

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 Модернизация системы электроснабжения предприятия по переработке лома
цветных металлов

Обучающийся

Ж.Б. Бекешев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н. В.И. Платов

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

Тольятти 2024

Аннотация

Объектом разработки является предприятие по переработке лома цветных металлов.

Цель проекта: модернизация системы электроснабжения предприятия по переработке лома цветных металлов. Данная модернизация обусловлена реконструкцией котельной, в которой планируется заменить существующие паровые котлы ГМ-50/14 новыми электродкотлами.

Актуальность темы заключается в реконструкции котельной, в которой планируется заменить существующие паровые котлы ГМ-50/14 новыми электродкотлами. В связи значительным увеличением установленной мощности предприятия необходимо расширить пропускную способность питающей сети предприятия.

В представленной ВКР были освещены вопросы:

- выбор новых питающих силовых трансформаторов 110/10кВ;
- расчет системы собственных нужд проектируемой подстанции;
- проектирование системы освещения здания РУ-10кВ;
- расчет токов короткого замыкания;
- выбор кабельных линий и высоковольтного оборудования.

Выпускная квалификационная работа состоит из 52 страниц, в состав ее входит 15 таблиц, 10 рисунков.

Содержание

Введение.....	4
1 Общие сведения о предприятии и его электроснабжении, обосновании цели и задач модернизации	5
2 Разработка предложений по модернизации системы электроснабжения предприятия	8
2.1 Выбор силовых трансформаторов.....	8
2.2 Разработка схемы собственных нужд подстанции.....	10
2.3 Расчет токов короткого замыкания	18
2.4 Выбор кабелей и коммутационного оборудования	24
2.5 Система РЗиА	28
3 Обеспечение надежности и безопасности системы электроснабжения.....	32
3.1 Система освещения.....	322
3.2 Расчет заземления и молниезащиты подстанции	45
Заключение	50
Список используемых источников.....	51

Введение

Целью выпускной работы является расширение пропускной возможности питающей сети предприятия по переработке лома цветных металлов, повышение надежности электроснабжения цехов данного предприятия, повышение эксплуатационной гибкости. Данная модернизация обусловлена реконструкцией котельной, в которой планируется заменить существующие паровые котлы ГМ-50/14 новыми электродкотлами.

Модернизация системы электроснабжения также необходима в связи с физическим и моральным старением оборудования, что в свою очередь негативно сказывается на бесперебойности питания завода, качестве электроэнергии и эксплуатации энергооборудования.

Модернизация системы электроснабжения – это процесс обновления или улучшения существующей инфраструктуры электроэнергетики для повышения ее эффективности, надежности и соответствия современным требованиям.

Реализация данного проекта включает в себя возведение ПС 110/10кВ с двумя силовыми трансформаторами и ОРУ 110кВ; прокладку кабельной линии 110кВ от двух воздушных линий 110кВ до проектируемой ПС 110/10кВ, строительство РУ-10кВ с использованием комплектного распределительного устройства 10кВ, прокладку кабельных линий 10кВ от проектируемой РУ-10кВ до ВРУ котельной.

Для достижения поставленных целей в работе будет выполняться:

- выбор новых питающих силовых трансформаторов 110/10кВ;
- расчет системы собственных нужд проектируемой подстанции;
- проектирование системы освещения здания РУ-10кВ;
- расчет токов короткого замыкания;
- выбор кабельных линий и высоковольтного оборудования.

Для обеспечения безопасной работы и эксплуатации будет рассмотрены вопросы заземления и молниезащиты.

1 Общие сведения о предприятии и его электроснабжении, обосновании цели и задач модернизации

Предприятие специализируется на заготовке и переработке лома и отходов цветных металлов, имеет собственное литейное производство. Выходная продукция завода – алюминиевые сплавы, латунные сплавы, медную катанку, изделия из бронзы и другие продукты переработки.

На предприятии имеются существующие инженерные коммуникации: сети связи и электроснабжения, водопровод, канализация, сети газоснабжения, тепловые сети и др.

Котельная является основным источником теплоснабжения предприятия в сетевой воде (отопление, вентиляция и горячее водоснабжение).

В настоящий момент при эксплуатации производственно-отопительной котельной в неотопительный период в работе находится паровой котел ГМ-50/14 №3, который работает в технически недопустимых режимах с загрузкой ниже 40%, при которой значение КПД котла падает ниже 91%, опускаясь при минимальных нагрузках до 82,63%, что приводит к значительным пережогам топлива в неотопительный период и нестабильной работе котла.

В связи с этим предполагается реконструкция производственно-отопительной котельной с установкой нового энергоэффективного котельного оборудования на электроэнергию.

Реконструкция котельной с установкой водогрейного электродкотла включает в себя модернизацию системы электроснабжения. Реализация данного проекта включает в себя:

- возведение ПС 110/10кВ с двумя силовыми трансформаторами и ОРУ 110кВ элегазовыми выключателями;
- прокладка кабельной линии 110кВ от воздушной линии 110кВ «Восточная-110 – Восточная ГЭС» и от воздушной линии 110кВ

«Восточная-110 – Руба» до проектируемой ПС 110/10кВ, показанная на рисунке 1;

- строительство РУ-10кВ с использованием комплектного распределительного устройства 10кВ;
- прокладка кабельных линий 10кВ от проектируемой РУ-10кВ до ВРУ котельной, показанная на рисунке 2.

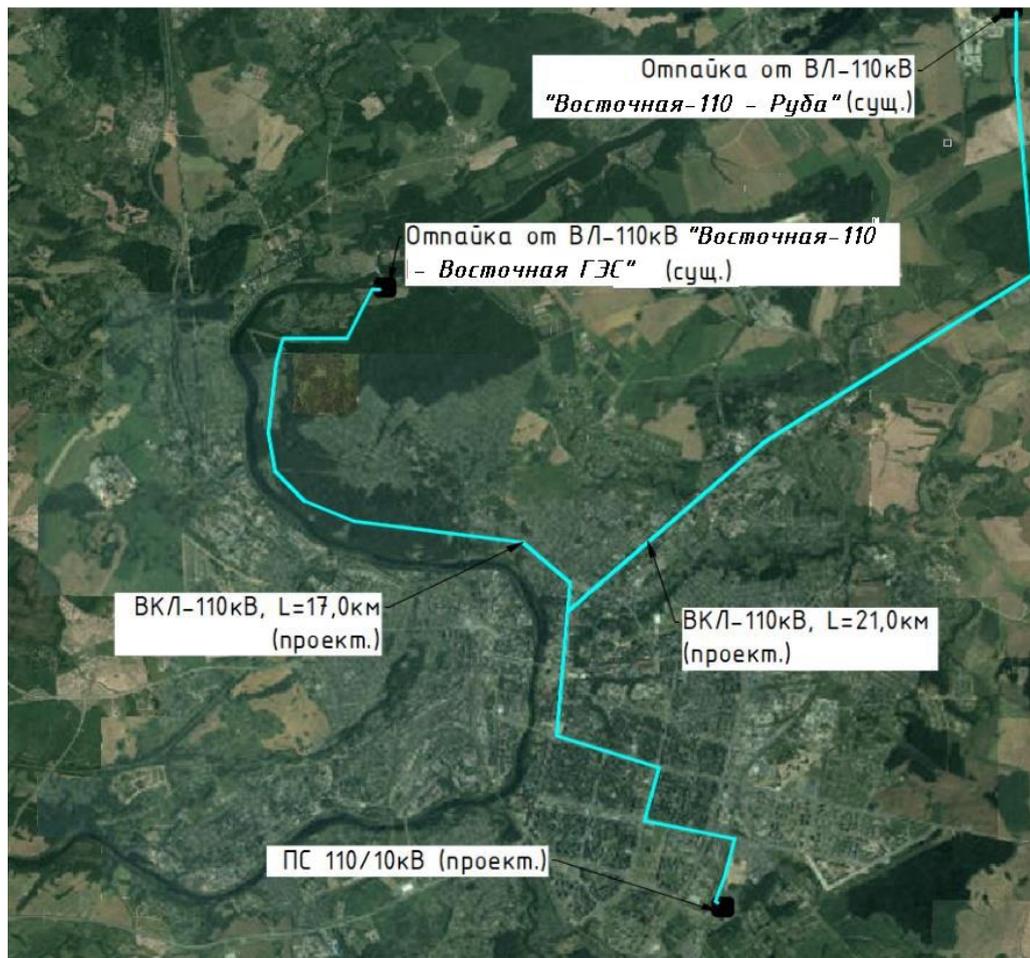


Рисунок 1 – План прокладки питающих линий 110кВ

На существующей производственно-отопительной котельной предполагается:

- возведение пристройки к существующему зданию котельной;

- установка 3-ех (трех) электроводогрейных котлов единичной производительностью 9,2 Гкал/ч (8,0 МВт), оборудованных силовыми щитами и щитами автоматики;
- установка оборудования автоматизации и связи котельной.

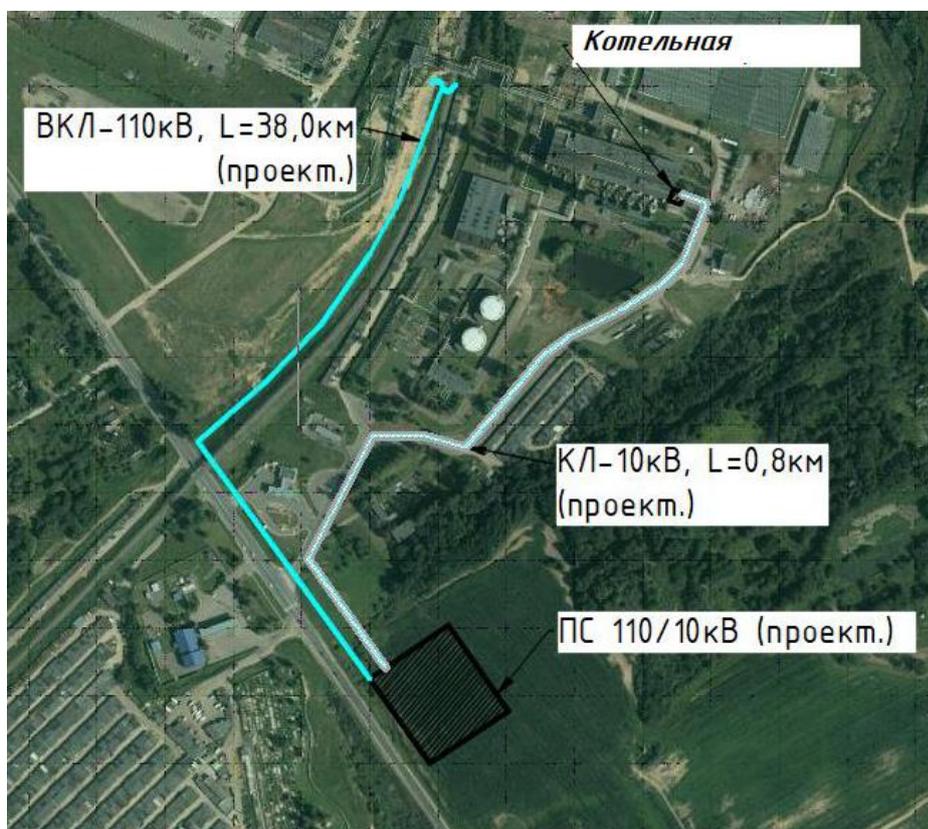


Рисунок 2 – План прокладки кабельных линий 10кВ

Ожидается, что устанавливаемое оборудование:

- в полном объеме будет покрывать нужды в тепловой энергии (сетевой воде) потребителей предприятия;
- будет рационально и энергоэффективно работать в период прохождения минимальных нагрузок (летний).

Вывод по разделу 1 - была дана общая информация о предприятии, были расписаны и разъяснены причины модернизации системы электроснабжения, а также этапы ее реализации.

2 Разработка предложений по модернизации системы электроснабжения предприятия

2.1 Выбор силовых трансформаторов

В связи значительным увеличением установленной мощности предприятия необходимо произвести замену существующих силовых трансформаторов на более мощные. Для повышения надежности работы проектируемой котельной принимается, что один котел будет находиться в горячем резерве, т.е. в готовности к включению при неисправности одного из котлов. В таком случае одновременно в работе будут находиться только 2 котла. Тогда суммарная нагрузка подстанции будет составлять:

$$S_p = 15+6+6 = 27 \text{ МВА.}$$

Структурная схема подстанции отображена на рисунке 3.

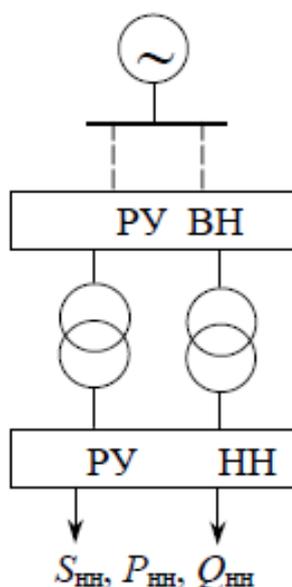


Рисунок 3 - Структурная схема подстанции

Номинальная мощность силовых трансформаторов находится из условия:

$$S_{ном.тр} \geq \frac{S_p}{n \cdot \beta_T}, \quad (1)$$

где n – число используемых трансформаторов;

β_T – коэффициент загрузки трансформаторов.

Проверка трансформатора по условию устойчивости аварийным перегрузкам:

$$S_{ном.тр} \geq \frac{S_p}{k_{нав} \cdot (n-1)}, \quad (2)$$

где $k_{нав}$ – коэффициент аварийной перегрузки трансформаторов.

Правила устройства электроустановок гласят, что для трансформаторов, допускаются аварийные и систематические перегрузки. В аварийных случаях для масляных трансформаторов возможна работа с превышением тока до 140% от нормального в течении 5 дней. Допустимые продолжительные перегрузки сухих трансформаторов устанавливаются заводской инструкцией. С учетом вышеизложенной информации кратность перегрузки для масляного трансформатора составляет 1,4, а для сухого – 1,2.

Найдем необходимую мощность новых трансформаторов, питающих предприятие по условиям (1) и (2) [3]:

$$S_{ном.тр} = \frac{27}{2 \cdot 0,7} = 19,3 \text{ МВА};$$

$$S_{ном.тр} \geq \frac{27}{1,4} = 19,3 \text{ МВА}.$$

По справочным данным производителей остановим выбор на трансформаторах типа ТДН-20000/110/10. Основные параметры выбранных силовых аппаратов вынесены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики ТД-20000/100

Тип	S_H , кВА	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	P_x , кВт	P_k , кВт	I_x , %	U_k , %
ТД-20000/110	20000	121	11	62	153	4,5	10,5

Это масляный двухобмоточный трехфазный трансформатор с обдувом и естественной циркуляцией масла, он выбран по критерию соотношения цены и качества.

2.2 Разработка схемы собственных нужд подстанции

Произведем расчет мощности потребления системой собственных нужд исходя из рекомендаций РТМ 36.18.32.4-92 [5].

В таблице 2 представлен список оборудования СН вместе с их необходимыми электрическими параметрами.

Таблица 2 – Ведомость электроприемников СН

№ на схеме	Наименование ЭП	P_n , кВт	$\cos\varphi_n$	K_u
ПВ	Приточный вентилятор	6	0,8	0,8
ПВ-А	Приточный вентилятор (резерв)	6	0,8	0,8
О-1 КРУ	Освещение ячеек 1 секции КРУ-10кВ	1	0,9	0,3
О-2 КРУ	Освещение ячеек 2 секции КРУ-10кВ	1	0,9	0,3
ПМ-1	Прожектор 1	3,8	0,9	0,4
ПМ-2	Прожектор 2	3,8	0,9	0,4
ПМ-3	Прожектор 3	3,8	0,9	0,4
ПМ-4	Прожектор 4	3,8	0,9	0,4
ЩРО	Щиток рабочего освещения	0,735	0,9	0,2
ЩАО	Щиток аварийного освещения	0,86	0,9	0,2
ЩПТ-1	Щит постоянного тока. Ввод 1	15	0,83	1
ЩПТ-2	Щит постоянного тока. Ввод 2	15	0,83	1
НО-1	Уличное освещение	5,2	0,9	0,4
НО-2	Уличное освещение	5,2	0,9	0,4
Обдув	Шкаф питания обдува трансформаторов	10,5	0,85	0,3
Обогрев	Щит обогрева выключателей и разъединителей 110кВ	6,5	0,9	0,3
ЭК	Электрокалорифер	55	0,9	0,6

«Расчетная активная мощность подключенных к узлу питания ЭП напряжением до 1кВ определяется по выражению:

$$P_p = K_p \cdot \sum K_{ui} \cdot P_{ni}, \quad (3)$$

где K_p – коэффициент расчетной нагрузки.

В случаях, когда расчетная мощность P_p окажется меньше номинальной наиболее мощного электроприемника, следует принимать $P_p = P_{н.макс.}$ » [18].

«Коэффициент расчетной мощности зависит от эффективного числа электроприемников, средневзвешенного коэффициента использования, а также от постоянной времени нагрева сети, для которой рассчитываются электрические нагрузки» [21].

«Эффективное число электроприемников $n_э$ – это такое число однородных по режиму работы электроприемников одинаковой мощности, которое обуславливает те же значения расчетной нагрузки, что и группа различных по мощности электроприемников. Величину $n_э$ рекомендуется определять по следующему выражению [6]:

$$n_э = \frac{(\sum P_{ni})^2}{\sum n \cdot P_{ni}^2} \gg [18]. \quad (4)$$

«Для группы, состоящей из ЭП различных категорий (т. е. с разными K_u), средневзвешенный коэффициент использования определяется по формуле:

$$K_u = \frac{\sum P_{ni} \cdot K_{ui}}{\sum P_{ni}} \gg [18]. \quad (5)$$

«Расчетная силовая реактивная нагрузка для магистральных шинопроводов и на шинах цеховых трансформаторных подстанций, а также при определении реактивной мощности в целом по цеху, корпусу, предприятию:

$$Q_p = K_p \cdot \sum P_{ni} \cdot K_{ui} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i \gg [18]. \quad (6)$$

Ток, потребляемый электроприемниками:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n}. \quad (7)$$

Найдем значение расчетной нагрузки первой секции ЩСН:

$$n_s = \frac{(6+1+3,8+3,8+0,735+15+5,2+10,5+55)^2}{6^2+1^2+3,8^2+3,8^2+0,735^2+15^2+5,2^2+10,5^2+55^2} \approx 3;$$

$$K_u = \frac{6 \cdot 0,8 + 1 \cdot 0,3 + 2 \cdot 3,8 \cdot 0,4 + 0,735 \cdot 0,2 + 15 \cdot 1 + 5,2 \cdot 0,4 + 10,5 \cdot 0,3 + 55 \cdot 0,6}{6+1+2 \cdot 3,8+0,735+15+5,2+10,5+55} = 0,61;$$

$$K_p = 1,04;$$

$$P_p = 1,04 \cdot (6 \cdot 0,8 + 1 \cdot 0,3 + 2 \cdot 3,8 \cdot 0,4 + 0,735 \cdot 0,2 + 15 \cdot 1 + 5,2 \cdot 0,4 + 10,5 \cdot 0,3 + 55 \cdot 0,6) = 64 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 1,1 \cdot (6 \cdot 0,8 \cdot 0,75 + 1 \cdot 0,3 \cdot 0,48 + 2 \cdot 3,8 \cdot 0,4 \cdot 0,48 + 0,735 \cdot 0,2 \cdot 0,48 + 15 \cdot 1 \cdot 0,67 + 5,2 \cdot 0,4 \cdot 0,48 + 10,5 \cdot 0,3 \cdot 0,62 + 55 \cdot 0,6 \cdot 0,48) = 37,7 \text{ квар};$$

$$S_p = \sqrt{64^2 + 37,7^2} = 74,3 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{74,3}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 112,9 \text{ А}.$$

Найдем значение расчетной нагрузки второй секции ЩСН:

$$n_3 = \frac{(6+1+3,8+3,8+0,86+15+5,2+6,5)^2}{6^2+1^2+3,8^2+3,8^2+0,86^2+15^2+5,2^2+6,5^2} = 4,9;$$

$$K_u = \frac{6 \cdot 0,8 + 1 \cdot 0,3 + 2 \cdot 3,8 \cdot 0,4 + 0,86 \cdot 0,2 + 15 \cdot 1 + 5,2 \cdot 0,4 + 6,5 \cdot 0,3}{6+1+2 \cdot 3,8+0,86+15+5,2+6,5} = 0,65;$$

$$K_p = 0,93;$$

$$P_p = 0,93 \cdot (6 \cdot 0,8 + 1 \cdot 0,3 + 2 \cdot 3,8 \cdot 0,4 + 0,86 \cdot 0,2 + 15 \cdot 1 + 5,2 \cdot 0,4 + 6,5 \cdot 0,3) = 25,4 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 1,1 \cdot (6 \cdot 0,8 \cdot 0,75 + 1 \cdot 0,3 \cdot 0,48 + 2 \cdot 3,8 \cdot 0,4 \cdot 0,48 + 0,86 \cdot 0,2 \cdot 0,48 + 15 \cdot 1 \cdot 0,67 + 5,2 \cdot 0,4 \cdot 0,48 + 6,5 \cdot 0,3 \cdot 0,48) = 19,1 \text{ квар};$$

$$S_p = \sqrt{25,4^2 + 19,1^2} = 31,8 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{31,8}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 48,3 \text{ А}.$$

Найдем значение общей расчетной нагрузки собственных нужд:

$$n_3 = \frac{(6+2 \cdot 1+4 \cdot 3,8+0,735+0,86+2 \cdot 15+2 \cdot 5,2+10,5+6,5+55)^2}{6^2+2 \cdot 1^2+4 \cdot 3,8^2+0,735^2+0,86^2+2 \cdot 15^2+2 \cdot 5,2^2+10,5^2+6,5^2+55^2} = 5;$$

$$K_u = \frac{2 \cdot 6 \cdot 0,8 + 2 \cdot 1 \cdot 0,3 + 4 \cdot 3,8 \cdot 0,4 + 0,735 \cdot 0,2 + 0,86 \cdot 0,2 + 2 \cdot 15 \cdot 1 + 2 \cdot 5,2 \cdot 0,4 + 10,5 \cdot 0,3 + 6,5 \cdot 0,3 + 55 \cdot 0,6}{2 \cdot 6 + 2 \cdot 1 + 4 \cdot 3,8 + 0,735 + 0,86 + 2 \cdot 15 + 2 \cdot 5,2 + 10,5 + 6,5 + 55} = 0,61;$$

$$K_p = 0,92;$$

$$P_p = 0,92 \cdot (2 \cdot 6 \cdot 0,8 + 2 \cdot 1 \cdot 0,3 + 4 \cdot 3,8 \cdot 0,4 + 0,735 \cdot 0,2 + 0,86 \cdot 0,2 + 2 \cdot 15 \cdot 1 + 2 \cdot 5,2 \cdot 0,4 + 10,5 \cdot 0,3 + 6,5 \cdot 0,3 + 55 \cdot 0,6) = 77,3 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 1,1 \cdot (2 \cdot 6 \cdot 0,8 \cdot 0,75 + 2 \cdot 1 \cdot 0,3 \cdot 0,48 + 4 \cdot 3,8 \cdot 0,4 \cdot 0,48 + 0,735 \cdot 0,2 \cdot 0,48 + 0,86 \cdot 0,2 \cdot 0,48 + 2 \cdot 15 \cdot 1 \cdot 0,67 + 2 \cdot 5,2 \cdot 0,4 \cdot 0,48 + 10,5 \cdot 0,3 \cdot 0,62 + 6,5 \cdot 0,3 \cdot 0,48 + 55 \cdot 0,6 \cdot 0,48) = 52,8 \text{ квар};$$

$$S_p = \sqrt{77,3^2 + 52,8^2} = 93,7 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{93,7}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 142,3 \text{ А}.$$

Трансформаторы собственных нужд как правило выбирают исходя из всей мощности СН. Такой подход позволяет выполнить полную резервируемость мощностей при неисправности одного из ТСН.

Найдем мощность ТСН подстанции:

$$S_{ном.тр} \geq S_{расч}, \quad (8)$$
$$S_{ном.тр} \geq 93,7 \text{ кВА.}$$

Принимаем трансформатор типа ТСЛ номинальной мощностью 100кВА.

При проектировании распределительной электрической сети необходимо знать значения токов, идущих по токоведущим частям. В общем случае значение тока трехфазного устройства находится как [2]:

$$I_p = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi_n \cdot \eta_n}. \quad (9)$$

Пусковое значение тока устройства [15]:

$$I_{пуск} = I_p \cdot K_n, \quad (10)$$

где K_n – кратность пускового тока.

Для примера найдем токи, характеризующие номинальный и пусковой режимы вентилятора ПВ по соответствующим выражениям (9), (10):

$$I_p = \frac{5,5}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,8} = 9,9 \text{ А;}$$

$$I_n = 9,9 \cdot 6 = 59,5 \text{ А.}$$

Итоги вычислений рабочих и пиковых токов сведены в таблице 3.

Таблица 3 – Итоги расчетов токов приемников СН

№ на схеме	P_n , кВт	$\cos\varphi_n$	K_n	I_p , А	I_n , А
ПВ	6	0,8	6	11,4	68,5
ПВ-А	6	0,8	6	11,4	68,5
О-1 КРУ	1	0,9	1	1,7	-
О-2 КРУ	1	0,9	1	1,7	-
ПМ-1	3,8	0,9	1	6,4	-
ПМ-2	3,8	0,9	1	6,4	-
ПМ-3	3,8	0,9	1	6,4	-
ПМ-4	3,8	0,9	1	6,4	-
ЩРО	0,735	0,9	1	1,2	-
ЩАО	0,86	0,9	1	1,5	-
ЩПТ-1	15	0,83	1	27,5	-
ЩПТ-2	15	0,83	1	27,5	-
НО-1	5,2	0,9	1	8,8	-
НО-2	5,2	0,9	1	8,8	-
Обдув	10,5	0,85	6	18,8	112,7
Обогрев	6,5	0,9	1	11,0	-
ЭК	55	0,9	1	93,0	-

Для питания потребителей собственных нужд будет использован щит собственных нужд переменного тока серии ШНЭ 8300 производства ЭКРА. Конструктивно щиты выполняются в виде сборных шкафов напольной установки [7].

«Автоматические выключатели служат для нечастых коммутаций (несколько раз в смену) и защиты электрических цепей от токов аномальных режимов. Они являются более совершенными аппаратами по сравнению с предохранителями, так как отключают одновременно три фазы защищаемой цепи, что особенно важно для электродвигателей, готовы к быстрому восстановлению электроснабжения. после аварийных отключений, имеют более точные защитные характеристики и т.д.

Наиболее часто применяются автоматические выключатели с тепловыми, электромагнитными и комбинированными расцепителями. Тепловые расцепители защищают от перегрузок, а электромагнитные – от токов КЗ. Комбинированный расцепитель представляет собой сочетание теплового и электромагнитного расцепителя» [15, с. 157].

Условие подбора автоматического выключателя [13]:

$$I_{ном.р} \geq I_p. \quad (11)$$

где $I_{ном.р}$ – номинальный ток расцепителя автомата, А.

Ток срабатывания расцепителя [12]:

$$I_{ср.р} = K_{ТО} \cdot I_{ном.р}, \quad (12)$$

где $K_{ТО}$ – кратность тока отсечки.

При этом данный параметр должен соответствовать условию

$$I_{ср.р} \geq 1,25 \cdot I_{ниск}, \quad (13)$$

Шкаф ШНЭ 8300 комплектуется автоматическими выключателями фирмы Schneider Electric типа Acti 9 [21]. Выбор данных аппаратов показан в таблице 4.

Таблица 4 – Выбор защитных устройств

№ на схеме	I_p , А	$I_{пуск}$, А	Тип АВ	$I_{ном.р}$, А	$I_{ср.р}$, А
ПВ	11,4	68,5	iC60N C12,5	12,5	125
ПВ-А	11,4	68,5	iC60N C12,5	12,5	125
О-1 КРУ	1,7	-	iC60N C2,5	2,5	25
О-2 КРУ	1,7	-	iC60N C2,5	2,5	25
ПМ-1	6,4	-	iC60N C8	8	80
ПМ-2	6,4	-	iC60N C8	8	80
ПМ-3	6,4	-	iC60N C8	8	80
ПМ-4	6,4	-	iC60N C8	8	80
ЩРО	1,2	-	iC60N C2,5	2,5	25
ЩАО	1,5	-	iC60N C2,5	2,5	25
ЩПТ-1	27,5	-	iC60N C32	32	320
ЩПТ-2	27,5	-	iC60N C32	32	320
НО-1	8,8	-	iC60N C10	10	100
НО-2	8,8	-	iC60N C10	10	100
Обдув	18,8	112,7	iC60N C20	20	200
Обогрев	11,0	-	iC60N C16	16	160
ЭК	93,0	-	NSX100	100	1000

«Проводники электрических сетей всех видов и назначений выбираются или проверяются по допустимому нагреву длительным расчетным током по условию:

$$I_{\text{доп}} \geq I_p / K_n, \quad (14)$$

где $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток кабеля, А;

K_n – поправочный коэффициент на фактические условия прокладки проводов и кабелей.

Для электрических сетей до 1кВ, как правило, поправочный коэффициент K_n определяется как:

$$K_n = K_1 \cdot K_2, \quad (15)$$

где K_1, K_2 – коэффициенты, учитывающие фактическую температуру окружающей среды и количество совместно проложенных проводников» [15, с.187].

Значение допустимого тока выбранного кабеля должно быть номинального тока аппарата, который его защищает, что бы обеспечить целостность кабеля при перегрузках:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{ном.з}} \quad (16)$$

где $I_{\text{ном.з}}$ – номинальный ток устройства защиты.

Выберем кабель для электродвигателя приточного вентилятора ПВ.

$$I_{\text{доп}} \geq 11,4 / (1 \cdot 1) = 11,4 \text{ А.}$$

$$I_{\text{доп}} \geq 12,5 \text{ А.}$$

Найдем в справочной литературе [13] тип кабеля, удовлетворяющего

расчетным условиям, а именно ВВГ 4×2,5 с допустимым током 25 А. Итоговый отчет по выбору проводников сведен в таблице 5.

Таблица 5 – Выбор кабелей для ЭП

№ на схеме	I_p , А	K_1	K_2	$I_{ном.р.}$, А	Марка кабеля	$I_{доп}$, А
ПВ	11,4	1	1	12,5	ВВГ 5×1,5	19
ПВ-А	11,4	1	1	12,5	ВВГ 5×1,5	19
О-1 КРУ	1,7	1	1	2,5	ВВГ 5×1,5	19
О-2 КРУ	1,7	1	1	2,5	ВВГ 5×1,5	19
ПМ-1	6,4	1	1	8	ВВГ 5×1,5	19
ПМ-2	6,4	1	1	8	ВВГ 5×1,5	19
ПМ-3	6,4	1	1	8	ВВГ 5×1,5	19
ПМ-4	6,4	1	1	8	ВВГ 5×1,5	19
ЩРО	1,2	1	1	2,5	ВВГ 5×1,5	19
ЩАО	1,5	1	1	2,5	ВВГ 5×1,5	19
ЩПТ-1	27,5	1	1	32	ВВГ 4×4	35
ЩПТ-2	27,5	1	1	32	ВВГ 4×4	35
НО-1	8,8	1	1	10	ВВГ 5×1,5	19
НО-2	8,8	1	1	10	ВВГ 5×1,5	19
Обдув	18,8	1	1	20	ВВГ 4×2,5	25
Обогрев	11,0	1	1	16	ВВГ 4×1,5	19
ЭК	93,0	1	1	100	ВВГ 4×35+1×16	120

Выбранные кабели могут обеспечить требуемую пропускную способность, являются достаточно долговечными и имеют сравнительно невысокую стоимость.

2.3 Расчет токов короткого замыкания

Для расчета токов КЗ в сети выше 1000В используется ГОСТ 27514-87 [4] и РД 153-34.0-20.527-98 [16].

«Для выбора и проверки электрооборудования допускается упрощенные методы расчета токов КЗ, если их погрешность не превышает 5-10%. При этом определяют:

- начальное значение периодической составляющей тока КЗ;
- ударный ток КЗ.» [4].

«При приближенных расчётах начальное действующее значение периодической составляющей тока в месте КЗ допускается определять по методу эквивалентного генератора, приняв ЭДС всех источников электроэнергии равной нулю и используя формулу:

$$I_{n0} = \frac{c}{X_{\text{экв}(\bar{b})}} \cdot I_{\bar{b}}, \quad (17)$$

где c – коэффициент, значение которого рекомендуется принимать равным $c = 1,1$ – при определении максимального значения тока КЗ, $c = 1,0$ – при определении минимального значения тока КЗ;
 $X_{\text{экв}(\bar{b})}$ – результирующее эквивалентное сопротивление расчетной схемы относительно точки КЗ, в относительных единицах, при выбранных базисных условиях;
 $I_{\bar{b}}$ – базисный ток той ступени напряжения сети, где находится точка КЗ.» [4].

Базисный ток рассчитывается по следующему выражению:

$$I_{\bar{b}} = \frac{S_{\bar{b}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{b}}}, \quad (18)$$

где $S_{\bar{b}}$ – принятая базисная мощность;
 $U_{\bar{b}}$ – базисное напряжение.

«Если расчетная схема содержит только последовательно включенные элементы, то ударный ток следует определять по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot K_{y\partial}, \quad (19)$$

где $K_{y\partial}$ – ударный коэффициент.» [16].

При прохождении большого тока по кабелю, происходит нагрев его токоведущей части, что соответственно ведет и к нагреву ее изоляции. При

токах КЗ проводники могут нагреваться до таких температур, что происходит разрушение изоляции. Способность кабеля выдерживать данные перегревы характеризуются таким параметром как тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = I_{n0}^2 (t_{отк} + T_a), \quad (20)$$

где $t_{отк}$ – время отключения защитного аппарата участка сети;

T_a – постоянная времени затухания [1].

Время работы максимальной токовой защиты для линии 110кВ составляет 0,8 с, время работы МТЗ ввода РУ-10кВ составляет 0,3 с, время токовой отсечки отходящих ячеек 10кВ от токов КЗ составляет 0,1 с.

«Если для конкретного узла сети известно значение мощности трехфазного КЗ от системы $S_{кз.с}$, то эквивалентное индуктивное сопротивление системы в омах может быть определено по выражению:

$$X_c^* = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{кз.с}} \text{ .} \text{» [4].} \quad (21)$$

«Сопротивление линии:

$$X_L^* = \sqrt{(R_{L,y\delta} \cdot L)^2 + (X_{L,y\delta} \cdot L)^2} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2}, \quad (22)$$

где L – длина проводника;

$R_{L,y\delta}$, $X_{L,y\delta}$ – погонное активное и реактивное сопротивления соответственно.

Сопротивления трансформатора в относительных единицах:

$$X_T^* = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном.тр}}, \quad (23)$$

где $U_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

$S_{ном.тр}$ – номинальная мощность трансформатора.» [10].

На рисунке 4 покажем расчетную схему сети. Она предназначена для визуального понимания конфигурации электросети, а также отражает важные характеристики используемого оборудования, их расчетные данные.

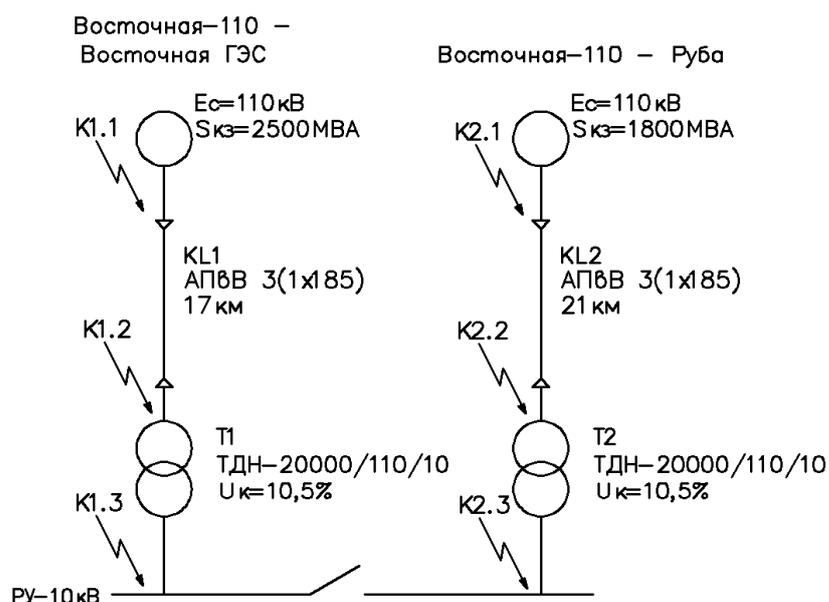


Рисунок 4 – Расчетная схема сети

Примем следующие базисные величины: $S_б=100$ МВА, $U_{б1}=110$ кВ, $U_{б2}=10$ кВ. Рассчитаем базисные токи:

$$I_{б1} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 525 \text{ А};$$

$$I_{б2} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 5774 \text{ А}.$$

Определим сопротивления элементов сети по выражениям (21)-(23):

$$X_T^* = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{20} = 0,525;$$

$$X_{c1}^* = \frac{100}{2500} = 0,04;$$

$$X_{c2}^* = \frac{100}{1800} = 0,056;$$

$$X_{L1}^* = \sqrt{(0,164 \cdot 17)^2 + (0,207 \cdot 17)^2} \cdot \frac{100}{110^2} = 0,037;$$

$$X_{L2}^* = \sqrt{(0,164 \cdot 21)^2 + (0,207 \cdot 21)^2} \cdot \frac{100}{110^2} = 0,046.$$

На рисунке 5 показана схема замещения, в которой все влияющие элементы сети заменены на их эквиваленты с расчетными параметрами, которые используются для расчета режима работы сети, в данном случае для нахождения токов КЗ.

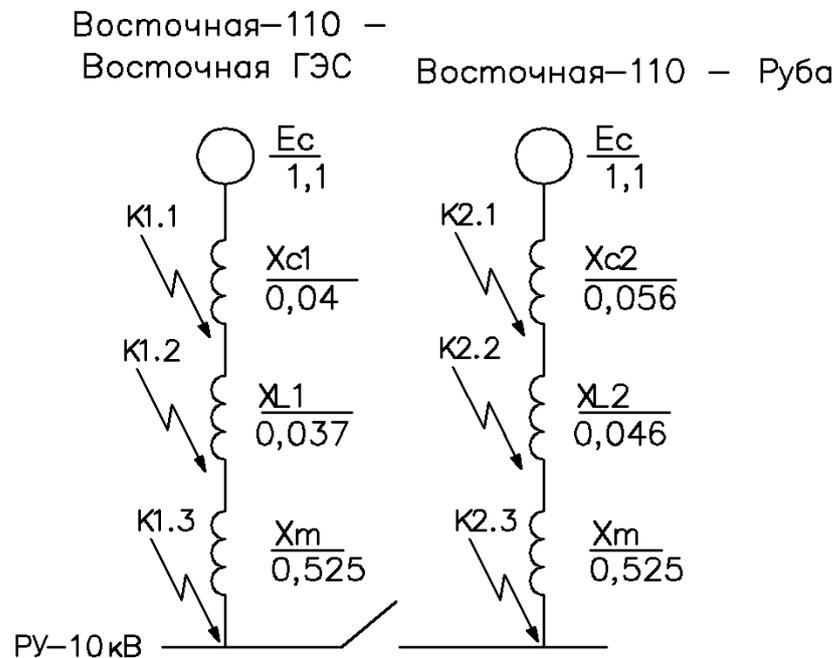


Рисунок 5 – Схема замещения

Определим действующие значения токов КЗ, ударные токи КЗ и

тепловой импульс тока КЗ для каждой из точек короткого замыкания [7]:

$$I_{n0(K1.1)} = \frac{1,1 \cdot 525}{0,04} = 14,4 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial(K1.1)} = \sqrt{2} \cdot 14,4 \cdot 1,8 = 36,7 \text{ кА};$$

$$B_{\kappa(K1.1)} = 14,4^2 \cdot (0,8 + 0,04) = 175 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{n0(K2.1)} = \frac{1,1 \cdot 525}{0,056} = 10,4 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial(K2.1)} = \sqrt{2} \cdot 10,4 \cdot 1,8 = 26,4 \text{ кА};$$

$$B_{\kappa(K2.1)} = 10,4^2 \cdot (0,8 + 0,04) = 90,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{n0(K1.2)} = \frac{1 \cdot 525}{0,04 + 0,037} = 7,5 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial(K1.2)} = \sqrt{2} \cdot 7,5 \cdot 1,8 = 19,1 \text{ кА};$$

$$B_{\kappa(K1.2)} = 7,5^2 \cdot (0,8 + 0,04) = 47,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{n0(K2.2)} = \frac{1 \cdot 525}{0,056 + 0,046} = 5,7 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial(K2.2)} = \sqrt{2} \cdot 5,7 \cdot 1,8 = 14,5 \text{ кА};$$

$$B_{\kappa(K2.2)} = 5,7^2 \cdot (0,8 + 0,04) = 27,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{n0(K1.3)} = \frac{1 \cdot 5774}{0,04 + 0,037 + 0,525} = 10,5 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial(K1.3)} = \sqrt{2} \cdot 10,5 \cdot 1,8 = 26,8 \text{ кА};$$

$$B_{\kappa(K1.3)} = 10,5^2 \cdot (0,3 + 0,04) = 37,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{n0(K2.3)} = \frac{1 \cdot 5774}{0,056 + 0,046 + 0,525} = 10,1 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial(K1.3)} = \sqrt{2} \cdot 10,1 \cdot 1,8 = 25,8 \text{ кА};$$

$$B_{\kappa(K1.3)} = 10,1^2 \cdot (0,3 + 0,04) = 34,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Импульс квадратичного тока для отходящих линий РУ-10кВ:

$$B_{\kappa(K1.3)} = 10,5^2 \cdot (0,1 + 0,04) = 15,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Полученные результаты, совместно с результатами расчета рабочих токов, позволяют обоснованно выбрать эффективные и надежные коммутационные аппараты.

2.4 Выбор кабелей и коммутационного оборудования

Для выбора кабелей и коммутационного оборудования в первую очередь необходимо знать значения протекающих токов. При этом рассчитываются как рабочие токи, так и токи, появляющиеся в аварийном режиме, которые отличаются от рабочих в несколько раз. Это допустимо, поскольку аварийные режимы не являются длительными.

Расчетный ток для линий трансформатора в нормальном режиме:

$$I_{p.mp} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_n}. \quad (24)$$

Ток аварийного режима трансформатора определяется из перегрузочной способности трансформатора:

$$I_{a.mp} = \frac{k_{нав} \cdot S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_n}. \quad (25)$$

Для удобства и наглядности расчета представим определение токов линий в виде таблицы. Результаты расчетов представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Определение токов линий

Линия	$S_{н\prime}$, кВА	$k_{наг}$	$U_{н\prime}$, кВА	I_p , А	$I_{ра}$, А
ПС-110 на стороне 110 кВ	20000	1,4	110	105	147
ПС-110 на стороне 10 кВ	20000	1,4	10	1156	1618
ТСН	100	1,2	10	5,6	6,7
Электростанция	6000	-	10	346	-

«Сечения проводников должны быть проверены по экономической плотности тока. Экономически целесообразное сечение $F_{э}$, мм, определяется из соотношения:

$$F_{э} = \frac{I_p}{j_{э}}, \quad (26)$$

где I_p – расчетный ток в час максимума энергосистемы, А;

$j_{э}$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм²,
для заданных условий работы, выбираемое по таблице 1.3.36 [12].

Сечение, полученное в результате указанного расчета, округляется до ближайшего стандартного сечения. Расчетный ток принимается для нормального режима работы, т. е. увеличение тока в послеаварийных и ремонтных режимах сети не учитывается» [8].

Проверка кабелей по допустимому току:

$$I_{доп} \geq I_{ра}, \quad (27)$$

где $I_{доп}$ – длительно допустимый ток проводника, А;

$I_{ра}$ – ток в послеаварийном режиме, А.

«Проверка кабелей на нагрев токами КЗ должна производиться для:

- одиночных кабелей одной строительной длины, исходя из КЗ в начале кабеля;

- одиночных кабелей со ступенчатыми сечениями по длине, исходя из КЗ в начале каждого участка нового сечения;
- пучка из двух и более параллельно включенных кабелей, исходя из КЗ непосредственно за пучком (по сквозному току КЗ)» [11].

Сечение кабеля по термической устойчивости:

$$F \geq \frac{\sqrt{B_k}}{C_T}, \quad (28)$$

где B_k – тепловой импульс тока КЗ, A^2c ;

C_T – коэффициент проводника, $A \cdot c^{0,5}/mm^2$.

Произведем выбор проводника питающей воздушной линии. К прокладке примем кабель из сшитого полиэтилена марки АПВВ-110кВ. Прокладка данного кабеля будет производиться в земле с расположением жил в плоскости. Число часов использования максимальной нагрузки для подстанции по проекту составляет $T_{max} = 2500$ ч. Тогда для линии экономическую плотность принимаем $j_э = 1,6$. Сечение проводника по (26):

$$F_э = \frac{105}{1,6} = 65 \text{ мм}^2.$$

Примем ближайшее сечение данного типа кабеля АПВВ $3(1 \times 185) \text{ мм}^2$ с длительно допустимым током $I_{дон} = 333 \text{ А}$.

Проверка кабеля на действие тока нагрева:

$$333 \text{ А} \geq 147 \text{ А}.$$

Минимальное сечение по термической стойкости:

$$F = \frac{\sqrt{175 \cdot 10^6}}{100} = 132 \text{ мм}^2.$$

По каталожным данным выберем АПВВ 3(1×185). Для новых электрокотлов, ТСН и уже проложенных проводников, подбор и проверка кабеля сведена в таблице 7.

Таблица 7 – Выбор кабельных линий 6кВ

Линия	I_p , А	$I_{ра}$, А	Расчетные сечения		Выбранный кабель		
			$F_{э}$, мм ²	F_T , мм ²	Марка	Сечение жил	$I_{дон}$, А
ПС-110 Ввод 1, Ввод 2	105	147	65	132	АПВП-110	3(1×185)	333
ТСН-1, ТСН-2	5,6	6,7	4	39	АПВП-10	3×50	156
Электрокотел	346	-	242	39	АПВП-10	2(3×120)	530
Цех 101	202	-	126	39	АСБл-10	3×150	210
Цех 201	173	-	108	39	АСБл-10	3×120	185
Цех 202	231	-	144	39	АСБл-10	3×150	210
Цех 301	260	-	162	39	АСБл-10	3×240	270

В качестве коммутационных аппаратов для РУ-110кВ будут выступать элегазовый колонковый выключатель ВГКТ-СВЭЛ-110 и разъединитель РГ-СВЭЛ-110 фирмы СВЭЛ. Технический подбор аппаратов для измерения тока и напряжения представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Выбор оборудования РУ-110кВ

Вид	Условия	Расчетные данные	ВГКТ-СВЭЛ-110	РГ-СВЭЛ-110	ТГ-СВЭЛ-110	ЗНГ-СВЭЛ-110
По номинал. напряжению	$U_n \geq U_p$, кВ	110	234	123	123	123
По номинал. току	$I_n \geq I_p$, А	294	2500	2500	400	-
По динамич. стойкости	$i_{дин} \geq i_{уд}$, кА	36,7	80	80	50	-
По термич. стойкости	$I_{тер.н.}^2 \cdot t_{тер.н} \geq B_k$	175	3200	3200	2000	-
По отключ. способности	$I_{откл} \geq I_n$, кА	14,4	40	-	25	-

РУ-10кВ будет укомплектовано КРУ-СВЭЛ-10. В КРУ установлены вакуумные выключатели ВВ-СВЭЛ-10 фирмы СВЭЛ. Во всех ячейках устанавливается заземляющий нож ЗР-СВЭЛ-10 фирмы СВЭЛ. Измерение величины тока будет производиться трансформатором тока типа ТОЛ-СВЭЛ-10. Измерение величины напряжения будет производиться трансформатором напряжения типа ЗНОЛ-СВЭЛ-10. Технический подбор данных аппаратов представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор оборудования РУ-10кВ

Вид	Условия	Расчетные данные	КРУ-СВЭЛ-10	ВВ-СВЭЛ-10	ТОЛ-СВЭЛ-10	ЗР-СВЭЛ-10
По номинал. напряжению	$U_n \geq U_p$, кВ	10	10	10	10	10
По номинал. току	$I_n \geq I_p$, А	1618	2000	2000	20-2000	-
По динамич. стойкости	$i_{дин} \geq i_{уд}$, кА	26,8	51	51	51	51
По термич. стойкости	$I_{тер.н.}^2 \cdot t_{тер.н} \geq B_k$	37,8	625	625	625	625
По отключ. способности	$I_{откл} \geq I_n$, кА	10,5	25	25	25	-

Выбранные и приведенные выше аппараты, включающие высоконадежные вакуумные выключатели ВВ-СВЭЛ-10, способны обеспечить высокую надежность распределительного устройства.

2.5 Система РЗА

Устройства АВР служат для восстановления питания потребителей путем автоматического присоединения резервного источника питания при отключении рабочего источника питания, приводящем к обесточиванию электроустановок потребителя.

Собственные нужд подстанции относятся ко 2-ой категории электроснабжения. Согласно ПУЭ [12], электроприемники второй категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух

независимых взаимно резервирующих источников питания, следовательно, на вводах питания необходимо предусмотреть схему АВР.

В нашем случае в выбранном шкафу ШНЭ 8300 реализована схема включения резерва типа «Крест», которая в простом виде показана на рисунке 6.

В данной схеме питание на кабельном вводе отслеживается реле напряжения KV1 и KV4. Аппаратами защиты служат выключателями QF1 и QF2.

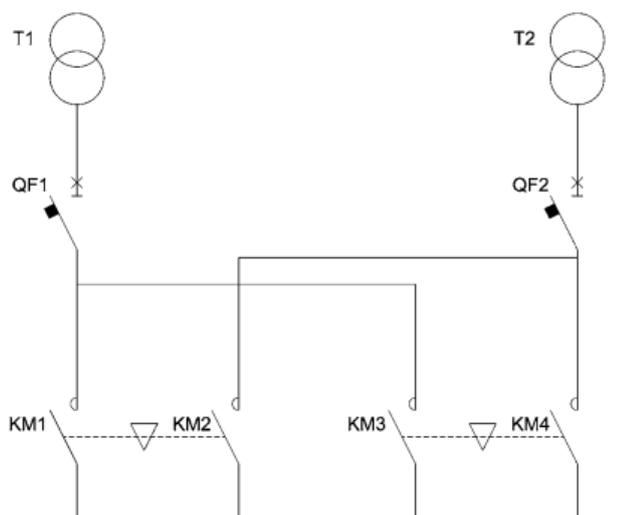


Рисунок 6 - Поясняющая схема АВР «Крест»

Когда на вводе №1 есть питающее напряжение, то реле напряжения KV1 своим контактом KV1.1 питает промреле KL1. Данное реле служит для подтягивания магнитного пускателя KM1, который запитывает первую секцию от ввода №1, также вместе этим своим НЗ контактом KL1.2 разрывает цепь катушки пускателя KM2. Это делает невозможность питания первой секции от ввода №2.

Когда на вводе №2 есть питающее напряжение, то реле напряжения KV4 своим контактом KV4.1 питает промреле KL2. Данное реле служит для подтягивания магнитного пускателя KM4, который запитывает вторую

секцию от ввода №2, также вместе этим своим НЗ контактом KL2.2 разрывает цепь катушки пускателя КМ3. Это делает невозможность питания второй секции от ввода №1.

Когда происходит падение напряжения на вводе №1 ниже установленного значения, при условии наличия напряжения на вводе №2, реле напряжения KV1 обесточивает реле KL1, которое своим контактом KL1.1 отключает магнитный пускатель КМ1, но одновременно с этим своим НЗ контактом подтягивает магнитный пускатель КМ2. Данный пускатель питает первую секцию от ввода №2. Когда напряжение на вводе №1 снова появляется, то питание секций возвращается к проектной схеме, т.е. каждая секция запитывается от своих вводов через соответствующие пускатели.

Аналогичным образом когда происходит падение напряжения на вводе №2 ниже установленного значения, при условии наличия напряжения на вводе №1, реле напряжения KV4 обесточивает реле KL2, которое своим контактом KL2.1 отключает магнитный пускатель КМ4, но одновременно с этим своим НЗ контактом подтягивает магнитный пускатель КМ3. Данный пускатель питает вторую секцию от ввода №1. Когда напряжение на вводе №1 снова появляется, то питание секций возвращается к проектной схеме, т.е. каждая секция запитывается от своих вводов через соответствующие пускатели.

Сигнальная индикация HL1 и HL4 указывает, но нормальный режим работы схемы. Это соответствует случаю, когда каждая секция запитана от собственного ввода. Сигнальная индикация HL1 и HL4 говорит о аварийном режиме работе схемы. Это значит, что произошла работа АВР, т.е. одна из секций стала получать питания через смежный резервный ввод. В это время сигнальная индикация HL1 или HL4 не горит. Если никакая индикация не горит, то это говорит о том, что питания нет на обоих вводах.

В данной схеме также присутствует блокировка работы АВР при коротком замыкании на одной из секций. При работе токовой защиты вводные автоматические выключатели QF1 и QF2 своими контактами

разрывают цепь питания катушек контакторов КМ2 и КМ3, которые отвечают за включение резервного питания.

Выводы по разделу 2.

Разработанные технические решения по модернизации системы электроснабжения предприятия учитывают изменения в его работе и новые требования к электроснабжению, что приводит к повышению надежности системы в целом. Спроектированная система собственных нужд подстанции с заменой трансформаторов собственных нужд также способствует повышению надежности электроснабжения объекта. Выбранные силовые трансформаторы по своим параметрам достаточны для электроснабжения всех потребителей. На основании расчета токов короткого замыкания было выбрано коммутационное оборудование и кабельные линии, отвечающее современным требованиям.

3 Обеспечение надежности и безопасности системы электроснабжения

3.1 Система освещения

Общее освещение подразумевает размещение светильников в верхней части помещения.

Параметры помещений, необходимые для светотехнического расчета даны в таблице 10.

Таблица 10 – Параметры помещений

Наименование помещений	Размер помещения (АхВхН), м	Площадь, м ²	Нормированная освещенность (E_{min}), лк
РУ-10кВ	13,1×6,9×3,5	90,4	150
Приточная венткамера	6,9×4,4×3,5	30,4	50

На рисунке 7 наглядно отражены параметры для определения высоты подвеса светильников, которая является основной характеристикой светотехнического расчета, и определяется следующим образом:

$$H_p = H - (h_c + h_p). \quad (29)$$

где H - высоты помещения;

h_c - высоты свеса светильника;

h_p - высоты рабочей поверхности.

Определим значение H_p для каждого помещения:

$$H_{P(РУ-6кВ)} = 3,5 - (0,5 + 0,8) = 2,2 \text{ м}, \quad H_p = H - (h_c + h_p).$$

$$H_{P(ПВ)} = 3,5 - (0,5 + 0,8) = 2,2 \text{ м}.$$

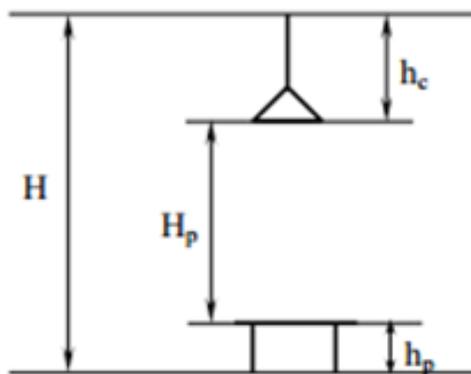


Рисунок 7 - Размещение светильника по высоте помещения

«Расстояние между светильниками зависит от наивыгоднейшего относительного расстояния между светильниками (L/H_p) , которое определяется кривой силы света светильника:

$$L = \left(\frac{L}{H_p} \right) \cdot H_p \gg [9]. \quad (30)$$

«Число рядов светильников определяется по выражению:

$$R = \frac{B - 2 \cdot l}{L} + 1, \quad (31)$$

где B – ширина помещения, м.

l – расстояние от крайних светильников или рядов светильников до стены (принижается $(0,3-0,5) L$ в зависимости от наличия вблизи стен рабочих мест).

Полученный результат округляется до ближайшего целого числа, после чего пересчитывается реальное расстояние:

$$L_B = \frac{B - 2l}{R - 1} \gg [9]. \quad (32)$$

Определение расположение рядов источников света для РУ-10кВ:

$$L = 1,6 \cdot 2,2 = 3,5 \text{ м.}$$

$$l = (0,3...0,5) \cdot 3,5 = 1,5 \text{ м.}$$

$$R = \frac{6,9 - 2 \cdot 1,5}{3,5} + 1 \approx 3.$$

$$L_B = \frac{6,9 - 2 \cdot 1,5}{3 - 1} = 1,95 \text{ м.}$$

Определение расположения рядов источников света для помещения
венткамеры:

$$L = 1,6 \cdot 2,2 = 3,5 \text{ м.}$$

$$l = (0,3...0,5) \cdot 3,5 = 1,2 \text{ м.}$$

$$R = \frac{4,4 - 2 \cdot 1,2}{3,5} + 1 \approx 2.$$

$$L_B = \frac{4,4 - 2 \cdot 1,2}{2 - 1} = 2 \text{ м.}$$

Результаты расположения рядов занесем в таблицу 11.

Таблица 11 – Размещение рядов светильников

Наименование помещений	h_c , м	h_p , м	H_p , м	L , м	l , м	R	L_B , м
РУ-10кВ	0,5	0,8	2,2	3,5	1,5	3	1,95
Приточная венткамера	0,5	0,8	2,2	3,5	1,2	2	2

«В результате светотехнического расчета освещения определяются значения светового потока принятого источника света $\Phi_{л}$, на основании которого по справочной литературе выбирается стандартная лампа определенной мощности и светового потока, значение которого не должно отличаться от $\Phi_{л}$ более чем на -10...+20%. Если такой источник подобрать не

удается, то принимается лампа со значением светового потока, ближайшим к $\Phi_{л}$, а далее корректируется число светильников в помещении и осуществляется повторный расчет освещения.

При расчете освещения при использовании люминесцентных или светодиодных светильников первоначально намечается число рядов R , затем рассчитывается световой поток ряда:

$$\Phi_R = \frac{E_H \cdot K_3 \cdot S \cdot z}{R \cdot \eta}, \quad (33)$$

где K_3 – коэффициент запаса;

S – площадь помещения, м²;

z – коэффициент неравномерности светового потока;

R – число рядов;

η – коэффициент использования светового потока» [9].

Индекс помещения находится как:

$$i = \frac{A \cdot B}{H_p (A + B)}, \quad (34)$$

где A и B – соответственно длина и ширина помещения.

Заранее определившись с устанавливаемым светильником и зная его световой поток, находится количество светильников в ряду:

$$N_R = \frac{\Phi_R}{\Phi_{л}}. \quad (35)$$

«Светильники с люминесцентными и светодиодными лампами могут располагаться вплотную друг к другу либо с разрывами (не более $0,5 \cdot H_p$). При этом расстояние между соседними светильниками в ряду:

$$L_A = \frac{A - 2 \cdot l - N_R \cdot l_c}{N_R - 1}, \quad (36)$$

где l_c – длина одного светильника, м.

В процессе расчетов необходимо следить, чтобы суммарная длина светильников с люминесцентными (светодиодными) лампами в одном ряду не превышала длины помещения» [9].

Произведем светотехнический расчет для помещения РУ-10кВ.

$$i = \frac{13,1 \cdot 6,9}{2,2 \cdot (13,1 + 6,9)} = 2,05;$$

$$\eta = 0,48;$$

$$\Phi_R = \frac{150 \cdot 1,4 \cdot 90,4 \cdot 1,05}{3 \cdot 0,48} = 14500 \text{ лм.}$$

Первоначально возьмем светильник ДПП 22-35-116 ($\Phi_l=3850$ лм).

Количество светильников в ряду:

$$N_R = \frac{14500}{3850} = 4.$$

Принимаем $N_R = 5$. Фактическое расстояние между светильниками ряда:

$$L_A = \frac{13,1 - 2 \cdot 1,5 - 5 \cdot 1,57}{5 - 1} = 0,56 \text{ м.}$$

Устанавливаются светильники типа ДПП 22-35-116 с мощностью 35 Вт.

Произведем светотехнический расчет для помещения венткамеры:

$$i = \frac{4,4 \cdot 6,9}{2,2 \cdot (4,4 + 6,9)} = 1,22;$$

$$\eta = 0,33;$$

$$\Phi_R = \frac{50 \cdot 1,4 \cdot 30 \cdot 1,05}{2 \cdot 0,33} = 3542 \text{ лм.}$$

Изначально возьмем светильник ДПП 22-24-116 ($\Phi_{л} = 2560$ лм).
Количество светильников в ряду:

$$N_R = \frac{3542}{2560} = 1,4.$$

Принимаем $N_R = 2$. Фактическое расстояние между светильниками ряда:

$$L_A = \frac{6,9 - 2 \cdot 1,5 - 2 \cdot 1,27}{2 - 1} = 1,35 \text{ м.}$$

Устанавливаются светильники типа ДПП 22-24-116 с мощностью 24 Вт. Результаты расчетов сведены в таблице 12.

Таблица 12 – Результаты расчетов расположения светильников

Наименование помещений	i	η	R	Φ_R , лм	N_R , шт	L_A , м	L_B , м
РУ-10кВ	2,05	0,48	3	14500	5	0,56	1,95
Приточная венткамера	1	0,33	2	3542	2	1,35	2

В данной системе освещения были источники аварийного света интегрированы в систему общего освещения, т.е. они чередуются со светильниками общего освещения.

Для распределительной сети освещения приняты щиты навесные типа ЩО-8506.

«Расчетная нагрузка на вводе в здание или в начале питающей линии, кВт, вычисляется по формуле:

$$P_{p0} = K_{co} \cdot K_{пра} \cdot P_l \cdot N_R, \quad (37)$$

где K_{co} – коэффициент спроса осветительной нагрузки;

$K_{пра}$ – коэффициент, учитывающий потери в пускорегулирующей аппаратуре газоразрядной лампы;

P_l – номинальная мощность одного светильника, Вт

N_R – количество светильников, питающихся по линии» [9, с.309].

Для расчета групповой сети рабочего освещения и всех звеньев сети аварийного освещения K_{co} принимается равным единице.

«Расчетные токи осветительной сети:

- для однофазных участков:

$$I_p = \frac{P_{p0}}{U_\phi \cdot \cos\varphi}. \quad (38)$$

- для трехфазных участков:

$$I_p = \frac{P_{p0}}{3 \cdot U_\phi \cdot \cos\varphi} = \frac{P_{p0}}{\sqrt{3} \cdot U_l \cdot \cos\varphi}. \quad (39)$$

где U_ϕ и U_l – соответственно номинальное фазное и линейное напряжение сети;

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности активной нагрузки.

Для участка, питающего групповые линии с разными величинами $\cos\varphi$, определяется средневзвешенное значение коэффициента мощности по выражению:

$$\cos\varphi_{cp} = \frac{\sum \cos\varphi \cdot P_{p0}}{\sum P_{p0}} \gg [9, \text{с. 315}]. \quad (40)$$

Исходные данные групповых линий представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Расчетные данные групповых линий

Групповая линия	K_{co}	K_{npa}	$P_{л}$, Вт	N_R	$\cos\varphi$	Число фаз на групповую линию
гр. N1	1	1	35	7	0,95	1
гр. N2	1	1	24	4	0,95	1
гр. N1A	1	1	35	8	0,95	1

Нагрузка группы светильников N1:

$$P_{p0} = 1 \cdot 1 \cdot 35 \cdot 7 = 245 \text{ Вт.}$$

Ток группы N1:

$$I_p = \frac{245}{220 \cdot 0,95} = 1,17 \text{ А.}$$

Примем автоматический выключатель ВА-61-29-1 с номинальным током $I_H = 1,6 \text{ А}$ [20].

Распределим линии по фазам равномерно:

$$P_A = P_{zpN1} = 245 \text{ Вт,}$$

$$P_B = P_{zpN2} = 0,096 \text{ Вт,}$$

$$P_C = 0 \text{ Вт.}$$

Нагрузка линии неравномерна, поэтому мощность щитка примем утроенному значения нагруженной фазы:

$$P_{ЩРО} = 3 \cdot P_F = 3 \cdot 245 = 735 \text{ Вт.}$$

Рабочий ток щитка рабочего освещения:

$$I_{p(ЩРО)} = \frac{735}{3 \cdot 220 \cdot 0,95} = 1,17 \text{ А.}$$

Итоги выбора автоматических выключателей сведены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты расчетов групповых и питающих линий

Групповая линия	P_{p0} , Вт	I_p , А	Кол-во и тип автомата	$I_{ном.ав}$, А	$I_{ном.р}$, А
гр. N1	245	1,17	ВА-61-29-1	63	1,6
гр. N2	96	0,46	ВА-61-29-1	63	0,5
гр. N1А	280	1,34	ВА-61-29-1	63	1,6
ЩРО	735	1,17	-	-	-
ЩАО	840	1,34	-	-	-

«Потери напряжения зависят от момента нагрузки в линии. Для общего случая момент нагрузки определяется:

$$M = P_{p0} \cdot L, \quad (41)$$

где P_{p0} – расчётная нагрузка;

L – длина участка, м.

Для конфигурации линии, показанной на рисунке 8, суммарный момент нагрузки:

$$M = (P_1 + P_2 + P_3) \cdot L_1 + (P_2 + P_3) \cdot L_2 + P_3 \cdot L_3. \quad (42)$$

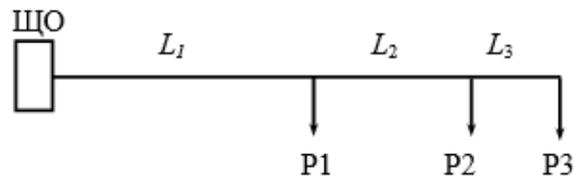


Рисунок 8 - Схема групповой осветительной линии» [9].

«Приведенный момент нагрузки рассчитывается по формуле:

$$M_{np} = \Sigma M + \Sigma \alpha \cdot t, \quad (43)$$

где ΣM – сумма моментов данного и всех последующих по направлению тока участков с тем же числом проводов в линии, что и на данном участке, Вт/м;

$\Sigma \alpha \cdot t$ – сумма приведенных моментов с другим числом проводов;

α – коэффициент приведения моментов» [9].

Расчетные схемы рабочего и аварийного освещения представлены на рисунках 9 и 10.

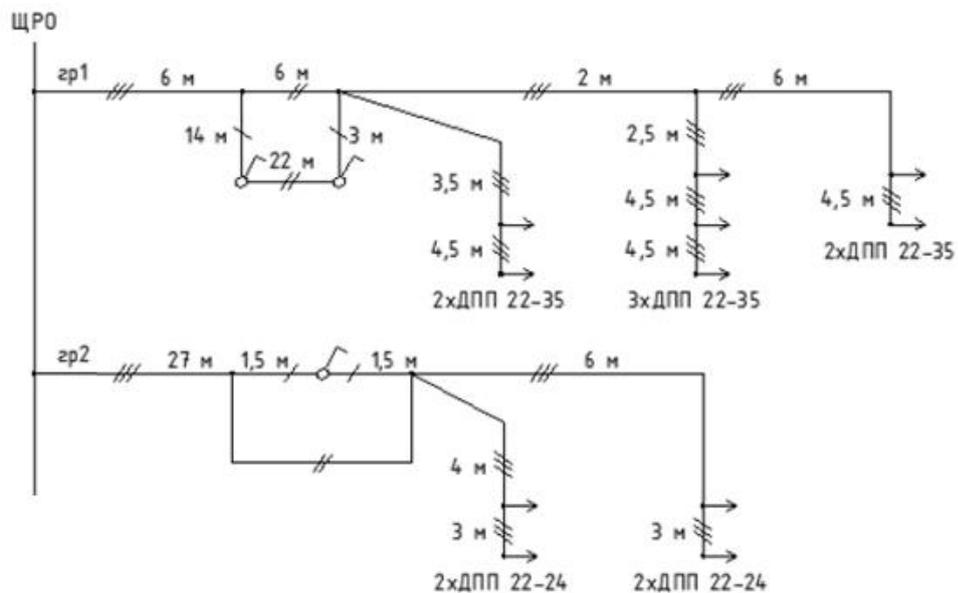


Рисунок 9 – Расчетная схема сети рабочего освещения

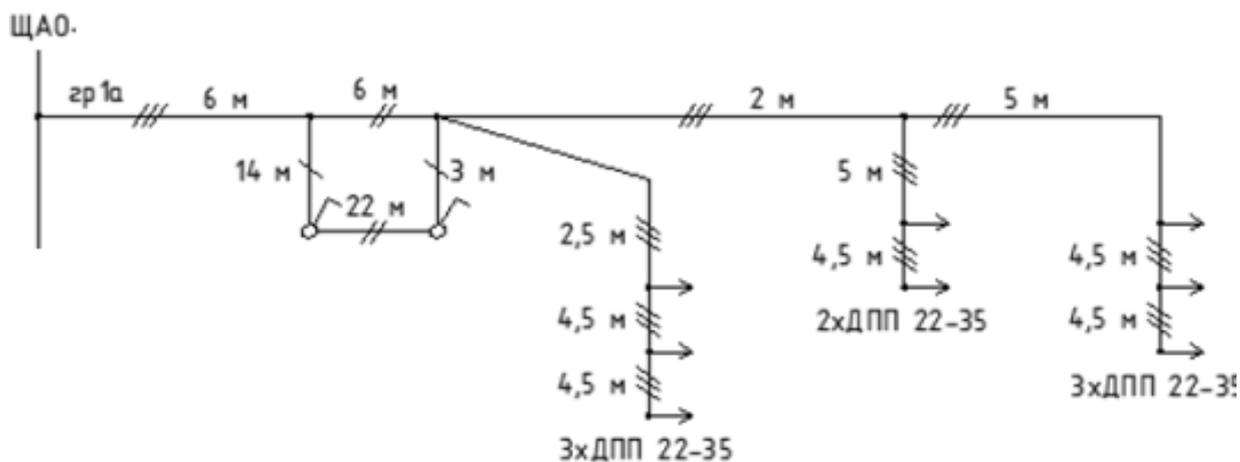


Рисунок 10 – Расчетная схема сети аварийного освещения

Момент нагрузки группы. N1:

$$M_{ep.N1} = 35 \cdot 7 \cdot 45 + 35 \cdot 5 \cdot 2 + 35 \cdot 2 \cdot 6 = 11795 \text{ Вт} \cdot \text{м}.$$

Для остальных групп расчет производится схожим способом.
Собственный момент нагрузки питающей линии ЩРО:

$$M_{ЩРО} = 0,735 \cdot 20 = 14,7 \text{ кВт} \cdot \text{м}.$$

Приведенный момент нагрузки ЩРО:

$$M_{ЩРО(пр)} = 14,7 + 1,85 \cdot 11,79 = 36,5 \text{ кВт} \cdot \text{м}.$$

«При выполнении расчета осветительной эклектической сети по потере напряжения во всех случаях встает вопрос о ее допустимой величине, которая не может не иметь постоянного значения и зависит от параметров линий и трансформаторов и их нагрузок. Допустимая потеря напряжения определяется в предположении, что на выводах высшего напряжения (6-

10кВ) силовых трансформаторов напряжение в период максимума нагрузки равно номинальному напряжению $U_{ном}$ и, следовательно, напряжение на стороне 0,4кВ в режиме холостого хода составляет $1,05U_{ном}$ или 105% номинального. В этом случае допустимая потеря напряжения в электрической сети источника питания (трансформатора) до наиболее удаленного электроприемника, включая потерю напряжения в самом трансформаторе ΔU_T может быть представлена:

$$\Delta U_{дон} = U_{xx} - U_{min} - \Delta U_T, \quad (44)$$

где U_{xx} – напряжение холостого хода на шинах низшего напряжения трансформатора (105%);

U_{min} – минимально допустимое напряжение у наиболее удаленной лампы (95%);

ΔU_T – потери напряжения в трансформаторе, %» [9, с. 324].

«Сечение кабеля по условию потери напряжения:

$$F = \frac{M}{C \cdot \Delta U_{дон}}, \quad (45)$$

где C – коэффициент, зависящий от системы сети и рода тока [9].

Найденное значение сечения округляется до стандартного большего значения, после чего определяется фактическое значение потерь напряжения на участке:

$$\Delta U_{\phi} = \frac{M}{c \cdot F}. \quad (46)$$

Последующие участки рассчитываются аналогично по оставшейся потере напряжения:

$$\Delta U_{до} = \Delta U_{д} - \Delta U_{ф} \cdot \text{» [9, с. 326].} \quad (47)$$

Потеря напряжения в трансформаторе примем 4%. Тогда значение ΔU_0 будет принимать значение:

$$\Delta U_0 = 10 - 4 = 6 \text{ \%}.$$

Сечение кабеля для ЩРО по условию допустимой потере напряжения:

$$F = \frac{76,5}{72 \cdot 6} = 0,08 \text{ мм}^2.$$

Найдем в справочной литературе [13] тип кабеля, удовлетворяющего расчетным условиям, а именно ВВГнг 4×1,5 с допустимым током 18 А. Это современный кабель, устойчивый к воспламенению в процессе эксплуатации.

Далее оценим потери напряжения в питающей линии. Действительное значение потерь напряжения в питающей линии ЩРО и допустимая потеря напряжения в групповых линиях в соответствии с приведенными выше формулами составит:

$$\Delta U_{ф} = \frac{14,7}{72 \cdot 1,5} = 0,14 \text{ \%},$$

$$\Delta U_{доп} = 6 - 0,14 = 5,86 \text{ \%}.$$

Аналогично производится расчет для остальных линий. Результаты сведены в таблицу 15.

Таблица 15 – Выбор сечений проводов

Групповая линия	Выбор по допустимому падению напряжения					Выбор по номинальному току аппарата защиты		Принятое сечение		
	M_{np} , кВт·м	M , кВт·м	c	$\Delta U_{доп}$, %	F (ΔU), мм ²	I_{np} , А	F (I_{np}), мм ²	F , мм ²	$I_{доп}$, А	ΔU_{ϕ} , %
ЩРО	36,5	14,7	72	6	0,08	10	1,5	1,5	18	0,14
ЩАО	43	16,8	72	6	0,1	10	1,5	1,5	18	0,16
гр. N1	-	11,79	12	5,86	0,17	1,6	1,5	1,5	18	0,66
гр. N2	-	3,5	12	5,86	0,05	0,5	1,5	1,5	18	0,19
гр. N1A	-	14,17	12	5,84	0,2	1,6	1,5	1,5	18	0,79

Как видно из таблицы, проверка групповых линий по допустимому падению напряжения и номинальному току аппаратов защиты подтверждает правильность выбора сечений.

3.2 Расчет заземления и молниезащиты подстанции

Заземление - преднамеренное электрическое соединение какой-либо точки сети, электроустановки или оборудования с заземляющим устройством.

«Заземляющее устройство электроустановок напряжением выше 1кВ (электрических станций и подстанций) должны обеспечивать нормируемые параметры по условиям обеспечения электробезопасности и ЭМС для нормальных и наиболее опасных аварийных режимах:

- однофазное (двухфазное) КЗ на землю на РУ;
- КЗ на землю на линиях, отходящих РУ;
- двойное замыкание на землю (замыкание на землю двух фаз в различных точках) в сети с изолированной нейтралью;
- стекание токов молнии с молниеотводов, установленных на зданиях и в РУ электрических станций и подстанций, и токов через ограничители перенапряжений;

- стекание токов несимметрии и токов установленных шунтирующих реакторов» [5].

«Горизонтальные заземлители должны быть проложены по краю территории, занимаемой ЗУ так, чтобы они в совокупности образовывали замкнутый контур» [14].

«Продольные заземлители должны быть проложены вдоль рядов электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов или оснований оборудования. Допускается увеличение расстояний от фундаментов или оснований оборудования до 1,5 м с прокладкой одного заземлителя для двух рядов оборудования, если стороны обслуживания обращены одна к другой, а расстояние между основаниями или фундаментами двух рядов не превышает 3,0 м» [5].

«Расчетное сопротивление грунта:

$$\rho_p = \rho \cdot K_{сез}, \quad (48)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта, Ом·м;

$K_{сез}$ – коэффициент сезонности.»[21].

«Общее сопротивление искусственных заземлителей:

$$R_u = \frac{R_g \cdot R_z}{R_g \cdot \eta_g + R_z \cdot \eta_z \cdot n}, \quad (49)$$

где η_g и η_z – коэффициенты использования вертикальных и горизонтальных заземлителей соответственно;

n – количество вертикальных заземлителей.

Необходимое количество вертикальных заземлителей:

$$n = \frac{L_2}{a}, \quad (50)$$

где L_2 – длина горизонтального электрода, м;

a – расстояние между вертикальными заземлителями» [21].

Примем вертикальный заземлитель - стальной уголок 50×50×5 и длиной 5 м. Горизонтальный заземлитель - стальная полоса 40×4. Заземлители будут установлены на глубину $t = 0,7$ м.

Заземлители расположены в 2-ух метрах от стен здания. Длина горизонтального электрода по периметру здания:

$$L_2 = (A + 2) \cdot 2 + (B + 2) \cdot 2 = (8 + 2) \cdot 2 + (18 + 2) \cdot 2 = 60 \text{ м.}$$

Сопротивление грунта:

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

Сопротивление вертикального заземлителя:

$$R_6 = \frac{\rho_p}{2 \cdot \pi \cdot L_6} \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot L_6}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \left(\frac{4(L_6 / 2 + t) + L_6}{4(L_6 / 2 + t) + L_6} \right) \right) =$$

$$\frac{150}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 5}{0,95 \cdot 0,05} + \frac{1}{2} \cdot \ln \left(\frac{4(5 / 2 + 0,7) + 5}{4(5 / 2 + 0,7) + 5} \right) \right) = 27 \text{ Ом.}$$

Расстояние между вертикальными заземлителями:

$$a = 1 \cdot L_6 = 1 \cdot 5 = 5 \text{ м.}$$

Изначальное число вертикальных заземлителей:

$$n = \frac{60}{5} \approx 12.$$

Сопротивление горизонтального электрода:

$$R_z = \frac{\rho_p}{2 \cdot \pi \cdot L_z} \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot L_z^2}{0,5 \cdot b \cdot t} \right) = \frac{225}{2 \cdot 3,14 \cdot 60} \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 60^2}{0,5 \cdot 0,004 \cdot 0,7} \right) = 6,4 \text{ Ом.}$$

По [20], согласно таблицы 1.13.5, коэффициенты использования вертикальных и горизонтальных заземлителей равны $\eta_e = 0,71$ и $\eta_z = 0,45$.

Сопротивление искусственного заземлителя:

$$R_u = \frac{27 \cdot 6,4}{27 \cdot 0,71 + 6,4 \cdot 0,45 \cdot 14} = 4 \text{ Ом.}$$

«В электроустановках напряжением выше 1кВ сети с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года с учетом сопротивления естественных заземлителей должно быть не более 10 Ом» [12].

«Сопротивление заземляющего устройства, к которому присоединены нейтрали генератора или трансформатора или выводы источника однофазного тока, в любое время года должно быть не более 2, 4 и 8 Ом соответственно при линейных напряжениях 660, 380 и 220 В источника трехфазного тока или 380, 220 и 127 В источника однофазного тока» » [12].

Принимаем к сравнению меньшее значение. Расчетное значение сопротивления заземляющего устройства меньше допустимого значения.

Согласно инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций [19] и РД 34.21.122–87 [17], здание классифицируется как объект III категории молниезащиты с надежностью от прямых ударов молнии на уровне 0,9. Молниезащитам в

таком случае должна быть выполнена молниеприемной сеткой.

«Молниеприемная сетка должна быть выполнена из стальной проволоки диаметром не менее 6 мм и уложена на кровлю сверху или под несгораемые или трудносгораемые утеплитель или гидроизоляцию. Шаг ячеек сетки должен быть не более 12×12 метров. Узлы сетки должны быть соединены сваркой. Выступающие над крышей металлические элементы (трубы, шахты, вентиляционные устройства) должны быть присоединены к молниеприемной сетке» [17].

Выводы по разделу 3.

Был проведен расчет системы освещения подстанции, соответствующей стандартам и требованиям. Освещенность всех помещений отвечает необходимым нормам. В качестве источников света выбраны светильники типа ДПП 22 со светодиодными лампами, отличающимися простой конструкцией, низким энергопотреблением и высокой надежностью. Также для данного объекта разработаны системы заземления и молниезащиты.

Заключение

В ходе работ была выполнена модернизация системы электроснабжения предприятия по переработке лома цветных металлов.

Данная модернизация обусловлена реконструкцией котельной, в которой планируется заменить существующие паровые котлы ГМ-50/14, которые имеют низкий КПД при существующем режиме работы, новыми электрокотлами. В связи с этим необходимо расширить пропускную способность питающей сети. Так же модернизация необходима в связи с физическим и моральным старением оборудования.

Питание ГПП осуществляется кабельными линиями типа АПвВ-110кВ, проложенные от воздушной линии 110кВ «Восточная-110 – Восточная ГЭС» и от воздушной линии 110кВ «Восточная-110 – Руба». Для питания предприятия было принято 2 трансформатора типа ТДН-20000//110/10. ОРУ-110кВ состоит из коммутационных и измерительных аппаратов фирмы СВЭЛ. В пункте приема используется распределительное устройство 10кВ со шкафами КРУ-СВЭЛ. В шкафах установлен вакуумный выключатель ВВ-СВЭЛ-10 с пружинным приводом.

В данной ВКР для достижения целей модернизации были затронуты следующие вопросы:

- выбор новых питающих силовых трансформаторов 110/10кВ;
- расчет системы собственных нужд проектируемой подстанции;
- проектирование системы освещения здания;
- расчет токов короткого замыкания сети электроснабжения;
- выбор кабельных линий и высоковольтного оборудования.
- расчет систем заземления и молниезащиты.

Модернизированная система электроснабжения показывает высокую степень надежности, безопасности. Принятое современное оборудование дает необходимое качество и надежности бесперебойной работы.

Список используемых источников

1. Барыбин Ю.Г., Федорова Л.Е. Справочник по проектированию электроснабжения. М. : Энергоатомиздат, 1990. 576 с.
2. Бохан А.Н. Практическое пособие к решению задач по курсу "Электрическая часть станций и подстанций" для студентов дневной и заочной форм обучения по специальности Т.01.01 "Электроэнергетика". Гомель : ГГТУ им. П.О. Сухого, 2000.
3. ГОСТ 21.210-2014.
4. ГОСТ Р 58882-2020
5. Карякин Р.Н. Нормы устройства сетей заземления. Москва : ФОРУМ, 2010. 240 с.
6. Каталог светодиодной продукции URL: <https://www.belintegra.by/catalog/svetodiodnaya-produkciya/> (дата обращения 20.12.2022).
7. Комплектно-распределительное устройство КРУ-6,10кВ. Каталог продукции СВЭЛ URL: <https://svel.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-svel-6-10-kv/> (дата обращения 20.10.2024).
8. Козловская В.Б., Радкевич В.Н., Сацкевич В.Н. Электрическое освещение: учебник. Минск : Техноперспектива, 2011. 543 с.
9. Коновалова Л.Л. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: учебник для средних специальных учебных заведений. М: Энергоатомиздат, 1989г. 528с.
10. Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. М. : Высш. школа, 1990. 363 с.
11. Правило устройство электроустановок – 7 издание, перераб. и доп. М. ; Энергоатомиздат, 2003.
12. Радкевич В.Н., Козловская В.Б. Выбор электрооборудования систем электроснабжения промышленных предприятий: пособие для студентов специальности «Электроснабжение». Минск : БНТУ, 2017. 173 с.

13. Радкевич В.Н., Козловская В.Б. Расчет электрических нагрузок промышленных предприятий: учебно-методическое пособие. Минск : БНТУ, 2013. 123 с.
14. Радкевич В.Н. Проектирование систем электроснабжения. Минск : НПО «Пион», 2001. 288 с.
15. РД 153-34.0-20.527-98.
16. РД 34.21.122–87
17. РТМ 36.18.32.4-92
18. СО 153-34.21.122, 2003.
19. Сумаркова Л.П. Электроснабжение промышленных предприятий: учебное пособие. Томск: издательство Томского политехнического университета, 2012. 288 с.
20. Щит собственных нужд переменного тока серии ШНЭ 8300 техническая информация URL: <https://ekra.ru/product/docs/nku-kru/oborud-sist-gaspr-ac/shch-s-n/Техническая%20информация%20на%20ЩСН.pdf> (дата обращения 02.11.2024).
21. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению 2-е изд. ФОРУМ, 2011г. 202 с.