

Суммарное реактивное сопротивление составит:

$$x_{\Sigma K3} = x_{\Sigma HH} + x_{ЦТ} + x_{ш1} + x_{дооб},$$

$$x_{\Sigma K3} = 0,08 + 14 + 12 + 0,36 = 26,44 \text{ мОм.}$$

Ток короткого замыкания в точке К3 по формуле (2.10) равен:

$$I_{K3} = \frac{400}{1,73\sqrt{30,1^2 + 26,44^2}} = 5,78 \text{ кА.}$$

Ударный ток в точке К3 по формуле (2.16) равен:

$$i_{y\partial 3} = 1,05 \cdot 1,41 \cdot 5,78 = 6,1 \text{ кА,}$$

Аналогично рассчитаем ток короткого замыкания в конечной точке шинопровода ШРА-2 (точка К4).

Результаты расчетов токов короткого замыкания сведем в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Расчетные значения тока КЗ в цеховой сети

Точка	$r_{\Sigma K}$, мОм	x_{Σ} , мОм	I_K , кА	$i_{уд}$, кА
К1	5,73	14,43	15,02	21,17
К2	6,1	14,44	14,7	19,11
К3	30,1	26,44	5,78	6,1
К4	24,3	28,44	6,18	6,8

2.7 Выбор защитной и коммутационной аппаратуры

2.7.1 Выбор автоматических выключателей

Произведем выбор автоматических выключателей, установленных на РУ 0,4 кВ КТП. Выберем и проверим автоматический выключатель SF1, защищающий цеховой трансформатор.

Выбор автоматических выключателей производят по следующим параметрам.

Номинальное напряжение выключателя $U_{ном.в.}$ не должно быть ниже напряжения сети:

$$U_{ном.в.} = U_{ном.с.} \cdot$$

$$380 В = 380 В.$$

Номинальный ток выключателя $I_{ном.в.}$ должен быть не меньше номинального тока линии:

$$I_{ном.в.} \geq I_{ном.}$$

$$630 А > 524,03 А.$$

Ток уставки теплового расцепителя $I_{ном.рас.т}$ следует выбирать по условию:

$$I_{ном.рас.т} \geq 1,3I_{ном.}$$

$$750 А > 681,24 А.$$

Выбор уставки электромагнитного расцепителя $I_{ном.рас.}$:

$$I_{ном.рас.} \geq 1,2I_{пик},$$

где $I_{пик}$ - пиковый ток группы приемников.

$$I_{ППК} = I_{пуск.маx} + (I_P + k_{II} I_{ном.маx}) ,$$

$$I_{ППК} = 5 \cdot 128,7 + (524,03 - 0,65 \cdot 128,7) = 1084,4 \text{ А} ,$$

$$I_{ном.рас} > 1,2 \cdot 1084,4 = 1301,3 \text{ А} .$$

где $I_{ном.маx}$ - номинальный ток двигателя с наибольшим пусковым током, А;
 $I_{пуск.маx}$ – наибольший из пусковых токов двигателей группы приемников, А; I_P – расчетный ток группы приемников, А; k_{II} – коэффициент использования, характерный для двигателя, имеющего наибольший пусковой ток.

Отключающая способность должны быть рассчитана на максимальные токи КЗ, проходящие по защищаемому элементу $I_{откл.ном.в.}$:

$$I_{откл.ном.в.} \geq I_{К.маx} \cdot$$

$$40 \text{ кА} > 14,7 \text{ кА} .$$

Выбираем автоматический выключатель серии ВА-СЭЩ-В АН-08D производства самарского завода «Электрощит».

Расчет остальных автоматических выключателей, установленных для защиты ШРА-1, ШРА-2 и кабельной сети освещения произведем аналогично, Результаты расчетов сведены в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Выбор и проверка выключателей нагрузки РУ 0,4 кВ

Условное обозначение на схеме	Тип выключателя	Параметры выбора	Расчетные значения	Паспортные значения
SF1	ВА-СЭЩ-В АН-08D	$U_{ном.в.} = U_{ном.С}$	380 В	380 В
		$I_{ном.в} \geq I_{ном}$	524,03 А	800 А
		$I_{ном.рас.т} \geq 1,3I_{ном}$	681,24 А	720 А
		$I_{ном.рас.э} \geq 1,2I_{ППК}$	1301,3 А	1600 А
		$I_{откл.ном.в.} \geq I_{К.маx}$	15,02 кА	65 кА
SF3	ВА-СЭЩ-В АН-06D	$U_{ном.в.} = U_{ном.С}$	380 В	380 В
		$I_{ном.в} \geq I_{ном}$	169,91 А	400 А
		$I_{ном.рас.т} \geq 1,3I_{ном}$	220,88 А	240 А
		$I_{ном.рас.э} \geq 1,2I_{ППК}$	840 А	1200 А
		$I_{откл.ном.в.} \geq I_{К.маx}$	14,7 кА	65 кА

Продолжение таблицы 2.3

SF4	ВА-СЭЦ-В АН-06D	$U_{ном.в.} = U_{ном.С}$	380 В	380 В
		$I_{ном.в.} \geq I_{ном}$	354,12 А	630 А
		$I_{ном.рас.т} \geq 1,3I_{ном}$	460,4 А	504 А
		$I_{ном.рас.э} \geq 1,2I_{ПНК}$	1038,4 А	1260 А
		$I_{откл.ном.в.} \geq I_{К.мах}$	14,7 кА	65 кА

Выбор и проверку автоматических выключателей, установленных в ответвительных коробках шинопроводов произведем аналогично. Результаты расчетов сведены в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Выбор и проверка выключателей, установленных в ответвительных коробках шинопроводов

№ оборудования на плане	$P_{ном}, кВт$	$\cos \varphi_{ном}$	$I_{ном} (I_p), А$	$I_{пуск}, А$	Тип выключателя, $I_{рас.т}, А$ $I_{рас.э}, А$
1	2	3	4	5	6
1	1	0,65	2,34	11,7	ВА-СЭЦ-TS100 15 А 135 А
2,30	3	0,65	7,02	35,1	ВА-СЭЦ-TS100 15 А 135 А
3, 14, 15, 26	12	0,6	30,4	91,3	ВА-СЭЦ-TS100 40 А 360 А
4,23	2	0,5	6,1	30,5	ВА-СЭЦ-TS100 15 А 135 А
5,7,27	4	0,5	12,2	61	ВА-СЭЦ-TS100 15 А 135 А
6	45	0,6	114,1	570,4	ВА-СЭЦ-TS160 170 А 1190 А
8	25	0,65	58,5	292,5	ВА-СЭЦ-TS100 60 А 540 А
9,24	15	0,5	45,6	228,2	ВА-СЭЦ-TS100 50 А 450 А

Продолжение таблицы 2.4

10	11	0,5	33,5	167,3	BA-CЭЦ-TS100 40 A 360 A
11,21	40	0,8	76,1	380,3	BA-CЭЦ-TS160 120 A 840 A
12,28	5	0,5	15,2	76,1	BA-CЭЦ-TS100 20 A 180 A
13,17	10	0,5	30,4	152,1	BA-CЭЦ-TS100 40 A 360 A
16	6	0,5	18,3	91,3	BA-CЭЦ-TS100 20 A 180 A
18	1	0,5	3,04	15,2	BA-CЭЦ-TS100 15 A 135 A
19,31	40	0,5	121,7	608,5	BA-CЭЦ-TS160 150 A 1050 A
20	5	0,65	11,7	58,5	BA-CЭЦ-TS100 15 A 135 A
22	55	0,65	128,7	643,6	BA-CЭЦ-TS160 150 A 1050 A
25	14	0,6	35,5	106,5	BA-CЭЦ-TS100 40 A 360 A

3 Расчет высоковольтной распределительной сети

3.1 Расчет токов короткого замыкания в установках выше 1 кВ

Расчет токов КЗ будем вести в относительных единицах. Принимаем за базисные единицы номинальную мощность трансформатора $S_{\sigma} = S_{ном.т} = 6,3 \text{ МВА}$ и среднее напряжение ступени $U_{\sigma} = U_{cp} = 10,5 \text{ кВ}$. На рисунке 3.1 приведены расчетная и схема замещения для определения токов КЗ.

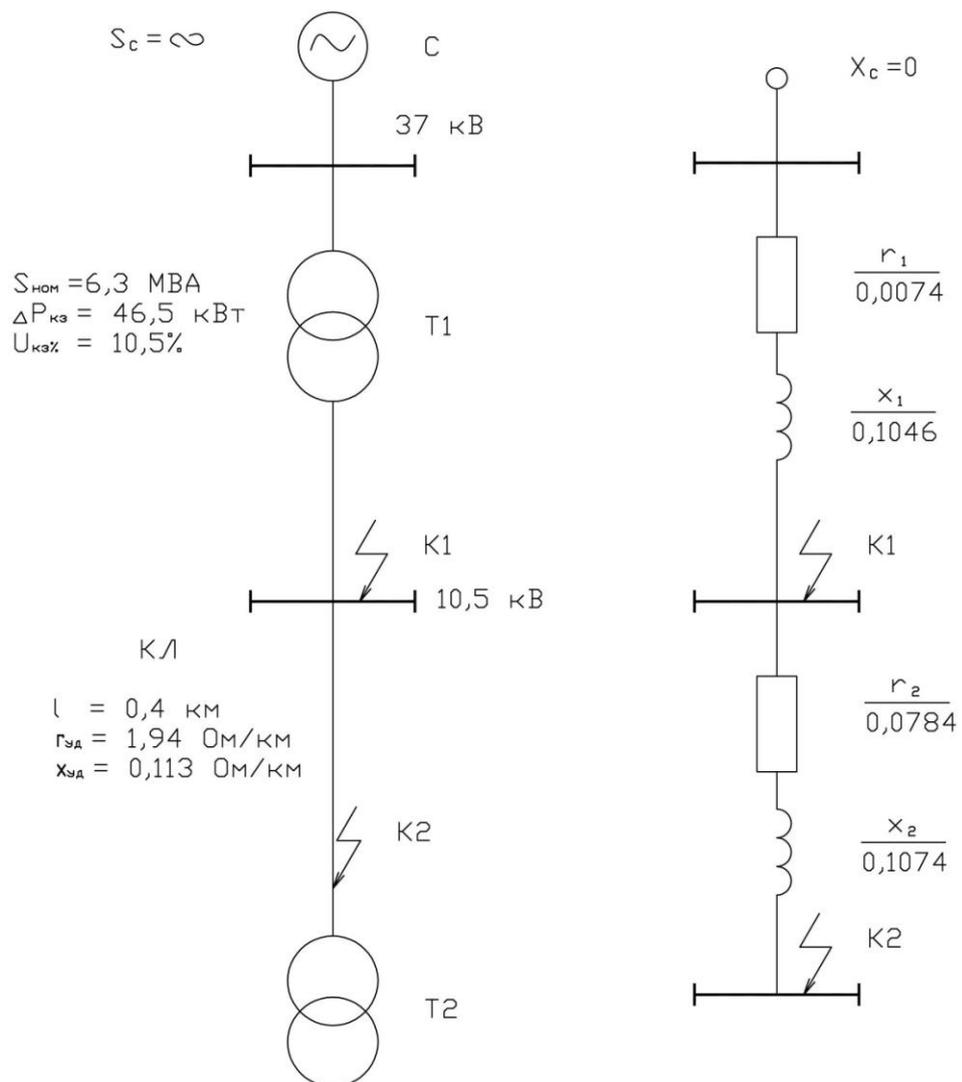


Рисунок 3.1 – Расчетная схема и схема замещения для расчета токов короткого замыкания

Базисный ток определим по формуле:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3}U_{\bar{\sigma}}}.$$

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{6,3}{1,73 \cdot 10,5} = 0,347 \text{ кА}.$$

Ток короткого замыкания определим из выражения:

$$I_K = \frac{I_{\bar{\sigma}}}{Z_{\Sigma^*}}, \quad (3.1)$$

где Z_{Σ^*} - суммарное полное сопротивление до точки короткого замыкания, о.е.

Сопротивления элементов схемы замещения в базисных единицах найдем следующим образом.

Трансформатор:

$$r_{1^*} = \frac{\Delta P_k \cdot S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном.т}^2}, \quad (3.2)$$

$$x_{1^*} = \sqrt{\left(\frac{U_k}{100}\right)^2 - r_{1^*}^2} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном.т}}, \quad (3.3)$$

Кабельная линия:

$$r_{2^*} = r_{y\partial} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2}, \quad (3.4)$$

$$x_{2^*} = x_{y\partial} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2}, \quad (3.5)$$

Трансформатор Т1:

$$r_{1^*} = \frac{46,5 \cdot 6300}{6300^2} = 0,0074,$$

$$x_{1^*} = \sqrt{\left(\frac{10,5}{100}\right)^2 - 0,0074^2} \cdot \frac{6300}{6300} = 0,1046.$$

Кабельная линия:

$$r_{2^*} = 1,94 \cdot 0,4 \cdot \frac{6,3}{10,5^2} = 0,022,$$

$$x_{2*} = 0,113 \cdot 0,4 \cdot \frac{6,3}{10,5^2} = 0,003.$$

Суммарное сопротивление до точки К1 составит:

$$r_{\Sigma 1*} = r_{1*} = 0,0074,$$

$$x_{\Sigma 1*} = x_{1*} = 0,1046.$$

Суммарное сопротивление до точки К2 составит:

$$r_{\Sigma 2*} = r_{1*} + r_{2*},$$

$$r_{\Sigma 2*} = 0,0074 + 0,022 = 0,029,$$

$$x_{\Sigma 2*} = x_{1*} + x_{2*},$$

$$x_{\Sigma 2*} = 0,1046 + 0,003 = 0,108.$$

Токи короткого замыкания в рассматриваемых точках по формуле (3.1) составят:

$$I_{K1} = \frac{0,347}{\sqrt{0,0074^2 + 0,1046^2}} = 3,31 \text{ кА},$$

$$I_{K2} = \frac{0,347}{\sqrt{0,029^2 + 0,108^2}} = 2,89 \text{ кА}.$$

Ударный ток КЗ определим по формуле:

$$i_{y\partial} = K_{y\partial} \sqrt{2} I_{IIO} , \quad (3.6)$$

Для точки К1 $K_{y\partial 1} = 1,72$, для точки К2 – $K_{y\partial 2} = 1,18$.

Тогда, ударные токи в рассматриваемых точках по формуле (3.6) составят:

$$i_{y\partial 1} = 1,72 \sqrt{2} \cdot 3,31 = 6,49 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial 2} = 1,18 \sqrt{2} \cdot 2,89 = 4,8 \text{ кА}.$$

3.2 Выбор сечения кабеля 10 кВ

Передачу электроэнергии от источника питания (главной понизительной подстанции) до приемного пункта (трансформаторной подстанции) осуществим кабельными линиями по радиальной схеме.

Выбор сечения кабеля будем вести в следующей последовательности.

Определяем расчетные токи в нормальном I_p и аварийном $I_{\max,p}$ режимах по формулам:

$$I_p = \frac{S_p}{2\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (3.7)$$

$$I_{\max,p} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}. \quad (3.8)$$

Определяем допустимый ток кабельных линий $I'_{\text{дон}}$, зависящее от конкретных условий среды и способа прокладки кабеля, из соотношения:

$$I'_{\text{дон}} = K_{\text{дон}} K_{c,n} I_{\text{дон}}, \quad (3.9)$$

где $I_{\text{дон}}$ – длительно допустимый ток одиночного кабеля, А; $K_{\text{дон}}$ – допустимая кратковременная перегрузка по таблице 3.3 [3]; $K_{c,n}$ – коэффициент снижения токовой нагрузки по таблице 1.3.26 [4].

В зависимости от расчетного тока определяем стандартное большее сечение кабеля из условия:

$$I'_{\text{дон}} \geq I_{\max,p}. \quad (3.10)$$

Потери напряжения в кабельной линии в нормальном режиме находятся по формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot (r_{y\partial} \cos \varphi + x_{y\partial} \sin \varphi), \text{ В}, \quad (3.11)$$

где $r_{y\partial}$ и $x_{y\partial}$ – удельное активное и индуктивное сопротивления кабеля, Ом/км; l – длина кабельной линии, км; I_p – расчетный ток линии в нормальном режиме, А.

Потери напряжения в кабельной линии в аварийном режиме находятся по формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_{\max,p} \cdot l \cdot (r_{y\partial} \cos \varphi + x_{y\partial} \sin \varphi), B, \quad (3.12)$$

где $I_{\max,p}$ – расчетный ток линии в аварийном режиме, А.

Выберем сечение кабельной линии, питающей ТП №3. Прокладку кабеля выполним в траншее. Для потребителей II второй категории с целью обеспечения требуемой бесперебойности питания принимаем две параллельно проложенные в траншее кабельные линии с расстоянием между ними 100 мм.

Определим расчетные токи в нормальном I_p и аварийном $I_{\max,p}$ режимах по формулам (3.7-3.8).

Расчетный ток в нормальном режиме по формуле (3.7) составит:

$$I_p = \frac{857}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 25 \text{ A}.$$

Расчетный ток в аварийном режиме по формуле (3.8) составит:

$$I_{\max,p} = \frac{857}{\sqrt{3} \cdot 10} = 50 \text{ A}.$$

В зависимости от места прокладки, свойств среды, механических усилий, воздействующих на кабель, рекомендуются различные марки кабелей.

Выбираем кабель марки АПвБП – с алюминиевыми жилами, изоляцией из сшитого полиэтилена, с ленточной стальной броней, с наружной оболочкой из полиэтилена.

Выбираем сечение жил кабельных линий, учитывая допустимую перегрузку в аварийном режиме и снижение допустимого тока в нормальном режиме при прокладке кабелей в одной траншее. Принимаем время ликвидации аварии максимальным (6 часов), а коэффициент загрузки линий в нормальном режиме 0,6. Принимаем ближайшее большее стандартное сечение жил трехжильного кабеля равным 16 мм^2 ($I_{\text{дон}} = 75 \text{ A}$).

Допустимый ток кабельных линий $I'_{\text{дон}}$ определяем из соотношения (3.9), при $K_{\text{дон}} = 1,25$; $K_{c,n} = 0,9$.

$$I'_{\text{дон}} = 1,25 \cdot 0,9 \cdot 75 = 84,4 \text{ A}.$$

В зависимости от расчетного тока определим стандартное большее сечение кабеля из условия (3.10):

$$I'_{\text{дон}} \geq I_{\text{max,p}} ,$$

$$84 \text{ A} > 50 \text{ A}.$$

Выбранный кабель проходит по условию нагрева длительно допустимым током.

Определим потери напряжения в линии в нормальном и аварийном режимах по формулам (3.11) и (3.12) соответственно:

в нормальном режиме:

$$\Delta U = 1,73 \cdot 25 \cdot 0,4(1,94 \cdot 0,96 + 0,113 \cdot 0,28) = 52 \text{ B} ,$$

в аварийном режиме:

$$\Delta U = 1,73 \cdot 50 \cdot 0,4(1,94 \cdot 0,96 + 0,113 \cdot 0,28) = 104 \text{ B} .$$

Потери напряжения находятся в пределах нормы.

4 Расчет электрической части ГПП

4.1 Расчетные электрические нагрузки ГПП

Расчетные электрические нагрузки в целом по предприятию показаны в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Расчетные электрические нагрузки по предприятию

№	Потребитель электроэнергии	Номинальная мощность $P_{уст}$, кВт	K_c	Расчетная мощность P_p , кВт	$\cos\varphi$	Расчетная реактивная мощность Q_p , квар	Полная расчетная мощность S_p , кВА
1	ТП №1	1330	0,5	665	0,7	678	952
2	ТП №2	937	0,7	656	0,8	480	820
3	ТП №3	1307	0,6	784	0,9	376	980
4	ТП №4	893	0,4	357	0,65	418	857
5	ТП №5	3122	0,5	1561	0,7	1592	2230
6	ТП №6	1400	0,6	840	0,7	857	1200
7	ТП №7	788	0,65	473	0,8	355	591
8	ТП №8	780	0,8	624	0,8	480	780
	Итого:						8410

4.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ГПП

Мощность трансформатора выбираем так, чтобы при выходе из строя одного из них второй (с учетом допустимой перегрузки) обеспечивал питание потребителей I и II категории. Резервное питание потребителей I и II категории вводится автоматически.

Мощность силового трансформатора определяется из выражения:

$$S_{mp} \geq \frac{S_{p\Sigma}}{1,4(n-1)}, \quad (4.1)$$

где $S_{p\Sigma} = 8442 \text{ кВА}$ – расчетная мощность по подстанции; $n = 2$ – число трансформаторов.

Если нагрузка трансформатора до аварийной перегрузки не превышала 0,93 паспортной мощности, его можно перегружать до 5 суток на 40%, но не более 6 часов каждые сутки.

Допустимая аварийная перегрузка трансформатора определяется из выражения:

$$1,4 \cdot S_{mp} \geq S_{p\Sigma}, \text{ кВА}. \quad (4.2)$$

Определим номинальную мощность трансформаторов по формуле (4.1):

$$S_{mp} \geq \frac{8442}{1,4(2-1)} = 6030 \text{ кВА}.$$

Принимаем к установке масляные трансформаторы с номинальной мощностью 6300 кВА.

Проверяем перегрузочную способность выбранного трансформатора в аварийном режиме по условию (4.2):

$$1,4 \cdot 6300 \text{ кВА} > 8442 \text{ кВА}.$$

Такая перегрузка трансформатора допустима в течение 5 суток с продолжительностью по 6 часов в сутки.

4.3 Выбор высоковольтных выключателей

4.3.1 Выбор высоковольтных выключателей 35 кВ

К установке принимаем вакуумный выключатель ВВН-СЭЦ-35-25/1000УХЛ1.

а) Номинальное напряжение выключателя $U_{ном.в}$:

$$U_{ном.в} \geq U_{ном.уст},$$

$$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}.$$

б) Номинальный длительный ток выключателя $I_{ном.в}$:

$$I_{ном.в} \geq I_p,$$

$$1000 \text{ A} > 483 \text{ A}.$$

в) Номинальный ток отключения $I_{ном.о}$, кА:

$$I_{ном.о} \geq I_K,$$

$$25 \text{ кА} > 5,6 \text{ кА}.$$

г) Допустимый ток динамической стойкости (амплитудное значение ударного тока):

$$i_{ном.дин} \geq i_y,$$

$$63 \text{ кА} \geq 14,3 \text{ кА}.$$

Выбранный выключатель проходит по всем параметрам.

4.3.2 Выбор высоковольтных выключателей 10 кВ

Выбираем высоковольтный выключатель на линию, отходящую к ТП №3. К установке принимаем вакуумный выключатель ВВУ-СЭЦ-10-20/630УЗ.

а) Номинальное напряжение выключателя $U_{ном.в}$:

$$U_{ном.в} \geq U_{ном.уст},$$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}.$$

б) Номинальный длительный ток выключателя $I_{ном.в}$:

$$I_{ном.в} \geq I_p,$$

$$630 \text{ A} > 49,5 \text{ A}.$$

в) Номинальный ток отключения $I_{ном.о}$, кА:

$$I_{ном.о} \geq I_K,$$

$$20 \text{ кА} > 2,89 \text{ кА}.$$

г) Допустимый ток динамической стойкости (амплитудное значение ударного тока):

$$i_{ном.дин} \geq i_y,$$

$$52 \text{ кА} \geq 4,8 \text{ кА}.$$

Выбранный выключатель проходит по всем параметрам.

Аналогично выберем высоковольтные выключатели для остальных отходящих линий ГПП.

Результаты расчетов сведем в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Выбор высоковольтных выключателей

Назначение фидера	Тип выключателя	Параметры выбора	Расчетные значения	Паспортные значения
1	2	3	4	5
ТП№1	ВВУ-СЭЩ-10-20/630У3	$U_{ном.в} \geq U_{ном.уст}$	10 кВ	10 кВ
		$I_{ном.в} \geq I_p$	55 А	630 А
		$I_{ном.о.} \geq I_{КЗ}$	3,16 кА	20 кА
		$i_{ном.дин.} \geq i_y$	6,23 кА	52 кА
ТП№2	ВВУ-СЭЩ - 10-20/630У3	$U_{ном.в} \geq U_{ном.уст}$	10 кВ	10 кВ
		$I_{ном.в} \geq I_p$	46,2 А	630 А
		$I_{ном.о.} \geq I_{КЗ}$	2,31 кА	20 кА
		$i_{ном.дин.} \geq i_y$	3,51 кА	52 кА
ТП№3	ВВУ-СЭЩ - 10-20/630У3	$U_{ном.в} \geq U_{ном.уст}$	10 кВ	10 кВ
		$I_{ном.в} \geq I_p$	56,6 А	630 А
		$I_{ном.о.} \geq I_{КЗ}$	3,13 кА	20 кА
		$i_{ном.дин.} \geq i_y$	6,1 кА	52 кА
ТП№4	ВВУ-СЭЩ - 10-20/630У3	$U_{ном.в} \geq U_{ном.уст}$	10 кВ	10 кВ
		$I_{ном.в} \geq I_p$	49,5 А	630 А
		$I_{ном.о.} \geq I_{КЗ}$	2,89 кА	20 кА
		$i_{ном.дин.} \geq i_y$	4,8 кА	52 кА
ТП№5	ВВУ-СЭЩ - 10-20/630У3	$U_{ном.в} \geq U_{ном.уст}$	10 кВ	10 кВ
		$I_{ном.в} \geq I_p$	129 А	630 А
		$I_{ном.о.} \geq I_{КЗ}$	2,96 кА	20 кА
		$i_{ном.дин.} \geq i_y$	5,4 кА	52 кА
ТП№6	ВВУ-СЭЩ - 10-20/630У3	$U_{ном.в} \geq U_{ном.уст}$	10 кВ	10 кВ
		$I_{ном.в} \geq I_p$	69 А	630 А
		$I_{ном.о.} \geq I_{КЗ}$	3,02 кА	20 кА
		$i_{ном.дин.} \geq i_y$	5,5 кА	52 кА
ТП№7	ВВУ-СЭЩ - 10-20/630У3	$U_{ном.в} \geq U_{ном.уст}$	10 кВ	10 кВ
		$I_{ном.в} \geq I_p$	34,2 А	630 А
		$I_{ном.о.} \geq I_{КЗ}$	2,48 кА	20 кА
		$i_{ном.дин.} \geq i_y$	3,7 кА	52 кА

Продолжение таблицы 4.2

1	2	3	4	5
ТП№8	ВВУ-СЭЩ - 10-20/630У3	$U_{ном.в} \geq U_{ном.уст}$	10 кВ	10 кВ
		$I_{ном.в} \geq I_p$	46,2 А	630 А
		$I_{ном.о.} \geq I_{КЗ}$	2,31 кА	20 кА
		$i_{ном.дин.} \geq i_y$	3,51 кА	52 кА

4.4 Выбор разъединителей

К установке на ОРУ 35 кВ принимаем стандартные горизонтально установленные разъединители наружной установки РДЗ-СЭЩ-35. Проверим выбранный разъединитель по следующим параметрам.

а) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}.$$

где $U_{уст}$ – напряжение установки, кВ; $U_{ном}$ – номинальное напряжение разъединителя, кВ.

б) По длительному току:

$$I_p \leq I_{ном},$$

$$243 \text{ А} < 630 \text{ А},$$

$$I_{max} \leq I_{ном}.$$

$$483 \text{ А} < 630 \text{ А}.$$

где I_p – расчетный ток в нормальном режиме, А; I_{max} – расчетный ток в послеаварийном режиме, А, $I_{ном}$ – номинальный ток разъединителя, А.

в) Проверка разъединителя на электродинамическую стойкость:

$$i_y \leq i_{дин},$$

$$14,3 \text{ кА} < 64 \text{ кА}.$$

где i_y – ударный ток короткого замыкания, кА; $i_{дин}$ – номинальный ток динамической устойчивости разъединителя, кА.

Разъединитель данной марки проходит по всем условиям.

4.5 Выбор шин РУ 10 кВ

Для нормальной работы шин в пределах установленных температур нагрева, необходимо, чтобы длительно допустимый ток шин был больше наибольшего расчетного тока:

$$I_{\text{дон}} \geq I_p \cdot \quad (4.3)$$

Длительно допустимый ток для прямоугольных шин определяется из выражения:

$$I_{\text{дон}} = k_1 k_2 k_3 I_{\text{дон},o}, \quad (4.4)$$

где $k_1 = 0,95$ – поправочный коэффициент при расположении шин горизонтально; k_2 – поправочный коэффициент длительно допустимого тока для многополосных шин; k_3 – поправочный коэффициент для шин при температуре окружающей среды $\theta_{o,c}$, отличной от 25°C , $I_{\text{дон},o}$ – длительно допустимый ток полосы при температуре шины $\theta_{ш} = 70^\circ\text{C}$, температура окружающей среды $\theta_{o,c} = 25^\circ\text{C}$ и расположении шин вертикально, А.

Для соблюдения условий достаточной механической прочности шин при токах короткого замыкания расчетное напряжение в шинах σ_p не должно превосходить допустимого механического напряжения $\sigma_{\text{дон}}$ для данного металла шин на изгиб:

$$\sigma_{\text{дон}} \geq \sigma_p. \quad (4.5)$$

Допустимое максимальное усилие на изгиб в шине в зависимости от допустимого механического напряжения $\sigma_{\text{дон}}$ определим из выражения:

$$F_{\text{дон}} = \frac{10\sigma_{\text{дон}}W}{l}, \quad (4.6)$$

где W – момент сопротивления, см^3 ; l – длина пролета между изоляторами, см.

Расчетное усилие от динамического воздействия тока короткого замыкания определим из выражения:

$$F_p = 1,76 \cdot i_y^2 \frac{l}{a} \cdot 10^{-2},$$

где a – расстояние между шинами разных фаз, см; l – длина пролета между изоляторами, см, i_y - ударный ток короткого замыкания, кА.

Из требования $F_p < F_{\text{дон}}$ следует

$$1,76 \cdot i_y^2 \frac{l}{a} \cdot 10^{-2} \leq \frac{10\sigma_{\text{дон}} W}{l}$$

или

$$i_y \leq \frac{10}{l} \sqrt{\frac{10\sigma_{\text{дон}} W}{1,76}} = i_{\text{дон}}.$$

Максимальное расчетное напряжение в шинах σ_p определим из выражения:

$$\sigma_p = \frac{F_p l}{10W}.$$

Выберем сечение шины для РУ 10 кВ по приведенным выше условиям. К установке принимаем прямоугольные алюминиевые шины марки АТ, сечением 40x5 мм²:

Рассчитаем длительно допустимый ток, по формуле (4.4) учитывая, что $k_1 = 1; k_2 = 1; k_3 = 0,94; I_{\text{дон},0} = 540 \text{ A}$:

$$I_{\text{дон}} = k_1 k_2 k_3 I_{\text{дон},0},$$

$$I_{\text{дон}} = 1 \cdot 1 \cdot 0,94 \cdot 540 = 508 \text{ A}.$$

Произведем проверку сечения выбранных шин по допустимому нагреву из условия (4.3):

$$I_{\text{дон}} \geq I_p,$$

$$508 \text{ A} \geq 486 \text{ A}.$$

Условие выполняется.

Определим допустимое максимальное усилие на изгиб в шине по формуле (4.6), учитывая, что $\sigma_{\text{дон}} = 650 \text{ кгс} / \text{см}^2; W = 0,17hb^2$

$$F_{\text{дон}} = \frac{10\sigma_{\text{дон}} W}{l},$$

$$F_{\text{дон}} = \frac{10 \cdot 650 \cdot 0,17 \cdot 4 \cdot 0,5^2}{120} = 9,2 \text{ кгс}.$$

Определим расчетное усилие от динамического воздействия тока КЗ, учитывая, что $i_{yd} = 6,5 \text{ кА}$, $a = 50 \text{ см}$:

$$F_p = 1,76 \cdot i_y^2 \frac{l}{a} \cdot 10^{-2},$$

$$F_p = 1,76 \cdot 6,5 \cdot \frac{120}{50} \cdot 10^{-2} = 0,28 \text{ кгс}.$$

Определим максимальное расчетное напряжение в шинах σ_p :

$$\sigma_p = \frac{F_p l}{10W},$$

$$\sigma_p = \frac{0,28 \cdot 120}{10 \cdot 0,17 \cdot 4 \cdot 0,5} = 9,88 \text{ кгс / см}^2.$$

Произведем проверку шин на механическую прочность по условию (4.5):

$$\sigma_{дон} \geq \sigma_p,$$

$$650 \text{ кгс / см}^2 > 9,88 \text{ кгс / см}^2.$$

Выбранная шина проходит по условию механической прочности.

4.6 Выбор изоляторов

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах.

Выбор опорных изоляторов будем производить по следующим условиям:

а) по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}.$$

б) по допустимой нагрузке на головку изолятора:

$$F_{расч} \leq F_{дон},$$

где: $F_{расч}$ - сила, действующая на изолятор, кгс; $F_{дон}$ - допустимая нагрузка на головку изолятора, кгс.

$$F_{дон} = 0,6F_{разр},$$

где: $F_{разр}$ - разрушающая нагрузка на изгиб, кгс.

При вертикальном или горизонтальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила определяется из выражения:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot k_h \cdot 10^{-6},$$

где: k_h - поправочный коэффициент на высоту шины, если она расположена на «ребро», i_y – ударный ток короткого замыкания, кА.

$$k_h = \frac{H}{H_{из}},$$

$$H = H_{из} + b + \frac{h}{2}.$$

где: $H_{из}$ - высота изолятора, мм.

Произведём выбор изоляторов по выше перечисленным параметрам. Принимаем изолятор марки ОИ-10-375У3.

а) Номинальное напряжение:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}.$$

б) Допустимая нагрузка на головку изолятора равна:

$$F_{расч} \leq F_{дон},$$

$$F_{дон} = 375 \cdot 0,6 = 225 \text{ кгс}.$$

Расчетная нагрузка, действующая на изолятор равна:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot k_h \cdot 10^{-6},$$

$$F_{расч} = 1,73 \cdot \frac{6490^2}{0,5} \cdot 1,2 \cdot 10^{-6} = 175 \text{ кгс}.$$

Коэффициент в данном случае равен $k_h = 1$, так как шины расположены плашмя.

Проверяем изолятор на допустимую нагрузку по условию:

$$F_{расч} \leq F_{дон},$$

$$175 \text{ кгс} < 225 \text{ кгс}.$$

Изолятор данной марки проходит по всем параметрам.

Проходные изоляторы выбирают и проверяют по тем же условиям, что и опорные изоляторы и проверяют на стойкость электродинамического воздействия тока короткого замыкания. Выбор опорных изоляторов будем производить по следующим условиям:

а) по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

б) по номинальному току:

$$I_{max} \leq I_{ном}.$$

в) по допускаемой нагрузке:

$$F_{расч} \leq F_{доп}.$$

Для проходных изоляторов расчётная сила определяется из выражения, Н:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-6},$$

где i_y – ударный ток короткого замыкания, кА.

Выберем проходные изоляторы по приведенным выше условиям.

Принимаем изолятор марки ИП-10/630-750.

а) Номинальное напряжение:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}.$$

б) Номинальный ток:

$$I_{max} \leq I_{ном}.$$

$$486 \text{ А} < 630 \text{ А}.$$

в) Допустимая нагрузка на головку изолятора равна:

$$F_{доп} = 0,6 F_{разр},$$

$$F_{доп} = 750 \cdot 0,6 = 450 \text{ кгс}.$$

Расчетная нагрузка, действующая на изолятор составит:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-6},$$

$$F_{расч} = 1,73 \cdot \frac{6490^2}{0,5} \cdot 1,2 \cdot 10^{-6} = 175 \text{ кгс.}$$

Проверяем изолятор на допустимую нагрузку по условию:

$$F_{расч} \leq F_{доп} ,$$

$$175 \text{ кгс} < 450 \text{ кгс.}$$

Изолятор данной марки проходит по всем параметрам.

4.7 Выбор трансформаторов тока

Принимаем трансформатор марки ТВТ-35, $S_{2ном} = 20 \text{ ВА}$, класс точности 0,5.

а) Номинальное напряжение:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ.}$$

б) Номинальный ток:

$$I_{max.p} \leq I_{ном.т.т},$$

$$140 \text{ А} < 150 \text{ А.}$$

в) Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке составляем таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Вторичная нагрузка трансформатора тока ВН

Прибор	Нагрузка , ВА, фазы.		
	А	В	С
Амперметр (выключатель)	0,5	0,5	0,5
Амперметр (линия 35кВ)	0,5	0,5	0,5
Счётчик активной энергии	1,5		1,5
Счётчик реактивной энергии	1,5		1,5
Итого:	4	1	4

Найдем суммарное сопротивление приборов:

$$\Sigma r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном.т.т}}^2},$$

$$\Sigma r_{\text{приб}} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление соединительных проводов, при длине расчетной линии $l_p = 40 \text{ м}$, $r_{\text{дон}} = 0,484 \text{ Ом}$.

Тогда, полное сопротивление внешней цепи равно:

$$Z_{p2} = \Sigma r_{\text{приб}} + r_{\text{дон}} + r_{\text{конт}},$$

$$Z_{p2} = 0,16 + 0,484 + 0,1 = 0,744 \text{ Ом.}$$

Расчетная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока равна:

$$S_{2p} = I_{\text{ном2}}^2 Z_{p2},$$

$$S_{2p} = 5^2 \cdot 0,744 = 18,6 \text{ ВА.}$$

Выбор трансформаторов тока по нагрузке вторичной цепи для обеспечения его работы в требуемом классе точности состоит в соблюдении условия:

$$S_{2p} \leq S_{2\text{ном}},$$

$$18,6 \text{ ВА} < 20 \text{ ВА.}$$

Необходимое минимальное сечение соединительных проводов равно:

$$s_p = \frac{\rho \cdot l_p}{r_{\text{дон}}},$$

$$s_p = \frac{0,0149 \cdot 40}{0,484} = 1,23 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель АКВРГ сечением $2,5 \text{ мм}^2$.

г) Проверим электродинамическую стойкость трансформаторов тока:

$$i_y \leq k_{\text{дин}} \sqrt{2} I_{\text{ном.т.т}},$$

$$i_{\text{уд.дон}} = 280 \sqrt{2} \cdot 150 = 59,22 \text{ кА},$$

$$5,6 \text{ кА} \leq 59,22 \text{ кА.}$$

Выбранный трансформатор проходит по всем параметрам выбора.

Выберем трансформаторы тока на низкую сторону рассчитываемой подстанции.

Принимаем трансформатор марки ТШЛП-10 с номинальным током первичной обмотки 1000А и классом точности 0,5, для цепи трансформатора и секционного выключателя. Проверяем его по тем же условиям.

а) Номинальное напряжение:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}.$$

б) Номинальный ток:

$$I_{max.p} \leq I_{ном.т.т},$$

$$486 \text{ А} < 1000 \text{ А}.$$

в) Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке составляем таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Вторичная нагрузка трансформатора тока НН

Прибор	Нагрузка, ВА, фазы.		
	А	В	С
Амперметр	0,5	0,5	0,5
Амперметр (секц. выкл.)	0,5	0,5	0,5
Счётчик активной энергии	1,5		1,5
Счётчик реактивной энергии	1,5		1,5
Итого:	4	1	4

Найдем суммарное сопротивление приборов:

$$\Sigma r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном.т.т}^2},$$

$$\Sigma r_{приб} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом}.$$

Допустимое сопротивление соединительных проводов, при длине расчетной линии $l_p = 20 \text{ м}$, $r_{дон} = 0,148 \text{ Ом}$.

Тогда, полное сопротивление внешней цепи равно:

$$Z_{p2} = \Sigma r_{\text{проб}} + r_{\text{дон}} + r_{\text{конт}},$$

$$Z_{p2} = 0,16 + 0,148 + 0,1 = 0,408 \text{ Ом.}$$

Расчетная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока равна:

$$S_{2p} = I_{\text{ном}2}^2 Z_{p2},$$

$$S_{2p} = 5^2 \cdot 0,408 = 10,2 \text{ ВА.}$$

Выбор трансформаторов тока по нагрузке вторичной цепи для обеспечения его работы в требуемом классе точности состоит в соблюдении условия:

$$S_{2p} \leq S_{2\text{ном}},$$

$$10,2 \text{ ВА} < 20 \text{ ВА.}$$

Необходимое минимальное сечение соединительных проводов:

$$s_p = \frac{\rho \cdot l_p}{r_{\text{дон}}},$$

$$s_p = \frac{0,0121 \cdot 20}{0,148} = 1,64 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель АКВРГ сечением 2,5 мм².

г) Проверим электродинамическую стойкость трансформаторов тока:

$$i_y \leq k_{\text{дин}} \sqrt{2} I_{\text{ном.т.т}},$$

$$i_{\text{уд.дон}} = 630 \sqrt{2} \cdot 1000 = 34,2 \text{ кА},$$

$$6,49 \text{ кА} < 34,2 \text{ кА.}$$

Выбранный трансформатор тока проходит по всем параметрам выбора.

4.8 Выбор трансформаторов напряжения

Выбираем трансформатор напряжения на стороне ВН рассчитываемой подстанции. Принимаем трансформатор марки НОЛ-СЭЦ-35, класс точности 0,5, $S_{\text{ном}} = 75 \text{ ВА}$. Проверяем его по приведенным выше условиям.

Номинальное напряжение:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}.$$

Подсчёт нагрузки основной обмотки сведём в таблицу 4.5.

Определим нагрузку измерительных приборов присоединённых к трансформатору напряжения:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\Sigma P_{приб})^2 + (\Sigma Q_{приб})^2},$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{14^2 + 24,2^2} = \sqrt{196 + 585,64} = 30 \text{ ВА}.$$

Проверяем будет ли выбранный трансформатор напряжения работать в данном классе точности:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

$$30 \text{ ВА} < 75 \text{ ВА}.$$

Выбранный трансформатор будет работать в данном классе точности.

Таблица 4.5 - Нагрузка основной обмотки трансформатора напряжения ВН

Прибор	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
				P, Вт	Q, ВА
Вольтметр	2	1	2	4	
Счетчик активной энергии	2	2	1	4	9,7
Счётчик реактивной энергии	3	2	1	6	14,5
Итого:				14	24,2

Выбираем трансформатор напряжения на стороне НН рассчитываемой подстанции. Принимаем трансформатор марки НОЛ-СЭЦ-10, класс точности 0,5, $S_{ном} = 150 \text{ ВА}$. Параметры выбора такие же, как и при выборе трансформатора напряжения на высокую сторону.

Номинальное напряжение:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}.$$

Подсчёт нагрузки основной обмотки сведён в таблицу 4.6.

Таблица 4.7 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
				P, Вт	Q, ВА
Вольтметр	2	1	2	4	
Счетчик активной энергии	2	2	5	20	38,8
Счётчик реактивной энергии	3	2	5	30	87
Итого:	7	5	12	54	125,8

Определим нагрузку измерительных приборов присоединённых к трансформатору напряжения:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\Sigma P_{приб})^2 + (\Sigma Q_{приб})^2},$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{54^2 + 125,8^2} = \sqrt{2916 + 15826} = 136,9 \text{ ВА}.$$

Проверяем будет ли выбранный трансформатор работать в данном классе точности:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

$$136,9 \text{ ВА} < 150 \text{ ВА}.$$

Условие выполняется, поэтому выбранный трансформатор будет работать в данном классе точности.

4.9 Выбор ограничителей перенапряжений

Для стороны высокого напряжения принимаем ограничители перенапряжений марки ОПН -35У1.

Для стороны низкого напряжения принимаем ограничители перенапряжений марки ОПН -10.

Технические данные разрядников представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Технические данные разрядников

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Допустимое напряжение, кВ	Пробивное напряжение, кВ	
			Не менее	Не более
ОПН-35У1	35	40,5	78	98
ОПН-10	10	12,7	20	30,5

5 Защитное заземление

Рассчитаем защитное заземление РУ 10 кВ совмещенного с двухтрансформаторной подстанцией КТП 2х630/10/0,4кВ. Грунт в месте сооружения суглинок. Вертикальные электроды расположим по периметру здания с внешней стороны. В качестве вертикальных заземлителей принимаем стальные стержни диаметром 15 мм и длиной 2 м, которые погружаются в грунт методом ввертывания. Верхние концы электродов располагаем на глубине 0,7 м от поверхности земли. К ним приваривают горизонтальные электроды стержневого типа из той же стали, что и вертикальные электроды.

Расчетный ток замыкания на землю определим по формуле:

$$I_p = \frac{U_\phi}{R_0 + R_K}, \quad (5.1)$$

где $U_\phi = 220 \text{ В}$ - фазное напряжение; $R_0 = 4 \text{ Ом}$ – сопротивление замыкания нейтрали; $R_K = 4 \text{ Ом}$ - сопротивление корпуса электроустановки.

Тогда,

$$I_p = \frac{U_\phi}{R_0 + R_K},$$
$$I_p = \frac{220}{4 + 4} = 27,5 \text{ А.}$$

Для напряжения 10 кВ в соответствии с ПУЭ сопротивление заземляющего устройства определяем по формуле:

$$R_3 = \frac{U_p}{I_p}, \quad (5.2)$$

где $U_p = 125 \text{ В}$ – напряжение замыкания на землю, так как заземляющее устройство используется одновременно для электроустановок до 1 кВ и выше.

$$R_3 = \frac{125}{27,5} = 4,55 \text{ Ом.}$$

Сопrotивление заземляющего устройства для электроустановок напряжением до 1 кВ не должно быть больше 4 Ом [1], поэтому за расчетное сопротивление принимаем $R_3 = 4 \text{ Ом}$.

Предварительно, с учетом площади, занимаемой объектом, намечаем расположение заземлителей – по периметру с расстоянием между вертикальными электродами 4 м.

Сопrotивление искусственного заземлителя при отсутствии естественных заземлителей принимаем равным допустимому сопротивлению заземляющего устройства $R_{II} = R_3 = 4 \text{ Ом}$.

Определим расчетные удельные сопротивления грунта для горизонтальных и вертикальных заземлителей по формулам:

$$\rho_{p,z} = \rho_{y\delta} K_{II,\Gamma}, \quad (5.3)$$

$$\rho_{p,\epsilon} = \rho_{y\delta} K_{II,B}, \quad (5.4)$$

где $\rho_{y\delta} = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ – удельное сопротивление грунта (суглинок); $K_{II,\Gamma} = 2$ и $K_{II,B} = 1,4$ – повышающие коэффициенты для горизонтальных и вертикальных электродов.

Расчетные сопротивления равны:

$$\rho_{p,z} = 100 \cdot 2 = 200 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$\rho_{p,\epsilon} = 100 \cdot 1,4 = 140 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Сопrotивление растеканию одного вертикального электрода стержневого типа определим по формуле:

$$R_{O,B,\text{Э}} = \frac{\rho_{p,\epsilon}}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4l+l}{4l-l} \right), \quad (5.5)$$

$$R_{O,B,\text{Э}} = \frac{140}{2 \cdot 3,14 \cdot 2} \left(\ln \frac{2 \cdot 2}{15 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 1,7 + 2}{4 \cdot 1,7 - 2} \right) = 64,92 \text{ Ом}$$

Определяем примерное число вертикальных заземлителей по формуле:

$$N = \frac{R_{O,B,\text{Э}}}{K_{II,B} R_{II}}, \quad (5.6)$$

где $K_{II} = 0,64$ – коэффициент использования.

Тогда,

$$N = \frac{64,92}{0,64 \cdot 4} = 26.$$

Определяем расчетное сопротивление растеканию горизонтальных электродов по формуле:

$$R_{O,Г,Э} = \frac{\rho_{p,э}}{K_{II} \cdot 2\pi l} \ln \frac{l^2}{b \cdot t}, \quad (5.7)$$

Сопротивление растеканию горизонтального электрода:

$$R_{O,Г,Э} = \frac{200}{0,31 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 60} \ln \frac{60^2}{0,016 \cdot 0,708} = 21,66 \text{ Ом}.$$

Уточняем необходимое сопротивление вертикальных электродов:

$$R_{B,Э} = \frac{R_{p,э} R_{II}}{R_{p,э} - R_{II}},$$

$$R_{B,Э} = \frac{21,66 \cdot 4}{21,66 - 4} = 4,9.$$

Определяем число вертикальных электродов при коэффициенте использования $K_{II,B,У} = 0,61$ по формуле:

$$N = \frac{R_{O,B,Э}}{K_{II,B,У} R_{B,Э}},$$

$$N = \frac{64,92}{0,61 \cdot 4,9} = 21,7.$$

Окончательно принимаем к установке 22 вертикальных электрода, расположенных по контуру РУ.

Заключение

В выпускной квалификационной работе бакалавра разработана надежная и экономичная система электроснабжения производственного корпуса №4 Чебоксарского электротехнического завода. В ходе выполнения ВКР были произведены расчеты силовых и осветительных электрических нагрузок корпуса №4 и в целом по предприятию. Выбраны тип, число и мощность трансформаторов на КТП, произведен расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ, выбраны и проверены шинопроводы и автоматические выключатели.

Произведены расчеты токов КЗ в сетях выше 1 кВ, выбраны марка и сечение кабелей напряжением 10 кВ. Выполнен выбор числа и мощности силовых трансформаторов на ГПП. Выбрано по номинальным параметрам и проверено на стойкость к токам КЗ высоковольтное оборудование ГПП: высоковольтные выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжений.

Выполнен расчет защитного заземления.

Список использованных источников

- 1 Правила устройства электроустановок, 7-е издание. – М.; Academia, 2015.
- 2 Правила технической эксплуатации электроустановок. – М.: ФОРУМ-М, 2014.
- 3 Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин – Москва: Форум, 2015.
- 4 Старшинов, В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. Учебное пособие / В.А. Старшинов, М.В. Пираторов, М.А. Козина. – М.: Издательский дом МЭИ, 2015.
- 5 Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование ОУ и электроустановок промышленных механизмов. Учебное пособие / В.П. Шеховцов – М.: Форум, Инфра-М, 2015.
- 6 Кудрин, Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы. Учебное пособие для вузов / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, Ю.В. Матюнина – М.: Издательский дом МЭИ, 2013.
- 7 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений. Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова – Москва: Форум, 2014.
- 8 Щербаков, Е.Ф. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях. Учебное пособие / Е.Ф. Щербаков – Москва: Форум, 2014.
- 9 Гвоздев, С.М. Энергоэффективное электрическое освещение. Учебное пособие / С.М. Гвоздев, Д.И. Панфилов, Т.К. Романова – М.: Издательский дом МЭИ, 2013.
- 10 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин – М.: Academia, 2015.
- 11 Сибикин, Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин – Москва: Форум, 2015.

12 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов. – 5-е изд., перераб. и доп./ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 2013.

13 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для сред. проф. образования/ Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В.Чиркова. – М.: изд. центр «Академия», 2004.

14 Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.- произв. изд. Т.3/ под ред. И.Т. Горюнова и др. – М. : Папирус Про, 2004.

15 Хорольский, В.Я. Прикладные методы для решения задач электроэнергетики. Учебное пособие / В.Я. Хорольский – Москва: Форум, 2015.

16 Дьяков, А.Ф. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике: учебник для вузов / А.Ф. Дьяков – Москва: МЭИ, 2015.

17 Шведов, Г.В. Потери электроэнергии при ее транспорте по электрическим сетям: расчет, анализ, нормирование и снижение. Учебное пособие / Г.В. Шведов, О.В. Скрипачева, О.В. Савченко – М.: Издательский дом МЭИ, 2013.

18 Плащанский, Л.А. Основы электроснабжения. Раздел "Релейная защита электроустановок" / Л.А. Плащанский - Москва: Издательство Московского государственного горного университета, 2013.

19 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: учеб. пособие. – М.: Форум-Инфра-М, 2006.

20 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин – М.: Academia, 2015.

21 Tsumura, T. Development of a calculating system using power supply reliability field data / T. Tsumura, H. Murai, K. Hirose, M. Yamasaki. - 2009 10th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation, Lodz, 2009, pp. 1-6.

22 Yajing, C. Test on Lightning Characteristics of Electronic Equipment's Power Supply / C. Yajing, Z. Wenjun, H. Ruidong, Z. Luxing. - EMC Technologies, 2007 International Symposium on, Hangzhou, 2007, pp. 1357-1360.

23 Dai, Q. H. Application study of cost control in the power supply enterprise / Q. H. Dai, F. Ye. - Industrial Engineering and Engineering Management (IE&EM), 2011 IEEE 18Th International Conference on, Changchun, 2011, pp. 388-392.

24 Shi, Y. A self-starting internal power supply system suitable for high-voltage applications / Y. Shi, J. Cheng, Z. Zhou, J. Huang, B. Zhang. - Solid-State and Integrated Circuit Technology (ICSICT), 2014 12th IEEE International Conference on, Guilin, 2014, pp. 1-3.

25 Niu, B. Development of a new power supply system of distributed sensors of transmission lines / B. Niu, S. Wang, L. Pu, Z. Li, P. Zhang. - High Voltage Engineering and Application (ICHVE), 2012 International Conference on, Shanghai, 2012, pp. 358-362.