

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 Реконструкция системы электроснабжения комплекса по переработке
металлолома

Обучающийся

Ф.Ф.Ситдиков

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н. В.И. Платов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2022

Аннотация

Актуальность данной работы заключается в необходимости рационального проведения электроснабжения новых объектов и реконструкции существующих, а также во внедрении различных типов электротехнологических устройств в существующие объекты, учитывая все нормативные требования.

Цель работы заключается в разработке предложений по реконструкции системы электроснабжения комплекса по переработке металлолома с учетом современных требований к уровню надежности, качеству, электробезопасности и энергоэффективности.

Бакалаврская работа состоит из пояснительной записки на 73 страницах формата А4, содержит 6 рисунков, 13 таблиц, списка используемых источников.

Содержание

Введение.....	4
1 Обоснование необходимости реконструкции системы электроснабжения объекта.....	5
1.1 Общие сведения об объекте.....	5
1.2 Характеристика основных электрических нагрузок.....	6
1.3 Требования к системе освещения.....	8
2 Основные задачи реконструкции системы электроснабжения.....	9
2.1 Расчет электрических нагрузок.....	9
2.2 Расчет системы освещения.....	16
2.3 Выбор и обоснование схемы электроснабжения.....	28
2.4 Выбор трансформаторных подстанций.....	29
2.5 Расчет токов КЗ и выбор оборудования.....	35
2.6 Расчет системы РЗА.....	53
3 Обеспечение безопасности системы электроснабжения.....	59
3.1 Расчет заземления здания объекта.....	59
3.2 Молниезащита объекта.....	62
3.3 Экономический анализ проекта.....	64
Заключение	71
Список используемых источников.....	72

Введение

Каждый производственный объект находится в состоянии непрерывного развития. Система электроснабжения должна быть гибкой, рассчитанной на появление и развитие новых технологий, увеличение мощности предприятия, допускать изменение условий производства, а также отвечать требованиям надежности, оперативности и безопасности обслуживания.

Для повышения эффективности производства, снижения технологических потерь электрической энергии, обеспечения заданной надежности электроснабжения, экономичности исполнения, поддержания на должном уровне показателей качества электроэнергии, обеспечения возможности роста нагрузок, простоты, удобства и безопасности эксплуатации необходима реконструкция объекта. Принимая все это, требуется спроектировать заново систему электроснабжения с применением энергоэффективного электрооборудования.

Актуальность данной работы заключается в реконструкции существующих и повсеместном внедрении различных типов электротехнологических устройств в существующие объекты. Предъявляются требования к их рациональному (надёжному и качественному) электроснабжению, а именно:

- организация бесперебойного электроснабжения в соответствии с отдельными режимами, предусмотренными графиком работы;
- проект электроснабжения предприятий должен содержать решения, позволяющие снизить потери в линиях и трансформаторах;
- увеличение коэффициента мощности.

В связи с этим, целью выпускной квалификационной работы является разработка рациональной реконструкции системы электроснабжения комплекса по переработке металлолома.

1 Обоснование необходимости реконструкции системы электроснабжения объекта

1.1 Общие сведения об объекте

Одной из наиболее востребованных и прибыльных отраслей промышленности на сегодняшний день является металлургическая отрасль.

Объектом электроснабжения является цех комплекса по переработке металлолома предприятия ООО «Акрон Скрап Самара».

ООО «Акрон Скрап Самара» - деятельность предприятия, связанная с доведением металлолома путем сортировки, прессования, пакетирования, дробления, резки до состояния, которое соответствует установленным стандартам, нормам и правилам

Работа по переработке металлолома в цеху состоит из следующих этапов:

- приемка, оценка, взвешивания, радиационный контроль и расчет;
- сортировка с распределением по видам и профилям;
- резка, прессование и другие виды обработки;
- очистка, удаление примесей;
- переплавка, необходимая для получения лома в виде металлопроката.

Цех комплекса по переработке металлолома представляет собой здание высотой 6 м, длиной 84 м, шириной 48 м.

В цехе бетонный потолок и бетонные стены с окнами.

Цех имеет производственные, вспомогательные, служебные и бытовые помещения.

1.2 Характеристика основных электрических нагрузок

В состав цеха входят следующее технологическое оборудование: токарно-шлифовальные станки, продольно-фрезерные станки, линия литейная автоматическая, вентиляторы, насосы, электроталь, аппараты сварки, печи нагрева и конвейеры ленточные.

В цехе присутствуют электроприемники (ЭП) имеющие длительный и повторно-кратковременный (ПКР) режимы работы.

Питание выполняется от сети 380/220 В с системой заземления TN-C-S.

В цеху в качестве приводов технологического оборудования используются асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором марки АИР. Данные двигатели удобны и просты как в монтаже, так и в эксплуатации, без необходимости регулировки скорости.

Для питания приводов мостового крана применяются асинхронные двигатели с фазным ротором марки МТН и МТКН с короткозамкнутым ротором. Режим работы продолжительность включения ПВ=25% двигателей ПКР.

«Согласно ПУЭ электроприемники II категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых, взаимно резервирующих источников питания.» [8]

Электроснабжение цеха осуществляется от существующих двух трансформаторных подстанций (ТП) напряжение 10/0,4 кВ.

Ведомость электрических нагрузок цеха, их установленная мощность и количество представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Ведомость электрических нагрузок цеха

№ ЭП по плану	Наименование электроприемника	Кол-во n , шт.	P_n , кВт	$K_{и}$	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$
1	Станок токарный	4	11	0,14	0,5	1,73
2	Станок фрезерный	6	8,5	0,14	0,5	1,73
3	Автоматическая линия	1	9	0,65	0,65	1,17
4	Вентилятор	7	4	0,6	0,8	0,75
5	Насос	7	8	0,7	0,8	0,75
6	Автоматическая линия	1	68	0,65	0,65	1,17
7	Машина дуговой сварки ПВ=60%	4	16 кВА	0,3	0,35	2,67
8	Индукционная печь	3	28	0,75	0,35	2,67
9	Эл. печь сопротивления	1	30	0,8	0,95	0,33
10	Мостовой кран ПВ=25%	2	32	0,05	0,5	1,73
11	Транспортер	1	10	0,55	0,75	0,88
12	Пресс	2	24,2	0,24	0,65	1,17

Таким образом, потребители электрической энергии цеха относятся к потребителям II категории по надежности электроснабжения

1.3 Требования к системе освещения

Требования к освещению предъявляться в санитарно-эпидемиологических правила и нормы (СанПиН), в ГОСТ 55710-2013.

Нормы освещенности к разным категориям помещений приведены в нормативных документах. Кроме нормативов освещенности много требований по степени защиты, условиям окружающей среды.

Освещение делиться на естественное и искусственное. Все помещения с частым пребыванием людей должны иметь естественное освещение. Оба вида освещения рационально должно дополнять или заменять друг друга.

Освещение основных помещений данного здания предусматривается светильниками со светодиодными лампами, как основного, так и вспомогательных помещений. Во всех помещениях с нормальной средой при расчете системы освещения принимается равным 1,4 – для светильников со светодиодными лампами.

Выводы по первому разделу: в связи с долгим сроком эксплуатации и отработкой технического ресурса, проектом предусматривается реконструкция электрических сетей и осветительных установок цеха с использованием энергосберегающих установок и энергоэффективного оборудования.

2 Основные задачи реконструкции системы электроснабжения

2.1 Расчет электрических нагрузок

«Расчеты электрических нагрузок находят следующими методами: метод коэффициента спроса, метод «максимальная мощность», метод удельных плотностей нагрузок, метод технологического графика. А также применённый ниже в работе метод коэффициента максимума (упорядоченных диаграмм).» [5]

«Метод упорядоченных диаграмм-это основной метод расчета электрических нагрузок, который сводится к определению максимальных расчетных электрических нагрузок группы электроприемников.» [5]

На начальном этапе расчетов электрических нагрузок все электроприемники объединяются по группам.

Определяются электрические нагрузки для ШРА-1 цеха.

«Активная среднесменная нагрузка однородных ЭП $P_{см.i}$, подключенного к ШРА-1 определяется по формуле:

$$P_{см.i} = k_{и.i} \cdot \sum_{j=1}^m P_{ном.i}, \quad (1)$$

где $k_{и.i}$ – коэффициент использования, i -го ЭП, о.е;

$P_{ном.i}$ – номинальная активная мощность i -го ЭП, кВт.» [5]

«Приводятся мощности ЭП к длительному режиму.

Для ЭП ПКР по формуле:

$$P_{ном} = P_{пасп} \sqrt{ПВ}, \quad (2)$$

где $P_{пасп}$ – паспортная активная мощность ЭП, кВт;

$ПВ$ – продолжительность включения, о.е.

Для сварочных трансформаторов (агрегатов) ПКР по формуле:

$$P_{\text{НОМ}} = S_{\text{пасп}} \cos\varphi \sqrt{ПВ}, \quad (3)$$

где $S_{\text{пасп}}$ – паспортная полная мощность ЭП, кВА;

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности ЭП, о.е.» [5]

Приводятся к длительному режиму мостовой кран №10 по плану по формуле (2):

$$P_{\text{НОМ}} = 32 \cdot \sqrt{0,25} = 16 \text{ кВт.}$$

По формуле (3) приводится к длительному режиму машина дуговой сварки №7 по плану:

$$P_{\text{НОМ}} = 16 \cdot 0,35 \cdot \sqrt{0,6} = 2,8 \text{ кВт.}$$

Выполняется расчет активной среднесменной мощности токарного станка № 1 по плану, подключенного к ШРА-1 по формуле (1):

$$P_{\text{см.1}} = 0,14 \cdot (2 \cdot 11) = 3,08 \text{ кВт.}$$

«Реактивная среднесменная мощность однородных ЭП $Q_{\text{см.}i}$, подключенного к ШРА-1 определяется по формуле:

$$Q_{\text{см.}i} = P_{\text{см.}i} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (4)$$

где $P_{\text{см.}i}$ – активная среднесменная нагрузка однородных ЭП, кВт;

$\text{tg}\varphi$ – коэффициент реактивной мощности ЭП.» [5]

Выполняется расчет реактивной среднесменной мощности токарного станка № 1 по плану, подключенного к ШРА-1 по формуле (4):

$$Q_{\text{см.1}} = 3,08 \cdot 1,73 = 5,33 \text{ квар.}$$

«Далее выполняется расчет суммарной активной $P_{\Sigma\text{см}}$ и реактивной $Q_{\Sigma\text{см}}$ среднесменной нагрузки по формулам, соответственно:» [5]

$$P_{\Sigma\text{см}} = \sum_{j=1}^m P_{\text{см.}i}, \quad (5)$$

$$Q_{\Sigma\text{см}} = \sum_{j=1}^m Q_{\text{см.}i}. \quad (6)$$

Выполняется расчет для ШРА-1 по формулам (5) и (6):

$$P_{\Sigma\text{см.ШРА-1}} = 3,08 + 2,1 + 5,85 + 4,8 + 5,6 + 0,84 + 0,8 + 5,5 = 28,57 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\Sigma\text{см.ШРА-1}} = 5,33 + 3,63 + 6,84 + 3,6 + 4,2 + 2,24 + 1,38 + 4,84 = 32,07 \text{ квар.}$$

Аналогичным образом определяются расчетные суммарные среднесменные нагрузки ЭП, подключенные к ШРА-2, ШРА-3 и ШРА-4 соответственно. Результаты расчетов сводятся в таблицу 2.

«Определяется групповой коэффициент использования для группы ЭП по формуле:

$$k_{\text{и.гр}} = \frac{P_{\Sigma\text{см}}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном.}i}}, \quad (7)$$

где $P_{\Sigma\text{см}}$ – суммарная активная среднесменная нагрузка группы ЭП, кВт;

$\sum_{i=1}^n P_{\text{ном.}i}$ – сумма номинальных мощностей группы ЭП, кВт.» [5]

Выполняется расчет групповой коэффициент использования для ШРА-1 по формуле (7):

$$k_{и.гр.ШРА-1} = \frac{28,57}{68,3} = 0,31.$$

«Эффективное число группы ЭП определяется по формуле:

$$n_{эф} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n (P_{НОМ.i} \cdot m_i) \right)^2}{\sum_{i=1}^n (P_{НОМ.i}^2 \cdot m_i)}, \quad (8)$$

где m_i – число электроприемников в группе, шт.» [5]

«По формуле (8) рассчитывается эффективное число для ШРА-1, приведенные в [5]».

$$n_{эф.ШРА-1} = \frac{(2 \cdot 11 + 2 \cdot 7,5 + 1 \cdot 9 + 2 \cdot 4 + 1 \cdot 8 + 1 \cdot 2,8 + 1 \cdot 16 + 1 \cdot 10)^2}{(2 \cdot 11^2 + 2 \cdot 7,5^2 + 1 \cdot 9^2 + 2 \cdot 4^2 + 1 \cdot 8^2 + 1 \cdot 2,8^2 + 1 \cdot 16^2 + 1 \cdot 10^2)} = 5.$$

«В зависимости от средневзвешенного значения коэффициента использования группы $k_{и.гр.ШРА-1} = 0,31$ и эффективного числа электроприемников $n_{эф.ШРА-1} = 5$ по таблице [18] определяется коэффициент максимума группы k_{max} и принимается равным $k_{max} = 1,35$.» [5]

В соответствии с практикой проектирования принимается $k'_{max} = 1,1$ при $n_{эф} < 10$; $k'_{max} = 1$ при $n_{эф} > 10$ [1].

«Определяются расчетные нагрузки группы ЭП по формулам:

$$P_p = k_{max} \cdot P_{\Sigma см}, \quad (9)$$

$$Q_p = k'_{max} \cdot Q_{\Sigma см}, \quad (10)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (11)$$

По формулам (9) – (11) определяются расчетные нагрузки для группы электроприемников ШРА-1:» [5]

$$\begin{aligned}P_{p.ШРА-1} &= 1,35 \cdot 28,57 = 38,57 \text{ кВт}, \\Q_{p.ШРА-1} &= 1,1 \cdot 32,07 = 35,28 \text{ квар}, \\S_{p.ШРА-1} &= \sqrt{38,57^2 + 35,28^2} = 52,27 \text{ кВА}.\end{aligned}$$

«Далее определяется расчетный ток группы ЭП по формуле:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (12)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ.» [1]

По формуле (12) определяется расчетный ток для группы ЭП ШРА-1 цеха:

$$I_{p.ШРА-1} = \frac{52,27}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 79,42 \text{ А}.$$

Аналогично выполняется расчеты для ЭП, подключенных к ШРА-2, ШРА-3 и ШРА-4 соответственно. Результаты расчетов занесены в таблицу 2.

Таблица 2 – Результаты расчета электрических нагрузок

Наименование и РУ электроприемников	Нагрузка установленная							Нагрузка средняя за смену						Нагрузка максимальная			
	$P_{\text{н}}$, кВт	n	$P_{\text{н.с}}$, кВт	$K_{\text{и}}$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	m	$P_{\text{см}}$, кВт	$Q_{\text{см}}$, квар	$S_{\text{см}}$, кВА	$n_{\text{эф}}$	K_{max}	K'_{max}	$P_{\text{м}}$, кВт	$Q_{\text{м}}$, квар	$S_{\text{м}}$, кВА	$I_{\text{м}}$, А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
ШРА-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Станок токарный	11	2	22	0,14	0,50	1,73	-	3,08	5,33	6,15	-	-	-	-	-	-	-
Станок фрезерный	7,5	2	15	0,14	0,50	1,73	-	2,10	3,63	4,20	-	-	-	-	-	-	-
Автоматическая линия	9	1	9	0,65	0,65	1,17	-	5,85	6,84	9,00	-	-	-	-	-	-	-
Вентилятор	4	2	8	0,60	0,80	0,75	-	4,80	3,60	6,00	-	-	-	-	-	-	-
Насос	8	1	8	0,70	0,80	0,75	-	5,60	4,20	7,00	-	-	-	-	-	-	-
Машина дуговой сварки	2,80	1	2,8	0,30	0,35	2,67	-	0,84	2,24	2,39	-	-	-	-	-	-	-
Мостовой кран	16,00	1	16	0,05	0,50	1,73	-	0,80	1,38	1,60	-	-	-	-	-	-	-
Транспортер	10	1	10	0,55	0,75	0,88	-	5,50	4,84	7,33	-	-	-	-	-	-	-
Всего по ШРА-1	68,3	11	90,8	0,31	0,67	1,12	>3	28,57	32,07	42,95	5	1,35	1,1	38,57	35,28	52,27	79,42
ШРА-2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Насос	8	2	16	0,70	0,80	0,75	-	11,20	8,40	14,00	-	-	-	-	-	-	-
Машина дуговой сварки	2,80	1	2,8	0,30	0,35	2,67	-	0,84	2,24	2,39	-	-	-	-	-	-	-
Индукционная печь	28	1	28	0,75	0,35	2,67	-	21,00	56,07	59,87	-	-	-	-	-	-	-
Пресс	24,2	1	24,2	0,24	0,65	1,17	-	5,81	6,80	8,94	-	-	-	-	-	-	-
Всего по ШРА-2	63	5	71	0,55	0,47	1,89	≥3	38,85	73,51	83,14	3	1,22	1,1	47,39	80,86	93,73	142,4
ШРА-3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Станок токарный	11	2	22	0,14	0,5	1,73	-	3,08	5,33	6,15	-	-	-	-	-	-	-
Станок фрезерный	7,5	2	15	0,14	0,50	1,73	-	2,10	3,63	4,20	-	-	-	-	-	-	-
Вентилятор	4	2	8	0,60	0,80	0,75	-	4,80	3,60	6,00	-	-	-	-	-	-	-
Насос	8	3	24	0,70	0,80	0,75	-	16,80	12,60	21,00	-	-	-	-	-	-	-
Машина дуговой сварки	2,80	1	2,8	0,30	0,35	2,67	-	0,84	2,24	2,39	-	-	-	-	-	-	-
Индукционная печь	28	1	28	0,75	0,35	2,67	-	21,00	56,07	59,87	-	-	-	-	-	-	-
Эл. печь сопротивления	30	1	30	0,80	0,95	0,33	-	24,00	7,92	25,27	-	-	-	-	-	-	-
Пресс	24,2	1	24,2	0,24	0,65	1,17	-	5,81	6,80	8,94	-	-	-	-	-	-	-
Всего по ШРА-3	115,5	13	154	0,51	0,62	1,25	>3	78,43	98,19	125,67	5	1,16	1,1	90,98	108,01	141,22	214,57
ШРА-4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Станок фрезерный	7,5	3	22,5	0,14	0,50	1,73	-	3,15	5,45	6,29	-	-	-	-	-	-	-
Вентилятор	4	2	8	0,60	0,80	0,75	-	4,80	3,60	6,00	-	-	-	-	-	-	-
Насос	8	1	8	0,70	0,80	0,75	-	5,60	4,20	7,00	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 2.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Автоматическая линия	68	1	68	0,65	0,65	1,17	-	44,20	51,71	68,03	-	-	-	-	-	-	-
Машина дуговой сварки	2,80	1	2,8	0,30	0,35	2,67	-	0,84	2,24	2,39	-	-	-	-	-	-	-
Индукционная печь	28	1	28	0,75	0,35	2,67	-	21,00	56,07	59,87	-	-	-	-	-	-	-
Мостовой кран	16,00	1	16	0,05	0,50	1,73	-	0,80	1,38	1,60	-	-	-	-	-	-	-
Всего по ШРА-4	134,3	10	153,3	0,52	0,54	1,55	>3	80,39	124,66	148,33	3	1,34	1,1	107,72	137,13	174,38	264,95
ЩО с ОУ с ГРЛ	-	-	40,32	0,85	0,95	0,33		34,27	13,31	36,76	-	-	-	34,27	13,31	36,76	55,86
Всего на ШНН без КУ	-	-	-	-	0,65	1,17		260,51	341,74	429,71	-	-	-	318,94	374,58	491,96	747,49
Потери	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9,84	49,20	50,17	
Всего на ВН	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	328,77	423,78	536,36	814,93

Ввиду ответственности расчеты электрических нагрузок перепроверяется для уменьшения возможных ошибок.

2.2 Расчет системы освещения

«Для расчета освещения будем использовать метод коэффициента использования светового потока» [10]

Цех комплекса по переработке металлолома представляет собой здание высотой 6 м, длиной 84 м, шириной 48 м.

В цехе бетонный потолок и бетонные стены с окнами.

«Согласно таблице, приблизительные значения коэффициентов отражения стен и потолка $50 \times 30 \times 10$.» [10]

«Разряд длительной работы IV –средней точности 0,5...1 мм» [10]

Для помещений цеха выбираем комбинированную систему освещения. При этом местное освещение осуществляется светильниками местного освещения на рабочих местах, а общее освещение осуществляется светильниками общего освещения для всего помещения.

«По таблице выбираем нормируемое освещение $E_H = 200$ лк.» [10]

Для помещений технологического и ремонтного оборудования выбираем пылезащищенные светильники INDUSTRY.3-135-160 со светодиодными лампами аналог светильника типа РСП38МТ-700 с лампами ДРЛ.

Для освещения вспомогательных помещений применяются светильники Feron AL5020 со светодиодными лампами аналог люминесцентного светильника типа ЛПО 2хТ8.

«Расчет на высоту подвеса светильников определяем из соотношения:

$$H_p = H - (h_p + h_c), \quad (13)$$

где H – высота цеха, $H = 7$ м;

h_p – высота рабочей поверхности над полом, $h_p = 1$ м;

h_c – высота свеса светильников от потолка, $h_c = 1$ м» [10]

По формуле (13) определяется высота подвеса светильников:

$$H_p = 7 - (1 + 1) = 5 \text{ м.}$$

«Для определения расстояния между светильниками по таблице выбираем наименьшее отношение:

$$L = \lambda \cdot H_p, \quad (14)$$

где $\lambda = 0,9$.» [10]

По формуле (14) определяется расстояния между светильниками:

$$L = 0,9 \cdot 5 = 4,5 \text{ м.}$$

«Определяется расстояние рядов светильников до стены по формуле:

$$l = 0,4 \cdot L, \quad (15)$$

По формуле (15) определяется расстояние от рядов светильников до стены:» [10]

$$l = 0,4 \cdot 4,5 = 1,8 \text{ м.}$$

Расчет мощности ламп выполняют по методу коэффициента использования светового потока.

«Определяется количество рядов светильников по формуле:

$$N_p = \frac{B - 2 \cdot l}{L}, \quad (16)$$

где B – ширина помещения, м.» [10]

По формуле (16) определяется количество рядов светильников:

$$N_p = \frac{48 - 2 \cdot 1,8}{4,5} = 10 \text{ рядов.}$$

«Определяется количество светильников в одной линии:

$$N_{\text{св}} = \frac{A - 2 \cdot l}{L}, \quad (17)$$

где A – длина помещения, м.» [10]

По формуле (17) определяется количество светильников в одной линии:

$$N_{\text{св}} = \frac{72 - 2 \cdot 1,8}{4,5} = 15 \text{ шт.}$$

«Суммарное количество светильников определяется по формуле:» [10]

$$N_{\Sigma} = N_{\text{св}} \cdot N_p, \quad (18)$$

По формуле (18) определяется общее число светильников рассматриваемого помещения:

$$N_{\Sigma} = 10 \cdot 15 = 150 \text{ шт.}$$

«Определяется индекс помещения:

$$i = \frac{A \cdot B}{H_p \cdot (A + B)}, \quad (19)$$

где A, B – длина и ширина помещения, м.

H_p – расчетная высота, м.» [10]

По формуле (19) определяется индекс помещения:

$$i = \frac{72 \cdot 48}{5 \cdot (72 + 48)} = 5,8.$$

«Определяется расчетный световой поток по формуле:

$$\Phi_p = \frac{E_n \cdot K_{\text{зап}} \cdot S \cdot z}{N \cdot \eta_{\text{и}}}, \quad (20)$$

«где E_n – нормированная минимальная освещенность, лк» ;

$K_{\text{зап}}$ – коэффициент запаса, принимается по таблице»;

S – площадь помещения, м²;

z – коэффициент минимальной освещенности, о.е.»;

N – число светильников;

$\eta_{\text{и}}$ – коэффициент использования светового потока, о.е. » [12].

«По таблице для данных светильников и коэффициентов отражения находим коэффициент использования $\eta_{\text{и}} = 0,59$.» [12]

«По таблице определяем коэффициент запаса $K_{\text{зап}} = 1,8$ поправочный коэффициент $z = 1,1$. » [12]

По формуле (20) определяется световой поток рассматриваемого помещения:

$$\Phi_p = \frac{200 \cdot (72 \cdot 48) \cdot 1,8 \cdot 1,1}{150 \cdot 0,59} = 15464,1 \text{ лм.}$$

По справочной литературе [19] выбираем светодиодные лампы номинальной мощностью $P_{\text{ном.л}} = 130$ Вт, номинальный световой поток, которого равен $\Phi_{\text{ном}} = 17500$ лм.

«При сравнении номинального и расчётного световых потоков они не должны отличаться более чем на плюс 20 – минус 10%.» [12]

«Сравнивается световой поток по выражению:

$$\Delta\Phi = \frac{\Phi_{\text{ном}} - \Phi_{\text{р}}}{\Phi_{\text{р}}} \cdot 100\%, \quad (21)$$

По выражению выполняется проверка правильности выбора светового потока лампы:» [12]

$$\Delta\Phi = \frac{17500 - 15464,1}{15464,1} \cdot 100\% = 13\%,$$
$$-10\% < 13\% < 20\%.$$

Таким образом, номинальный световой поток отличается от расчетного светового потока на 13%, что удовлетворяет условию сравнения.

«Определяется установленная мощность осветительной установки по формуле:

$$P_{\text{уст}} = P_{\text{лампы}} \cdot N_{\text{св}}, \quad (22)$$

где $P_{\text{ном.л}}$ – номинальная мощность лампы, Вт;

$N_{\text{св}}$ – количество светильников в помещении, шт.» [12]

По формуле (22) определяется установленная мощность осветительной установки:

$$P_{уст} = 130 \cdot 150 = 19500 \text{ Вт} = 19,5 \text{ кВт.}$$

Аналогичным образом выполняются расчеты для вспомогательных помещений, результаты расчетов вносятся в таблицу 3.

Таблица 3–Расчет электрического освещения для помещений цеха

Наименование помещения	E_n , лк	h , м	A , м	B , м	i	η , о.е.	Φ , лм	N	Тип светильника	$P_{ном}$, Вт
Прием и сортировка, переработка металлолома	200	5	72	48	5,8	0,59	17500	150	INDUSTRY.3-130-160	130
Мастерская	150	5	18	12	2,3	0,42	2000	8	T8	2×18
Уборная	75	5	12	12	1,9	0,39	2000	4	T8	2×18
Электрощитовая	100	5	12	6	1,3	0,42	2000	3	T8	2×18

Далее формируется схема, которая показанная на рисунке 1.

В качестве магистрального щита выбираем щиток типа 1ПР9232-309.

Определяется расчетная мощность группы 1 светильников по формуле:

$$P_{уст.гр} = P_{св} \cdot N_{св.р}, \quad (23)$$

По формуле (23) определяется расчетная мощность одной группы светильников:

$$P_{уст.гр} = 130 \cdot 15 = 1950 \text{ Вт.}$$

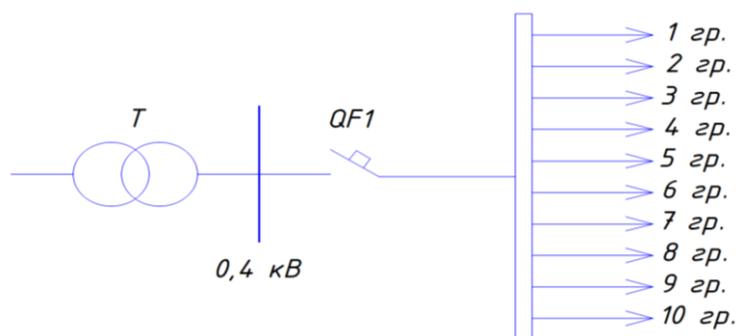


Рисунок 1 – Схема питания трехфазной сети

«Определяется расчетный ток нагрузки магистрального щитка светильников по формуле:

$$I_{\text{расч.м}} = \frac{P_{\text{уст.м}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi}, \quad (24)$$

где $P_{\text{уст.м}}$ – установленная мощность магистрального щитка

светильников, Вт;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети, В;

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности осветительной установки.» [12]

По формуле (24) определяется расчетный ток нагрузки магистрального щитка:

$$I_{\text{расч.м}} = \frac{19500}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,95} = 31,2 \text{ А.}$$

Аналогично по формуле (24) определяется расчетный ток нагрузки группы светильников:

$$I_{\text{расч.гр}} = \frac{1950}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,95} = 3,12 \text{ А.}$$

Для расчета и выбора проводников осветительной сети изображается расчетная схема на рисунке 2.

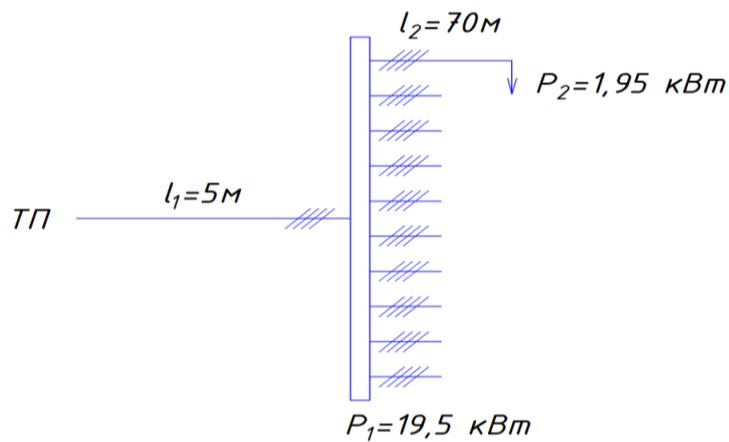


Рисунок 2 – Расчетная схема для выбора сечения проводника

«Расчет выполняется по потере напряжения ΔU .

Определяется момент нагрузки на участках по формуле:

$$M_i = P_i \cdot l_i, \quad (25)$$

где P_i – расчетная нагрузка i -го участка, кВт;

l_i – протяженность i -го участка, м.» [1]

По формуле (25) определяется момент нагрузки на участке от ТП до магистрального щитка (участок 1):

$$M_1 = 19,5 \cdot 5 = 97,5 \text{ кВт/м.}$$

«Определяется сечение кабеля от ТП до магистрального щитка (участок 1) по формуле:

$$S = \frac{M_1}{C \cdot \Delta U}, \quad (26)$$

где C – коэффициент учитывающий материал жил, проводов, кабелей;

ΔU – допустимая потеря напряжения от источника питания

(трансформатора) до удаленного светильника.» [1]

На данном участке выбираем кабель с медными жилами, принимается $C = 32$.

« Из методички принимаем на данном участке допустимые потери напряжения $\Delta U = 0,8\%$.» [10]

По формуле (26) определяется сечение кабеля на участке 1:

$$S_1 = \frac{97,5}{32 \cdot 0,8} = 3,8 \text{ мм}^2.$$

Выбирается ближайшее стандартное сечение 4 мм^2 с длительно допустимым током $I_{\text{доп}} = 27 \text{ А}$. по таблице допустимые длительные токи для проводов с резиновой или поливинилхлоридной изоляцией, шнуров с резиновой изоляцией и кабелей с резиновой или пластмассовой изоляцией в свинцовой, поливинилхлоридной и резиновой оболочках приведены в табл. 1.3.4-1.3.11 ПУЭ 7 издания.

«Проверяется выбранное сечение по условию:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{расч.м}}, \quad (27)$$

где $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток проводника, А.» [10]

По условию (27) выполняется проверка сечение проводника на участке:

$$27 \text{ А} \geq 31,2 \text{ А}.$$

Условие не выполняется.

Таким образом, окончательно выбираем проводник больше сечения марки ВВГнг-1(4×10) с длительно допустимым током $I_{\text{доп}} = 50 \text{ А}$. по «таблице допустимые длительные токи для проводов с резиновой или поливинилхлоридной изоляцией, шнуров с резиновой изоляцией и кабелей с резиновой или пластмассовой изоляцией в свинцовой, поливинилхлоридной

и резиновой оболочках табл. 1.3.4-1.3.11 ПУЭ 7 издания»» [10].

$$50 \text{ A} \geq 31,2 \text{ A.}$$

Условие выполняется.

Определяется сечение проводника от магистрального щитка до групп светильников (участок 2).

Принимается допустимые потери напряжения $\Delta U = 1,5\%$.

Применяется так же проводник с медными жилами, тогда по формуле (25):

$$M_2 = 1,95 \cdot 70 = 136,5 \text{ кВт/м.}$$

По формуле (26) определяется сечение кабеля на участке 2:

$$S_2 = \frac{136,5}{32 \cdot 1,5} = 2,84 \text{ мм}^2.$$

Выбирается ближайшее стандартное сечение 2,5 мм² с длительно допустимым током по [10] $I_{\text{доп}} = 21 \text{ A}$.

По условию (27) выполняется проверка сечение проводника на участке:

$$21 \text{ A} \geq 3,12 \text{ A.}$$

Условие выполняется.

Таким образом, окончательно выбираем проводник марки ВВГнг-1(4×2,5) с длительно допустимым током $I_{\text{доп}} = 21 \text{ A}$. по «таблице допустимые длительные токи для проводов с резиновой или поливинилхлоридной изоляцией, шнуров с резиновой изоляцией и кабелей с резиновой или пластмассовой изоляцией в свинцовой, поливинилхлоридной и резиновой оболочках приведённые в табл. 1.3.4-1.3.11 ПУЭ 7 издания.» [8];

«Светильники аварийного освещения должны давать не менее 5% от номинальной освещенности, и определяется по формуле:

$$E_a = \frac{E_n \cdot 5}{100}, \quad (28)$$

где E_n – нормированная минимальная освещенность, лк.[1]

По формуле (28) определяется освещенность аварийного освещения:

$$E_a = \frac{200 \cdot 5}{100} = 10 \text{ лк.}$$

Для аварийного освещения принимаются светильники типа УПД со светодиодными лампами на 40 Вт.

«Количество светильников аварийного освещения определяется по формуле:

$$N_{\text{св.а}} = \frac{S \cdot E_a \cdot K_{\text{зап}} \cdot z}{\eta_{\text{и}} \cdot \Phi_{\text{св}}}, \quad (29)$$

где S – площадь помещения, м²;

« E_a – освещенность аварийного освещения, лк;

$K_{\text{зап}}$ – коэффициент запаса, принимается по методичке;

z – коэффициент минимальной освещенности, о.е.;

$\eta_{\text{и}}$ – коэффициент использования светового потока, о.е.» [12];

$\Phi_{\text{св}}$ – световой поток светильника, лм.» [1]

По формуле (29) определяется количество светильников аварийного освещения:

$$N_{\text{св.а}} = \frac{3456 \cdot 10 \cdot 1,8 \cdot 1,1}{0,59 \cdot 4851} = 23,9 \approx 24 \text{ шт.}$$

«Установленная мощность аварийного освещения определяется по формуле:

$$P_{\text{уст.а}} = P_{\text{ном.св}} \cdot N_{\text{св.а}}, \quad (30)$$

где $P_{\text{ном.св}}$ – номинальная мощность светильника, Вт.» [12]

По формуле (30) определяется установленная мощность аварийного освещения:

$$P_{\text{уст.а}} = 40 \cdot 24 = 960 \text{ Вт.}$$

«Определяется расчетный ток аварийного освещения по формуле:

$$I_{\text{расч.а}} = \frac{P_{\text{уст.а}}}{U_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi}, \quad (31)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, В;

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности лампы, о.е.» [1]

По формуле (31) определяется расчетный ток аварийного освещения:

$$I_{\text{расч.а}} = \frac{960}{220 \cdot 1} = 4,36 \text{ А.}$$

Вывод: по расчетному току из [10] выбираем кабель сечением 2,5 мм² с допустимым током $I_{\text{доп}} = 21 \text{ А.}$, марки ВВГнг-1(2×2,5мм²). Для аварийного освещения выбираем щит (блок) типа БУ8251.

2.3 Выбор и обоснование схемы электроснабжения

Потребители электрической энергии цеха относятся к потребителям II категории по надежности электроснабжения. «Согласно ПУЭ электроприемники II категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых, взаимно резервирующих источников питания.» [8]

В связи с этим принимается к установке двух трансформаторных подстанция, питание, которого осуществляется от энергосистемы на напряжении 10 кВ двумя линиями электропередачи по радиальной схеме от разных секций источника питания по высокой стороне.

Схема электрических соединений ТП приведена на рисунке 3.

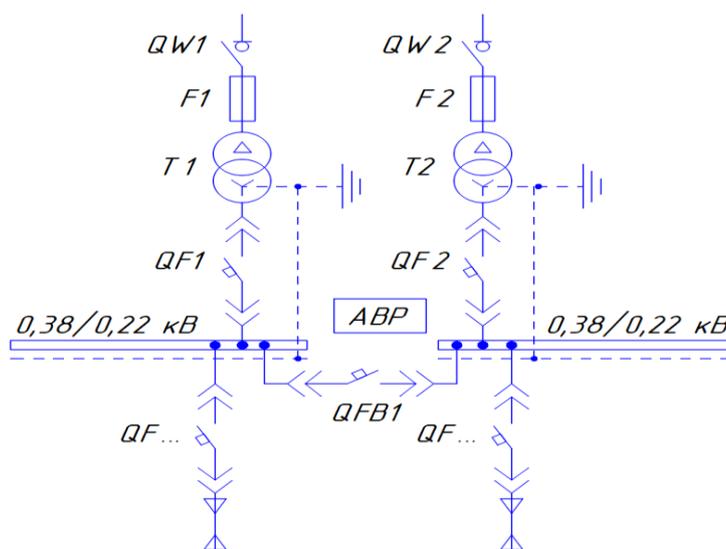


Рисунок 3 – Схема электрических соединений ТП

Сделаем вывод: «схема распределительной сети принимается магистральная. Магистральные схемы, выполненные шинпроводами, обеспечивают высокую надежность, гибкость и универсальность цеховых сетей, что позволяет технологам перемещать оборудование внутри цеха без существенных переделок электрических сетей.» [11]

2.4 Выбор трансформаторной подстанции

«Перед выбором номинальной мощности силовых трансформаторов ТП необходимо произвести расчет электрических нагрузок с учетом компенсации реактивной мощности.» [1]

«Компенсирующие устройства выбираются на основании нормативных значений средневзвешенного коэффициента мощности и ПУЭ, требуется, чтобы средневзвешенный коэффициент мощности электроустановок, присоединенных к электрическим сетям, должен быть не ниже $\cos \varphi = 0,92-0,95$.» [1]

Выполняется выбор и расчет мощности компенсирующего устройства для данного цеха. Расчетная нагрузка на ТП без компенсации реактивной мощности представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Расчетная нагрузка на ТП без компенсации реактивной мощности

Параметр	$\cos \varphi$	$tg \varphi$	P_p , кВт	Q_p , квар	S_3 , кВА
Всего на ШНН без КУ	0,65	1,17	318,94	374,58	491,96

«Определяется расчетная мощность $Q_{к.р}$ компенсирующего устройства по выражению:

$$Q_{к.р} = \alpha \cdot P_p \cdot (tg \varphi - tg \varphi_k), \quad (32)$$

где α – коэффициент учитывающий повышение $\cos \varphi$ естественным способом, принимается равным $\alpha = 0,9$;

P_p – расчетная активная нагрузка согласно таблице 4, кВт;

$tg \varphi$, $tg \varphi_k$ – соответственно коэффициенты реактивной мощности до и после компенсации.» [1]

«Рекомендуемый коэффициент мощности $\cos\varphi_k = 0,95$, тогда $\operatorname{tg}\varphi_k = 0,33$.» [1]

По формуле (32) определяется расчетная мощность компенсирующего устройства (КУ):

$$Q_{к.р} = 0,9 \cdot 318,94 \cdot (1,17 - 0,33) = 242,4 \text{ квар.}$$

«Согласно результату расчета, устанавливаются две компенсирующие устройства типа УКМ58-0,4-120-5У3, мощностью 120 квар.» [1]

«Определяются фактические значения $\operatorname{tg}\varphi_\phi$ и $\cos\varphi_\phi$ после компенсации реактивной мощности по формуле:

$$\operatorname{tg}\varphi_\phi = \operatorname{tg}\varphi - \frac{Q_{к.ст}}{\alpha \cdot P_p}, \quad (33)$$

где $Q_{к.ст}$ – стандартное значение мощности КУ, квар.» [1]

$$\operatorname{tg}\varphi_\phi = 1,17 - \frac{2 \cdot 120}{0,9 \cdot 318,94} = 0,33.$$

«По значению $\operatorname{tg}\varphi_\phi$ определяют $\cos\varphi_\phi$:

$$\cos\varphi_\phi = \cos(\operatorname{arctg}\varphi_\phi), \quad (34)$$

По формуле (3.7) определяется фактическое значение $\cos\varphi_\phi$:»[1]

$$\cos\varphi_\phi = \cos(\operatorname{arctg}0,33) = 0,95.$$

Расчетные данные заносятся в таблицу 5, где определяются расчетные

нагрузки с учетом компенсации реактивной мощности:

$$P_{p.HH} = 318,94 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.HH} = Q_p - Q_{к.ст} = 374,58 - 240 = 134,58 \text{ квар},$$

$$S_{p.HH} = \sqrt{318,94^2 + 134,58^2} = 346,17 \text{ кВА}.$$

«Расчетная мощность трансформатора определяется с учетом потерь в трансформаторе, приближенно определяемых по выражениям:

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S_{p.HH}, \quad (35)$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot S_{p.HH}, \quad (36)$$

$$\Delta S_T = \sqrt{\Delta P_T^2 + \Delta Q_T^2}, \quad (37)$$

где $S_{p.HH}$ – расчетная полная мощность объекта на стороне НН с учетом компенсации, кВА.» [1]

Определяются потери в трансформаторе по формулам (35) – (37):

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot 346,17 = 6,92 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot 346,17 = 34,62 \text{ квар},$$

$$\Delta S_T = \sqrt{6,92^2 + 34,62^2} = 35,30 \text{ кВА}.$$

Расчетные данные заносятся в таблицу 5, где определяются параметры нагрузки на стороне ВН:

$$P_{p.BH} = P_{p.HH} + \Delta P_T = 318,94 + 6,92 = 325,86 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.BH} = Q_{p.HH} + \Delta Q_T = 134,58 + 34,62 = 169,20 \text{ квар},$$

$$S_{p.BH} = \sqrt{325,86^2 + 169,2^2} = 367,17 \text{ кВА}.$$

Сводная ведомость нагрузок на ТП указаны в таблице 5.

Таблица 5 – Сводная ведомость нагрузок на ТП

Параметр	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА
Всего на ШНН без КУ	0,65	1,17	318,94	374,58	491,96
КУ	-	-	-	2×120	-
Всего на НН с КУ	0,95	0,33	318,94	134,58	346,17
Потери	-	-	6,92	34,62	35,30
Всего на ВН с КУ	-	-	325,86	169,20	367,17

«Выбор номинальной мощности $S_{\text{ном.тр}}$ силового трансформатора ТП с учетом потерь мощности в трансформаторе осуществляется по формуле:

$$S_{\text{ном.тр}} = \frac{S_{\text{р.ВН}}}{n_{\text{тр}} \cdot k_3}, \quad (38)$$

где $S_{\text{р.ВН}}$ – полная расчетная нагрузка ТП на стороне ВН, кВА;

$n_{\text{тр}}$ – количество трансформаторов, шт.;

k_3 – коэффициент загрузки трансформатора.» [1]

«Для I категории электроприемников (ЭП) $k_3 = 0,6 - 0,7$.

Для II категория ЭП: $k_3 = 0,7 - 0,8$.

Для III категория ЭП: $k_3 = 0,9 - 0,95$.» [8]

Далее выбирается мощность трансформатора с учетом коэффициента перегрузки.

«Загруженность ТП в нормальном рабочем режиме определяется коэффициентом загрузки, который должен быть в пределах (0,6...0,9)» [2]:

$$K_{\text{загр}} = \frac{S_{\text{р.НН}}}{S_{\text{ном.тр}} \cdot n_{\text{тр}}}, \quad (39)$$

«Перегрузка каждой КТП определяется коэффициентом перегрузки»

[2], который вычисляется при отказе одного из двух трансформаторов:

$$K_{\text{пер}} = \frac{S_{\text{р.НН}}}{S_{\text{ном.тр}} \cdot (n_{\text{тр}} - 1)}, \quad (40)$$

Коэффициент перегрузки в послеаварийном режиме сравнивается с допустимым коэффициентом перегрузки:» [1]

$$K_{\text{доп.пер}} \geq K_{\text{пер}}, \quad (41)$$

где $K_{\text{доп.пер}}$ – допустимый коэффициент перегрузки трансформатора.

«Коэффициент допустимой перегрузки принимается согласно» [8].

Принимаем $K_{\text{доп.пер}} = 1,4$, т.е. перегрузка возможна на 40%.

Если данное условие выполняется, то выбор мощности трансформаторов выполнен правильно.

Определяется расчетная нагрузка на трансформатор с учетом потерь мощности в трансформаторе по формуле (38):

$$S_{\text{ном.тр}} = \frac{367,17}{2 \cdot 0,7} = 262,26 \text{ кВА.}$$

Ближайшее большее стандартное значение – трансформатор мощностью 400 кВА, поэтому выбираем для установки в ТП два силовых трансформаторов типа ТМГ-400/10У1 напряжением 10/0,4 кВ.

Технические данные выбранных трансформаторов для трансформаторной подстанции указаны в таблице 6.

Таблица 6 – Технические характеристики трансформатора ТП-10/0,4 кВ

Тип	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение, кВ		Потери, кВт		Напряжение КЗ, %	Ток ХХ, %
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
ТМГ-400/10У1	400	10	0,4	0,77	5,4	4,5	0,8

По формуле (39) определяется загрузка силового трансформатора в нормальном рабочем режиме:

$$K_{\text{загр}} = \frac{346,17}{400 \cdot 2} = 0,43.$$

По формуле (40) определяется перегрузка силового трансформатора в послеаварийном режиме:

$$K_{\text{пер}} = \frac{346,17}{400 \cdot (2 - 1)} = 0,87.$$

По условию (41) выполняется проверка силового трансформатора в послеаварийном режиме:

$$1,4 > 0,87.$$

Условие выполняется.

Таким образом, выбранные силовые трансформаторы типа ТМГ-400/10У1 удовлетворяют условиям выбора и проверки в нормальном и послеаварийном режимах работы.

2.5 Расчет токов КЗ и выбор оборудования

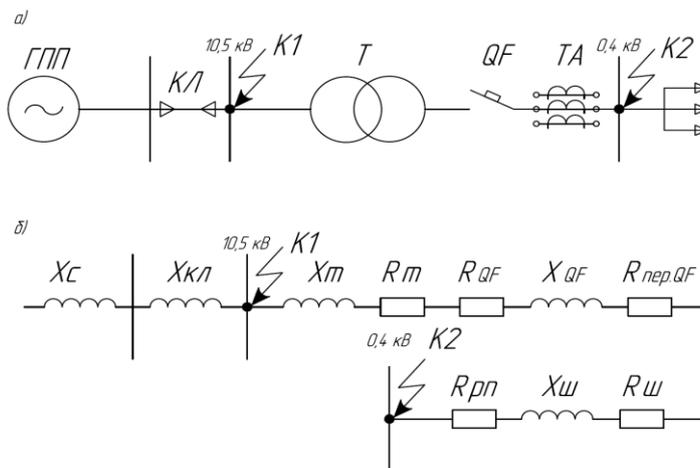
2.5.1 Расчет токов КЗ

«Расчет аварийных режимов в работе включает расчёт токов короткого замыкания (КЗ), который необходим для правильного выбора электрооборудования и проверки на электродинамическую и термическую стойкость, а также выбора и настройки устройств РЗА» [9].

«Расчёт токов короткого замыкания в электроустановках до 1000 В выполняется в именованных единицах и кроме индуктивных сопротивлений учитываются активные сопротивления элементов.

Следует исходить из условий, что напряжение на стороне высшего напряжения трансформатора неизменно и $S_c = \infty$, следовательно, $X_c = 0$.»[9]

Составляется расчётная схема с учётом индуктивных и реактивных сопротивлений элементов и изображается на рисунке 4.



а) расчетная схема, б) схема замещения

Рисунок 4 – Схемы для расчета токов короткого замыкания

«Задаются базисными условиями S_6 и U_6 :

– S_6 - базисная мощность, МВА, принимается равной сумме

номинальных мощностей источников питания (генераторов), принимается условно равной числу, удобному для расчетов (чаще всего это 100 МВА или 1000 МВА);

- « U_6 - базисное напряжение, это напряжение больше на 5% от номинального напряжения в расчетной точке, его еще называют средним напряжением, принимается по таблице» [9].

«Определяется величина рабочего тока трансформатора на стороне низкого напряжения 0,4 кВ по формуле:

$$I_{\text{ном.тр.2}} = \frac{S_{\text{р*}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.2}}}, \quad (42)$$

где $S_{\text{ном.тр}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.» [9].

По формуле (42) определяется величина рабочего тока трансформатора на стороне низкого напряжения 0,4 кВ.

$$I_{\text{ном.тр.2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 577,37 \text{ А.}$$

«По таблицам выбираются сопротивления элементов по рабочему току, равному $I_{\text{ном.тр.2}}$. Сопротивления трансформатора тока 600/5 А, $x_{\text{ТА}}=0,07$ мОм и $r_{\text{ТА}}=0,05$ мОм.

Предварительно шины РУ-0,4 кВ ТП выбираются по условию:

$$I_{\text{доп.шин}} \geq I_{\text{ном.тр.2}}, \quad (43)$$

где $I_{\text{доп.шин}}$ – допустимый ток для шин, по справочной литературе, А.

«По таблицам выбираются удельные сопротивления шин: $x_{0\text{ш}}=0,008$ мОм/м и $r_{0\text{ш}}=0,017$ мОм/м.» [9]

«Рассчитывается индуктивное и активное сопротивление шин по формулам:

$$x_{\text{ш}} = x_{0\text{ш}} \cdot l_{\text{ш}}, \quad (44)$$

$$r_{\text{ш}} = r_{0\text{ш}} \cdot l_{\text{ш}}, \quad (45)$$

где $l_{\text{ш}}$ – длина шины, принимается 5-12 м.» [9].

По формулам (44) и (45) определяется индуктивное и активное сопротивление шин:

$$x_{\text{ш}} = 0,008 \cdot 5 = 0,04 \text{ мОм},$$

$$r_{\text{ш}} = 0,017 \cdot 5 = 0,09 \text{ мОм}.$$

«По таблицам определяется переходное сопротивление рубильников, контактов и автоматических выключателей, и сопротивления катушек автоматов. Автоматический выключатель $I_{\text{ном.а}} = 1000 \text{ А}$: $x_{\text{а}} = 0,07 \text{ мОм}$, $r_{\text{а}} = 0,06 \text{ мОм}$, $r_{\text{п.а}} = 0,07 \text{ мОм}$.

По таблицам определяется удельные активное и реактивное сопротивления проводов и кабелей. Для кабеля принимаем $l_{\text{кл}} = 0,5 \text{ км}$, $x_{0\text{кл}} = 0,083 \text{ мОм/м}$.» [9].

По формуле (44) определяется индуктивное сопротивление кабеля:

$$x_{\text{кл}} = 0,083 \cdot 0,5 = 0,42 \text{ мОм}.$$

«Рассчитывается активное и индуктивное сопротивление силового трансформатора по формулам:

$$r_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_{\text{кз.тр}}}{S_{\text{ном.тр}}} \cdot \frac{U_{\text{б}}^2}{S_{\text{ном.тр}}} = \frac{\Delta P_{\text{кз.тр}} \cdot U_{\text{б}}}{S_{\text{ном.тр}}^2}, \quad (46)$$

$$x_{\text{тр}} = \sqrt{\left(\frac{U_{\text{к\%}}}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{кз}}}{S_{\text{ном.тр}}}\right)^2} \cdot \frac{U_6^2}{S_{\text{ном.тр}}}, \quad (47)$$

где $\Delta P_{\text{кз.тр}}$ – мощность короткого замыкания для данной марки трансформатора, кВт;

$S_{\text{ном.тр}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.» [9].

По формулам (46) и (47) определяется активное и индуктивное сопротивление силового трансформатора:

$$r_{\text{тр}} = \frac{10,8 \cdot 0,4}{400^2} \cdot 10^6 = 4,32 \text{ мОм},$$

$$x_{\text{тр}} = \sqrt{\left(\frac{5,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{10,8}{400}\right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{1000} = 0,09 \text{ мОм}.$$

«Определяется суммарное полное сопротивление до точки короткого замыкания от энергосистемы, преобразуя схему замещения. Предварительно рассчитав суммарное активное и индуктивное сопротивление $r_{\Sigma\text{к}}$ и $x_{\Sigma\text{к}}$ до расчётной точки по формуле:

$$Z_{\Sigma\text{к}} = \sqrt{r_{\Sigma\text{к}}^2 + x_{\Sigma\text{к}}^2}. \quad (48)$$

Таким образом суммарное активное и индуктивное сопротивление $r_{\Sigma\text{к}}$ и $x_{\Sigma\text{к}}$ до расчётной точки К2 определяются по формулам» [9].:

$$r_{\Sigma\text{к}} = r_{\text{тр}} + r_{\text{а}} + r_{\text{п.а}} + r_{\text{та}} + r_{\text{ш}} + r_{\text{рп}}, \quad (49)$$

$$x_{\Sigma\text{к}} = x_{\text{тр}} + x_{\text{а}} + x_{\text{та}} + x_{\text{ш}} + x_{\text{кЛ0,4}}. \quad (50)$$

«Индуктивное сопротивления кабельной линии, которое приведено к

степени НН, определяется по формуле:» [9].

$$x_{\text{кЛЮ},4} = x_{\text{кЛ}} \cdot \left(\frac{U_{\text{б}2}^2}{U_{\text{б}1}^2} \right) \cdot 10^3, \quad (51)$$

По формуле (51) определяется индуктивное сопротивление кабельной линии:

$$x_{\text{кЛЮ},4} = 0,4 \cdot \left(\frac{0,4^2}{10,5^2} \right) \cdot 10^3 = 1,61 \text{ мОм.}$$

По формулам (48) – (50) определяется суммарное активное, индуктивное и полное сопротивление до расчётной точки К2:

$$r_{\Sigma\text{к}} = 4,32 + 0,06 + 0,07 + 0,05 + 0,09 + 15 = 19,59 \text{ мОм,}$$

$$x_{\Sigma\text{к}} = 0,09 + 0,07 + 0,07 + 0,04 + 1,61 = 1,88 \text{ мОм,}$$

$$Z_{\Sigma\text{к}} = \sqrt{19,59^2 + 1,88^2} = 19,68 \text{ мОм.}$$

«Установившийся ток короткого замыкания в точке К1 определяется по формуле:» [9].

$$I_{\text{к1}} = \frac{U_{\text{б}1}}{\sqrt{3} \cdot x_{\text{кЛ}}}. \quad (52)$$

По формуле (52) определяется установившийся ток короткого замыкания в точке К1:

$$I_{\text{к1}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,04} = 8,66 \text{ кА.}$$

Установившийся ток короткого замыкания в точке К2 определяется по формуле:

$$I_{к2} = \frac{U_{62}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma к}}. \quad (53)$$

По формуле (53) определяется установившийся ток короткого замыкания в точке К2:

$$I_{к2} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 19,68} = 11,74 \text{ кА.}$$

«Ударный ток короткого замыкания в точка К1 и К2 определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{к} \cdot k_{уд}, \quad (54)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент, зависящий от места точки короткого замыкания в энергосистеме, его значение принимается равным 1,8.» [9].

По формуле (54) определяется ударный ток короткого замыкания в точка К1 и К2:

$$\begin{aligned} i_{уд.к1} &= \sqrt{2} \cdot 8,66 \cdot 1,8 = 22,04 \text{ кА,} \\ i_{уд.к2} &= \sqrt{2} \cdot 11,74 \cdot 1,8 = 29,89 \text{ кА.} \end{aligned}$$

Таким образом ударный ток короткого замыкания в точка К1 равняется 22,04 кА, а ударный ток короткого замыкания в точке К2 равна 29,89 кА.

2.5.2 Выбор оборудования

2.5.2.1 Выбор силового электрооборудования выше 1000 В

«Выбор электрических аппаратов (ЭА) напряжением выше 1000 В осуществляют по ниже приведенным условиям (55) и (56)». [11]

«Условие прочности изоляции для работы в длительном режиме и при кратковременных перенапряжениях:

$$U_{\text{ном.ЭА}} \geq U_{\text{ном.с}}, \quad (55)$$

где $U_{\text{ном.ЭА}}$ – номинальное напряжение ЭА, кВ;

$U_{\text{ном.с}}$ – номинальное напряжение сети, кВ. [9].

«Условие допустимого нагрева токами в длительном режиме:

$$I_{\text{ном.ЭА}} \geq I_{\text{ф}}, \quad (56)$$

где $I_{\text{ном.ЭА}}$ – номинальный ток ЭА, А;» [9].

$I_{\text{ф}}$ – ток форсированного режима (максимальный рабочий ток), А.

«Ток форсированного режима (максимальный рабочий ток) определяется по формуле:

$$I_{\text{ф}} = k_{\text{рез}} \cdot I_{\text{норм}}, \quad (57)$$

где $k_{\text{рез}}$ – коэффициент резервирования, принимается $k_{\text{рез}} = 1,4$ так как

КТП двухтрансформаторная;

$I_{\text{норм}}$ – ток нормального режима, определяется для конкретного элемента системы электроснабжения и электроустановки, А.» [9].

«Определяются токи нормального и максимального режимов на стороне высокого напряжения ТП по формулам:

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (58)$$

$$I_{\text{max}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (59)$$

где $S_{\text{ном.тр}}$ – номинальная мощность силового трансформатора, кВА;
 $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, кВ.» [9].

По формулам (58) и (59) определяются токи нормального и максимального режимов на стороне высокого напряжения ТП:

$$I_{\text{норм}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 23,09 \text{ А},$$

$$I_{\text{max}} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 32,33 \text{ А}.$$

«Параметры основной функциональной характеристики:

- для коммутационных ЭА – это ток отключения (включения) при КЗ (коммутационная способность);
- для ЭА защиты - номинальный ток плавкой вставки предохранителя или вставка расцепителя автомата;
- для трансформатора тока (ТТ) – это сопротивление нагрузки вторичной цепи.» [9].

«Ток электродинамической стойкости:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (60)$$

где $i_{\text{дин}}$ – ток электродинамической стойкости ЭА, кА;

$i_{\text{уд}}$ – расчетный ударный ток КЗ, кА.» [9].

«Проверка на термическую стойкость при КЗ:

$$I_T^2 t_T \geq I_K^2 t, \quad (61)$$

где I и t – расчетные параметры тока КЗ и расчетной продолжительности включения КЗ.» [9].

Данные расчетов и паспортные данные приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Выбор выключателя нагрузки ВНРп-10/400-10зп УЗ

Условия	Параметры электроустановки	Паспортные данные
$U_{\text{ном.в}} \geq U_{\text{ном.с}}$	$U_{\text{ном.с}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.в}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном.в}} \geq I_{\text{ном.ф}}$	$I_{\text{ф}} = 32,33 \text{ А}$	$I_{\text{ном.в}} = 400 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} \geq i_y$	$i_{y,к} = 22,04 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 25 \text{ кА}$
$I_T^2 t_T \geq I_K^2 t$	$I_K^2 t = 58,97 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 t_T = 65 \text{ кА}^2\text{с}$

В таблице 8 приведены технические данные высоковольтных предохранителей.

Таблица 8 – Выбор высоковольтных предохранителей ПКТ102-10-50-31,5УЗ

Условия	Параметры электроустановки	Паспортные данные
$U_{\text{ном.п}} \geq U_{\text{ном.с}}$	$U_{\text{ном.с}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.п}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном.вст}} \geq I_{\text{ном.ф}}$	$I_{\text{ф}} = 32,33 \text{ А}$	$I_{\text{ном.вст}} = 50 \text{ А}$
$I_{\text{ном.вст}} \geq (1,1-2)I_{\text{ном.тр}}$,	$1,5 \cdot 32,33 = 48,5 \text{ А}$	$I_{\text{ном.вст}} = 50 \text{ А}$
$I_{\text{ном.п}} \geq I_{\text{ном.вст}}$	$I_{\text{ном.п}} = 50 \text{ А}$	$I_{\text{ном.вст}} = 50 \text{ А}$
$I_{\text{ном.откл}} \geq I_K$	$I_K = 8,66 \text{ кА}$.	$I_{\text{ном.откл}} = 31,5 \text{ кА}$

Таким образом, выбранное высоковольтное оборудование ТП удовлетворяет техническим требованиям.

2.5.2.2 Выбор силового электрооборудования до 1000 В

«Выбор автоматических выключателей производится по номинальному напряжению и току, току теплового и электромагнитного расцепителя и отключающей способности. Приведем условия ниже.

Условие по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном.а}} \geq U_{\text{с}}, \quad (62)$$

где $U_{\text{ном.а}}$ – номинальное напряжение АВ, В;

$U_{\text{с}}$ – номинальное напряжение сети, В.

Условие по номинальному току:

$$I_{\text{ном.а}} \geq I_{\text{ном.р}}, \quad (63)$$

где $I_{\text{ном.а}}$ – номинальный ток АВ, А;

$I_{\text{ном.р}}$ – номинальный ток расцепителя АВ, А.

Условие по номинальному току теплового расцепителя:

$$I_{\text{ном.р}} \geq 1,1I_{\text{ф}}, \quad (64)$$

где $I_{\text{ф}}$ – ток форсированного режима (максимальный рабочий ток), А.

Условие по току уставки электромагнитного расцепителей:

$$I_{\text{у.э.р}} \geq 1,5I_{\text{ф}}, \quad (65)$$

Условие по отключающей способности:

$$I_{\text{ном.откл.а}} \geq I_{\text{к}}^{(3)}, \quad (66)$$

где $I_{\text{к}}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ, кА.» [9]

По формулам (58) и (59) определяются токи нормального и максимального режимов на стороне низкого напряжения ТП:

$$I_{\text{норм}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 607,75 \text{ А,}$$

$$I_{\text{max}} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 850,86 \text{ А.}$$

Результаты выбора АВ ввода на ТП приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор автоматического выключателя ввода ТП

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные автомата ВА57-41
По номинальному напряжению $U_{\text{ном.а}} \geq U_{\text{ном.с}}$	$U_{\text{ном.с}} = 380 \text{ В}$	$U_{\text{ном.а}} = 660 \text{ В}$
По номинальному току $I_{\text{ном.а}} \geq I_{\phi}$	$I_{\phi} = 850,86 \text{ А}$	$I_{\text{ном.а}} = 1000 \text{ А}$
По номинальному току теплового расцепителя $I_{\text{у.т.р}} \geq 1,1 \cdot I_{\phi}$	$1,1 \cdot I_{\phi} =$ $= 1,1 \cdot 850,86 =$ $935,95 \text{ А}$	$I_{\text{у.т.р}} = 1000 \text{ А}$
Ток уставки электромагнитного расцепителя $I_{\text{у.э.р}} \geq 1,5 \cdot I_{\phi}$	$1,5 \cdot I_{\phi} =$ $= 1,5 \cdot 850,86 =$ $1276,29 \text{ А}$	$I_{\text{у.э.р}} = 10 \cdot I_{\text{у.т.р}} =$ $= 10 \cdot 1000 =$ 10000 А
По отключающей способности $I_{\text{ном.откл.а}} \geq I_{\text{к}}^{(3)}$	$I_{\text{кл}}^{(3)} = 11,74 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл.а}} = 25 \text{ кА}$

Выбор и проверка параметров линейного АВ для защиты ШРА-1 осуществляется по условиям (62) – (66) и результаты выбора приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор автоматического выключателя, питающего ШРА-1

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ВА57-31
По номинальному напряжению $U_{ном.а} \geq U_{ном.с}$	$U_{ном.с} = 380 \text{ В}$	$U_{ном.а} = 660 \text{ В}$
По номинальному току $I_{ном.а} \geq I_p$	$I_p = 79,42 \text{ А}$	$I_{ном.а} = 100 \text{ А}$
По номинальному току теплового расцепителя $I_{у.т.р} \geq 1,1 \cdot I_p$	$1,1 \cdot I_p =$ $= 1,1 \cdot 79,42 =$ $87,36 \text{ А}$	$I_{у.т.р} = 100 \text{ А}$
Ток уставки электромагнитного расцепителя $I_{у.э.р} \geq 1,5 \cdot I_p$	$1,5 \cdot I_p =$ $= 1,5 \cdot 79,42 =$ $119,13 \text{ А}$	$I_{у.э.р} = 10 \cdot I_{у.т.р} =$ $= 10 \cdot 100 =$ 1000 А
По отключающей способности $I_{ном.откл.а} \geq I_k^{(3)}$	$I_{к1}^{(3)} = 11,74 \text{ кА}$	$I_{ном.откл.а} = 25 \text{ кА}$

Аналогичные расчеты проводятся для других линий питающих потребителей от РУ-0,4 кВ ТП, результаты расчетов приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор автоматических выключателей РУ-0,4 кВ ТП

Наименование потребителя	I_p , А	$I_{ном.а}$, А	$I_{у.т.р}$, А	$I_{у.э.р}$, А	$I_{ном.откл.а}$, кА	Марка автомата
ТП-ШРА-1	79,42	100	100	1000	16	ВА57-31
ТП-ШРА-2	142,40	160	160	1600	25	ВА57-33
ТП-ШРА-3	214,57	250	250	2500	25	ВА57-35
ТП-ШРА-4	264,95	400	400	4000	25	ВА57-37
Станок токарный	37,11	100	50	500	16	ВА57-31
Станок фрезерный	25,30	100	40	400	16	ВА57-31
Автоматическая линия	23,39	100	40	400	16	ВА57-31
Вентилятор	8,44	100	16	160	16	ВА57-31
Насос	16,88	100	25	250	16	ВА57-31
Автоматическая линия	176,69	250	250	2500	25	ВА57-35
Машина дуговой сварки ПВ=60%	13,48	100	20	200	16	ВА57-31
Индукционная печь	134,77	160	160	1600	25	ВА57-33
Эл. печь сопротивления	53,33	100	63	630	16	ВА57-31
Мостовой кран ПВ=25%	53,97	100	63	630	16	ВА57-31
Транспортер	22,49	100	32	320	16	ВА57-31
Пресс	62,88	100	100	1000	16	ВА57-31

Таким образом, выбранные электрические аппараты удовлетворяют условиям выбора и проверки на действие токов КЗ.

2.5.2.3 Выбор проводников выше 1000 В

«Для СЭС в качестве проводников применяются кабели. Величины сечений кабелей выбираются так, чтобы обеспечить для электрической сети:

- в нормальном режиме;
- в форсированном режиме;
- в аварийном режиме.» [9]

Выбор сечения кабельной линии проводится в три этапа.

Выбор сечения в нормальном режиме нагрузки.

«Сечение кабелей напряжением свыше 1 кВ выбирается по экономической плотности тока» [9].

«Экономически выгодное сечение кабеля определяется по формуле:

$$S_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{ЭК}}}, \quad (67)$$

где $I_{\text{норм}}$ – ток нормального режима, А;

$j_{\text{ЭК}}$ – нормативное значение экономически выгодной плотности тока (согласно [8] для кабелей с алюминиевыми жилами и поливинилхлоридной изоляцией при $T_{\text{макс}} = 1500$ ч/год принимается $j_{\text{ЭК}} = 1,6 \text{ А/мм}^2$)» [9].

По значению экономически выгодного сечения кабеля выбирается стандартное ближайшее значение сечения $S_{\text{ст}}$.

По формуле (58) определяется максимальный номинальный ток трансформатора на стороне высокого напряжения:

$$I_{\text{ном.тр.ВН}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 23,09 \text{ А.}$$

Определяется сечение кабеля в нормальном режиме работы по формуле (67):

$$S_{\text{эк}} = \frac{23,09}{1,6} = 14,43 \text{ мм}^2.$$

Выбирается стандартное значение сечения жилы кабеля $S_{\text{ст}} = 25 \text{ мм}^2$.

Проверка сечения кабеля в максимальном режиме.

«Сечение проводника, которое принято по формуле (67), необходимо выполнить проверку на максимальный нагрев по величине его максимальной нагрузки по условию:

$$K_{\text{пер}} I'_{\text{доп}} \geq I_{\text{ф}} = K_{\text{рез}} I_{\text{норм}}, \quad (68)$$

где $K_{\text{пер}}$ - коэффициент допустимой перегрузки для проводника;

$I'_{\text{доп}}$ - длительно допустимый ток проводника с учётом условий прокладки и отклонения параметров окружающей среды от стандартных условий при их длительном характере, А;

$I_{\text{ф}}$ - ток форсированного режима, А;

$K_{\text{рез}}$ - коэффициент резервирования, принимается $K_{\text{рез}} = 1,4$ так как ТП двухтрансформаторная;

$I_{\text{норм}}$ - ток нормального режима, определяется для конкретного элемента СЭС и ЭУ.» [9]

«Длительно допустимый ток с учётом отклонения параметров окружающей среды от стандартных условий определяется по формуле:

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{пр}} K_{\text{ср}} I_{\text{доп}}, \quad (69)$$

где $K_{\text{пр}}$ - поправочный коэффициент на число кабелей, проложенных

рядом в земле;

$K_{\text{ср}}$ – поправочный коэффициент на температуру окружающей среды;

$I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток проводника стандартного сечения для стандартных условий в зависимости от материала жил, их изоляции и способа прокладки, А.» [9]

«По при расстоянии между двумя работающими кабелями 100 мм, лежащие рядом в земле, поправочный коэффициент, $K_{\text{пр}} = 1,0$ потому что температура земли ($t_3 = +15^\circ\text{C}$) не отличается от нормативной, тогда принимается $K_{\text{ср}} = 1.$ » [8]

«По для одножильных кабелей марки АПвЭгПу напряжением 10 кВ и сечением жилы 25 мм² длительно допустимый ток $I_{\text{доп}} = 124$ А.» [13]

Выполняется проверка кабелей по условию (68):

$$1 \cdot 1 \cdot 124 = 124 \text{ А} \geq 1,4 \cdot 23,09 = 32,33 \text{ А.}$$
$$124 \text{ А} > 32,33 \text{ А.}$$

Условие выполняется, сечение кабеля может работать в максимальном режиме нагрузки без перегрева изоляции.

Проверка сечения проводников на термическую устойчивость при аварийном режиме.

Критерием термической устойчивости проводников есть конечная температура их нагревания при прохождении по ним тока КЗ, которая не должна превышать кратковременной допустимой нормированной температуры.

«Для упрощения расчетов термическая способность может быть оценена наименьшим сечением проводника, термостойким к токам КЗ по формуле:

$$S_{\text{тер.мин}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{I_k^2 t}}{C_T} = \frac{I_k \sqrt{t}}{C_T}, \quad (70)$$

где B_k – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля), A^2c ;

$I_k = I_{п(0)}$ – ток трехфазного КЗ в начале проводника, А;

t – расчетная продолжительность КЗ для определения интеграла Джоуля, с;

C_T – температурный коэффициент, учитывающий ограничения

допустимой температуры проводника $\frac{A \cdot c^{\frac{1}{2}}}{\text{мм}^2}$.»[1]

«По учебно-методическому пособию принимается $C_T = 92 \frac{A \cdot c^{\frac{1}{2}}}{\text{мм}^2}$.»[1]

«Величина продолжительности времени отключения КЗ определяется по формуле:

$$t = t_{\text{защ}} + t_{\text{в.выкл}} + T_a, \quad (71)$$

где $t_{\text{защ}}$ – время действия основной защиты, с;

$t_{\text{в.выкл}}$ – время отключения выключателя, с;

T_a – время тока, с. $T_a = 0,06$ с.»[1]

«Для радиальных схем питания ТП от РП, если принять время действия МТЗ $t_{\text{МТЗ}}=0,5$ с, полное время отключения выключателя» [9]: серии ВВ/TEL-10-20/630У2, значение тока КЗ, то расчетная продолжительность КЗ для определения интеграла Джоуля по формуле (71) составляет:

$$t = 0,5 + 0,09 + 0,06 = 0,65 \text{ с.}$$

Минимальное сечение кабеля, который отвечает условию термической

стойкости к токам КЗ, определяется по формуле (70):

$$S_{\text{тер.мин}} = \frac{6500 \cdot \sqrt{0,65}}{98} = 53,47 \text{ мм}^2.$$

Так как по условиям термической стойкости сечение кабеля выше расчетного сечения в нормальном режиме то принимается одножильный кабель 10 кВ большего сечения марки АПвЭГПу-10(1х50/35), длительно допустимый ток $I_{\text{доп}} = 177 \text{ А}$.

2.5.2.4 Выбор проводников до 1000 В

«Кабельная линия (КЛ) питающей и распределительной сети напряжением до 1 кВ выбирается по допустимому нагреву:

$$I'_{\text{доп}} \geq I_{\text{р}}, \quad (72)$$

где $I'_{\text{доп}}$ – длительно допустимый для данного проводника ток с учётом отклонения параметров окружающей среды, А;

$I_{\text{р}}$ – расчётный ток групп ЭП, А.» [11]

Выполняется выбор питающей КЛ для ШРА-1, $I_{\text{р.ШРА-1}} = 79,42 \text{ А}$.

Для питания ШРА-1 выбирается кабель с медными жилами сечением 25 мм^2 марки ПвВГнг-1(4х95) $I_{\text{доп}} = 112 \text{ А}$.

Выполняется проверка кабелей по условию (68):

$$1 \cdot 1 \cdot 112 \text{ А} > 79,42 \text{ А},$$

$$112 \text{ А} > 79,42 \text{ А}.$$

Условие выполняется, сечение кабеля может работать в максимальном режиме нагрузки без перегрева изоляции.

Далее выполняется проверка КЛ-0,4 кВ на потерю напряжения.

«Потеря напряжения КЛ-0,4 кВ определяется по формуле:

$$\Delta U_{\text{к}} = \frac{P_{\text{р}} r_0 l_{\text{к}} + Q_{\text{р}} x_0 l_{\text{к}}}{10 \cdot U_{\text{НОМ}}^2}, \quad (73)$$

где r_0, x_0 – активное и реактивное сопротивление кабеля, Ом/км. [9]

Выполняется проверка КЛ-0,4 кВ питающего ШРА-1 на потерю напряжения по формуле (73):

$$\Delta U_{\text{к.ШРА-1}} = \frac{38,57 \cdot 0,74 \cdot 0,05 + 35,28 \cdot 0,091 \cdot 0,05}{10 \cdot 0,38^2} = 1,10\%.$$

Таким образом, окончательно выбирается кабель ПвВГнг-1(4х25).

Аналогично выбираются все другие отходящие КЛ-0,4 кВ от ТП и распределительные КЛ-0,4 кВ от ШРА-1...4.

Результаты выбора приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Результаты выбора сечения кабелей до 1 кВ

Наименование потребителя	$P_{\text{р}}$, кВт	$Q_{\text{р}}$, квар	$I_{\text{р}}$, А	$I'_{\text{доп}}$, А	$L_{\text{к}}$, км	$\Delta U_{\text{к}}$, %	Марка и сечение кабеля
ТП-ШРА-1	38,57	35,28	79,42	112	0,05	1,10	ПвВГнг-1(4х25)
ТП-ШРА-2	47,39	80,86	142,40	211	0,045	0,60	ПвВГнг-1(4х70)
ТП-ШРА-3	90,98	108,01	214,57	302	0,045	0,71	ПвВГнг-1(4х120)
ТП-ШРА-4	107,72	137,13	264,95	346	0,015	0,25	ПвВГнг-1(4х150)
Станок токарный	11,00	19,03	37,11	63	0,005	0,08	ПвВГнг-1(4х10)
Станок фрезерный	7,50	12,98	25,30	46	0,005	0,08	ПвВГнг-1(4х6)
Автоматическая линия	9,00	10,53	23,39	46	0,005	0,10	ПвВГнг-1(4х6)
Вентилятор	4,00	3,00	8,44	21	0,005	0,17	ПвВГнг-1(4х1,5)
Насос	8,00	6,00	16,88	27	0,005	0,21	ПвВГнг-1(4х2,5)
Автоматическая линия	68,00	79,56	176,69	261	0,005	0,07	ПвВГнг-1(4х95)
Машина дуговой сварки	2,80	7,48	13,48	27	0,005	0,07	ПвВГнг-1(4х2,5)
Индукционная печь	28,00	74,76	134,77	211	0,005	0,05	ПвВГнг-1(4х70)
Эл. печь сопротивления	30,00	9,90	53,33	84	0,005	0,12	ПвВГнг-1(4х16)
Мостовой кран	16,00	27,68	53,97	84	0,005	0,07	ПвВГнг-1(4х16)
Транспортер	10,00	8,80	22,49	46	0,005	0,11	ПвВГнг-1(4х6)
Пресс	24,20	28,31	62,88	84	0,005	0,11	ПвВГнг-1(4х16)

Таким образом выбрана соответствующие марка и сечения кабельной продукции на напряжение до 1000 В.

2.6 Расчет системы РЗА

«Выполняется расчет параметров срабатывания максимальной токовой отсечки» [17]

«Ток срабатывания мгновенной токовой отсечки (МТО) определяется по формуле:

$$I_{сз}^{МТО} = \frac{K_{от} \cdot I_{по.мах.К1}^{(3)}}{K_T}, \quad (74)$$

где $K_{от}$ – коэффициент отстройки, $K_{от} = 1, 2$;

$I_{по.мах.К1}^{(3)}$ – значение 3-фазного тока КЗ на стороне НН трансформатора, кА;

K_T – коэффициент трансформации силового трансформатора» [17]

«Коэффициент трансформации силового трансформатора определяется по формуле:

$$K_T = \frac{U_{ср.ВН}}{U_{ср.НН}}, \quad (75)$$

где $U_{ср.ВН}$ – среднее значение напряжения на ВН силового трансформатора, кВ;

$U_{ср.НН}$ – среднее значение напряжения на НН силового трансформатора, кВ.» [17]

$$K_T = \frac{10,5}{0,4} = 26,25,$$

$$I_{сз}^{МТО} = \frac{1,2 \cdot 5,85 \cdot 10^3}{26,25} = 267,43 \text{ А.}$$

«Ток срабатывания реле МТО определяется по формуле:

$$I_{ср}^{МТО} = \frac{K_{сх} \cdot I_{сз}^{МТО}}{K_{тт}}, \quad (76)$$

где $K_{сх}$ – коэффициент схемы, $K_{сх} = 1$;

$K_{тт}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.» [17]

«Трансформатор тока выбирается по номинальному току трансформатора на стороне высокого напряжения.

Номинальный ток силового трансформатора на стороне высокого напряжения определяется по формуле:

$$I_{ном.ВН} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}}, \quad (77)$$

где $S_{ном.тр}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$U_{ном.ВН}$ – номинальное напряжение трансформатора на стороне высокого напряжения, кВ.» [17]

$$I_{ном.ВН} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 22 \text{ А.}$$

Выбирается трансформатор тока с номинальным током первичной обмотки $I_{ном.1об} = 50 \text{ А}$, где $K_{тт} = 10$.

«По формуле (76) определяется ток срабатывания реле МТО:» [17]

$$I_{ср}^{МТО} = \frac{1 \cdot 267,43}{10} = 26,74 \text{ А.}$$

«Коэффициент чувствительности защиты определяется по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}^{\text{МТО}}}, \quad (78)$$

где $I_{\text{кз}}^{(2)}$ – ток 2-фазного КЗ на стороне ВН трансформатора, кА.

Ток 2-фазного КЗ на стороне ВН трансформатора определяется по формуле:

$$I_{\text{кз}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)}, \quad (79)$$

где $I_{\text{кз}}^{(3)}$ – ток 2-фазного КЗ на стороне ВН трансформатора, кА.» [17]

$$I_{\text{кз}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,5 \cdot 10^3 = 5629 \text{ А},$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{5629}{267,43} = 21,05 > 2.$$

Таким образом, чувствительность удовлетворяет требованиям.

«Выполняется расчет параметров срабатывания максимальной токовой защиты (МТЗ).

Ток срабатывания МТЗ определяется по формуле:

$$I_{\text{сз}}^{\text{МТЗ}} = \frac{K_{\text{от}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{р.макс}}, \quad (80)$$

где $K_{\text{от}}$ – коэффициент отстройки, $K_{\text{от}} = 1,2$;

$K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата реле, $K_{\text{в}} = 0,85$;

$I_{\text{р.макс}}$ – максимальный рабочий ток силового трансформатора на стороне ВН, А.» [17]

«Максимальный рабочий ток силового трансформатора на стороне ВН определяется по формуле:

$$I_{p.max} = K_{доп.пер} \cdot I_{ном.ВН}, \quad (81)$$

где $K_{доп.пер}$ – коэффициент допустимой перегрузки трансформатора.

$I_{ном.ВН}$ – номинальный ток силового трансформатора на стороне высокого напряжения, А.» [17]

Коэффициент допустимой перегрузки принимается согласно [8].

Принимаем $K_{доп.пер} = 1,4$, т.е. перегрузка возможна на 40%.

$$I_{p.max} = 1,4 \cdot 22 = 30,8 \text{ А},$$

$$I_{сз}^{МТЗ} = \frac{1,2}{0,85} \cdot 30,8 = 43,5 \text{ А}.$$

«Ток срабатывания реле МТЗ определяется по формуле:

$$I_{ср}^{МТЗ} = \frac{K_{сх}}{K_{тт}} \cdot I_{сз}^{МТЗ}, \quad (82)$$

$$I_{ср}^{МТЗ} = \frac{1}{10} \cdot 43,5 = 4,35.$$

Коэффициент чувствительности защиты определяется по формуле:

$$K_{ч} = \frac{I_{по.мин.К1}^{(2)}}{I_{сз}^{МТЗ} \cdot K_{т}}, \quad (83)$$

где $I_{по.мин.К1}^{(2)}$ – значение 2-фазного тока КЗ на стороне НН трансформатора, А.» [17]

$$K_{ч} = \frac{5,63 \cdot 10^3}{43,5 \cdot 26,25} = 4,93 > 1,6.$$

Таким образом, чувствительность удовлетворяет требованиям.

«Время срабатывания защиты определяется по выражению:

$$t_{сз} = t_{сз.л} + \Delta t, \quad (84)$$

где $t_{сз.л}$ – время срабатывания защит отходящих линий, $t_{сз.л} = 0,3$ с;

Δt – ступень селективности, $\Delta t = 0,5$ с.» [17]

$$t_{сз} = 0,3 + 0,5 = 0,8 \text{ с.}$$

«Второе условие выбора отстройка от броска тока намагничивания, при выполнении отсечки указанных устройств с выдержкой времени 0,15 сек.

Ток срабатывания определяется по формуле:

$$I_{сз.ВН} = (4 \div 5) \cdot I_{ном.ВН}, \quad (85)$$

где $I_{ном.ВН}$ – номинальный ток силового трансформатора на стороне ВН, А.» [17].

$$I_{сз.ВН} = 5 \cdot 22 = 110 \text{ А.}$$

Выполняется расчет параметров срабатывания токовой защиты от перегрузки с действием на сигнал.

«Ток срабатывания токовой защиты с действием на сигнал определяется по формуле:

$$I_{сз} = K_{н} \cdot K_{доп.пер} \cdot I_{ном.ВН}, \quad (86)$$

где $K_{н}$ – коэффициент надежности, $K_{н} = 1,05$.

$$I_{сз} = 1,05 \cdot 1,4 \cdot 22 = 32,34 \text{ А.} \quad [17]$$

«Ток срабатывания реле определяется по формуле:

$$I_{\text{ср}} = \frac{K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}} \cdot I_{\text{сз}}, \quad (87)$$

$$I_{\text{ср}} = \frac{1}{10} \cdot 32,34 = 3,23 \text{ А.}$$

Время срабатывания защиты определяется по формуле:» [17]

$$t_{\text{сз}} = t_{\text{сз}}^{\text{МТЗ}} + \Delta t, \quad (88)$$

$$t_{\text{сз}} = 0,8 + 0,5 = 1,3 \text{ с.}$$

Выводы по второму разделу: проведены все необходимые расчеты и выбор оборудования, на основании которых можно сделать вывод, что реконструируемая система электроснабжения отвечает всем современным требованиям уровня надежности, качества, электробезопасности и энергоэффективности.

3 Обеспечение безопасности системы электроснабжения

3.1 Расчет заземления здания объекта

«Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала от поражения электрическим током выполняется расчет системы заземления всех металлических токоведущих частей электрооборудования.» [18].

Предполагается сооружение заземлителя с внешней стороны здания с расположением вертикальных электродов по периметру.

«В качестве вертикальных заземлителей принимаем стальные стержни диаметром 16 мм и длиной 3 м, которые погружают в грунт методом вбивания. Верхние концы электродов располагают на глубине 0,5 м от поверхности земли.» [18].

К ним приваривают горизонтальные электроды из стальной полосы сечением 40 × 5 мм. Все соединения контура выполняются свариванием.

Контур заземления – замкнутый с шагом между вертикальными заземлителями по длине цеха – 21,5 м, а по ширине – 25 м.

«Удельное сопротивление грунта (суглинок): $\rho = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ » [18].

«Расчетное сопротивление грунта определяется по формуле:

$$\rho_p = \rho \cdot K_c, \quad (89)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта, Ом·м;

K_c – коэффициент сезонности, $K_c = 1,5$.» [18].

По формуле (89) определяется расчетное сопротивление грунта:

$$\rho_p = 100 \cdot 1,5 = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

«Сопротивление одного вертикального заземлителя определяется по формуле:

$$R_{в1} = \frac{\rho_p}{2\pi \cdot l} \cdot \ln \frac{4 \cdot l}{d}, \quad (90)$$

где l – длина вертикального электрода, м;

d – диаметр вертикального электрода, м.» [18].

По формуле (90) определяется сопротивление одного вертикального заземлителя:

$$R_{в1} = \frac{150}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \cdot \ln \frac{4 \cdot 3}{16 \cdot 10^3} = 52,7 \text{ Ом.}$$

Принимается число вертикальных заземлителей $n = 12$ шт.

«Сопротивление растеканию горизонтального заземлителя определяется по формуле:

$$R_{г} = \frac{\rho_p}{2\pi \cdot l \cdot k_{и.г}} \cdot \ln \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t}, \quad (91)$$

где l – длина горизонтального заземлителя, м;

$k_{и.г}$ – коэффициент использования горизонтального заземлителя,

$k_{и.г} = 0,39$;

b – ширина полосы, м;

t – глубина горизонтального заземлителя, м.» [18].

По формуле (91) определяется сопротивление растеканию горизонтального заземлителя:

$$R_{г} = \frac{150}{2 \cdot 3,14 \cdot 136 \cdot 0,39} \cdot \ln \frac{2 \cdot 136^2}{0,04 \cdot 0,5} = 6,5 \text{ Ом.}$$

«Сопротивление растеканию вертикальных заземлителей определяется по формуле:

$$R_B = \frac{R_{B1}}{n \cdot k_{и.в}}, \quad (92)$$

где $k_{и.в}$ – коэффициент использования вертикального заземлителя, принимается $k_{и.в} = 0,65$.» [18].

По формуле (92) определяется сопротивление растеканию вертикальных заземлителей:

$$R_B = \frac{52,7}{12 \cdot 0,65} = 6,8 \text{ Ом.}$$

«Полное сопротивление заземлителей определяется по формуле:» [18].

$$R_3 = \frac{R_B \cdot R_\Gamma}{R_B + R_\Gamma}, \quad (93)$$

По формуле (93) определяется полное сопротивление заземлителей:

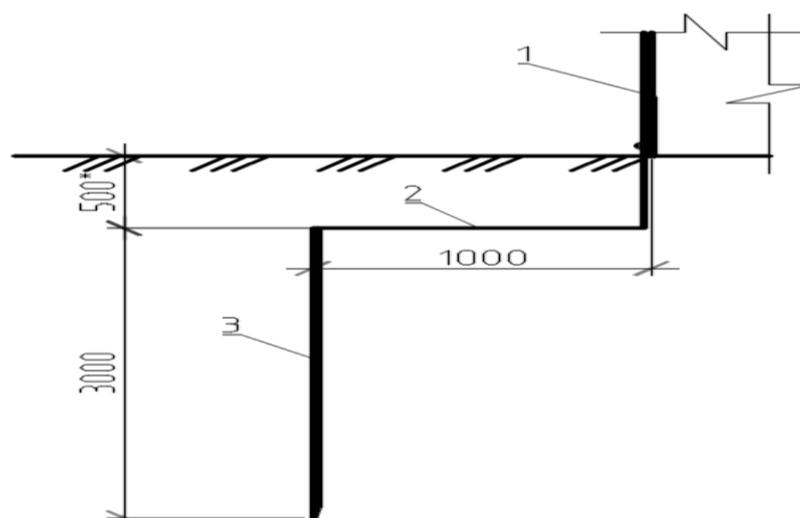
$$R_3 = \frac{6,8 \cdot 6,5}{6,8 + 6,5} = 3,3 \text{ Ом.}$$

«Сопротивление выбранных заземляющих устройств должно соответствовать условию:

$$R_3 \geq R_3, \quad (94)$$

4 Ом > 3,3 Ом.» [18].

Общий вид устройства заземления здания цеха показан на рисунке 5.



1 – заземляющий проводник; 2 – горизонтальный заземлитель;
3 – вертикальный заземлитель

Рисунок 5 – Общий вид устройства заземления

Таким образом, выбранное заземляющее устройство удовлетворяет требованиям ПУЭ и составляет $R_3 = 3,3 \text{ Ом}$.

3.2 Молниезащита объекта

«Согласно классификации зданий и сооружений по устройству молниезащиты, здание относится к обычным объектам.» [3]

«По степени защиты от прямых ударов молнии здание относится к III категории.

Уровень надежности защиты от прямых ударов молнии составляет 0,95. «[3].

«Внешняя молниезащита система выполняется в виде сетки из стали диаметром 8 мм, расположенной на кровле здания. Молниеприемная сетка укладывается на кровлю здания через изолирующие держатели.

Шаг сетки составляет 10 м. Токоотводы выполняются из круглой стали диаметром 8 мм. В местах спуска забивается вертикальный заземлитель. Среднее расстояние между токоотводами составляет 20 м.

Молниеприемная сетка соединяется с заземляющим устройством здания токоотводами диаметром 8 мм. Токоотводы размещаются на максимально возможном расстоянии от дверей и окон и прокладываются вблизи углов здания. Среднее расстояние между токоотводами не должно превышать 15 м.» [18].

Токоотводы следует прокладывать по прямым и вертикальным линиям. Общий вид молниезащиты здания показан на рисунке 6.

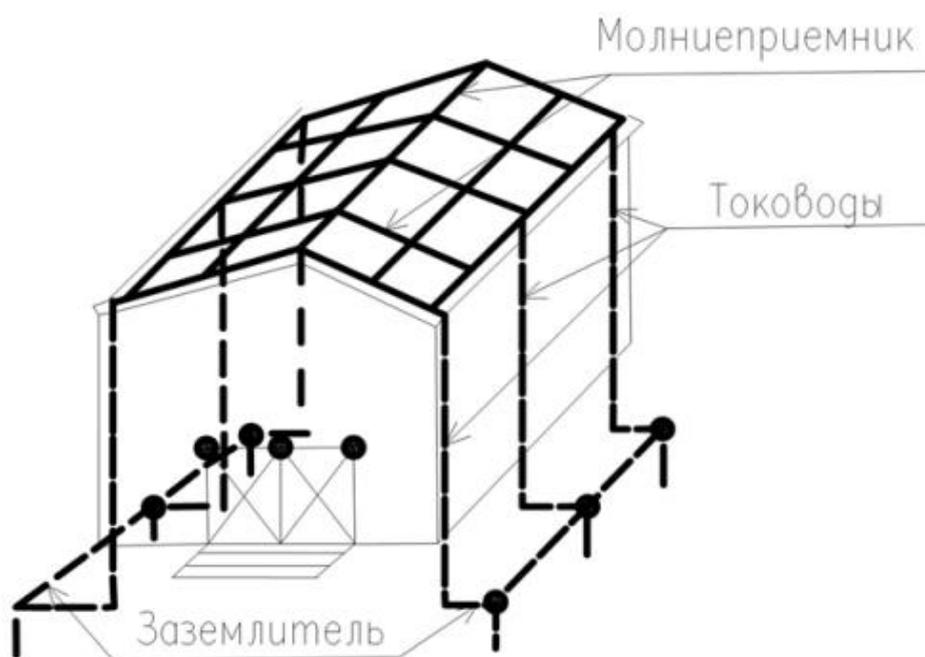


Рисунок 6 – Общий вид молниезащиты здания

«Молниеприемники и токоотводы жестко закрепляются, так чтобы исключить любой разрыв или ослабление крепление проводников под действием электродинамических сил или случайных механических воздействий.» [18].

3.3 Экономический анализ проекта

Основанием для выбора исходных данных, необходимых для расчета экономической эффективности, является технико-экономическая характеристика нового оборудования.

«Определяются годовые приведенные затраты по формуле:

$$Z = P_n \cdot K + I, \quad (95)$$

где P_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, принимается равным $P_n = 0,15$;

K – капитальные вложения, тыс. руб.;

I – издержки, тыс. руб.

Капитальные вложения в схему ЭС K определяются по формуле:

$$K = K_{\text{кл}} + K_{\text{вн}} + K_{\text{пр}} + K_{\text{тр}}, \quad (96)$$

где $K_{\text{кл}}$ – капиталовложения в кабельные линии, тыс. руб.;

$K_{\text{вн}}$ – капиталовложения в выключатели нагрузки, тыс. руб.;

$K_{\text{пр}}$ – капиталовложения в предохранители, тыс. руб.;

$K_{\text{тр}}$ – капиталовложения в трансформаторы, тыс. руб.

Капиталовложения в кабельные линии определяются как:

$$K_{\text{кл}} = K_{\text{о.пр}} \cdot l_{\text{кл}} + K_{\text{о}} \cdot l_{\text{кл}}, \quad (97)$$

где $K_{\text{о.пр}}$ – удельная стоимость прокладки кабеля тыс. руб./км;

$l_{\text{кл}}$ – длина кабельной линии, км;

$K_{\text{о}}$ – удельная стоимость кабельной линии тыс. руб./км.

По формуле (97) определяются капиталовложения в кабельные линии:

$$K_{\text{кл}} = 135 \cdot 6 \cdot 0,5 + 345 \cdot 6 \cdot 0,5 = 1440 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения в выключатели нагрузки определяются как:

$$K_{\text{вн}} = K_{\text{овн}} \cdot n_{\text{вн}}, \quad (98)$$

где $K_{\text{овн}}$ – стоимость выключателя нагрузки, тыс. руб.;

$n_{\text{вн}}$ – количество выключателей нагрузки, шт.

По формуле (98) определяются капиталовложения в выключатели нагрузки:

$$K_{\text{вн}} = 16,9 \cdot 2 = 33,8 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения в предохранители определяются как:

$$K_{\text{пр}} = K_{\text{опр}} \cdot n_{\text{пр}}, \quad (99)$$

где $K_{\text{опр}}$ – стоимость предохранителя, тыс. руб.;

$n_{\text{пр}}$ – количество предохранителей, шт.

По формуле (99) определяются капиталовложения предохранители:

$$K_{\text{пр}} = 3,35 \cdot 6 = 20,1 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения в трансформаторы определяются как:

$$K_{\text{тр}} = K_{\text{отр}} \cdot n_{\text{тр}}, \quad (100)$$

где $K_{\text{отр}}$ – стоимость трансформатора, тыс. руб.;

$n_{\text{тр}}$ – количество трансформаторов, шт.» [14].

По формуле (100) определяются капиталовложения в трансформаторы:

$$K_{\text{тр}} = 525 \cdot 2 = 1050 \text{ тыс. руб.}$$

По формуле (96) определяются капитальные вложения:

$$K = 1440 + 33,8 + 20,1 + 1050 = 2543,9 \text{ тыс. руб.}$$

«Определяются издержки I по формуле:

$$I = I_{\Delta W} + I_a, \quad (101)$$

где $I_{\Delta W}$ – издержки от потерь электроэнергии, тыс. руб.;

I_a – амортизационные отчисления, тыс. руб.

Определяются издержки от потерь электроэнергии $I_{\Delta W}$ по формуле:

$$I_{\Delta W} = C_0 \cdot \Delta W, \quad (102)$$

где C_0 – стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии, руб/(кВт·ч);

ΔW – потери электроэнергии, кВт.

Определяются потери электроэнергии ΔW по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{кл}} + \Delta W_{\text{тр}}, \quad (103)$$

где $\Delta W_{\text{кл}}$ – потери электроэнергии в кабельных линиях, кВт;

$\Delta W_{\text{тр}}$ – потери электроэнергии в трансформаторах, кВт.

Потери электроэнергии в кабельных линиях $\Delta W_{\text{кл}}$ определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{кл}} = N \cdot (3 \cdot I_{\text{р}}^2 \cdot R_0 \cdot l \cdot \tau) \cdot 10^{-3}, \quad (104)$$

где N – количество кабелей, шт.;

$I_{\text{р}}$ – расчетный ток кабеля, А;

R_0 – удельное активное сопротивление кабеля, Ом/км;

l – длина кабельной линии, км;

τ – время наибольших потерь, ч.» [14].

По формуле (104) рассчитываются потери электроэнергии в кабельных линиях:

$$\Delta W_{\text{кл}} = 2 \cdot (3 \cdot 23,09^2 \cdot 0,625 \cdot 0,5 \cdot 4500) \cdot 10^{-3} = 4498,44 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

«Потери электроэнергии в трансформаторах $\Delta W_{\text{тр}}$ определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{тр}} = N \cdot (\Delta P_{\text{xx}} \cdot T_{\text{Г}} + \beta_{\text{н}}^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \tau), \quad (105)$$

где N – количество трансформаторов, шт.;

ΔP_{xx} – потери холостого хода в трансформаторе, кВт;

$T_{\text{Г}}$ – количество часов в году, ч;

$\beta_{\text{н}}$ – коэффициент номинальной загрузки трансформатора, о.е.;

$\Delta P_{\text{кз}}$ – потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт;

τ – время наибольших потерь, ч.» [14].

По формуле (105) рассчитываются потери электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{тр}} = 2 \cdot (0,77 \cdot 8760 + 0,7^2 \cdot 5,4 \cdot 4500) = 37304,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

По формуле (103) определяются суммарные потери электроэнергии:

$$\Delta W = 4498,44 + 37304,4 = 41802,84 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

«Стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии C_0 определяется по формуле:

$$C_0 = \delta \cdot \left(\frac{K_{\text{н}} \cdot \alpha}{\tau} + \beta \right), \quad (106)$$

где $\delta = 1,05$ – поправочный коэффициент;

$K_{\text{н}} = 1$ - коэффициент, учитывающий совпадение максимума нагрузок предприятия с максимумом системы;

$\alpha = 298,77$ - дополнительная ставка двухставочного тарифа, руб/(кВт·мес);

$\beta = 0,41$ – основная ставка двухставочного тарифа, коп/(кВт·ч)» [14].

По формуле (106) определяется стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии:

$$C_0 = 1,05 \cdot \left(\frac{1 \cdot 298,77 \cdot 12}{4500} + 0,41 \right) = 1,27 \text{ руб./}(кВт \cdot \text{ч}).$$

Определяются издержки от потерь электроэнергии по формуле (102):

$$I_{\Delta W} = 1,27 \cdot 41802,84 = 53,09 \text{ тыс. руб.}$$

«Амортизационные отчисления I_a определяются по формуле:

$$I_a = I_{\text{а.кл}} + I_{\text{а.вн}} + I_{\text{а.пр}} + I_{\text{а.тр}} = I_{\text{а.кл}} + I_{\text{а.обор}}, \quad (107)$$

где $I_{\text{а.кл}}$ – амортизационные отчисления на линии, тыс. руб.;

$I_{\text{а.вн}}$ – амортизационные отчисления на выключатели нагрузки.;

$I_{\text{а.пр}}$ – амортизационные отчисления на предохранители, тыс. руб.;

$I_{\text{а.тр}}$ – амортизационные отчисления на трансформаторы, тыс. руб.

Амортизационные отчисления на высоковольтное оборудование $I_{\text{а.обор}}$ определяются по формуле:

$$I_{\text{а.обор}} = \lambda_{\text{обор}} \cdot (K_{\text{вн}} + K_{\text{пр}} + K_{\text{тр}}), \quad (108)$$

где $\lambda_{\text{обор}}$ – норма амортизационных отчислений на высоковольтное оборудование.» [14].

По формуле (108) определяются амортизационные отчисления на высоковольтное оборудование:

$$I_{\text{а.обор}} = 0,063 \cdot (33,8 + 20,1 + 1050) = 69,546 \text{ тыс. руб.}$$

«Амортизационные отчисления на кабельные линии $I_{\text{а.кл}}$ определяются по формуле:

$$I_{\text{а.кл}} = \lambda_{\text{кл}} \cdot K_{\text{кл}}, \quad (109)$$

где $\lambda_{\text{кл}}$ – норма амортизационных отчислений на линии.» [14].

По формуле (109) определяются амортизационные отчисления на кабельные линии:

$$I_{\text{а.кл}} = 0,05 \cdot 1440 = 72 \text{ тыс. руб.}$$

Определяются амортизационные отчисления I_a по формуле (107):

$$I_a = 69,546 + 72 = 141,546 \text{ тыс. руб.}$$

Определяются издержки I по формуле (101):

$$I = 53,09 + 141,546 = 194,636 \text{ тыс. руб.}$$

Таким образом, по формуле (95) определяются годовые приведенные затраты:

$$З = 0,15 \cdot 2543,9 + 194,636 = 576,221 \text{ тыс. руб.}$$

Результаты расчетов сводятся в таблицу 13.

Таблица 13 – Экономические показатели схемы электроснабжения

Наименование показателя	Значение, тыс. руб.
Капиталовложения в кабельные линии	1440
Капиталовложения в выключатели нагрузки	33,8
Капиталовложения в предохранители	20,1
Капиталовложения в трансформаторы	1050
Всего капитальных вложений	2543,9
Издержки от потерь электроэнергии	53,09
Амортизационные отчисления на оборудование	69,546
Амортизационные отчисления на кабельные линии	72
Всего амортизационные отчисления	141,546
Всего издержки	194,636
Годовые приведенные затраты	576,221

Вывод по третьему разделу разработанные системы электроснабжения экономически целесообразны.

Заключение

В данной работе разработан проект реконструкции системы электроснабжения комплекса по переработке металлолома отвечающая всем современным техническим требованиям.

Проведены все необходимые расчеты и выбор оборудования, на основании которых можно сделать вывод, что реконструируемая система электроснабжения отвечает всем современным требованиям уровня надежности, качества, электробезопасности и энергоэффективности.

Расчеты заземления здания объекта показали, что сопротивление заземляющего устройства соответствует, что обеспечивает безопасное выполнение работ в цеху.

Благодаря молниеприемной сетки расположенной на кровле здания обеспечивает защиты здания от ударов молнии, что обеспечивает безопасное выполнение работ в цеху.

В экономической части проведены расчеты капитальных вложений в схему электроснабжения, посчитаны издержки от потерь электроэнергии, амортизационные отчисления на оборудование и кабельные линии.

В процессе выполнения мной изучено техническая и справочная литература, приобрел навыки составления однолинейных и развернутых схем электроснабжения.

Можно предположить, что результаты, полученные в данной работе, послужат материалом для дальнейшей исследовательской и конструкторской работы по улучшению электроснабжения производственных компаний.

Таким образом, можно сделать заключение, что цели и задачи ВКР достигнуты и решены, система электроснабжения комплекса по переработке металлолома рационально разработана с учетом современных требований уровня надежности, качества, электробезопасности и энергоэффективности.

Список используемых источников

1. Вахнина В.В. Проектирование систем электроснабжения. Учеб.-метод. пособие. – Тольятти: Изд-во ТГУ, 2016. – 78 с.
2. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки.
3. Защита электроустановок от прямых ударов молнии: Методические указания к курсовому и дипломному проектированию Сост.: Т.М.Щеголькова. -Н. Новгород, 2001. – 11с.
4. Киреева Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий: - Кнорус, 2011. -368 с.
5. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник. -М.: Интермет Инжиниринг, 2007. - 672 с.
6. Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. - 216 с.
7. Ополева, Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учеб. пособие. – М. : Форум; ИНФРА-М, 2018. – 416 с.
8. Правила устройства электроустановок. 7-е и 6-е изд. – М.: НЦ ЭНАС, 2017.
9. РД153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Н.Б. Неклепаева. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2002. - 152 с.
10. Светотехника и электротехнология: Методические указания по изучению дисциплины/Л.П.Шичков. М., 2012, 40 с.
11. Сибикин Ю. Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: учебное пособие. — Москва: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2022. – 367 с.
12. Справочная книга для проектирования электрического освещения /Под ред. Г.М. Кнорринга.: Энергия, 1976. -384 с.
13. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с.

14. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию промышленных предприятий и общественных зданий/ Т.В. Анчарова-М.: Издательский дом МЭИ, 2010. -745 с.
15. Справочные данные по расчетным коэффициентам электрических нагрузок. ВНИПИ 1990 г-118с.
16. Указания по расчету электрических нагрузок. ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 1992 г.
17. Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. - СПб.: ПЭИПК, 2003 - 350 стр.
18. Шеховцов, В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению: учеб. пособие – М.: ИНФРА-М, 2019. – 136 с.
19. Шпиганович А.Н. Электрика предприятий, организаций и учреждений. Электрическое освещение и сети. Осветительные приборы и сети – Липецк: Изд-во ЛГТУ, 2009. 318 с.
20. Яковлев А. В. Осветительные, облучательные и электротехнологические установки: учебное пособие/Иркутск: Изд. - во ИрГАУ, 2019 - 103с.