

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

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

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

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему «Электроснабжение производства изопрена и синтеза изопренового каучука»

Студент

М.Е. Прис

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., А.Н. Черненко

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2020

Аннотация

Выпускная квалификационная работа выполнена на тему: «Электроснабжение производства изопрена и синтеза изопренового каучука».

Определены нагрузки от силового электрооборудования, расположенного внутри корпуса.

Выполнен выбор силовых трансформаторов для установки на КТП предприятия, определена необходимость установки устройств компенсации реактивной мощности.

Выбраны проводники и коммутационные аппараты.

Произведен расчет токов короткого замыкания, результаты расчетов использованы при проверке выбранного электрооборудования и проводников.

Выбрана схема внутриводского электроснабжения. Рассмотрены вопросы молниезащиты и заземления электрооборудования.

Работа выполнена на 55 листах формата А4, содержит 5 таблиц и 4 рисунка. Графическая часть работы состоит из 6 листов формата А1.

Содержание

Введение	4
1 Характеристика производственного объекта	5
2 Определение расчетной электрической нагрузки от силовых электроприемников	8
3 Определение номинальной мощности силовых трансформаторов в комплектной трансформаторной подстанции	14
4 Выбор схемы внутреннего электроснабжения	23
5 Предварительный выбор электрических аппаратов и проводников	24
6 Выбор модели КТП заводского изготовления	30
7 Определение токов КЗ	31
8 Проверка выбранного оборудования на стойкость к токам КЗ	44
9 Определение параметров системы заземления и молниезащиты	48
Заключение	52
Список используемых источников	53

Введение

Публичное акционерное общество «Татнефть» на сегодняшний день является одним из флагманов газоперерабатывающей и нефтехимической отрасли России. Компания занимает лидирующие позиции в области переработки попутного газа при нефтедобыче, занимается транспортировкой, разделением на фракции и глубокой переработкой различных видов углеводородного сырья.

Нефтеперерабатывающая отрасль в настоящий момент динамично развивается, появляются новые виды современного оборудования и прогрессируют сами технологии нефтедобычи и ее переработки, что приводит к необходимости быстрой и гибкой модернизации технологического процесса на предприятии.

Введение в эксплуатацию новых промышленных установок приводит к необходимости сооружения не только строительной части, но и проектирования современной системы электроснабжения, отвечающей жестким требованиям к надежности электроснабжения, особенно когда речь идет о химическом производстве.

В существующих корпусах предприятия назрела необходимость проведения реконструкции системы электроснабжения с целью замены морально и физически изношенного электрооборудования.

На предприятии разработана и выполняется программа по повышению энергетической эффективности производственных процессов.

Целью ВКР является повышение надежности электроснабжения электроприемников корпуса ИПЗ путем обоснованного выбора и замены устаревшего электрооборудования и проводников, отработавших свой ресурс на современное.

К основным задачам работы относятся: расчет электрических нагрузок, выбор трансформаторов КТП, выбор и проверка электрических аппаратов и проводников системы внутреннего электроснабжения корпуса.

1 Характеристика производственного объекта

Проектируемая система электроснабжения расположена в новом производственном корпусе по выпуску изопрена и синтезу изопренового каучука.

Самыми распространенными по количеству и по мощности электроприемниками в корпусе являются насосные установки. Кроме того, в корпусе располагаются вытяжные вентагрегаты, теплообменники различных видов и другое оборудование.

Электроснабжение корпуса осуществляется по кабельным линиям 6 кВ от главной понизительной подстанции предприятия.

Предприятие работает в 2 смены. По категории надёжности большая часть потребителей относится к I категории.

Производственный корпус состоит из двух основных помещений с размерами первого - 103,44 x 18 x 8 м и размерами второго 42 x 24 x 13,2 м.

В таблице 1.1 представлен список электроприемников с указанием единичных мощностей и порядковыми номерами на плане корпуса. План производственного корпуса приведен на рисунке 1.1.

Таблица 1.1 – Список электроприемников с указанием единичных мощностей и порядковыми номерами на плане корпуса

Номер на плане корпуса	Название ЭП	$P_{наст}$, кВт	Прим.
1, 2	Насосная установка Н-2/1-н1	45	-
3, 4	Насосная установка Н-4а/1-н1	11	-
5, 6	Насосная установка Н-16/1-н1	30	-
7, 8	Насосная установка Н-18/1-н1	4	-
9, 10	Насосная установка Н-8/1-н1	55	-
11, 12	Насосная установка Н-25/1-н1	2,2	-
13, 14	Насосная установка Н-32/1-М1	2,2	-
15, 16	Насосная установка Н-34/1-М1	7	-
17, 18	Насосная установка Н-41/1-М1	15	-
19, 20	Насосная установка Н-22/1-М1	90	-
21	Щит управления вентагрегатами	15	-
23, 24	Вентагрегат В9-М1	30	-
25	Система пожаротушения (УА -1)	0,02	-
26	Система пожаротушения (УА -2)	0,02	-
27	Вентагрегат АВ10-М1	5,5	-

Вывод: приведена характеристика производственного объекта.

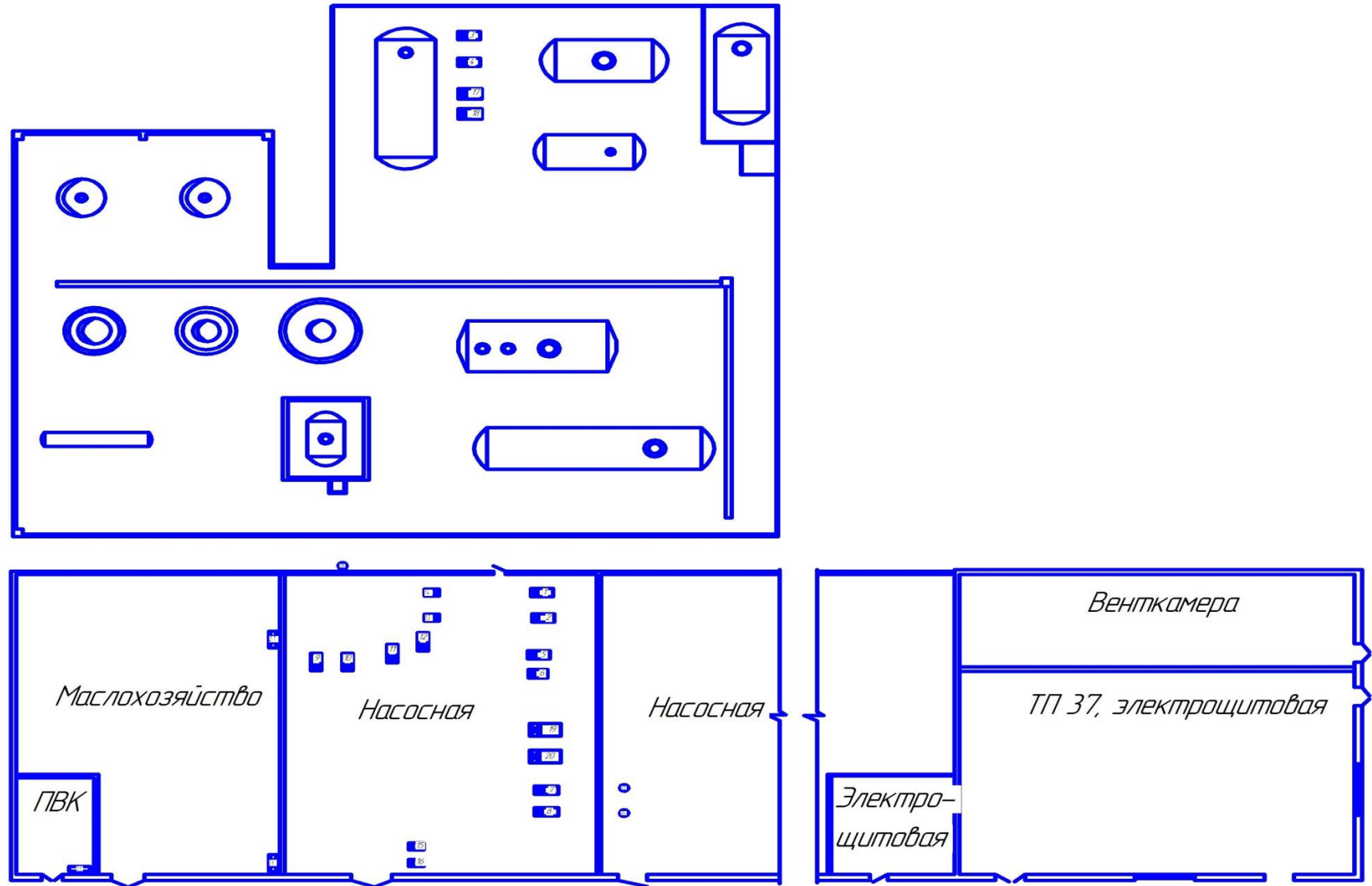


Рисунок 1.1 – План производственного корпуса с основными ЭП

2 Определение расчетной электрической нагрузки от силовых электроприемников

2.1 Определение расчетной электрической нагрузки ЩС-1

«Суммарная номинальная активная мощность группы электроприемников находится по формуле» [1-3]:

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

По справочным данным определяем для каждой группы ЭП коэффициенты использования (k_u) и мощности ($\cos \varphi$).

Найдем значение коэффициента m :

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

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

Найдем среднесменную активную и реактивную нагрузку для каждой группы ЭП по формулам [4, 5]:

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

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

Среднесменные значения коэффициентов использования и мощности определяем для итоговой сточки по формулам:

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

$$K_{И.ГР} = \frac{239,96}{342,8} = 0,7,$$

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

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

Находим эффективно число ЭП и округляем полученное значение до ближайшего целого, при этом если полученное значение превышает фактическое число ЭП, то в дальнейших расчетах принимаем фактическое 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 таблицам в учебном пособии [6] находим значение коэффициента максимума:

$$K_M = 1,16.$$

Определяем расчётные электрические нагрузки по ЩС1:

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

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

т.к. $n_{\text{э}} \leq 10$, то

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

$$Q_p = 189,83 \text{ квар.}$$

Полная расчётная нагрузка определяется по формуле:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (2.10)$$

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

Зная расчетную полную мощность и номинальное линейное напряжение электроприемников, найдем значение расчетного тока:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (2.11)$$

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

Результаты расчета нагрузок по ЩС-1 сводим в таблицу 2.1.

2.2 Определение расчетной электрической нагрузки ЩС-2

Расчеты производим аналогичным образом по формулам 2.1-2.11.

Результаты расчета нагрузок по ЩС-2 сводим в таблицу 2.2.

2.3 Электрические нагрузки системы освещения

Реконструкция системы искусственного освещения в корпусе была проведена в 2017 году и на сегодняшний день в модернизации не нуждается.

Электрические нагрузки системы освещения составляют:

$$P_{осв} = 6,7 \text{ кВт,}$$

$$Q_{осв} = 3,22 \text{ квар.}$$

2.4 Итоговые расчетные нагрузки по корпусу

Суммарную активную нагрузку по корпусу и суммарную реактивную нагрузку найдем по формулам:

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

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

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

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

Суммарную нагрузку по корпусу определим при помощи формулы 2.10:

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

Суммарный расчетный ток определим при помощи формулы 2.11:

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

Вывод: результаты определения расчетных нагрузок по ЩС-1 и ЩС-2 приведены в таблицах 2.1 и 2.2 соответственно.

Таблица 2.1 – Результаты определения расчетных нагрузок по ЩС-1

№	Номер на плане корпуса / название ЭП		n, шт	P _н , приведённая к длит. режиму работы		K _н	cosφ / tgφ	Среднесменное значение нагрузки		m	n _э	K _м	Расчётные значения нагрузок			I _р , А
				P _н , кВт	P _{нΣ} , 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	Насосная установка Н-2/1-н1	2	45	90	0,7	0,85/0,62	3	39,06	-	-	-	-	-	-	-
2	3,4	Насосная установка Н-4а/1-н1	2	11	22	0,7	0,85/0,62	15,4	9,55	-	-	-	-	-	-	-
3	5,6	Насосная установка Н-16/1-н1	2	30	60	0,7	0,85/0,62	42	26,04	-	-	-	-	-	-	-
4	7,8	Насосная установка Н-18/1-н1	2	4	8	0,7	0,85/0,62	5,6	3,47	-	-	-	-	-	-	-
5	9,10	Насосная установка Н-8/1-н1	2	55	110	0,7	0,85/0,62	77	47,74	-	-	-	-	-	-	-
6	11,12	Насосная установка Н-25/1-н1	2	2,2	4,4	0,7	0,85/0,62	3,08	1,91	-	-	-	-	-	-	-
7	13,14	Насосная установка Н-32/1-М1	2	2,2	4,4	0,7	0,85/0,62	3,08	1,91	-	-	-	-	-	-	-
8	15,16	Насосная установка Н-34/1-М1	2	7	14	0,7	0,85/0,62	9,8	6,076	-	-	-	-	-	-	-
9	17,18	Насосная установка Н-41/1-М1	2	15	30	0,7	0,85/0,62	21	13,02							
	Всего по корпусу без учета системы искусственного освещения		18	55/2,2	342,8	0,7	0,85/0,62	224,43	200,92	>3	10	1,1 6	278,35	189,83	336,92	486
	Нагрузка системы искусственного освещения												6,7	3,22	7,43	12
	Всего по ЩС-1												285,05	193,05	344,35	498

Таблица 2.2 – Результаты определения расчетных нагрузок по ЩС-2

№	Номер на плане корпуса / название ЭП		n, шт	P_n , приведённая к длит. режиму работы		K_n	$\cos\varphi /$ $tg\varphi$	Среднесменное значение нагрузки		m	n_{Σ}	K_M	Расчётные значения нагрузок			$I_p,$ A
				$P_n,$ кВт	$P_{н\Sigma},$ кВт			$P_c,$ кВт	$Q_c,$ квар				$P_p,$ кВт	$Q_p,$ квар	$S_p,$ кВА	
1	2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	19,20	Насосная установка Н-22/1- М1	2	90	180	0,7	0,85/0, 62	126	39,06	-	-	-	-	-	-	-
2	21,22	Щит управления вентагрегатами	2	15	30	0,7	0,85/0, 62	21	9,55	-	-	-	-	-	-	-
3	23,24	Вентагрегат В9-М1	2	30	60	0,7	0,8/0,7 5	42	26,04	-	-	-	-	-	-	-
4	25,26	Система пожаротушения (YA -1)	1	0,02	0,02	0,7	0,85/0, 62	0,014	3,47	-	-	-	-	-	-	-
5	27,28	Система пожаротушения (YA -2)	1	0,02	0,02	0,7	0,85/0, 62	0,014	47,74	-	-	-	-	-	-	-
6	29, 30	Вентагрегат АВ10- М1	1	5,5	5,5	0,7	0,8/0,7 5	3,85	1,91	-	-	-	-	-	-	-
	Всего по ЩС-2		9	90/0,02	275,54	0,7				>3			243.2	157.9	289.8	418

3 Определение номинальной мощности силовых трансформаторов в комплектной трансформаторной подстанции

Итоговая расчетная нагрузка производственного корпуса составляет:

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

Большая часть электроприемников относится к потребителям первой категории по надежности электроснабжения и должна получать питание не менее чем от 2 независимых источников питания. Величина коэффициента загрузки принимается равной 0,8.

Определим номинальную мощность трансформаторов КТП [7, 8]:

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

$$S_{ном} = \frac{528,07}{0,8 \cdot 2} = 330,04 \text{ кВА},$$

В первом варианте принимаем к установке трансформаторы ТМГ-400/6/0,4.

По данным производителя, выбранный трансформатор обладает следующими паспортными данными: $S_{ном.Т} = 400 \text{ кВА}$, $u_k = 4,5\%$, $\Delta P_K = 4,6 \text{ кВт}$, $\Delta P_X = 0,61 \text{ кВт}$, $I_X = 1,8\%$.

Определим величину потерь в трансформаторах КТП [9]:

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

$$\Delta P_{T\Sigma} = 2 \cdot (0,61 + 0,8^2 \cdot 4,6) = 7,11 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{T\Sigma} = N_T \cdot (i_0 + K_3^2 \cdot U_{кз}) \cdot \frac{S_H}{100}, \quad (3.3)$$

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

Найдем суммарную ожидаемую нагрузку по производственному корпусу с учетом потерь в трансформаторах КТП:

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

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

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

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

Величина РМ в период минимальных нагрузок в энергосистеме:

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

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

Определим значение экономически обоснованной величины реактивной мощности в период максимальных нагрузок электроэнергосистемы:

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

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

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

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

Принимается наименьшее из найденных значений:

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

Найдем экономически обоснованные значения РМ в период наименьших нагрузок ЭЭС:

$$Q'_{\text{э}2} = Q_{\text{min}} + Q_{\kappa}, \quad (3.9)$$

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

$$Q''_{\text{э}2} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{КД}} = Q_{\text{min}} - (Q_P - Q_{\text{э}1}), \quad (3.10)$$

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

Т.к. в часы минимума нагрузки в ЭЭС напряжение повышается, то выбираем большее из найденных значений:

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

Определяем мощность КУ подлежащих регулированию:

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

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

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

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

То есть все КУ должны регулироваться.

Величина РМ, которая передается из сети ВН в сеть НН без компенсации:

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

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

Величина РМ, передаваемой из сети ВН в сеть НН:

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

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0,8 \cdot 400)^2 - 528,07^2} = 361,58 \text{ квар.}$$

Определим необходимую мощность конденсаторных установок для размещения в сети напряжением до 1 кВ:

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

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

Поскольку полученное значение реактивной мощности больше 50 квар, то принимаем к установке две конденсаторные установки мощностью по 80 квар каждая.

Определим мощность высоковольтных конденсаторных установок:

$$Q_{KV.в} = Q_{kv.max} - Q_{KV.n}, \quad (3.16)$$

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

При необходимой мощности компенсации <800 квар установка высоковольтных конденсаторных установок становится нецелесообразной.

Определим величину приведенных затрат на установку конденсаторных установок ниже 1000 В и трансформаторов в КТП:

$$C \cdot \Delta P_T = C_0 \cdot \Delta P_{xx} + C \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{кз}, \quad (3.17)$$

$$C \cdot \Delta P_T = 249,83 \cdot 0,61 + 82,3 \cdot 0,8^2 \cdot 4,6 = 0,394 \text{ тыс.руб.}$$

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

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

где

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

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

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

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

При этом годовой период максимальных потерь определим по формуле:

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

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

Общие затраты на реализацию первого варианта установки КТП составят:

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

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

Во втором варианте принимаем к установке трансформаторы ТМГ-630/6/0,4.

По данным производителя, выбранный трансформатор обладает следующими паспортными данными: $S_{\text{ном.Т}} = 630$ кВА, $u_k = 5,5\%$, $\Delta P_K = 7,6$ кВт, $\Delta P_X = 1,05$ кВт, $I_X = 1,2\%$.

Определим величину потерь в трансформаторах КТП:

$$\Delta P_{T\Sigma} = N_T \cdot (P_{xx} + K_3^2 \cdot P_{кз}), \quad (3.23)$$

$$\Delta P_{T\Sigma} = 2 \cdot (1,05 + 0,8^2 \cdot 7,6) = 11,83 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{T\Sigma} = N_T \cdot (i_0 + K_3^2 \cdot U_{кз}) \cdot \frac{S_H}{100}, \quad (3.24)$$

$$\Delta Q_{T\Sigma} = 2 \cdot (1,2 + 0,8^2 \cdot 5,5) \cdot \frac{630}{100} = 59,47 \text{ квар}.$$

Найдем суммарную ожидаемую нагрузку по производственному корпусу с учетом потерь в трансформаторах КТП:

$$P_p = P_{P\Sigma} + \Delta P_{T\Sigma}, \quad (3.25)$$

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

$$Q_p = Q_{P\Sigma} + \Delta Q_{T\Sigma}, \quad (3.26)$$

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

Величина РМ в период минимальных нагрузок в энергосистеме:

$$Q_{\min} = Q_p \cdot 0,5, \quad (3.27)$$

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

Определим значение экономически обоснованной величины реактивной мощности в период максимальных нагрузок электроэнергосистемы:

$$Q'_{\text{эл}} = Q_p - 0,7 \cdot Q_{\text{сд}}, \quad (3.28)$$

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

$$Q''_{\text{эл}} = \alpha \cdot P_p, \quad (3.29)$$

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

Принимается наименьшее из найденных значений:

$$Q_{\text{э}1} = 151,17 \text{ квар.}$$

Найдем экономически обоснованные значения РМ в период наименьших нагрузок ЭЭС:

$$Q'_{\text{э}2} = Q_{\text{min}} + Q_{\text{к}}, \quad (3.30)$$

$$Q'_{\text{э}2} = 205,21 + 0 = 205,21 \text{ квар,}$$

$$Q''_{\text{э}2} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{кД}} = Q_{\text{min}} - (Q_{\text{Р}} - Q_{\text{э}1}), \quad (3.31)$$

$$Q''_{\text{э}2} = 205,21 - (410,42 - 151,17) = -54,04 \text{ квар,}$$

Т.к. в часы минимума нагрузки в ЭЭС напряжение повышается, то выбираем большее из найденных значений:

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

Определяем мощность КУ подлежащих регулированию:

$$Q_{\text{ку. max}} = 1,1 \cdot Q_{\text{Р}} - Q_{\text{э}1}, \quad (3.32)$$

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

$$Q_{\text{ку. min}} = Q_{\text{min}} - Q_{\text{э}2}, \quad (3.33)$$

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

То есть все КУ должны регулироваться.

Величина РМ, которая передается из сети ВН в сеть НН без компенсации:

$$Q_{эH} = Q_{э1} - (Q_P - Q_{P\Sigma}), \quad (3.34)$$

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

Величина РМ, передаваемой из сети ВН в сеть НН:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_3 \cdot S_H)^2 - P_{P\Sigma}^2}, \quad (3.35)$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0,8 \cdot 630)^2 - 528,07^2} = 858,6 \text{ квар.}$$

Определим необходимую мощность конденсаторных установок для размещения в сети напряжением до 1 кВ:

$$Q_{KV.H} = Q_{P\Sigma} - Q_T \quad (3.36)$$

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

Поскольку полученное значение реактивной мощности меньше 50 квар, то низковольтные КУ не устанавливаются.

Определим мощность высоковольтных конденсаторных установок:

$$Q_{KV.в} = Q_{KV.max} - Q_{KV.H}, \quad (3.37)$$

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

При необходимой мощности компенсации <800 квар установка высоковольтных конденсаторных установок становится нецелесообразной.

Определим величину приведенных затрат на установку конденсаторных установок ниже 1000 В и трансформаторов в КТП:

$$C \cdot \Delta P_T = C_0 \cdot \Delta P_{xx} + C \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{кз}, \quad (3.38)$$

$$C \cdot \Delta P_T = 249,83 \cdot 1,05 + 82,3 \cdot 0,8^2 \cdot 7,6 = 0,662 \text{ тыс.руб.}$$

$$Z_{\text{КТП}} = E \cdot K_{\text{м}} + C \cdot \Delta P_T \quad (3.39)$$

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

где

$$C = \left(\frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot \tau \quad (3.40)$$

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

$$C_0 = \left(\frac{\alpha}{T_M} + \beta \cdot 10^{-2} \right) \cdot T_P \quad (3.41)$$

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

При этом годовой период максимальных потерь определим по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot T_P \quad (3.42)$$

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

Общие затраты на реализацию первого варианта установки КТП составят:

$$Z_{\text{общие}} = Z_{\text{KV}} + Z_{\text{КТП}}, \quad (3.43)$$

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

Вывод: по найденным значениям выбираем второй вариант с установкой на КТП трансформаторов 630 кВА, что позволит создать

дополнительный резерв пропускной способности для дальнейшего расширения производства.

4 Выбор схемы внутреннего электроснабжения

Сети напряжением до 1000 В осуществляют распределение электроэнергии внутри промышленных предприятий и установок и непосредственное питание большинства приемников электроэнергии. Схема сети определяется технологическим процессом производства, взаимным расположением источника питания подстанций и приемников электроэнергии и их единичной установленной мощностью.

К сетям напряжением до 1000 В, как и ко всякой электрической сети, предъявляются следующие требования. Они должны [10, 11]:

- обеспечивать необходимую надежность электроснабжения;
- быть удобными, простыми и безопасными в эксплуатации;
- требовать минимальных приведенных затрат на сооружение и эксплуатацию;
- удовлетворять условиям окружающей среды;
- обеспечивать применение индустриальных методов монтажа.

Вывод: поскольку в производственном корпусе значительную долю составляют потребители, относящиеся к первой категории, то для электроснабжения выбираем радиальную схему, отличающуюся повышенной надежностью. Питание трансформаторов цеховой подстанции осуществляется по кабельным линиям 6 кВ. На низкой стороне от трансформаторов КТП отходят кабельные линии к двум силовым щитам от которых в свою очередь получают питание отдельные электроприемники корпуса.

5 Предварительный выбор электрических аппаратов и проводников

5.1 Выбор проводников для кабельных линий

Значения номинальных и расчетных мощностей принимаем по таблицам 2.1 и 2.2, значение номинального и расчетного токов определяем по 2.11:

1) Кабельная линия от КТП до ЩС1:

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

Принимаем к установке кабель типа ВБбШнг(А)-5х120;

2) Кабельная линия от КТП до ЩС2:

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

Принимаем к установке кабель типа ВБбШнг(А)-5х95;

Выберем кабели для запитки отдельных электроприемников:

1) Кабельная линия к насосной установке Н-22/1(2):

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

Принимаем к установке кабель типа ВБбШнг(А)-4х50;

Для остальных насосных установок той же мощности принимаем аналогичные кабели.

5.2 Выбор автоматических выключателей

1) Выбор автоматического выключателя для защиты линии от КТП до ЩС1:

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

Принимаем к установке автоматический выключатель ВА-СЭЩ-TS630 с $I_{ном} = 500 \text{ А}$;

2) Выбор автоматического выключателя для защиты линии от КТП до ЩС2:

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

Принимаем к установке автоматический выключатель ВА-СЭЩ-TS630 с $I_{ном} = 500 \text{ А}$;

3) Выбор автоматического выключателя для защиты линии к насосной установке Н-2/1(2)-М1:

$$I_p = 84 \text{ А}$$

Принимаем к установке автоматический выключатель ВА-СЭЩ-TD100 с $I_{ном} = 100 \text{ А}$;

4) Выбор автоматического выключателя для защиты линии к насосной установке Н-4а/1(2)-М1:

$$I_p = 23,2 \text{ А}$$

Принимаем к установке автоматический выключатель ВА-СЭЦ-TD100
с $I_{ном} = 25 \text{ A}$;

5) Выбор автоматического выключателя для защиты линии к насосной
установке Н-16/1(2)-М1:

$$I_p = 57,9 \text{ A}$$

Принимаем к установке автоматический выключатель ВА-СЭЦ-TD100
с $I_{ном} = 63 \text{ A}$;

6) Выбор автоматического выключателя для защиты линии к насосной
установке Н-18/1(2)-М1:

$$I_p = 9,5 \text{ A}$$

Принимаем к установке автоматический выключатель ВА-СЭЦ-TD100
с $I_{ном} = 16 \text{ A}$;

7) Н Выбор автоматического выключателя для защиты линии к
насосной установке Н-8/1(2)-М1:

$$I_p = 102 \text{ A}$$

Принимаем к установке автоматический выключатель ВА-СЭЦ-TD160
с $I_{ном} = 125 \text{ A}$;

8) Выбор автоматического выключателя для защиты линии к насосной
установке Н-25/1(2)-М1:

$$I_p = 5,2 \text{ A}$$

Принимаем к установке автоматический выключатель ВА-СЭЦ-TD100
с $I_{ном} = 16 \text{ A}$;

9) Выбор автоматического выключателя для защиты линии к насосной установке Н-32/1(2)-М1:

$$I_p = 5,2 \text{ A}$$

Принимаем к установке автоматический выключатель ВА-СЭЦ-TD100 с $I_{ном} = 16 \text{ A}$;

10) Выбор автоматического выключателя для защиты линии к насосной установке Н-34/1(2)-М1:

$$I_p = 14 \text{ A}$$

Принимаем к установке автоматический выключатель ВА-СЭЦ-TD100 с $I_{ном} = 16 \text{ A}$;

11) Выбор автоматического выключателя для защиты линии к насосной установке Н-41/1(2)-М1:

$$I_p = 31,7 \text{ A}$$

Принимаем к установке автоматический выключатель ВА-СЭЦ-TD100 с $I_{ном} = 32 \text{ A}$;

12) Выбор автоматического выключателя для защиты линии к насосной установке Н-22/1(2)-М1:

$$I_p = 175 \text{ A}$$

Принимаем к установке автоматический выключатель ВА-СЭЦ-TS250 с $I_{ном} = 200 \text{ A}$;

13) Выбор автоматического выключателя для защиты линии к Щиту управления вентагрегатами:

$$I_p = 29 \text{ A}$$

Принимаем к установке автоматический выключатель ВА-СЭЦ-TD100 с $I_{ном} = 32 \text{ A}$;

15) Выбор автоматического выключателя для защиты линии к Вентагрегату В9(а)-М1:

$$I_p = 55 \text{ A}$$

Принимаем к установке автоматический выключатель ВА-СЭЦ-TD100 с $I_{ном} = 63 \text{ A}$;

16) Выбор автоматического выключателя для защиты линии к Система пожаротушения YA1:

$$I_p = 0,05 \text{ A}$$

Принимаем к установке автоматический выключатель ВА-СЭЦ-TD100 с $I_{ном} = 16 \text{ A}$;

17) Выбор автоматического выключателя для защиты линии к Система пожаротушения YA2:

$$I_p = 0,05 \text{ A}$$

Принимаем к установке автоматический выключатель ВА-СЭЦ-TD100 с $I_{ном} = 16 \text{ A}$;

18) Выбор автоматического выключателя для защиты линии к Вентагрегату АВ10-М1:

$$I_p = 11,3 \text{ A}$$

Принимаем к установке автоматический выключатель ВА-СЭЩ-ТД100
с $I_{ном} = 16 \text{ А}$.

5.2 Выбор трансформаторов тока:

1) Выбираем трансформатор тока для фидера от КТП до ЩС1:

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

Принимаем к установке трансформатор тока ТШП-0,66-500/5;

2) Выбираем трансформатор тока для фидера от КТП до ЩС2:

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

Вывод: принимаем к установке трансформатор тока ТШП-0,66-500/5;

6 Выбор модели КТП заводского изготовления

Для питания корпуса выбираем комплектную трансформаторную подстанцию 2КТП МБ10-СЭЩ-(КК)-630-6/0,4 УХЛ1.

КТП в блок-модуле широко используются в нефтегазовой сфере, легкой и тяжелой промышленности, сельском хозяйстве, при построении муниципальных сетей и т.д. Данный тип подстанций обладает следующими преимуществами [12, 13]:

- высокая надежность. Компоненты КТП-СЭЩ, выполненной в блок-модуле полностью совместимы между собой. Корпус КТП сделан на основе прочного каркаса со стойками в 4 мм и имеет сварную раму основания и потолка. Диапазон рабочих температур составляет от -60°C до $+40^{\circ}\text{C}$.

- широкий функционал. Подстанция обладает множеством компоновочных решений, габаритов моноблоков, исполнения и т.п. При этом основу КТП составляют силовые трансформаторы ТМГ-СЭЩ и ТСЛЗ-СЭЩ с пониженными потерями.

- полная комплектность. Электротехнические компоненты уже смонтированы и проверены на работоспособность на заводе. Установка, наладка и пуск КТП занимает не более суток.

- продуманность конструкции. Удобный доступ в блочно-модульные подстанции, простор для работы, качественные вентиляция и освещение внутри готовых модулей, простота замены любых компонентов.

- конкурентная цена, обусловленная близостью завода изготовителя.

Вывод: выбираем комплектную трансформаторную подстанцию 2КТП МБ10-СЭЩ-(КК)-630-6/0,4 УХЛ1 как обладающую улучшенными эксплуатационными характеристиками.

7 Определение токов КЗ

В результате короткого замыкания резко снижается сопротивление электрической цепи, так как полные сопротивления фазовых нагрузок одной, двух или всех трех фаз оказываются зашунтированными вследствие соединения проводов «накоротко».

В точке короткого замыкания сопротивление фаз источника составляет лишь небольшую долю сопротивления нагрузки. Ток в короткозамкнутой цепи намного превышает рабочий ток. Наибольший ток короткого замыкания возникает при трехфазном коротком замыкании, поэтому данный ток и определяют для выбора электрического оборудования [14-18].

Определим значения токов КЗ для 3 точек, изображенных на расчетной схеме (рисунок 7.1). На рисунке 7.2 представлена схема замещения.

7.1 Определение параметров расчётной схемы

Сопротивление системы найдем из формулы:

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

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

Сопротивления силового трансформатора КТП:

$$R_T = 3,4 \text{ мОм};$$

$$X_T = 13,5 \text{ мОм}.$$

Параметры автоматического выключатель ВА1:

$$I_H = 500 \text{ А};$$

$$R_{AB1} = 0,41 \text{ мОм};$$

$$X_{AB1} = 0,13 \text{ мОм}.$$

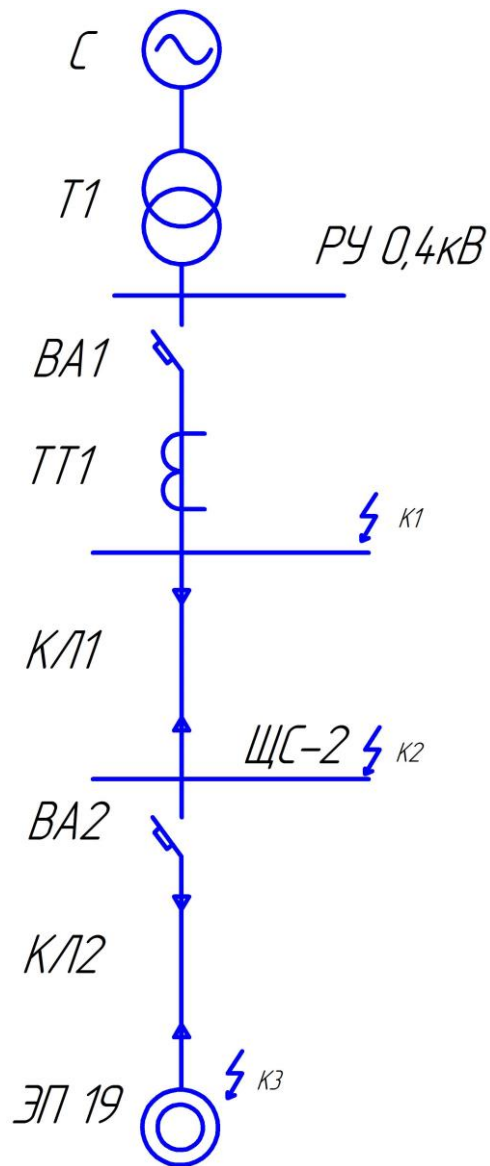


Рисунок 7.1 – Расчетная схема сети для определения токов К3

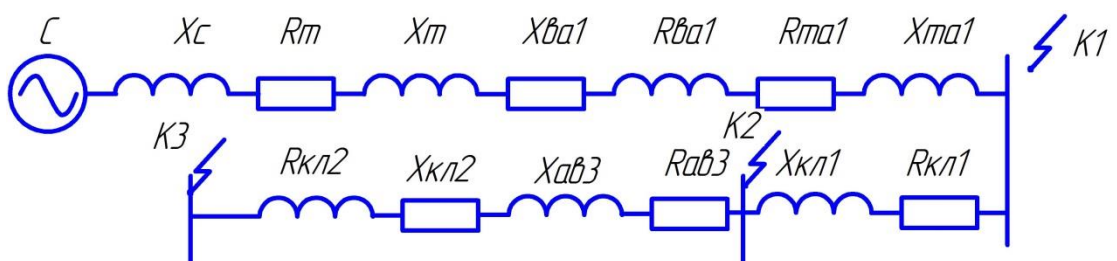


Рисунок 7.2 – Схема замещения для определения токов К3

Параметры автоматического выключатель ВА2:

$$I_H = 200 \text{ A};$$

$$R_{AB2} = 1,1 \text{ мОм};$$

$$X_{AB2} = 0,5 \text{ мОм}.$$

Параметры кабельной линии КЛ1, выполненной кабелем ВБбШнг(А)-LS-5x95:

$$l = 25 \text{ м};$$

$$R_{вд} = 0,2 \text{ мОм/м};$$

$$X_{вд} \approx 0 \text{ мОм/м};$$

Определим сопротивление КЛ1:

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

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

Параметры кабельной линии КЛ2, выполненной кабелем ВБбШнг(А)-LS-4x70:

$$l = 100 \text{ м};$$

$$R_{вд} = 0,195 \text{ мОм/м};$$

$$X_{вд} = 0,081 \text{ мОм/м};$$

Определим сопротивление КЛ2:

$$R_{КЛ2} = 0,195 \cdot 100 = 19,5 \text{ мОм}.$$

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

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

Параметры трансформатора тока типа ТШП-0,66-500/5:

$$R_{TA1} = 0,05 \text{ мОм};$$

$$X_{TA1} = 0,07 \text{ мОм}.$$

7.2 Определение значений токов КЗ в различных точках

7.2.1 Расчет тока трехфазного короткого замыкания

Точка К1:

Определим суммарное сопротивление до точки КЗ:

$$R_{\Sigma K1} = R_T + R_{AB1} + R_{TA1}, \quad (7.4)$$

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

$$X_{\Sigma K1} = X_C + X_T + X_{AB1} + X_{TA1}, \quad (7.5)$$

$$X_{\Sigma K1} = 0,13 + 13,5 + 0,13 + 0,07 = 13,83 \text{ мОм},$$

$$Z_{\Sigma K1} = \sqrt{R_{\Sigma K1}^2 + X_{\Sigma K1}^2}, \quad (7.6)$$

$$Z_{\Sigma K1} = \sqrt{3,86^2 + 13,83^2} = 14,36 \text{ мОм}.$$

Найдем значение тока трехфазного металлического короткого замыкания [19, 20]:

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

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

Найдем значение тока трехфазного дугового короткого замыкания:

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

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

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

Значение ударного тока:

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

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

$$i_{y K1} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 16,1 = 31,88 \text{ кА.}$$

Точка К2:

Определим суммарное сопротивление до точки К3:

$$R_{\Sigma K2} = R_{\Sigma K1} + R_{KL1}, \quad (7.9)$$

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

$$X_{\Sigma K2} = X_{\Sigma K1} + X_{KL1}, \quad (7.10)$$

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

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

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

Найдем значение тока трехфазного металлического короткого замыкания:

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

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

Найдем значение тока трехфазного дугового короткого замыкания:

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

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

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

Значение ударного тока:

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

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

$$i_{y K2} = 1,41 \cdot 1,1 \cdot 14,1 = 21,87 \text{ кА.}$$

Точка К3:

Определим суммарное сопротивление до точки К3:

$$R_{\Sigma K3} = R_{\Sigma K2} + R_{AB2} + R_{KL2}, \quad (7.14)$$

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

$$X_{\Sigma K3} = X_{\Sigma K2} + X_{AB2} + X_{KL2}, \quad (7.15)$$

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

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

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

Найдем значение тока трехфазного металлического короткого замыкания:

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

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

Найдем значение тока трехфазного дугового короткого замыкания:

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

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

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

Значение ударного тока:

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

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

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

7.2.2 Расчет тока двухфазного короткого замыкания

Точка К1:

Определим суммарное сопротивление до точки К3:

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

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

$$X_{\Sigma K1} = X_T + X_{AB1} + X_{TA1}, \quad (7.21)$$

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

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

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

Найдем значение тока двухфазного металлического короткого замыкания:

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

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

Найдем значение тока двухфазного дугового короткого замыкания:

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

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

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

Точка К2:

Определим суммарное сопротивление до точки К3:

$$R_{\Sigma K2} = R_{\Sigma K1} + R_{KL1}, \quad (7.24)$$

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

$$X_{\Sigma K2} = X_{\Sigma K1} + X_{KL1}, \quad (7.25)$$

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

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

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

Найдем значение тока двухфазного металлического короткого замыкания:

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

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

Найдем значение тока двухфазного дугового короткого замыкания:

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

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

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

Точка К2:

Определим суммарное сопротивление до точки К3:

$$R_{\Sigma K3} = R_{\Sigma K2} + R_{AB2} + R_{KL2}, \quad (7.28)$$

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

$$X_{\Sigma K3} = X_{\Sigma K2} + X_{AB2} + X_{KL2}, \quad (7.29)$$

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

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

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

Найдем значение тока двухфазного металлического короткого замыкания:

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

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

Найдем значение тока двухфазного дугового короткого замыкания:

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

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

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

7.2.3 Расчет тока однофазного короткого замыкания

Точка К1:

Определим суммарное сопротивление до точки К3:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Найдем значение тока однофазного металлического короткого замыкания:

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

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

Найдем значение тока однофазного дугового короткого замыкания:

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

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

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

Точка К2:

Определим суммарное сопротивление до точки К3:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Ток однофазного металлического К3:

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

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

Найдем значение тока однофазного дугового короткого замыкания:

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

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

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

Точка КЗ:

Определим суммарное сопротивление до точки КЗ:

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

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

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

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

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

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

$$X_{0\Sigma K3} = X_{0\Sigma K2} + X_{KJ20} + X_{AB20}, \quad (7.47)$$

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

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

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

Ток однофазного металлического КЗ:

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

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

Найдем значение тока однофазного дугового короткого замыкания:

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

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

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

Вывод: результаты расчетов сводим в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 – Результаты определения токов короткого замыкания

Вид КЗ	Трёхфазное короткое замыкание				Двухфазное короткое замыкание			Однофазное короткое замыкание		
	$I_{KM},$ кА	$I_{KD_{нач}},$ кА	$I_{KD_{уст}},$ кА	$i_{yo},$ кА	$I_{KM},$ кА	$I_{KD_{нач}},$ кА	$I_{KD_{уст}},$ кА	$I_{KM},$ кА	$I_{KD_{нач}},$ кА	$I_{KD_{уст}},$ кА
1	16,1	10,46	9,01	31,9	13,9	9,59	8,06	16,3	10,59	8,8
2	14,1	9,73	8,32	21,9	12,2	8,4	7,31	13,31	9,2	7,98
3	6,37	4,84	4,27	9,34	5,52	4,3	3,86	5,21	4,11	3,7

8 Проверка выбранного оборудования на стойкость к токам КЗ

8.1 Проверка выбранных автоматических выключателей

В разделе 5 ВКР были предварительно выбраны автоматические выключатели ВА-СЭЩ- TS630 с $I_{ном} = 630$ А (для защиты линии от КТП до ЩС1, и для защиты линии от КТП до ЩС2).

Данный АВ обладает следующими паспортными характеристиками [21]:

- Номинальный ток автоматического выключателя составляет 630 А;
- Номинальный ток расцепителя равен 500 А;
- Коммутационная способность АВ равна 47,5 кА;
- Предельный ток динамической стойкости равен 45,5 кА.

Проверка АВ производится на соблюдение следующих требований:

1) Определяем коэффициент чувствительности к току двухфазного короткого замыкания:

$$K_q^{(2)} = \frac{I_{n0min}^{(2)}}{I_{ан.з}} \geq 1,4 - 1,5, \quad (8.1)$$

$$K_q^{(2)} = \frac{9,59 \cdot 10^3}{500} = 19,18 \geq 1,4 - 1,5.$$

2) Определяем коэффициент чувствительности к току однофазного короткого замыкания:

$$K_q^{(1)} = \frac{I_{n0min}^{(1)}}{I_{ан.з}} \geq 1,4 - 1,5, \quad (8.2)$$

$$K_q^{(1)} = \frac{10,59 \cdot 10^3}{500} = 21,18 \geq 1,4 - 1,5.$$

3) Проверяем на способность отключения тока КЗ:

$$I_{ПКС} \geq I_{n0\max}^{(3)}, \quad (8.3)$$

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

4) Проверяем на динамическую стойкость к ударному току КЗ:

$$I_{дин} \geq i_{уд\max}, \quad (8.4)$$

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

Выполнение приведенных выше условий подтверждает правильность выбора автоматических выключателей для защиты линий к ЩС1 и ЩС2.

8.2 Проверка кабельных линий

Проверяем выбранные в разделе 5 кабельные линии на максимальные потери напряжения:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot L}{U_n} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100, \quad (8.5)$$

Выполним проверку на примере кабеля от от КТП к ЩС1:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 497 \cdot 0,006}{380} \cdot (0,2 \cdot 0,85 + 0,08 \cdot 0,53) \cdot 100 = 0,28\%.$$

Потери не превышают допустимые по ГОСТ 32144-2013.

Результаты проверки остальных кабельных линий сводим в таблицу 8.1.

Вывод: выбранное оборудование проверено на стойкость к токам КЗ.

Таблица 8.1 – Результаты проверки остальных кабельных линий

Линия	$\cos\varphi / \sin\varphi$	I_p, A	Сечение кабельной линии	U_n, B	$r_0 / x_0, Ом / км$	$L, км$	$\Delta U, \%$
КТП-ЩС1	0,85/0,53	497	5x120	380	0,154/0,08	0,013	0,51
до насосной установки Н-2/1(2)-н1	0,85/0,53	84	4x25		0,74/0,091	0,108	3,31
до насосной установки Н-4а/1(2)-н1	0,85/0,53	23,2	4x4		4,63/0,107	0,120	5,58
до насосной установки Н-16/1(2)-н1	0,85/0,53	57,9	4x16		1,16/0,095	0,104	3,35
до насосной установки Н-18/1(2)-н1	0,85/0,53	9,5	4x4		4,63/0,107	0,094	2,14
до насосной установки Н-8/1(2)-н1	0,85/0,53	102	4x35		0,53/0,088	0,123	3,35
до насосной установки Н-25/1(2)-н1	0,85/0,53	5,2	4x2,5		7,4/0,116	0,136	2,56
до насосной установки Н-32/1(2)-М1	0,85/0,53	5,2	4x2,5		7,4/0,116	0,132	2,56
до насосной установки Н-34/1(2)-М1	0,85/0,53	14	4x4		4,63/0,107	0,104	3,16
до насосной установки Н-41/1(2)-М1	0,85/0,53	31,7	4x4		4,63/0,107	0,118	7,32
КТП-ЩС2	0,83/0,56	418,3	5x95		0,195/0,08	0,008	0,32
насосной установки Н-22/1(2)	0,85/0,53	175	4x50		0,37/0,085	0,100	3,19
до щита управления вентагрегатами	0,85/0,53	29	4x4		4,63/0,107	0,107	6,03

Продолжение таблицы 8.1

Линия	$\cos\varphi / \sin\varphi$	I_p, A	Сечение кабельной линии	U_n, B	$r_0 / x_0, Ом / км$	$L, км$	$\Delta U, \%$
к вентагрегату В9-М1(2)	0,8/0,6	55	4x16		1,16/0,095	0,071	2,17
к системе пожаротушения YA-1	0,85/0,53	0,05	4x1,5		12,3/0,126	0,096	0,343
к системе пожаротушения YA-2	0,85/0,53	0,05	4x1,5		12,3/0,126	0,082	0,34
к вентагрегату АВ10-М1	0,8/0,6	11,3	4x10		1,84/0,099	0,105	1,19

9 Определение параметров системы заземления и молниезащиты

Многие части электроустановок, не находящиеся под напряжением (корпуса электрических машин, кожухи трансформаторов, осветительная арматура, приводы и кожухи электрических аппаратов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, каркасы распределительных шкафов и щитов управления, металлические конструкции подстанций, металлические оболочки кабелей и кабельные муфты, стальные трубы электропроводок и т.п.) могут во время аварии оказаться под напряжением, что обуславливает опасность поражения электрическим током обслуживающего персонала.

Обеспечить безопасность прикосновения к таким частям позволяет защитное заземление. В качестве вертикальных заземлителей используем металлические уголки 50x50x5 длиной три метра каждый. Предварительно принимаем количество вертикальных заземлителей равным 16, а расстояние соседними заземлителями равным 6 м. Горизонтальные соединения выполняем стальной полосой с сечением 40x5. Грунт в месте расположения корпуса – супесок с удельным значением сопротивления 300 Ом·м.

Найдем сопротивление одиночного вертикального заземлителя:

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

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

Определяем необходимое количество вертикальных заземлителей:

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

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

Протяженность горизонтальных соединителей:

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

$$l_n = 18 \cdot 6 = 108 \text{ м.}$$

Определим суммарное сопротивление горизонтальных соединителей:

$$R_z = \frac{\rho \cdot K_z}{2 \cdot \pi \cdot l_n} \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot l_n^2}{h_n \cdot b_n}\right), \quad (9.4)$$

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

«Найдем действительное сопротивление растекания горизонтального заземлителя» [14]:

$$R'_z = \frac{R_z}{\eta_z}, \quad (9.5)$$

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

«Итоговое сопротивление растеканию вертикальных заземлителей с учетом определенного сопротивления горизонтального заземлителя» [14]:

$$R'_6 = \frac{R'_6 \cdot R'_3}{R'_6 - R'_3}, \quad (9.6)$$

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

Определяем скорректированное число вертикальных заземлителей:

$$n'_e = \frac{R_e}{\eta_e \cdot R'_e}, \quad (9.7)$$

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

Для защиты объекта от попадания молниевых разрядов устанавливаем одностержневой молниеотвод.

Высота выбранного молниеотвода составляет 45 метров, а защищаемого объекта 21 метр.

Определяем параметры молниезащиты сооружения:

$$h_0 = 0,85 \cdot h \quad (9.8)$$

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

$$r_0 = 1,2 \cdot h \quad (9.9)$$

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

Значение радиуса горизонтального сечения r_x находим:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} \quad (9.10)$$

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

На рисунке 9.1 представлен внешний вид зоны защиты стержневого молниеотвода.

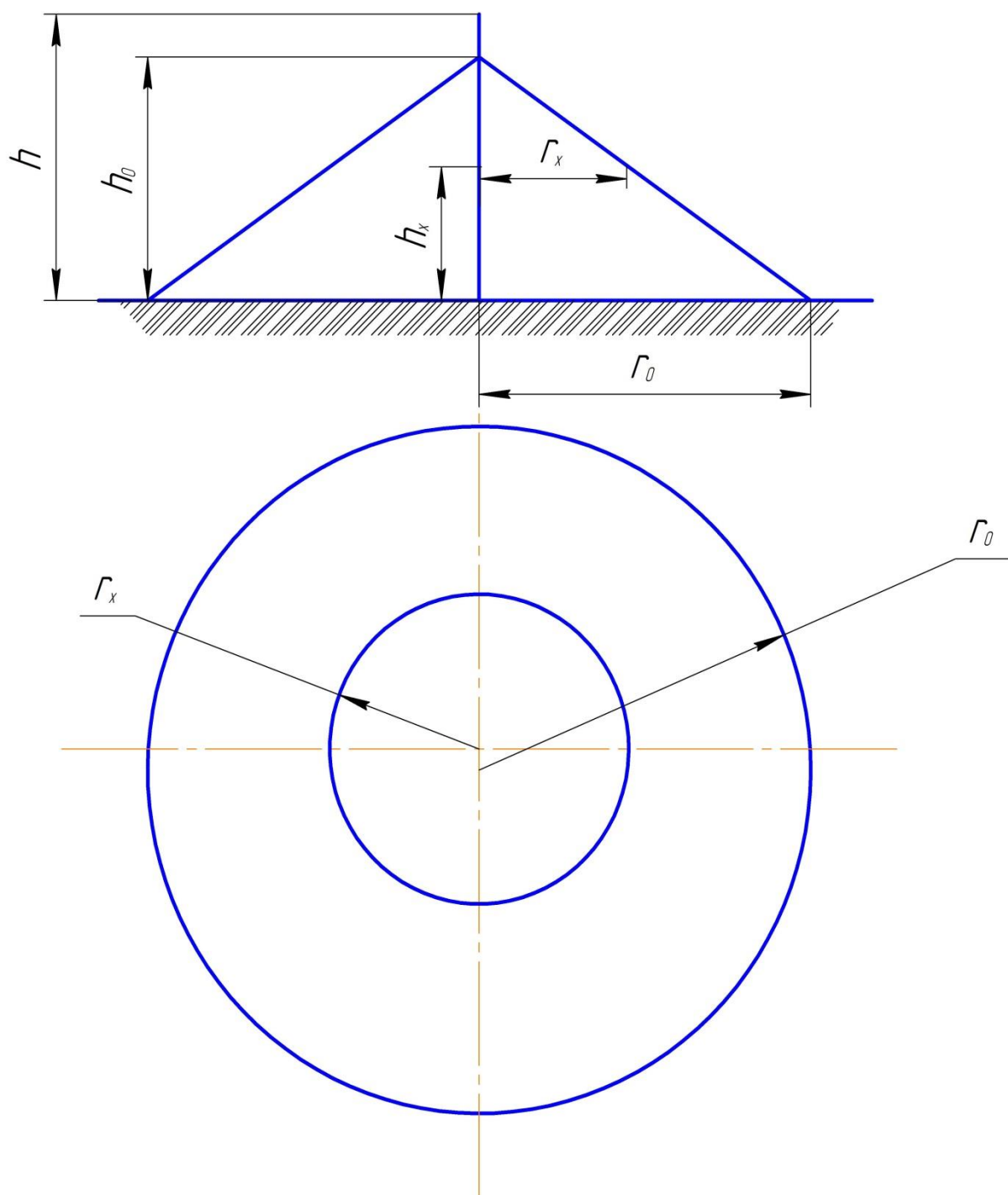


Рисунок 9.1 – Внешний вид зоны защиты стержневого молниеотвода

Вывод: для защиты объекта от попадания молниевых разрядов выбран одностержневой молниеотвод.

Заключение

В работе была спроектирована система электроснабжения производства изопрена и синтеза изопренового каучука.

Был произведен расчет ожидаемых электрических нагрузок, итоговая расчетная нагрузка производственного корпуса составила $P_{p\Sigma} = 528,07$ кВт, $Q_{p\Sigma} = 350,95$ квар, $S_{p\Sigma} = 634,05$ кВА. Были определены приведенные затраты на два варианта установки трансформаторов в КТП различной мощности. По найденным значениям выбран второй вариант с установкой на КТП трансформаторов 630 кВА, что позволит создать дополнительный резерв пропускной способности для дальнейшего расширения производства.

Поскольку в производственном корпусе значительную долю составляют потребители, относящиеся к первой категории, то для электроснабжения выбираем радиальную схему, отличающуюся повышенной надежностью. Питание трансформаторов цеховой подстанции осуществляется по кабельным линиям 6 кВ. На низкой стороне от трансформаторов КТП отходят кабельные линии к двум силовым щитам от которых в свою очередь получают питание отдельные электроприемники корпуса.

Выполнен расчет токов короткого замыкания и произведена проверка выбранных автоматических выключателей и кабельных линий. Выбраны автоматические выключатели ВА-СЭЩ- TS630 с $I_{ном} = 630$ А (для защиты линии от КТП до ЩС1, и для защиты линии от КТП до ЩС2). Потери в линиях не превышают допустимые по ГОСТ 32144-2013.

Для питания корпуса выбрана комплектная трансформаторная подстанция 2КТП МБ10-СЭЩ-(КК)-630-6/0,4 УХЛ1.

Произведен расчет параметров системы заземления и молниезащиты производственного корпуса. скорректированное Число вертикальных заземлителей составило 15 штук. Для защиты объекта от попадания молниевых разрядов выбран одностержневой молниеотвод.

Список используемых источников

1. Ополева Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов [Электронный ресурс]: учеб. пособие. М. : ИД «ФОРУМ» : ИНФРА-М, 2019. 416 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1003805> (дата обращения 27.04.2020).
2. Сивков А.А., Герасимов Д.Ю., Сайгаш А.С. Основы электроснабжения. Учебное пособие. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. 173 с.
3. Kuffel E., Zaengl W.S., Kuffel J. High Voltage Engineering. Fundamentals. Oxford: Newnes, 2014. 539 p.
4. Дайнеко В.А., Забелло Е.П., Прищепова Е.М. Эксплуатация электрооборудования и устройств автоматики: учебное пособие. М.: НИЦ ИНФРА-М, Нов. знание, 2015. 333 с.
5. Ogawa J., Fukui S., Sugai M., Aoyama S., Koseki N., Matsubara T. AC Loss in each layer of three-layer twisted HTS cable // IEEE Transactions on Applied Superconductivity. 2019. № 29 (5), pp. 13-19.
6. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий [Электронный ресурс]: учебник. 5-е изд., перераб. и доп. М. : ИНФРА-М, 2019. 405 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product/1003810> (дата обращения: 25.04.2020).
7. Щербаков Е.Ф., Александров Д.С., Дубов А.Л. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях: учебное пособие. М.: Форум, 2019. 496 с.
8. Сазонова Т.В., Шлейников В.Б. Электроснабжение силовых электроприемников цеха промышленного предприятия: учебное пособие. М.: Бибком, 2016. 110 с.
9. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Системы электроснабжения [Электронный ресурс]: электронное учеб.-метод. пособие. Тольятти : Изд-во ТГУ, 2015. 46 с. URL:

- https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2943/1/Vahnina%20Chernenko_EUMI_Z.pdf (дата обращения: 03.05.2020).
10. Вахнина В.В., Черненко А.Н., Самолина О.В., Рыбалко Т.А. Проектирование осветительных установок [Электронный ресурс]: электронное учеб.-метод. пособие. Тольятти : Изд-во ТГУ, 2015. 107 с.
URL: https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/3383/1/Vahnina%20Chernenko%20Samolina%20Ribalko_%20EUI_Z.pdf (дата обращения: 07.05.2020).
 11. Vizeu da Silva A. F. C., Godinho A. O., Agreira C. I. F., Valdez M. M. T. An educational approach to a lighting design simulation using DIALux evo software // 51st International Universities Power Engineering Conference (UPEC). Coimbra, 2016. pp. 1-6.
 12. Антонов С.Н. Проектирование электроэнергетических систем : учебное пособие. Ставрополь: Ставропольский государственный аграрный университет, 2014. 104 с.
 13. Maria Louis M. Elements of electrical engineering. PHI Learning Pvt. Ltd., 2014. 992 p.
 14. Ковалев И.Н. Электроэнергетические системы и сети : учебник. М. : Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте, 2015. 363 с.
 15. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козинова М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.
 16. Комков В.А., Тимахова Н.С. Энергосбережение в жилищно-коммунальном хозяйстве: учебное пособие, 2-е изд. М.: НИЦ ИНФРА-М, 2015. 204 с.
 17. Sinapse. Синапс установки. [Электронный ресурс]. – URL: sinapse.ua/product/cogener/GE_Jenbacher/GE_Jenbacher_6 (Дата обращения 15.0.2020).

18. Когенерационные установки. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.viessmann.pro/kogeneracionnie-ustanovki-viessmann> (Дата обращения 15.04.2020).
19. Кудряков А.Г., Сазыкин В.Г. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : учебник. Саратов: Ай Пи Эр Медиа, 2018. 263 с.
20. Nadaraju F.J., Maddocks A.R., Zanganeh J., Moghtaderi B. Simulation of power and cooling generation via heat recovery from a ventilation air methane abatement unit // Fuel. 2019. № 249, pp. 27-35.
21. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. 3-е изд. М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2017. 136 с.