

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 «Реконструкция системы электроснабжения корпуса ИП-3 ООО
"Тольяттикаучук"»

Студент(ка)

К.В. Анисимов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.Н. Черненко

(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

В данной бакалаврской работе была спроектирована система электроснабжения корпуса по производству изопрена и синтеза изопренового каучука. Были произведены расчеты по определению ожидаемых нагрузок цеха, номинальных токов.

В работе приведен выбор числа и типа трансформаторов по приведённым общим затратам.

По рассчитанным значениям было выбрано защитное оборудования электроснабжения цеха и приведена схема электроснабжения цеха с обоснованием.

В бакалаврской работе также приводится расчет токов короткого замыкания и проверка предварительно выбранного электрооборудования.

Также произведен расчет молниезащиты и заземления корпуса.

Бакалаврская работа состоит из пояснительной записки объемом 54 страниц, дополняемой 10 таблицами, 4 рисунками и 6 чертежами А1.

Содержание

Введение.....	4
1. Краткая характеристика объекта проектирования	6
2. Определение ожидаемых электрических нагрузок по корпусу	9
3. Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций с учетом компенсации реактивной мощности	15
4. Выбор и обоснование схемы внутрицеховой сети	26
5. Выбор оборудования внутрицеховой сети	27
6. Выбор комплектной трансформаторной подстанции	31
7. Расчет токов короткого замыкания	32
8. Молниезащита	43
9. Заземление	45
10. Проверка выбранного электрооборудования	48
Заключение	51
Список использованных источников	52

Введение

ПАО «СИБУР» это одна из крупнейших газоперерабатывающих и нефтехимических компаний в России. Топливоно-сырьевой раздел данной компании включает в себя прием и переработку попутного нефтяного газа, транспортировку, фракционирование и дальнейшую переработку определенных видов углеводородного сырья, закупаемого у крупнейших нефтегазовых компаний России, а также маркетинг и продажу топливоно-сырьевых продуктов.

Нефтеперерабатывающий рынок прогрессирует, на данный момент, с удивительной скоростью, так как появляются новые способы добычи, переработки или синтеза нефтехимической продукции. Также в прогресс входит появление нового оборудования, чтобы производить данные производственные процессы.

Установка нового оборудования подразумевает под собой поэтапный ввод производственных мощностей и усложнение системы электроснабжения. Из-за этого появляется необходимость реконструировать корпуса на предприятии. Помимо всего прочего реконструкция корпуса также необходима, в том случае если электрооборудование морально или физически устарело. Ведь предприятия, работающие с нефтехимической промышленностью, должны работать бесперебойно, ввиду сложных химических процессов, что подразумевает, что такого рода предприятия относятся к первой категории надежности электроснабжения.

ПАО «СИБУР» на постоянной основе ведет работу по повышению энергоэффективности своей производственной деятельности. В данные работы входит диагностирование электрооборудования и при необходимости производство ремонта или замены данного электрооборудования. Такие работы необходимы для устойчивой, бесперебойной и надежной работы всего производства.

Целью данной выпускной квалификационной работы является повышения качества электроэнергии поставляемой в корпус и повышения надежности работы электрооборудования, находящегося на территории корпуса.

Задачами данной выпускной квалификационной работы является:

1. произвести расчёт ожидаемых электрических нагрузок по корпусу;
2. произвести выбор числа и мощности трансформаторов для корпусной трансформаторной подстанции;
3. выбор электрооборудования;
4. расчёт токов КЗ.

1 Краткая характеристика объекта проектирования

Проектируемый корпус (ИП-3) предназначен для производства изопрена и синтеза изопренового каучука.

Основную часть оборудования в данном корпусе составляют насосы. Помимо них так же присутствуют вытяжные вентиляторы, теплообменники, смесители и т.п.

Электроснабжение осуществляется от ГПП. Напряжение на ГПП – 6 кВ.

Две рабочие смены. Потребители участка имеют 1 категорию надежности электроснабжения.

В данный корпус входит два помещения. Размеры первого помещения $A \times B \times H = 103,44 \times 18 \times 8$ м. Размеры второго помещения $A \times B \times H = 42 \times 24 \times 13,2$ м.

Вся необходимая информация об оборудовании корпуса ИП-3 указана в таблице 1. Мощность электропотребления ($P_{\text{насп.}}$) указана для одного электроприемника, их расположение внутри корпуса ИП-3 изображено на рисунке 1.

Таблица 1 – Перечень электрооборудования корпуса ИП-3

№ на плане	Наименование электрооборудования	Р _{насп} , кВт	Примечание
1	2	3	4
1,2	Насос Н-2/1-н1	45	-
3,4	Насос Н-4а/1-н1	11	-
5,6	Насос Н-16/1-н1	30	-
7,8	Насос Н-18/1-н1	4	-
9,10	Насос Н-8/1-н1	55	-
11,12	Насос Н-25/1-н1	2,2	-
13,14	Насос Н-32/1-М1	2,2	-
15,16	Насос Н-34/1-М1	7	-
17,18	Насос Н-41/1-М1	15	-
19,20	Насос Н-22/1-М1	90	-
21	ЩУВ	15	-
23,24	Вентилятор В9-М1	30	-
25	Противопожарный клапан(УА -1)	0,02	-
26	Противопожарный клапан(УА -2)	0,02	-
27	Вентилятор АВ10-М1	5,5	-

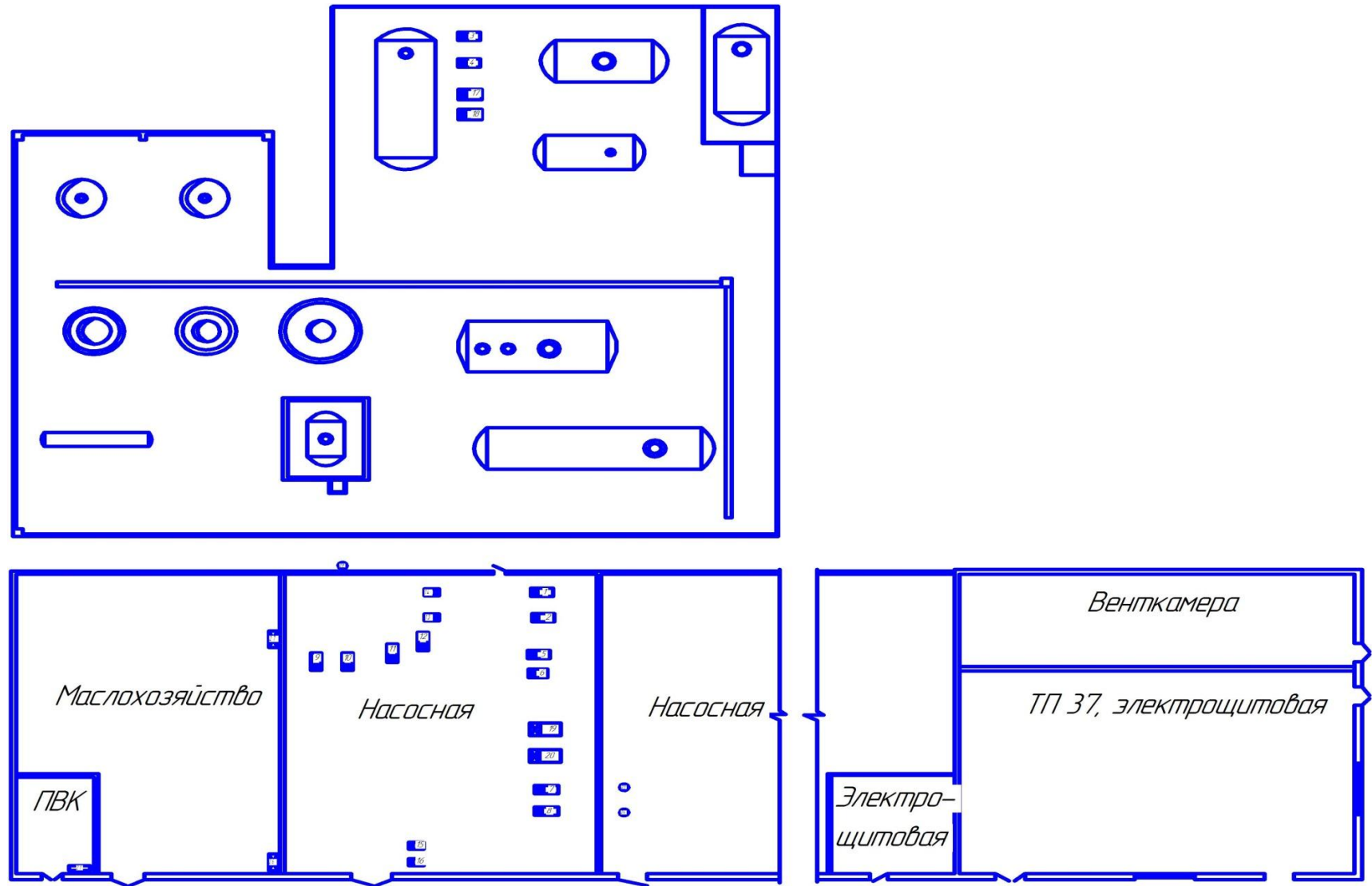


Рисунок 1 – План расположения оборудования корпуса ИП-3

2 Определение ожидаемых электрических нагрузок по корпусу

2.1 Определение электрических нагрузок от силовых потребителей к ЩС-1

Рассчитываем суммарную активную мощность каждой подгруппы электроприемников:

$$P_{H.\Sigma} = P_{НОМ} \cdot n \quad (2.1)$$

Для каждого электроприемника по [2., с. 5, таб. 1] выписываем соответствующие коэффициенты использования (k_u) и коэффициенты мощности ($\cos \varphi$).

Определяем коэффициент силовой сборки:

$$m = \frac{P_{H.МАКС}}{P_{H.МИН}} \quad (2.2)$$

$$m = \frac{55}{2,2} = 25 \Rightarrow m > 3$$

Определяем среднюю активную и реактивную нагрузки для каждой подгруппы электроприемников:

$$P_C = K_H \cdot P_{H.\Sigma} \quad (2.3)$$

$$Q_C = P_C \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (2.4)$$

Определяем групповой коэффициент использования и среднее значение $\operatorname{tg} \varphi_{cp}$ и $\cos \varphi_{cp}$:

$$K_{и.гп} = \frac{\sum P_C}{\sum P_{H.\Sigma}}, \quad (2.5)$$

$$K_{и.гп} = \frac{239,96}{342,8} = 0,7,$$

$$tg \varphi_{zp} = \frac{\sum Q_C}{\sum P_C}, \quad (2.6)$$

$$tg \varphi_{zp} = \frac{148,776}{239,96} = 0,62.$$

Определяем эффективное число электроприемников:

$$n_{\text{э}} = \frac{(\sum P_{H.\Sigma})^2}{\sum n \cdot P_{H.\Sigma}^2}, \quad (2.7)$$

$$n_{\text{э}} = 10 \text{ шт.}$$

По [3., с. 7, таб. 2] определяем коэффициент максимума:

$$K_M = 1,16.$$

Определяем расчётные активную и реактивную нагрузки трёхфазных электроприемников:

$$P_P = K_M \cdot \sum P_{Cm}, \quad (2.8)$$

$$P_P = 1,16 \cdot 239,96 = 278,35 \text{ кВт},$$

т.к. $n_{\text{э}} \leq 10$, то

$$Q_P = \sum Q_{Cm}, \quad (2.9)$$

$$Q_P = 189,83 \text{ квар.}$$

Определяем полную расчётную нагрузку:

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2} , \quad (2.10)$$

$$S_P = \sqrt{278,35^2 + 189,83^2} = 336,92 \text{ кВА.}$$

Определяем расчётный ток для электроприемников рассчитываемого узла нагрузки:

$$I_P = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H} , \quad (2.11)$$

$$I_P = \frac{336,92}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 486,3 \text{ А.}$$

Все рассчитанные данные сведены в таблицу 2.1.

2.2 Определение электрических нагрузок от силовых потребителей к ЩС-2

Исходя из формул в пункте 2.1, были также произведены расчеты. Все полученные данные сведены в таблицу 2.2.

2.3 Определение электрических нагрузок освещения

Исходя из чертежа до реконструкции корпуса ИП-3, было решено оставить освещение данного корпуса без изменения. Схема освещения корпуса приведена на первом чертеже А1.

Активная и реактивная осветительная нагрузка:

$$P_{осв} = 6,7 \text{ кВт,}$$

$$Q_{осв} = 3,22 \text{ квар.}$$

2.4 Определение суммарных электрических нагрузок по цеху

Определяем суммарные активную и реактивную мощности:

$$P_{P\Sigma} = P_{PЩС-1} + P_{осв} + P_{PЩС-2}, \quad (2.12)$$

$$P_{P\Sigma} = 278,35 + 6,7 + 243,02 = 528,07 \text{ кВт},$$

$$Q_{P\Sigma} = Q_{PЩС-1} + Q_{осв} + Q_{PЩС-2}, \quad (2.13)$$

$$Q_{P\Sigma} = 189,83 + 3,22 + 157,9 = 347,73 \text{ квар}.$$

Определяем полную суммарную нагрузку по формуле 2.14:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{528,07^2 + 347,73^2} = 632,28 \text{ кВА}, \quad (2.14)$$

Определяем суммарный ток по формуле 2.15:

$$I_{\Sigma} = \frac{632,28}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 973,04 \text{ А}. \quad (2.15)$$

Наименования электроприемников, их количество и паспортные данные, а также результаты всех расчётов по приведённым выше формулам сведены в таблицу 2.1 и таблицу 2.2.

Таблица 2.1 – Определение расчетной электрической нагрузки

№ п/п	Наименование электроприемников и их обозначение на плане		Количество ЭП, n	Установленная мощность, приведённая к ПВ=100%		K _И	cosφ/tg φ	Средняя нагрузка		m	Эффективное число ЭП, n _Э	K _М	Расчётная нагрузка			I _Р , А
				Одного ЭП P _{Н,МАКС} кВт	Всех ЭП P _Н , кВт			P _С , кВт	Q _С , квар				P _Р , кВт	Q _Р , квар	S _Р , кВА	
1	2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1,2	Насос Н-2/1-н1	2	45	90	0,7	0,85/0,62	3	39,06	-	-	-	-	-	-	-
2	3,4	Насос Н-4а/1-н1	2	11	22	0,7	0,85/0,62	15,4	9,55	-	-	-	-	-	-	-
3	5,6	Насос Н-16/1-н1	2	30	60	0,7	0,85/0,62	42	26,04	-	-	-	-	-	-	-
4	7,8	Насос Н-18/1-н1	2	4	8	0,7	0,85/0,62	5,6	3,47	-	-	-	-	-	-	-
5	9,10	Насос Н-8/1-н1	2	55	110	0,7	0,85/0,62	77	47,74	-	-	-	-	-	-	-
6	11,12	Насос Н-25/1-н1	2	2,2	4,4	0,7	0,85/0,62	3,08	1,91	-	-	-	-	-	-	-
7	13,14	Насос Н-32/1-М1	2	2,2	4,4	0,7	0,85/0,62	3,08	1,91	-	-	-	-	-	-	-
8	15,16	Насос Н-34/1-М1	2	7	14	0,7	0,85/0,62	9,8	6,076	-	-	-	-	-	-	-
9	17,18	Насос Н-41/1-М1	2	15	30	0,7	0,85/0,62	21	13,02							
	Итого без освещения		18	55/2,2	342,8	0,7	0,85/0,62	224,43	200,92	>3	10	1,16	278,35	189,83	336,92	486,3
	Осветительная нагрузка												6,7	3,22	7,43	11,8
	Итого на ЩС-1												285,05	193,05	344,35	498,1

Таблица 2.2 – Определение расчетной электрической нагрузки

№ п/п	Наименование электроприемников и их обозначение на плане		Количество ЭП, n	Установленная мощность, приведённая к ПВ=100%		K _и	cosφ/tg φ	Средняя нагрузка		m	Эффективное число ЭП, n _э	K _М	Расчётная нагрузка			I _р , А
				Одного ЭП P _{н,макс} кВт	Всех ЭП P _н , кВт			P _с , кВт	Q _с , квар				P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА	
1	2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	19,20	Насос Н-41/1-М1	2	90	180	0,7	0,85/0,62	126	39,06	-	-	-	-	-	-	-
2	21,22	ЩУВ	2	15	30	0,7	0,85/0,62	21	9,55	-	-	-	-	-	-	-
3	23,24	Вентилятор В9-М1	2	30	60	0,7	0,8/0,75	42	26,04	-	-	-	-	-	-	-
4	25,26	Противопожарный клапаны(УА -1)	1	0,02	0,02	0,7	0,85/0,62	0,014	3,47	-	-	-	-	-	-	-
5	27,28	Противопожарный клапаны(УА -2)	1	0,02	0,02	0,7	0,85/0,62	0,014	47,74	-	-	-	-	-	-	-
6	29,30	Вентилятор АВ10-М1	1	5,5	5,5	0,7	0,8/0,75	3,85	1,91	-	-	-	-	-	-	-
	Итого на ЩС-2		9	90/0,02	275,54	0,7				>3			243.2	157.9	289.81	418.3

3 Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций с учётом компенсации реактивной мощности

3.1 Предварительный расчёт мощности и числа трансформаторов

Предварительный выбор трансформаторов осуществляем по суммарной расчётной активной мощности цеха:

$$P_{p\Sigma} = 528,07 \text{ кВт}, Q_{p\Sigma} = 350,95 \text{ квар}, S_{p\Sigma} = 634,05 \text{ кВА}.$$

Потребители корпуса относятся к 1 категории надёжности электроснабжения, работают в нормальной окружающей среде. Коэффициент загрузки принимаем $K_3 = 0,7$.

Предполагаем 2 варианта установки цеховых трансформаторов:

- 1) Два трансформатора типа ТМГ-400/6;
- 2) Два трансформатора типа ТМГ-630/6.

3.2 Расчёт номинальной мощности корпуса

$$S_{ном} = \frac{P_{p\Sigma}}{K_3 \cdot N_T}, \quad (3.1)$$

$$S_{ном} = \frac{528,07}{0,7 \cdot 2} = 380,04 \text{ кВА},$$

3.2.1 Вариант А

Рассмотрим вариант с двумя трансформаторами ТМГ-400/6.

Таблица 3.1-Паспортные данные ТМГ-400/6

Тип трансформатора	$S_{номТ},$ кВА	Каталожные данные						
		$U_{ном.обмоток},$ кВ			$u_k,$ %	$\Delta P_K,$ кВт	$\Delta P_X,$ кВт	$I_X,$ %
ТМГ-400/6	400	6	-	0,4	4,5	4,6	0,61	1,8

Потери в трансформаторе:

$$\Delta P_{T\Sigma} = N_T \cdot P_{xx} + K_3^2 \cdot P_{кз}, \quad (3.2)$$

$$\Delta P_{T\Sigma} = 2 \cdot (0,61 + 0,7^2 \cdot 4,6) = 7,11 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{T\Sigma} = N_T \cdot I_x + K_3^2 \cdot U_{кз} \cdot \frac{S_n}{100}, \quad (3.3)$$

$$\Delta Q_{T\Sigma} = 2 \cdot (1,8 + 0,7^2 \cdot 4,5) \cdot \frac{400}{100} = 37,44 \text{ квар.}$$

N_T – количество трансформаторов;

ΔP_T – потери активной мощности одного трансформатора, кВт;

ΔQ_T – потери реактивной мощности одного трансформатора, квар.

Определяем расчётную нагрузку цеха с учётом потерь в трансформаторе:

$$P_p = P_{P\Sigma} + \Delta P_{T\Sigma}, \quad (3.4)$$

$$P_p = 528,07 + 7,11 = 535,18 \text{ кВт},$$

$$Q_p = Q_{P\Sigma} + \Delta Q_{T\Sigma}, \quad (3.5)$$

$$Q_p = 350,95 + 37,44 = 388,41 \text{ квар.}$$

Реактивная мощность в часы минимума нагрузки :

$$Q_{\min} = Q_P \cdot 0,5, \quad (3.6)$$

$$Q_{\min} = 388,41 \cdot 0,50 = 194,2 \text{ квар.}$$

Экономически обоснованные значения реактивной мощности в часы максимума энергосистемы:

$$Q'_{\text{э1}} = Q_P - 0,7 \cdot Q_{\text{сд}}, \quad (3.7)$$

$$Q'_{\text{э1}} = 388,41 - 0,7 \cdot 0 = 388,41 \text{ квар,}$$

$$Q''_{\text{э1}} = \alpha \cdot P_P, \quad (3.8)$$

$$Q''_{\text{э1}} = 0,28 \cdot 535,18 = 149,85 \text{ квар.}$$

где $\alpha = 0,28$; $Q_{\text{сд}} = 0$.

Из-за пониженного напряжения в часы максимальных нагрузок принимаем меньшее из значений:

$$Q_{\text{э1}} = 149,85 \text{ квар.}$$

Экономически обоснованные значения реактивной мощности в режиме наименьших нагрузок:

$$Q'_{\text{э2}} = Q_{\min} + Q_{\kappa}, \quad (3.9)$$

$$Q'_{\text{э2}} = 194,2 + 0 = 194,2 \text{ квар,}$$

$$Q''_{\text{э2}} = Q_{\min} - Q_{\text{КД}} = Q_{\min} - (Q_P - Q_{\text{э1}}), \quad (3.10)$$

$$Q''_{\text{э2}} = 194,2 - (388,41 - 149,85) = -44,36 \text{ квар,}$$

где $Q_{\kappa} = 0$.

Из-за повышенного напряжения в часы минимальных нагрузок принимаем большее из значений:

$$Q_{\Sigma 2} = 194,2 \text{ квар.}$$

Определяем суммарную мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{ку. max}} = 1,1 \cdot Q_P - Q_{\Sigma 1}, \quad (3.11)$$

$$Q_{\text{ку. max}} = 1,1 \cdot 388,41 - 149,85 = 277,4 \text{ квар,}$$

$$Q_{\text{ку. min}} = Q_{\text{min}} - Q_{\Sigma 2}, \quad (3.12)$$

$$Q_{\text{ку. min}} = 194,2 - 194,2 = 0 \text{ квар.}$$

Все компенсирующие устройства должны быть регулируемые.

Реактивная мощность, передаваемая из сети 6 кВ в сеть напряжением до 1 кВ и не должна компенсироваться:

$$Q_{\Sigma 1} = Q_{\Sigma 2} - (Q_P - Q_{P\Sigma}), \quad (3.13)$$

$$Q_{\Sigma 1} = 149,85 - (388,41 - 350,93) = 112,37 \text{ квар.}$$

Реактивная мощность, которая должна быть передана из сети 6 кВ в сеть напряжением до 1кВ:

$$Q_T = \sqrt{(U_T \cdot K_3 \cdot S_n)^2 - P_{P\Sigma}^2}, \quad (3.14)$$

$$Q_T = \sqrt{(6 \cdot 0,7 \cdot 400)^2 - 528,07^2} = 361,58 \text{ квар.}$$

Мощность КУ, устанавливаемых на стороне до 1 кВ:

$$Q_{\text{KV.н}} = Q_{P\Sigma} - Q_T \quad (3.15)$$

$$Q_{\text{KV.н}} = 528,07 - 361,58 = 166,5 \text{ квар}$$

Реактивная мощность превышает 50 квар. Установка конденсаторной установки требуется.

Мощность компенсирующих устройств, которые могут быть установлены на стороне 6 кВ:

$$Q_{KV.6} = Q_{ку. max} - Q_{KV.н} , \quad (3.16)$$

$$Q_{KV.6} = 277,4 - 166,5 = 110,9 \text{ квар.}$$

Установка компенсирующих устройств на стороне 6 кВ нецелесообразна, так как реактивная мощность не превышает 800 квар.

Затраты на установку БК до 1 кВ и КТП с трансформатором ТМГ-400/6:

$$C \cdot \Delta P_T = C_0 \cdot \Delta P_{xx} + C \cdot K_z^2 \cdot \Delta P_{кз} , \quad (3.17)$$

$$C \cdot \Delta P_T = 249,83 \cdot 0,61 + 82,3 \cdot 0,7^2 \cdot 4,6 = 0,394 \text{ тыс.руб..}$$

$$Z_{КТП} = E \cdot (K_{mn} + K_{БК}) + C \cdot \Delta P_T \quad (3.18)$$

$$Z_{КТП} = 0,223 \cdot (211 + 92,4) \cdot 2 + 0,394 \cdot 2 = 135,532 \text{ тыс.руб..}$$

$K_{ТП}$ – стоимость одной КТП, $K_{ТП} = 211$ тыс.руб.;

$K_{БК}$ – стоимость одной БК, $K_{БК} = 92,4$ тыс.руб.;

C – удельная стоимость максимальных активных нагрузочных потерь;

C_0 – удельная стоимость потерь холостого хода трансформатора;

$$C = \left(\frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot \tau , \quad (3.19)$$

$$C = \left(\frac{116,19}{4500} + 0,27 \cdot 10^{-2} \right) \cdot 2886 = 82,3 \text{ руб/кВт·год.}$$

$$C_0 = \left(\frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot T_p, \quad (3.20)$$

$$C_0 = \left(\frac{116,19}{4500} + 0,27 \cdot 10^{-2} \right) \cdot 8760 = 249,83 \text{ руб/кВт}\cdot\text{час.}$$

где α – основная ставка двухставочного тарифа;

$\alpha = 116,19$ руб/кВт;

β – дополнительная плата за 1 кВт·час потреблённой электроэнергии;

$\beta = 0,27$ руб/кВт·час;

T_p – время работы трансформатора в году;

$T_p = 8760$ ч;

T_M – время использования максимальной нагрузки предприятия в год;

$T_M = 4500$ ч.

τ – время максимальных потерь.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot T_p, \quad (3.21)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2886 \text{ ч.}$$

Общие затраты:

$$Z_{\text{общие}} = Z_{\text{СТ}}, \quad (3.22)$$

$$Z_{\text{общие}} = 135,532 \text{ тыс. руб.}$$

3.2.2 Вариант Б

Рассмотрим вариант с двумя трансформаторами ТМГ-630/6.

Таблица 3.2-Паспортные данные ТМГ-630/6

Тип трансформатора	$S_{номТ}$, кВА	Каталожные данные						
		$U_{ном.обмоток}$, кВ	u_k , %	ΔP_K , кВт	ΔP_X , кВт	I_X , %		
ТМГ-630/6	630	6	-	0,4	5,5	7,6	1,05	1,2

Потери в трансформаторе:

$$\Delta P_{T\Sigma} = N_T \cdot P_{xx} + K_3^2 \cdot P_{кз} \quad (3.2)$$

$$\Delta P_{T\Sigma} = 2 \cdot (1,05 + 0,7^2 \cdot 7,6) = 11,83 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{T\Sigma} = N_T \cdot P_{\phi} + K_3^2 \cdot U_{кз} \cdot \frac{S_n}{100}, \quad (3.3)$$

$$\Delta Q_{T\Sigma} = 2 \cdot (1,2 + 0,7^2 \cdot 5,5) \cdot \frac{630}{100} = 59,47 \text{ квар}.$$

N_T – количество трансформаторов;

ΔP_T – потери активной мощности одного трансформатора, кВт;

ΔQ_T – потери реактивной мощности одного трансформатора, квар.

Определяем расчётную нагрузку цеха с учётом потерь в трансформаторе:

$$P_p = P_{P\Sigma} + \Delta P_{T\Sigma}, \quad (3.4)$$

$$P_p = 528,07 + 11,83 = 539,9 \text{ кВт},$$

$$Q_p = Q_{P\Sigma} + \Delta Q_{T\Sigma}, \quad (3.5)$$

$$Q_p = 350,95 + 59,47 = 410,42 \text{ квар.}$$

Реактивная мощность в часы минимума нагрузки :

$$Q_{\min} = Q_p \cdot 0,5, \quad (3.6)$$

$$Q_{\min} = 410,42 \cdot 0,50 = 205,21 \text{ квар.}$$

Экономически обоснованные значения реактивной мощности в часы максимума энергосистемы:

$$Q'_{\text{э1}} = Q_p - 0,7 \cdot Q_{\text{сд}}, \quad (3.7)$$

$$Q'_{\text{э1}} = 410,42 - 0,7 \cdot 0 = 410,42 \text{ квар,}$$

$$Q''_{\text{э1}} = \alpha \cdot P_p, \quad (3.8)$$

$$Q''_{\text{э1}} = 0,28 \cdot 539,9 = 151,17 \text{ квар.}$$

где $\alpha = 0,28$; $Q_{\text{сд}} = 0$.

Из-за пониженного напряжения в часы максимальных нагрузок принимаем меньшее из значений:

$$Q_{\text{э1}} = 151,17 \text{ квар.}$$

Экономически обоснованные значения реактивной мощности в режиме наименьших нагрузок:

$$Q'_{\text{э2}} = Q_{\min} + Q_k, \quad (3.9)$$

$$Q'_{\text{э2}} = 205,21 + 0 = 205,21 \text{ квар,}$$

$$Q''_{\text{э2}} = Q_{\min} - Q_{\text{кд}} = Q_{\min} - (Q_p - Q_{\text{э1}}), \quad (3.10)$$

$$Q''_{\text{э2}} = 205,21 - (410,42 - 151,17) = -54,04 \text{ квар,}$$

где $Q_k = 0$.

Из-за повышенного напряжения в часы минимальных нагрузок принимаем большее из значений:

$$Q_{\vartheta 2} = 205,21 \text{ квар.}$$

Определяем суммарную мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{ку. max}} = 1,1 \cdot Q_P - Q_{\vartheta 1}, \quad (3.11)$$

$$Q_{\text{ку. max}} = 1,1 \cdot 410,42 - 151,17 = 300,29 \text{ квар,}$$

$$Q_{\text{ку. min}} = Q_{\text{min}} - Q_{\vartheta 2}, \quad (3.12)$$

$$Q_{\text{ку. min}} = 205,21 - 205,21 = 0 \text{ квар.}$$

Все КУ должны быть регулируемые.

Реактивная мощность, которая должна быть передана из сети 6 кВ в сеть напряжением до 1 кВ и не должна компенсироваться:

$$Q_{\vartheta \text{н}} = Q_{\vartheta 1} - (Q_P - Q_{P\Sigma}), \quad (3.13)$$

$$Q_{\vartheta \text{н}} = 151,17 - (410,42 - 350,95) = 91,7 \text{ квар.}$$

Реактивная мощность, которая должна быть передана из сети 6 кВ в сеть напряжением до 1 кВ:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_3 \cdot S_n)^2 - P_{P\Sigma}^2}, \quad (3.14)$$

$$Q_T = \sqrt{(0,7 \cdot 630)^2 - 528,07^2} = 858,6 \text{ квар.}$$

Мощность КУ, устанавливаемых на стороне до 1кВ:

$$Q_{\text{KV.н}} = Q_{P\Sigma} - Q_T \quad (3.15)$$

$$Q_{\text{KV.н}} = 528,07 - 858,6 = -330,54 \text{ квар.}$$

Реактивная мощность не превышает 50 квар. Установка конденсаторной установки требуется.

Мощность КУ, которые могут быть установлены на стороне 6 кВ:

$$Q_{KV.6} = Q_{ку. max} - Q_{KV.н} , \quad (3.16)$$

$$Q_{KV.6} = 300,29 - (-330,54) = 630,83 \text{ квар.}$$

Установка КУ на стороне 6 кВ нецелесообразна, так как реактивная мощность не превышает 800 квар.

Затраты на установку КТП с трансформатором ТМГ-630/6

$$C \cdot \Delta P_T = C_0 \cdot \Delta P_{xx} + C \cdot K_z^2 \cdot \Delta P_{кз} , \quad (3.17)$$

$$C \cdot \Delta P_T = 249,83 \cdot 1,05 + 82,3 \cdot 0,7^2 \cdot 7,6 = 0,662 \text{ тыс.руб.}$$

$$Z_{кТП} = E \cdot K_{mn} + C \cdot \Delta P_T \quad (3.18)$$

$$Z_{кТП} = 0,223 \cdot 332 \cdot 2 + 0,662 \cdot 2 = 149,39 \text{ тыс.руб.}$$

$K_{ТП}$ – стоимость одной КТП, $K_{ТП} = 332$ тыс.руб.;

C – удельная стоимость максимальных активных нагрузочных потерь;

C_0 – удельная стоимость потерь холостого хода трансформатора;

$$C = \left(\frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot \tau , \quad (3.19)$$

$$C = \left(\frac{116,19}{4500} + 0,27 \cdot 10^{-2} \right) \cdot 2886 = 82,3 \text{ руб/кВт·год.}$$

$$C_0 = \left(\frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot T_P , \quad (3.20)$$

$$C_0 = \left(\frac{116,19}{4500} + 0,27 \cdot 10^{-2} \right) \cdot 8760 = 249,83 \text{ руб/кВт·год.}$$

где α – основная ставка двухставочного тарифа;

$$\alpha = 116,19 \text{ руб/кВт};$$

β – дополнительная плата за 1 кВт·час потреблённой электроэнергии;

$$\beta = 0,27 \text{ руб/кВт·час};$$

T_p – время работы трансформатора в году;

$$T_p = 8760 \text{ ч};$$

T_M – время использования максимальной нагрузки предприятия в год;

$$T_M = 4500 \text{ ч}.$$

τ – время максимальных потерь.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot T_p, \quad (3.21)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2886 \text{ ч}.$$

Общие затраты:

$$Z_{\text{общие}} = Z_{\text{KV}} + Z_{\text{CT}}, \quad (3.22)$$

$$Z_{\text{общие}} = 0 + 149,39 = 149,39 \text{ тыс. руб.}$$

Исходя из полученных расчётов, был выбран вариант Б, т.к. разница между общими затратами двух вариантов А и Б сравнительно мала.

4 Выбор и обоснование схемы внутрицехового электроснабжения

В данной бакалаврской работе питание корпуса ИП-3 осуществляется кабельными вводами. Корпусной трансформатор защищен от токов короткого замыкания автоматическим выключателем. Комплектная трансформаторная подстанция (КТП) соединена с двумя РП, роль, которых выполняют ЩС-1 и ЩС-2, от которых в свою очередь отходят кабели к электроприёмникам.

На втором чертеже А1 изображена внутрицеховая сеть электроснабжения 0,4 кВ. На рисунках 7.1 и 7.2 соответственно приведены электрическая схема и схема замещения для расчётов токов КЗ на разных участках сети.

5 Выбор оборудования внутрицеховой сети

Для расчёта токов КЗ на разных участках сети внутреннего электроснабжения нужно знать параметры всех элементов сети. Предварительный выбор кабельных линий, трансформаторов тока и выключателей делаем по расчётным значениям номинальных токов.

5.1 Выбор кабельных линий:

Исходя из данных таблицы 2.1 и таблицы 2.2, по формуле 2.11 рассчитывается номинальный рабочий ток:

1) От КТП до РП 1(ЩС-1) :

$$I_p = \frac{344,34}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 497 \text{ А.}$$

Выбираем кабель ВБбШнг(А) – 5х120;

2) От КТП до РП 2(ЩС-2) :

$$I_p = \frac{289,81}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 418,3 \text{ А.}$$

Выбираем кабель ВБбШнг(А)– 5х95;

Выбираем кабели для питания каждого электроприемника:

1) Насос Н-22/1(2)-М1:

$$I_p = \frac{90}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,8} = 164,47 \text{ А.}$$

Выбираем кабель ВБбШнг(А) – 4х50;

Для остальных электроприемников сечение кабелей было также рассчитано по формуле 2.11. Полученные данные занесены в таблицу 10.2.

5.1.2 Выбор выключателей

1) От КТП до РП 1(ЩС-1):

$$I_p = \frac{344,34}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 497 \text{ А}$$

Выбираем выключатель типа ВА-СЭЦ-TS630 с номинальным током расцепителя 500 А;

2) От КТП до РП 2:

$$I_p = \frac{289,81}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 418,3 \text{ А}$$

Выбираем выключатель типа ВА-СЭЦ-TS630 с номинальным током расцепителя 500 А;

3) Насос Н-2/1(2)-М1:

$$I_p = 84 \text{ А}$$

Выбираем выключатель типа ВА-СЭЦ-TD100 с номинальным током расцепителя 100 А;

4) Насос Н-4а/1(2)-М1:

$$I_p = 23,2 \text{ А}$$

Выбираем выключатель типа ВА-СЭЦ-TD100 с номинальным током расцепителя 25 А;

5) Насос Н-16/1(2)-М1:

$$I_p = 57,9 \text{ А}$$

Выбираем выключатель типа ВА-СЭЦ-TD100 с номинальным током расцепителя 63 А;

6) Насос Н-18/1(2)-М1:

$$I_p = 9,5 \text{ А}$$

Выбираем выключатель типа ВА-СЭЦ-TD100 с номинальным током расцепителя 16 А;

7) Насос Н-8/1(2)-М1:

$$I_p = 102 \text{ А}$$

Выбираем выключатель типа ВА-СЭЦ-TD160 с номинальным током расцепителя 125 А;

8) Насос Н-25/1(2)-М1:

$$I_p = 5,2 \text{ А}$$

Выбираем выключатель типа ВА-СЭЩ-TD100 с номинальным током расцепителя 16 А;

9) Насос Н-32/1(2)-М1:

$$I_p = 5,2 \text{ А}$$

Выбираем выключатель типа ВА-СЭЩ-TD100 с номинальным током расцепителя 16 А;

10) Насос Н-34/1(2)-М1:

$$I_p = 14 \text{ А}$$

Выбираем выключатель типа ВА-СЭЩ-TD100 с номинальным током расцепителя 16 А;

11) Насос Н-41/1(2)-М1:

$$I_p = 31,7 \text{ А}$$

Выбираем выключатель типа ВА-СЭЩ-TD100 с номинальным током расцепителя 32 А;

12) Насос Н-22/1(2)-М1:

$$I_p = 175 \text{ А}$$

Выбираем выключатель типа ВА-СЭЩ-TS250 с номинальным током расцепителя 200 А;

13) ЩУВ:

$$I_p = 29 \text{ А}$$

Выбираем выключатель типа ВА-СЭЩ-TD100 с номинальным током расцепителя 32 А;

15) Вентилятор(аварийный) В9(а)-М1:

$$I_p = 55 \text{ А}$$

Выбираем выключатель типа ВА-СЭЩ-TD100 с номинальным током расцепителя 63 А;

16) Противопожарный клапан УА1:

$$I_p = 0,05 \text{ А}$$

Выбираем выключатель типа ВА-СЭЦ-TD100 с номинальным током расцепителя 16 А;

17) Противопожарный клапан YA2:

$$I_p = 0,05 \text{ А}$$

Выбираем выключатель типа ВА-СЭЦ-TD100 с номинальным током расцепителя 16 А;

18) Вытяжной вентилятор АВ10-М1:

$$I_p = 11,3 \text{ А}$$

Выбираем выключатель типа ВА-СЭЦ-TD100 с номинальным током расцепителя 16 А;

5.2 Выбор измерительного трансформатора тока:

1) От КТП до РП 1:

$$I_p = \frac{344,34}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 497 \text{ А}$$

Выбираем трансформатор тока типа ТШП-0,66-500/5;

2) От КТП до РП 2:

$$I_p = \frac{289,81}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 418,3 \text{ А}$$

Выбираем трансформатор тока типа ТШП-0,66-500/5;

6 Выбор комплектной трансформаторной подстанции

В качестве комплектной трансформаторной подстанции была выбрана КТП типа 2КТП МБ10-СЭЩ-(КК)-630-6/0,4 УХЛ1. Данная КТП состоит из единого модульного здания, разделённого на три отсека: общий отсек для размещения УВН и РУНН, а также два трансформаторных отсека. Основные технические параметры 2КТП МБ10-СЭЩ-(КК)-630-6/0,4 УХЛ1 указаны в таблице 6.

Таблица 6-Основные параметры и технические характеристики КТП

№	Наименование параметров	Значения параметров
1	Мощность силового трансформатора, кВА	630
2	Номинальное напряжение на стороне ВН, кВ	6
3	Наибольшее рабочее напряжение на стороне ВН, кВ	7,2
4	Номинальное напряжение на стороне НН, кВ	0,4
5	Ток термической стойкости в течение 1 с на стороне ВН, кА	20
6	Ток электродинамической стойкости на стороне ВН, кА	51
7	Ток термической стойкости в течение 1 с на стороне НН, кА	20
8	Ток электродинамической стойкости на стороне НН, кА	50
9	Масса, кг, не более	12000

7 Расчёт токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ осуществляется по методике [3] и [7].

Короткие замыкания рассчитываются в трёх точках согласно схеме, изображённой на рисунке 7.1 данной выпускной квалификационной работы:

К1 - на контактах РУ;

К2 - на контактах ЩС-2;

К3 - для самого мощного электроприёмника.

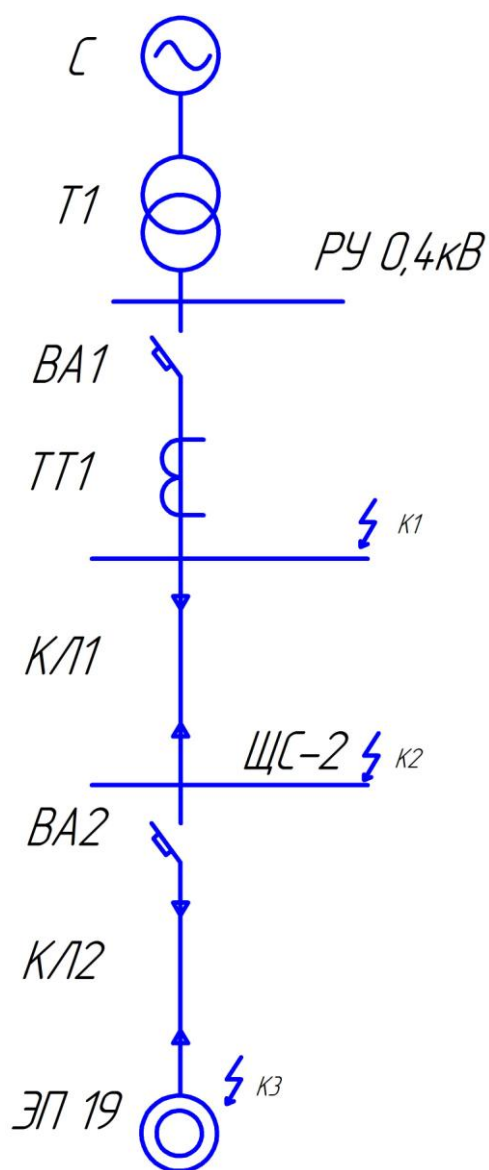


Рисунок 7.1 - Расчётная электрическая схема

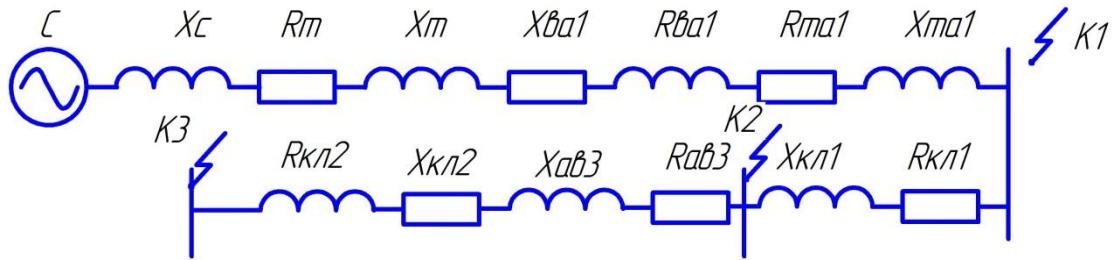


Рисунок 7.2 – Схема замещения

7.1 Параметры расчётной схемы:

Система:

$$X_c = \frac{(U_{стнн})^2}{3 \cdot I_{откл.ном.} \cdot U_{вн}} \cdot 10^{-3} \quad (7.1)$$

$$X_c = \frac{(400)^2}{3 \cdot 65 \cdot 6,3} \cdot 10^{-3} = 0,13 \text{ мОм}$$

Трансформатор ТМГ-630/10:

- $R_T = 3,4 \text{ мОм};$
- $X_T = 13,5 \text{ мОм}.$

Выключатель ВА-СЭЩ:

- $I_H = 500 \text{ А};$
- $R_{AB1} = 0,41 \text{ мОм};$
- $X_{AB1} = 0,13 \text{ мОм}.$

Выключатель ВА-СЭЩ:

- $I_H = 200 \text{ А};$
- $R_{AB2} = 1,1 \text{ мОм};$
- $X_{AB2} = 0,5 \text{ мОм}.$

Кабельная линия КЛ1:

- кабель ВБбШнг(А)-LS – 5x95;
- $l = 25 \text{ м};$
- $R_{вд} = 0,2 \text{ мОм/м};$

$$X_{уд} \approx 0 \text{ мОм/м};$$

$$R_{КЛ1} = l \cdot R_{уд} \quad (7.2)$$

$$R_{КЛ1} = 0,2 \cdot 25 = 5 \text{ мОм.}$$

Кабельная линия КЛ2:

кабель ВББШнг(А)-LS – 4x70;

$$l = 100 \text{ м};$$

$$R_{уд} = 0,195 \text{ мОм/м};$$

$$X_{уд} = 0,081 \text{ мОм/м};$$

$$R_{КЛ1} = 0,195 \cdot 100 = 19,5 \text{ мОм.}$$

$$X_{КЛ2} = l \cdot X_{уд} \quad (7.3)$$

$$X_{КЛ2} = 0,081 \cdot 100 = 8,1 \text{ мОм.}$$

Трансформатор тока ТШП-0,66-500/5:

$$R_{ТА1} = 0,05 \text{ мОм};$$

$$X_{ТА1} = 0,07 \text{ мОм.}$$

7.2 Расчёт токов КЗ

7.2.1 Трёхфазное КЗ

К1:

$$R_{\Sigma К1} = R_T + R_{AB1} + R_{ТА1}, \quad (7.4)$$

$$R_{\Sigma К1} = 3,4 + 0,41 + 0,05 = 3,86 \text{ мОм,}$$

$$X_{\Sigma К1} = X_C + X_T + X_{AB1} + X_{ТА1}, \quad (7.5)$$

$$X_{\Sigma К1} = 0,13 + 13,5 + 0,13 + 0,07 = 13,83 \text{ мОм,}$$

$$Z_{\Sigma К1} = \sqrt{R_{\Sigma К1}^2 + X_{\Sigma К1}^2}, \quad (7.6)$$

$$Z_{\Sigma К1} = \sqrt{3,86^2 + 13,83^2} = 14,36 \text{ мОм.}$$

Ток трехфазного металлического КЗ:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K1}}, \quad (7.7)$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 14,36} = 16,1 \text{ кА.}$$

Дуговое 3-х фазное КЗ:

$$Z_{\Sigma K1} = 14,36 \text{ мОм} \Rightarrow K_{C1} = 0,65; K_{C2} = 0,56$$

$$I_{KD}^{(3)} = I_{K1}^{(3)} \cdot K_{C1} = 14,36 \cdot 0,65 = 10,456 \text{ кА}$$

$$I_{KM}^{(3)} = I_{K1}^{(3)} \cdot K_{C2} = 14,36 \cdot 0,56 = 9,016 \text{ кА}$$

Ударный ток:

$$\frac{X_{\Sigma K1}}{R_{\Sigma K1}} = 3,58 \Rightarrow K_{yK1} = 1,4,$$

$$i_{yK1} = \sqrt{2} \cdot K_{yK1} \cdot I_{K1}^{(3)}, \quad (7.8)$$

$$i_{yK1} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 16,1 = 31,88 \text{ кА.}$$

К2:

$$R_{\Sigma K2} = R_{\Sigma K1} + R_{KT1}, \quad (7.9)$$

$$R_{\Sigma K2} = 3,86 + 5 = 8,86 \text{ мОм,}$$

$$X_{\Sigma K2} = X_{\Sigma K1} + X_{KT1}, \quad (7.10)$$

$$X_{\Sigma K2} = 13,83 + 0 = 13,83 \text{ мОм,}$$

$$Z_{\Sigma R2} = \sqrt{R_{\Sigma K2}^2 + X_{\Sigma K2}^2}, \quad (7.11)$$

$$Z_{\Sigma R2} = \sqrt{8,86^2 + 13,83^2} = 16,4 \text{ мОм.}$$

Ток трехфазного металлического КЗ:

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K2}}, \quad (7.12)$$

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 16,4} = 14,1 \text{ кА.}$$

Дуговое 3-х фазное КЗ:

$$Z_{\Sigma K2} = 14,1 \text{ МОм} \Rightarrow K_{C1} = 0,69; K_{C2} = 0,59$$

$$I_{KD}^{(3)} = I_{K2}^{(3)} \cdot K_{C1} = 14,1 \cdot 0,69 = 9,73 \text{ кА}$$

$$I_{KM}^{(3)} = I_{K2}^{(3)} \cdot K_{C2} = 14,1 \cdot 0,59 = 8,32 \text{ кА}$$

Ударный ток:

$$\frac{X_{\Sigma K2}}{R_{\Sigma K2}} = 1,56 \Rightarrow K_{yK2} = 1,1,$$

$$i_{yK2} = \sqrt{2} \cdot K_{yK2} \cdot I_{K2}^{(3)}, \quad (7.13)$$

$$i_{yK2} = 1,41 \cdot 1,1 \cdot 14,1 = 21,87 \text{ кА.}$$

КЗ:

$$R_{\Sigma K3} = R_{\Sigma K2} + R_{AB2} + R_{KЛ2}, \quad (7.14)$$

$$R_{\Sigma K3} = 8,86 + 1,1 + 19,5 = 29,46 \text{ МОм,}$$

$$X_{\Sigma K3} = X_{\Sigma K2} + X_{AB2} + X_{KЛ2}, \quad (7.15)$$

$$X_{\Sigma K3} = 13,83 + 0,5 + 8,1 = 22,43 \text{ МОм,}$$

$$Z_{\Sigma K3} = \sqrt{R_{\Sigma K3}^2 + X_{\Sigma K3}^2}, \quad (7.16)$$

$$Z_{\Sigma K3} = \sqrt{29,46^2 + 22,43^2} = 37,03 \text{ МОм.}$$

Ток трехфазного металлического КЗ:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K3}}, \quad (7.17)$$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 37,03} = 6,32 \text{ кА.}$$

Дуговое 3-х фазное КЗ:

$$Z_{\Sigma K3} = 37,03 \text{ МОм} \Rightarrow K_{C1} = 0,76; K_{C2} = 0,67$$

$$I_{KD}^{(3)} = I_{K3}^{(3)} \cdot K_{C1} = 6,32 \cdot 0,76 = 4,8 \text{ кА}$$

$$I_{KM}^{(3)} = I_{K3}^{(3)} \cdot K_{C2} = 6,32 \cdot 0,67 = 4,23 \text{ кА}$$

Ударный ток:

$$\frac{X_{\Sigma K3}}{R_{\Sigma K3}} \Rightarrow K_{yK3} = 1,04; \quad (7.18)$$

$$i_{yK3} = \sqrt{2} \cdot K_{yK3} \cdot I_{K3}^{(3)} \quad (7.19)$$

$$i_{yK3} = 1,04 \cdot 1,41 \cdot 6,32 = 9,27 \text{ кА.}$$

7.2.2 Двухфазное КЗ

К1:

$$R_{\Sigma K1} = R_T + R_{AB1} + R_{TA1}, \quad (7.20)$$

$$R_{\Sigma K1} = 3,4 + 0,41 + 0,05 = 3,86 \text{ мОм,}$$

$$X_{\Sigma K1} = X_T + X_{AB1} + X_{TA1},$$

$$(6.21) X_{\Sigma K1} = 13,5 + 0,13 + 0,07 = 13,7 \text{ мОм,}$$

$$Z_{\Sigma K1} = \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{R_{\Sigma K1}^2 + X_{\Sigma K1}^2}, \quad (7.22)$$

$$Z_{\Sigma K1} = \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{3,86^2 + 13,7^2} = 16,8 \text{ мОм.}$$

Ток двухфазного металлического КЗ:

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K1}}, \quad (7.23)$$

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 16,8} = 13,9 \text{ кА.}$$

Дуговое 2-х фазное КЗ:

$$Z_{\Sigma K1} = 16,8 \text{ мОм} \Rightarrow K_{C1} = 0,69; K_{C2} = 0,58$$

$$I_{KD}^{(2)} = I_{K1}^{(2)} \cdot K_{C1} = 13,9 \cdot 0,69 = 9,59 \text{ кА}$$

$$I_{KM}^{(2)} = I_{K1}^{(2)} \cdot K_{C2} = 13,9 \cdot 0,58 = 8,06 \text{ кА}$$

К2:

$$R_{\Sigma K2} = R_{\Sigma K1} + R_{KJ1}, \quad (7.24)$$

$$R_{\Sigma K2} = 3,86 + 5 = 8,86 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma K2} = X_{\Sigma K1} + X_{KJ1}, \quad (7.25)$$

$$X_{\Sigma K2} = 13,7 + 0 = 13,7 \text{ мОм},$$

$$Z_{\Sigma R2} = \frac{2}{\sqrt{3}} \sqrt{R_{\Sigma K2}^2 + X_{\Sigma K2}^2}, \quad (7.26)$$

$$Z_{\Sigma R2} = \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{8,86^2 + 13,7^2} = 19,2 \text{ мОм}.$$

Ток двухфазного металлического КЗ:

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K2}}, \quad (7.27)$$

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 19,2} = 12,18 \text{ кА}.$$

Дуговое 2-х фазное КЗ:

$$Z_{\Sigma K2} = 19,2 \text{ мОм} \Rightarrow K_{C1} = 0,69; K_{C2} = 0,6$$

$$I_{KD}^{(2)} = I_{K2}^{(2)} \cdot K_{C1} = 12,18 \cdot 0,69 = 8,4 \text{ кА}$$

$$I_{KM}^{(2)} = I_{K2}^{(2)} \cdot K_{C2} = 12,18 \cdot 0,6 = 7,31 \text{ кА}$$

КЗ:

$$R_{\Sigma K3} = R_{\Sigma K2} + R_{AB2} + R_{KJ2}, \quad (7.28)$$

$$R_{\Sigma K3} = 8,86 + 1,1 + 19,5 = 29,46 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma K3} = X_{\Sigma K2} + X_{AB2} + X_{KJ2}, \quad (7.29)$$

$$X_{\Sigma K3} = 13,7 + 0,5 + 8,1 = 22,3 \text{ мОм},$$

$$Z_{\Sigma R3} = \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{R_{\Sigma K3}^2 + X_{\Sigma K3}^2}, \quad (7.30)$$

$$Z_{\Sigma R3} = \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{29,46^2 + 22,3^2} = 42,4 \text{ мОм}.$$

Ток двухфазного металлического КЗ:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K3}}, \quad (7.31)$$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 42,4} = 5,52 \text{ кА.}$$

Дуговое 2-х фазное КЗ:

$$Z_{\Sigma K3} = 42,4 \text{ мОм} \Rightarrow K_{C1} = 0,78; K_{C2} = 0,7$$

$$I_{KD}^{(2)} = I_{K3}^{(2)} \cdot K_{C1} = 5,52 \cdot 0,78 = 4,3 \text{ кА}$$

$$I_{KM}^{(2)} = I_{K3}^{(2)} \cdot K_{C2} = 5,52 \cdot 0,7 = 3,864 \text{ кА}$$

7.2.3 Однофазное КЗ

К1:

$$R_{\Sigma K1} = R_T + R_{AB1} + R_{TA1}, \quad (7.32)$$

$$R_{\Sigma K1} = 3,4 + 0,41 + 0,05 = 3,86 \text{ мОм,}$$

$$R_{0\Sigma K1} = R_{T0} + R_{AB10} + R_{TA10}, \quad (7.33)$$

$$R_{0\Sigma K1} = 3,4 + 0,41 + 0,05 = 3,86,$$

$$X_{0\Sigma K1} = X_{T0} + X_{AB10} + X_{TA10}, \quad (7.34)$$

$$X_{0\Sigma K1} = 13,5 + 0,13 + 0,07 = 13,7 \text{ мОм}$$

$$X_{\Sigma K1} = X_T + X_{AB1} + X_{TA1}, \quad (7.35)$$

$$X_{\Sigma K1} = 13,5 + 0,13 + 0,07 = 13,7 \text{ мОм,}$$

$$Z_{\Sigma K1} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_{\Sigma K1} + R_{0\Sigma K1})^2 + (2 \cdot X_{\Sigma K1} + X_{0\Sigma K1})^2}, \quad (7.36)$$

$$Z_{\Sigma K1} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{(2 \cdot 3,86 + 3,86)^2 + (2 \cdot 13,7 + 13,7)^2} = 14,35 \text{ мОм.}$$

Ток однофазного металлического КЗ:

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K1}}, \quad (7.37)$$

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 14,35} = 16,3 \text{ кА.}$$

Дуговое однофазное КЗ:

$$Z_{\Sigma K1} = 14,35 \text{ МОм} \Rightarrow K_{C1} = 0,65; K_{C2} = 0,54$$

$$I_{KD}^{(1)} = I_{K1}^{(1)} \cdot K_{C1} = 16,3 \cdot 0,65 = 10,59 \text{ кА}$$

$$I_{KM}^{(1)} = I_{K1}^{(1)} \cdot K_{C2} = 16,3 \cdot 0,54 = 8,802 \text{ кА}$$

К2:

$$R_{\Sigma K2} = R_{\Sigma K1} + R_{KL1}, \quad (7.38)$$

$$R_{\Sigma K2} = 3,86 + 5 = 8,86 \text{ МОм,}$$

$$R_{0\Sigma K2} = R_{0\Sigma K1} + R_{KL10}, \quad (7.39)$$

$$R_{0\Sigma K2} = 3,86 + 10,96 = 14,82 \text{ МОм,}$$

$$X_{\Sigma K2} = X_{\Sigma K1} + X_{KL1}, \quad (7.40)$$

$$X_{\Sigma K2} = 13,7 + 0 = 13,7 \text{ МОм,}$$

$$X_{0\Sigma K2} = X_{0\Sigma K1} + X_{KL10}, \quad (7.41)$$

$$X_{0\Sigma K2} = 13,7 + 0 = 13,7 \text{ МОм,}$$

$$Z_{\Sigma K2} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_{\Sigma K2} + R_{0\Sigma K2})^2 + (2 \cdot X_{\Sigma K2} + X_{0\Sigma K2})^2}, \quad (7.42)$$

$$Z_{\Sigma K2} = \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{(2 \cdot 8,86 + 14,82)^2 + (2 \cdot 13,7 + 13,7)^2} = 17,57 \text{ МОм.}$$

Ток однофазного металлического КЗ:

$$I_{K2}^{(1)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K2}}, \quad (7.43)$$

$$I_{K2}^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 17,57} = 13,31 \text{ кА.}$$

Дуговое однофазное КЗ:

$$Z_{\Sigma K2} = 17,57 \text{ МОм} \Rightarrow K_{C1} = 0,69; K_{C2} = 0,6$$

$$I_{KD}^{(1)} = I_{K2}^{(1)} \cdot K_{C1} = 13,31 \cdot 0,69 = 9,2 \text{ кА}$$

$$I_{KM}^{(1)} = I_{K2}^{(1)} \cdot K_{C2} = 13,31 \cdot 0,6 = 7,99 \text{ кА}$$

К3:

$$R_{\Sigma K3} = R_{\Sigma K2} + R_{AB2} + R_{KJ2}, \quad (7.44)$$

$$R_{\Sigma K3} = 8,7 + 1,1 + 19,5 = 28,71 \text{ МОм},$$

$$R_{0\Sigma K3} = R_{0\Sigma K2} + R_{KJ20} + R_{AB20}, \quad (7.45)$$

$$R_{0\Sigma K2} = 14,82 + 39,39 + 1,1 = 54,26 \text{ МОм},$$

$$X_{\Sigma K3} = X_{\Sigma K2} + X_{AB2} + X_{KJ2}, \quad (7.46)$$

$$X_{\Sigma K3} = 13,7 + 0,5 + 8,1 = 22,3 \text{ МОм},$$

$$X_{0\Sigma K3} = X_{0\Sigma K2} + X_{KJ10} + X_{AB20}, \quad (7.47)$$

$$X_{0\Sigma K2} = 13,7 + 17,6 + 0,5 = 31,5 \text{ МОм},$$

$$Z_{\Sigma K3} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{(2 \cdot R_{\Sigma K3} + R_{0\Sigma K3})^2 + (2 \cdot X_{\Sigma K3} + X_{0\Sigma K3})^2}, \quad (7.48)$$

$$Z_{\Sigma K3} = \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{(2 \cdot 28,71 + 54,26)^2 + (2 \cdot 22,06 + 31,5)^2} = 44,9 \text{ МОм}.$$

Ток однофазного металлического КЗ:

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K3}}, \quad (7.49)$$

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 44,9} = 5,21 \text{ кА}.$$

Дуговое однофазное КЗ:

$$Z_{\Sigma K3} = 44,9 \text{ МОм} \Rightarrow K_{C1} = 0,79; K_{C2} = 0,71$$

$$I_{KD}^{(1)} = I_{K3}^{(1)} \cdot K_{C1} = 5,21 \cdot 0,79 = 4,11 \text{ кА}$$

$$I_{KM}^{(1)} = I_{K3}^{(1)} \cdot K_{C2} = 5,21 \cdot 0,71 = 3,7 \text{ кА}$$

Все рассчитанные данные занесены в таблицу 7.2.

Таблица 7.2 – Результаты расчетов токов КЗ

Виды КЗ	Трехфазное КЗ				Двухфазное КЗ			Однофазное КЗ		
Точка КЗ	$I_{KM},$ кА	$I_{KD_{нач}},$ кА	$I_{KD_{уст}},$ кА	$i_{уд},$ кА	$I_{KM},$ кА	$I_{KD_{нач}},$ кА	$I_{KD_{уст}},$ кА	$I_{KM},$ кА	$I_{KD_{нач}},$ кА	$I_{KD_{уст}},$ кА
К1	16,1	10,46	9,01	31,9	13,9	9,59	8,06	16,3	10,59	8,8
К2	14,1	9,73	8,32	21,9	12,2	8,4	7,31	13,31	9,2	7,98
К3	6,37	4,84	4,27	9,34	5,52	4,3	3,86	5,21	4,11	3,7

8 Молниезащита

Расчет защиты от прямых ударов молнии заключается в определении зон защиты, типов защиты и параметров.

По типу молниезащита была выбрана одностержневая. Дальнейший расчет проводился по методическим указаниям [1].

Высота молниеотвода (h) равна 45 метрам, а высота защищаемого сооружения (h_x) 21 метр. По таблице 8 определяем необходимые параметры.

Таблица 8 – Расчет зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода

Надежность защиты, P_3	Высота молниеотвода h , м	Высота конуса h_0 , м	Радиус конуса r_0 , м
0,9	от 0 до 100	$0,85 \cdot h$	$1,2 \cdot h$

Параметры молниезащиты:

$$h_0 = 0,85 \cdot h \quad (8.1)$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 45 = 38,25 \text{ м,}$$

$$r_0 = 1,2 \cdot h \quad (8.2)$$

$$r_0 = 1,2 \cdot 45 = 54 \text{ м,}$$

Радиус горизонтального сечения r_x определяется по формуле:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} \quad (8.3)$$

$$r_x = \frac{54 \cdot (38,25 - 21)}{38,25} = 24,35 \text{ м.}$$

Исходя из полученных данных, была построена зона защитного одиночного стержневого молниеотвода, изображенная на рисунке 8.

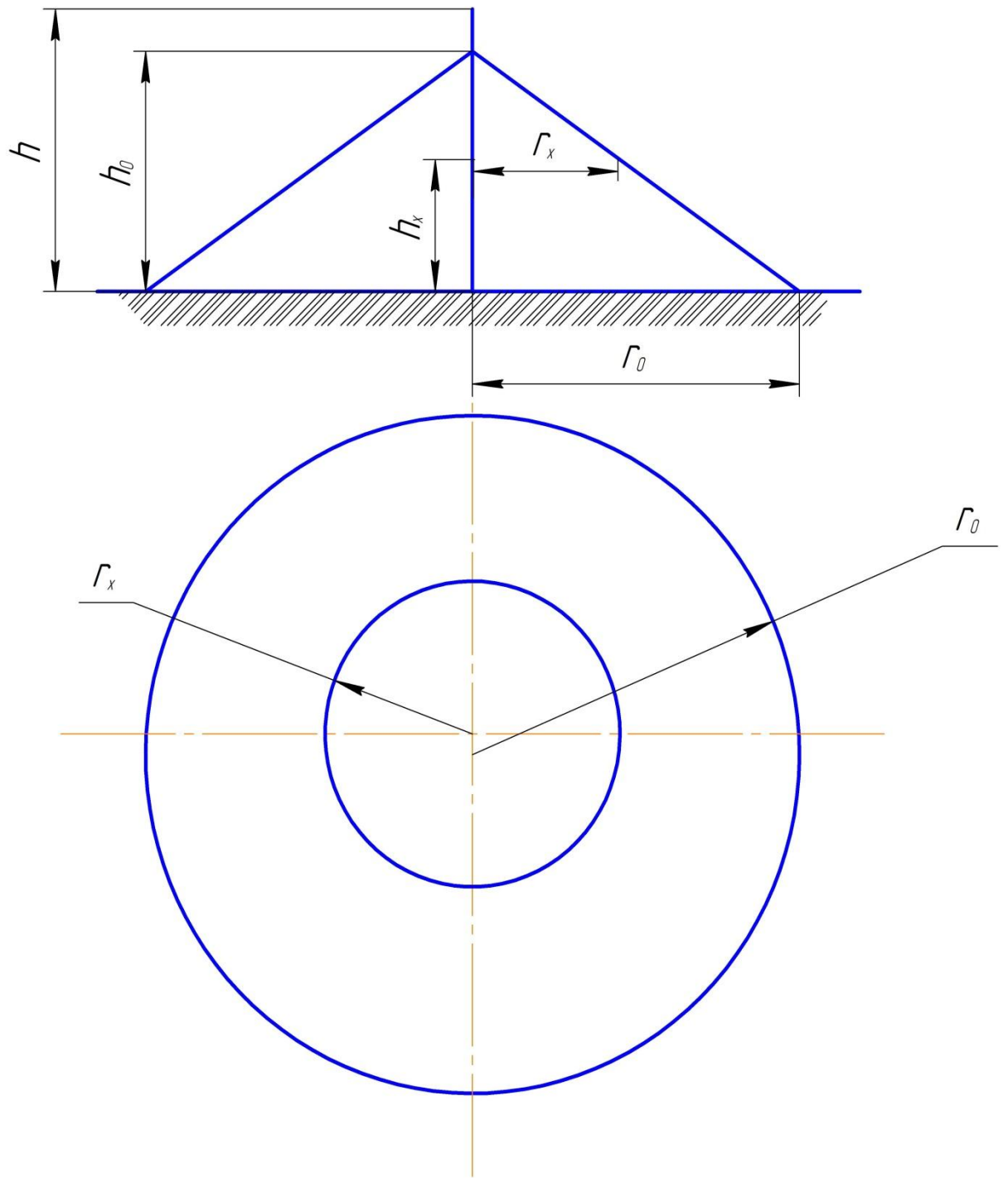


Рисунок 8 – Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода

9 Расчет заземления

Расчет искусственного группового защитного заземляющего устройства выполнен, исходя из допустимого, согласно ПУЭ, сопротивления заземлителя растеканию тока методом коэффициентов использования. Вертикальные заземлители выполнены уголком размером 50x50x5 мм, длиной $l=3$ м. Предварительное количество стержней 16 шт, расстояние между ними 6 м. Горизонтальные заземлители исполняются в виде стальных оцинкованных полос 40x5 мм. Грунт – супесок с $\rho_{sp} = 300 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Определяем сопротивление стержневого электрода:

$$R_{\epsilon} = \frac{\rho \cdot K_{\epsilon}}{2 \cdot \pi \cdot l_{\epsilon}} \left(\ln \frac{2 \cdot l_{\epsilon}}{d_{\epsilon}} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot h_{\epsilon} + l_{\epsilon}}{4 \cdot h_{\epsilon} - l_{\epsilon}} \right), \quad (9.1)$$

$$R_{\epsilon} = \frac{300 \cdot 1,5}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \left(\ln \frac{2 \cdot 3}{0,0475} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 2 + 0,0475}{4 \cdot 2 - 0,0475} \right) = 125,3 \text{ Ом},$$

где l_{ϵ} – длина электрода;

d_{ϵ} – диаметр электрода;

h_{ϵ} – глубина заложения электрода;

ρ – удельное сопротивление грунта;

K_{ϵ} – повышающий коэффициент для вертикального электрода.

Находим требуемое количество электродов:

$$n' = \frac{R_{\epsilon}}{R_{\text{з}} \cdot \eta_{\epsilon}}, \quad (9.2)$$

$$n' = \frac{125,3}{12 \cdot 0,6} = 17,36 = 18 \text{ шт},$$

где $R_з$ – допустимое сопротивление заземляющего устройства с учетом удельного сопротивления грунта;

$\eta_в$ – коэффициент использования вертикальных заземлителей.

Определяем длину соединительной полосы:

$$l_n = a \cdot n', \quad (9.3)$$

$$l_n = 18 \cdot 6 = 108 \text{ м},$$

где a – расстояние между электродами;

n' – количество электродов.

Находим сопротивление соединительной полосы:

$$R_з = \frac{\rho \cdot K_з}{2 \cdot \pi \cdot l_n} \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot l_n^2}{h_n \cdot b}\right), \quad (9.4)$$

$$R_з = \frac{300 \cdot 4}{2 \cdot 3,14 \cdot 108} \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot 108^2}{0,5 \cdot 0,05}\right) = 24,7 \text{ Ом},$$

где $K_з$ – повышающий коэффициент для горизонтальных электродов;

b – ширина горизонтального электрода;

h_n - глубина заложения горизонтального заземлителя.

Действительное сопротивление растекания тока горизонтального заземлителя с учетом коэффициента использования $\eta_з$:

$$R'_з = \frac{R_з}{\eta_з}, \quad (9.5)$$

$$R'_з = \frac{24,7}{0,32} = 77,2 \text{ Ом}.$$

Сопротивление растеканию тока вертикальных заземлителей с учетом сопротивления горизонтального заземлителя (без учета естественного заземлителей) :

$$R'_{\text{в}} = \frac{R'_{\text{г}} \cdot R_3}{R'_{\text{г}} - R_3}, \quad (9.6)$$

$$R'_{\text{в}} = \frac{77,2 \cdot 12}{77,2 - 12} = 14,2 \text{ Ом.}$$

Уточненное количество вертикальных заземлителей:

$$n'_{\text{в}} = \frac{R}{\eta_{\text{в}} \cdot R'_{\text{в}}}, \quad (9.7)$$

$$n'_{\text{в}} = \frac{125,3}{0,6 \cdot 14,2} = 14,6 \approx 15 \text{ шт.}$$

Для заземления насосов и другого электрооборудования было принято решение использовать в качестве заземлителя стальную оцинкованную полосу 40x5, прикрепленную к стене на высоте 0,4м.

10 Проверка выбранного электрооборудования

Для расчета токов КЗ было предварительно выбрано электрооборудования: автоматические выключатели, кабельные линии и трансформаторы тока. После произведения данного расчета, необходимо проверить, правильно ли было выбрано электрооборудования.

10.1 Проверка автоматических выключателей

Были предварительно взяты автоматические выключатели типа ВА-СЭЩ-TS630 с номинальным током расцепителя 500 А (от КТП до ЩС-1, от КТП до ЩС-2). Необходимые данные для проверки автоматического выключателя сведены в таблицу 10.1.

Таблица 10.1- Технические данные автоматического выключателя типа ВА-СЭЩ-TS630

Тип выключателя	Номинальный ток выключателя, А	Номинальный ток расцепителя, А	Предельная коммутационная способность аппарата, кА	Ток динамической устойчивости аппарата, кА
ВА-СЭЩ-TS630	630	500	47,5	52,5

Проверка автоматического выключателя будет производиться по следующим условиям:

1) Чувствительность к двухфазному току КЗ:

$$K_q^{(2)} = \frac{I_{n0\min}^{(2)}}{I_{an.3}} \geq 1,4 - 1,5, \quad (10.1)$$

$$K_q^{(2)} = \frac{9,59 \cdot 10^3}{500} = 15,2 \geq 1,4 - 1,5.$$

2) Чувствительность к однофазному току КЗ:

$$K_q^{(1)} = \frac{I_{n0\min}^{(1)}}{I_{an.3}} \geq 1,4 - 1,5, \quad (10.2)$$

$$K_q^{(2)} = \frac{10,59 \cdot 10^3}{500} = 16,8 \geq 1,4 - 1,5.$$

3) Отключающая способность:

$$I_{ПКС} \geq I_{n0 \max}^{(3)}, \quad (10.3)$$

$$47,5 \geq 16,1.$$

4)Динамическая устойчивость:

$$I_{дин} \geq i_{уд \max}, \quad (10.4)$$

$$52,5 \geq 31,9.$$

Исходя из полученных данных, можно утверждать, что выбор автоматических выключателей был сделан правильно.

10.2 Проверка кабельных линий

Для расчета токов КЗ были предварительно выбраны кабели марки ВБбШнг(А) (сечение выбиралось относительно место установки). Необходимо проверить выбранные кабели на предмет потери напряжения. Проверка будет выполняться по формуле:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot L}{U_n} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100, \quad (10.5)$$

Кабельная линия от КТП до ЩС-1:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 497 \cdot 0,013}{380} \cdot (0,154 \cdot 0,85 + 0,08 \cdot 0,53) \cdot 100 = 0,51\% .$$

Характеристики кабелей и результаты расчётов, производимых по приведённой выше формуле сведены в таблицу 10.2.

Таблица 10.2 – Определение потери напряжения в кабельных линиях

Наименование линии	$\cos\varphi/\sin\varphi$	I_p , А	Марка кабеля	$U_{л}$, В	r_0/x_0 , Ом/км	L, км	ΔU , %
от КТП до ЩС-1	0,85/0,53	497	ВБбШнг(А) 5x120	380	0,154/0,08	0,013	0,51
Н-2/1(2)-н1	0,85/0,53	84	ВБбШнг(А) 4x25		0,74/0,091	0,108	3,31
Н-4а/1(2)-н1	0,85/0,53	23,2	ВБбШнг(А) 4x10		1,84/0,099	0,120	2,54
Н-16/1(2)-н1	0,85/0,53	57,9	ВБбШнг(А) 4x16		1,16/0,095	0,104	3,35
Н-18/1(2)-н1	0,85/0,53	9,5	ВБбШнг(А) 4x4		4,63/0,107	0,094	2,14
Н-8/1(2)-н1	0,85/0,53	102	ВБбШнг(А) 4x35		0,53/0,088	0,123	3,35
Н-25/1(2)-н1	0,85/0,53	5,2	ВБбШнг(А) 4x2,5		7,4/0,116	0,136	2,56
Н-32/1(2)-М1	0,85/0,53	5,2	ВБбШнг(А) 4x2,5		7,4/0,116	0,132	2,56
Н-34/1(2)-М1	0,85/0,53	14	ВБбШнг(А) 4x4		4,63/0,107	0,104	3,16
Н-41/1(2)-М1	0,85/0,53	31,7	ВБбШнг(А) 4x10		1,84/0,099	0,118	3,23
от КТП до ЩС-2	0,83/0,56	418,3	ВБбШнг(А) 5x95		0,195/0,08	0,008	0,32
Н-22/1(2)	0,85/0,53	175	ВБбШнг(А) 4x50		0,37/0,085	0,100	3,19
ЩУВ	0,85/0,53	29	ВБбШнг(А) 4x10		1,84/0,099	0,107	2,58
В9-М1(2)	0,8/0,6	55	ВБбШнг(А) 4x16		1,16/0,095	0,071	2,17
УА-1	0,85/0,53	0,05	ВБбШнг(А) 4x1,5		12,3/0,126	0,096	0,34
УА-2	0,85/0,53	0,05	ВБбШнг(А) 4x1,5		12,3/0,126	0,082	0,34
АВ10-М1	0,8/0,6	11,3	ВБбШнг(А) 4x10		1,84/0,099	0,105	1,19

Заключение

По представленным данным была спроектирована система электроснабжения для корпуса по производству изопрена и синтеза изопренового каучука. Нагрузка по корпусу с учетом освещения и дополнительной нагрузки составила 634,05 кВА, расчетный ток $I_p=916,4$ А.

Были произведены необходимые расчеты для определения числа и мощности трансформаторов. Были предоставлены два варианта:

-Вариант А: два трансформатора ТМГ – 400/6;

-Вариант Б: два трансформатора ТМГ – 630/6.

Сравнивая приведенные затраты, был выбран вариант Б с двумя трансформаторами типа ТМГ –630/6. Также была выбрана КТП типа 2КТП МБ10-СЭЩ-(КК)-630-6/0,4 УХЛ1.

Питание электроприемников осуществляется медными кабелями марки ВБбШнг(А) от ЩС-1 и ЩС-2, которые также запитываются кабелями ВБбШнг(А) от двух РУ.

Электрическая сеть защищена коммутационными защитными аппаратами. В качестве защиты электроприемников выбраны автоматические выключатели. На стороне 6 кВ предусмотрена МТЗ, с различными уставками срабатывания (в зависимости от выбранных выключателей).

Произведен расчет токов короткого замыкания согласно методическим указаниям [3] и [7]. Расчет проводился в 3 точках схемы: на вводных контактах РУ 0,4 кВ; на вводных контактах распределительного пункта ЩС-2; для самого мощного электроприемника.

Рассчитаны ударные токи КЗ: $i_{y_{K1}} = 31,9$ кА; $i_{y_{K2}} = 21,9$ кА; $i_{y_{K3}} = 9,34$ кА.

После расчета токов КЗ было проверено выбранное электрооборудование (автоматические выключатели, кабельные линии).

Были рассчитаны заземление и молниезащита. В качестве заземлителей были выбраны 16 вертикальных электродов и стальная полоса 40x5. Была выбрана одностержневая молниезащита с высотой молниеотвода 45 м.

Список использованных источников

1. Вахнина, В.В. Проектирование осветительных установок: учебное пособие / В.В. Вахнина, О.В. Самолина, А.Н. Черненко. – Тольятти: ТГУ, 2008.
2. Вахнина, В.В. Электроснабжение промышленных предприятий и городов : учебно-методическое пособие для практических занятий и курсового проектирования / В.В. Вахнина, А.Н. Черненко. – Тольятти: ТГУ, 2007.
3. Вахнина, В.В. Проектирование систем электроснабжения машиностроительных предприятий: учебное пособие / В.В. Вахнина, В.Л. Горячева, Ю.В. Стёпкина. Тольятти: ТГУ, 2004.
4. Вахнина, В.В. Проектирование системы электроснабжения цеха предприятия : методические указания по курсовому проектированию / В.В. Вахнина, А.Н. Черненко. – Тольятти: ТГУ, 2008.
5. Вахнина, В.В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие / В.В. Вахнина. – Тольятти : ТГУ, 2006.
6. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 марта 2007 г. – М.: КНОРУС, 2007.
7. Небрат, И.Л. Расчеты токов короткого замыкания в сетях 0,4 кВ: учебное пособие / И.Л. Небрат. – СПб.: ФГОУ ДПО "ПЭИПК", 2012.
8. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий; учебник для студентов высших учебных заведений / Б.И. Кудрин.- М.: Интермет Инжиниринг, 2007.-672с.:ил.
9. Сергеев, С.К. Экономия энергоресурсов промышленных предприятий. Справочно-методическое пособие / С.К. Сергеев. - НГТУ, НИЦЕ. Н.Новгород, 2001.
10. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов / В.А. Андреев.- 5-е изд., стер.- М.: Высш. шк., 2007.-639 с.:ил.

11. Вахнина, В. В. Положение о выпускной квалификационной работе бакалавров: учеб.-метод. пособие для студентов направления 140200 "Электроэнергетика". - Тольятти: ТГУ, 2009. - 15 с.
12. Федоров, А.А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: в 2 т. / А.А. Федоров.-Т.2. Электрооборудование. - М.: Энергоатомиздат, 2008.-592 с.:ил.
13. ЗАО Группа компаний Электрощит ТМ – Самара [электронный ресурс] / URL: <http://electroshield.ru/>. (дата обращения: 06.06.2016).
14. Сайт ПАО «Сибур Холдинг» [электронный ресурс] / URL <http://www.sibur.ru/>. (дата обращения: 06.06.2016).
15. Степкина, Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учеб.-метод. пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования / Ю.В. Степкина, В.М. Салтыков. - Тольятти : ТГУ, 2007. – 124 с.
16. Analysis of Power Transformer Insulation Design Using FEM [Электронный ресурс] / Tathagat Chakraborty, Akik Biswas, Sudha R. – Режим доступа : <http://www.ijscce.org/attachments/File/v2i3/C067305231...>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ. (дата обращения: 06.06.2016).
17. Single phase AC-DC power factor corrected converter with high frequency isolation using buck converter [Электронный ресурс] / R. Ramesh, U. Subathra, M. Ananthi – Режим доступа: http://www.ijera.com/papers/Vol4_issue3/Version%206/M43067982.pdf., свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ. (дата обращения: 06.06.2016).
18. Wireless Power Transfer [Электронный ресурс] / Abhijeet Orke, Arvind Rathod, Monali Waghmare, Vishakha Sahane, Pravin Sagoriya, – Режим доступа : http://www.iraj.in/journal/journal_file/journal_pdf/1-53-140006635873-75.pdf., свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ. (дата обращения: 06.06.2016).
19. Improving Power System Transient Stability with Static Synchronous Series Compensator [Электронный ресурс] / Prechanon Kumkratug – Режим

доступа : <http://thescipub.com/PDF/ajassp.2011.77.81.pdf>., свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ. (дата обращения: 06.06.2016).

20. High-Power Transformer-Less Wind Energy Conversion System with Permanent Magnet Wind Generator [Электронный ресурс] / M. Ranjith Kumar, D. Kumaraswamy – Режим доступа : <http://www.ijesrt.com/issues%20pdf%20file/Archives-2014/September-2014/35.pdf>., свободный. – Загл. с экрана. – Яз. англ. (дата обращения: 06.06.2016).