

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

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

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

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему «Электроснабжение автоматизированного производственно-складского комплекса»

Студент

А.В. Кириллюк

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.Л. Спиридонов

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

Тольятти 2020

АННОТАЦИЯ

Выпускная квалификационная работа (бакалаврская работа) 65 с., 16 рисунков, 18 таблиц, 23 источника.

Ключевые слова: электроснабжение, электрооборудование, нагрузка, мощность, кабель, линия, ток короткого замыкания, релейная защита и автоматика.

Объектом исследования является система электроснабжения автоматизированного производственно-складского комплекса. (АПСК).

Цель работы – разработка проекта системы электроснабжения АПСК с учетом современных требований надежности, электробезопасности и энергоэффективности.

Рассчитываются электрические нагрузки потребителей. Проводится выбор числа и мощности силовых трансформаторов ТП, типа подстанции, выбор и проверка нового оборудования системы электроснабжения. Для проверки выбора проводников и оборудования рассчитаны токи короткого замыкания. Величины токов и напряжений не превышают допустимых значений, определённых для выбранного типа оборудования.

Релейная защита и автоматика на ТП выполнены на основе современных микропроцессорных терминалов серии «Сириус». Рассчитаны установки для всех видов релейной защиты и автоматики.

Рассмотрены вопросы безопасности и экологичности проекта, рассчитан контур заземления ТП.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1 Характеристики объекта и потребителей электроэнергии	6
1.1 Устройство и основные характеристики объекта электроснабжения	6
1.2 Характеристика потребителей электроэнергии объекта электроснабжения	8
2 Расчет электрических нагрузок	10
2.1 Расчет нагрузок системы освещения	11
2.2 Расчет компенсации реактивной мощности	13
3 Выбор силовых трансформаторов подстанции с учетом компенсации реактивной мощности	15
4 Выбор и обоснование схемы электроснабжения. Выбор источника питания	17
5 Расчет и выбор электрооборудования и проводников	18
5.1 Расчет питающей линии 10 кВ	18
5.2 Расчет распределительной сети 0,4 кВ	22
6 Расчет токов короткого замыкания	29
7 Проверка выбора проводников и оборудования по токам КЗ	39
8 Релейная защита и автоматика	47
9 Расчет контура заземления подстанции	55
10 Молниезащита ТП	59
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	60
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ИСТОЧНИКОВ	61
Приложение А. Расчет токов к.з. в точке К2 (на вводах потребителей)	64
Приложение Б. Схема контура заземления ТП	65

ВВЕДЕНИЕ

Согласно теме ВКР требуется разработать проект системы электроснабжения автоматизированного производственно-складского комплекса.

Объектом исследования является система электроснабжения автоматизированного производственно-складского комплекса (АПСК) ООО «ЭККО-РОС».

Актуальность темы ВКР заключается в том, что производственный процесс любого современного промышленного предприятия осуществляется, как правило, оборудованием, расположенным в нескольких производственных цехах, системы электроснабжения которых играют ключевую роль в обеспечении работы производственного электрооборудования. В данной работе рассчитывается проект системы электроснабжения АПСК в соответствии с современными требованиями надежности, электробезопасности и энергоэффективности.

Цель работы заключается в расчете проекта системы электроснабжения АПСК с учетом современных требований надежности, электробезопасности и энергоэффективности.

Задачи:

- 1) Систематизировать и проанализировать характеристики проектируемого объекта и потребителей электроэнергии;
- 2) Провести расчет электрических нагрузок и компенсации реактивной мощности;
- 3) Провести выбор силовых трансформаторов подстанции и выбрать марку КТПН;
- 4) Провести расчет питающей линии 10 кВ и распределительной сети, выбрать марки кабелей системы электроснабжения;
- 5) Проверить выбранное электрооборудование по допустимым параметрам;

6) Выбрать устройства релейной защиты и автоматики, рассчитать уставки РЗА;

7) Рассмотреть вопросы безопасности и экологичности, рассчитать контур заземления подстанции;

Область применения разрабатываемой проблемы – проектирование систем электроснабжения новых производственных объектов, разработка проектов реконструкции действующих систем электроснабжения производственных объектов.

Теоретическая и методологическая основа работы заключается в анализе современной литературы и методик расчета систем электроснабжения. Тема работы является достаточно изученной. Использовались работы Андреева В. А., Дубинского Г.Н., Конюховой Е.А., Полуяновича Н. К., Сибикина Ю.Д. и других авторов. Расчеты и иллюстрации производятся с применением компьютерных программ Word 2007, Excel 2007, AutoCAD 2020.

1. Характеристики объекта и потребителей электроэнергии

1.1 Устройство и основные характеристики объекта электроснабжения

Автоматизированный производственно-складской комплекс (АПСК) ООО «ЭККО-РОС» расположен в г. Одинцово, Восточная промзона д.6. АПСК предназначен для автоматизированного производства, хранения и оптовой продажи обувной продукции. На территории АПСК расположены следующие участки:

- Автоматический склад;
- Корпус сортировки с АБК;
- Механизированный склад;
- Насосная станция;
- КПП на въезде;
- Автостоянка №1;
- Автостоянка №2;
- Автостоянка №3;
- Автостоянка №4;
- КПП на выезде;
- Мастерская;
- Зона отдыха.

Корпус сортировки со встроенным АБК является одним из трех крупных сооружений входящих в состав АПСК. Сортировка является неотъемлемой единицей входящей в технологическую цепочку осуществляющей все функции складского комплекса (прием, отгрузку, сортировку, упаковку, выбраковку) за исключением непосредственного хранения товарно-материальных ценностей (ТМЦ). Функции хранения выполняют склады автоматический и шести уровневый, одноэтажный

(механизированный). Является потребителем 2 категории надежности электроснабжения.

Административно-бытовой корпус (АБК) встроен (пристроен) в корпус сортировки.

Шестиуровневый (механизированный) одноэтажный склад в отличие от автоматического склада является неавтоматизированной зоной хранения ТМЦ на АПСК. Рабочими механизмами привлекаемыми к погрузочно/разгрузочными работами выступают рич-траки (модифицированные погрузчики). Является потребителем 1 категории надежности электроснабжения.

Автоматический склад является основной зоной производства и хранения товарно-материальных ценностей (ТМЦ) всего АПСК. Склад представляет собой структурное металлическое здание с 9-тью рабочими проходами с установленными в них производственными линиями и роботами кранами-штабелерами. Все погрузочно-разгрузочные операции внутри склада полностью автоматизированы и не требуют человеческого участия. Является потребителем 1 категории надежности электроснабжения.

Насосная станция предназначена для обеспечения нужд АПСК в воде. Является потребителем 1 категории надежности электроснабжения.

Автостоянки предназначены для стоянки легкового и грузового транспорта и оборудованы станциями для подзарядки электромобилей. Являются потребителями 2 категории надежности электроснабжения.

КПП обеспечивают контроль въезда и выезда, а также прохода на территорию АПСК. Являются потребителями 2 категории надежности электроснабжения.

Мастерская предназначена, в основном, для мелкого и срочного ремонта оборудования АПСК. Является потребителем 3 категории надежности электроснабжения.

Зона отдыха предназначена для организации отдыха персонала АПСК. Является потребителем 3 категории надежности электроснабжения.

Источник питания АПСК – шины 10 кВ ПС 110/10 кВ энергосистемы. Расстояние от ПС 110/10 кВ энергосистемы до АПСК составляет 0,805 км [18].

1.2 Характеристика потребителей электроэнергии объекта электроснабжения

Сведем параметры электроприемников АПСК и их основные характеристики в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Параметры электроприемников АПСК

№ п/п	Наименование электроприемника	Рном, кВт	Категор. надежн.	Кс	cosφ
1	Автоматический склад	212,5	1	0,8	0,88
2	Корпус сортировки с АБК	198,7	2	0,75	0,84
3	Механизированный склад	116,8	1	0,87	0,85
4	Насосная станция	40,2	1	0,65	0,80
5	КПП на въезде	8,1	2	0,3	0,89
6	Автостоянка №1	72,8	2	0,3	0,82
7	Автостоянка №2	72,8	2	0,3	0,82
8	Автостоянка №3	117,4	2	0,35	0,84
9	Автостоянка №4	72,8	2	0,3	0,82
10	КПП на выезде	8,1	2	0,3	0,89
11	Мастерская	42,6	3	0,4	0,87
12	Зона отдыха	17,8	3	0,2	0,92

Генеральный план АПСК с расположением участков и зданий показан на рисунке 1.1.

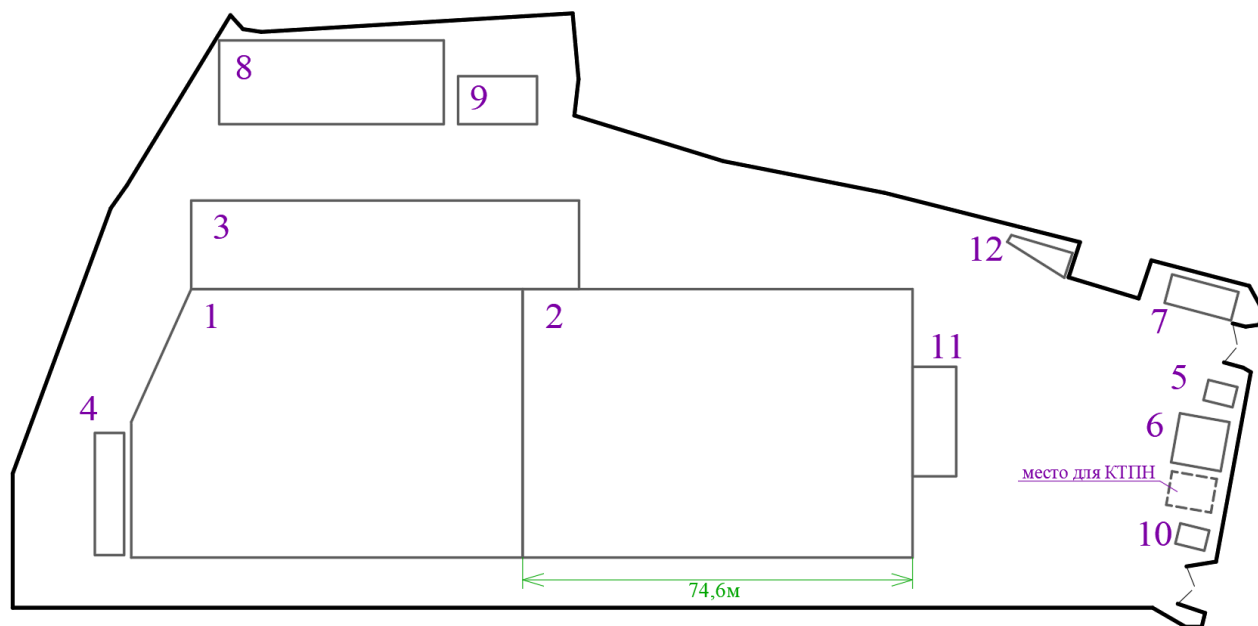


Рисунок 1.1 – Генеральный план АПСК

В данной работе необходимо рассчитать проект системы электроснабжения АПСК в соответствии с современными требованиями надежности, электробезопасности и энергоэффективности.

2 Расчет электрических нагрузок

Расчетные нагрузки определяются методом коэффициента спроса (K_c) [15]. Активная среднесменная мощность определяется по формуле:

$$P_c = K_c \cdot P_n, \text{ кВт}, \quad (2.1)$$

где K_c – коэффициент спроса для активной нагрузки, согласно исходным данным по таблице 1.1 [18];

P_n – номинальная активная мощность электроприемника, кВт.

Реактивная среднесменная мощность определяется по формуле:

$$Q_c = P_c \cdot \operatorname{tg}\varphi, \text{ квар}. \quad (2.2)$$

Полная среднесменная мощность определяется по формуле:

$$S_c = \sqrt{P_c^2 + Q_c^2}, \text{ кВА}. \quad (2.3)$$

В качестве примера рассчитаем среднесменную мощность автоматического склада (№1 на генплане). Проведем расчет по формулам (2.1-2.3):

$$P_c = 212,5 \cdot 0,8 = 170 \text{ кВт};$$

$$Q_c = 170 \cdot 0,54 = 91,756 \text{ квар};$$

$$S_c = \sqrt{170^2 + 91,756^2} = 193,182 \text{ кВА}.$$

Для остальных потребителей расчеты аналогичны и сведены в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Расчет электрических нагрузок АПСК

N п/п	Наименование электроприемника	Pном, кВт	Категор. надежн.	Kс	cosφ	tgφ	Среднесменные мощности		
							Pс,кВА	Qс,квар	Sc,кВА
1	Автоматический склад	212,5	1	0,8	0,88	0,540	170,000	91,756	193,182
2	Корпус сортировки с АБК	198,7	2	0,75	0,84	0,646	149,025	96,261	177,411
3	Механизированный склад	116,8	1	0,87	0,85	0,620	101,616	62,976	119,548
4	Насосная станция	40,2	1	0,65	0,80	0,750	26,130	19,598	32,663
5	КПП на въезде	8,1	2	0,3	0,89	0,512	2,43	1,24	2,73
6	Автостоянка №1	72,8	2	0,3	0,82	0,698	21,84	15,24	26,63
7	Автостоянка №2	72,8	2	0,3	0,82	0,698	21,84	15,24	26,63
8	Автостоянка №3	117,4	2	0,35	0,84	0,646	41,09	26,54	48,92
9	Автостоянка №4	72,8	2	0,3	0,82	0,698	21,84	15,24	26,63
10	КПП на выезде	8,1	2	0,3	0,89	0,512	2,430	1,24	2,73
11	Мастерская	42,6	3	0,4	0,87	0,567	17,04	9,66	19,59
12	Зона отдыха	17,8	3	0,2	0,92	0,426	3,56	1,52	3,87
Σ	Итого	980,6	1	0,590	0,85	0,618	578,841	356,529	680,539

2.1 Расчет нагрузок системы освещения

Осветительная нагрузка участков определяется по удельной мощности на единицу площади. Активная мощность освещения определяется по формуле

$$P_{po} = P_0 \cdot K_{co} \cdot F, \quad (2.4)$$

где P_0 – удельная мощность на единицу площади, Вт/м²;

K_{co} – коэффициент спроса освещения;

F – площадь участка, м².

Значения K_{co} принимаются согласно пункту 3.166. СН 357-77 [5]:

1 – для небольших производственных зданий;

0,95 – для производственных зданий, состоящих из отдельных крупных пролетов;

0,85 – для производственных зданий, состоящих из многих отдельных помещений;

0,8 – для административно-бытовых, инженерно-лабораторных и других корпусов;

0,6 – для складских зданий, состоящих из многих отдельных помещений.

Реактивная мощность освещения определяется по формуле

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.5)$$

Для освещения предприятия и территории приняты светодиодные светильники, $\cos \varphi = 0,75$ для светодиодных светильников; $\operatorname{tg} \varphi = 0,88$ (соответствует $\cos \varphi = 0,75$) [5]. Приведем пример расчета.

Автоматический склад (№1 на генплане): $F = 4138,2 \text{ м}^2$, $P_0 = 2,2 \text{ Вт/м}^2$,
 $K_{co} = 0,6$.

Активная мощность освещения определяется по формуле (2.4)

$$P_{po} = 2,2 \cdot 0,6 \cdot 4138,2 = 5,462 \text{ кВт}$$

Реактивная мощность освещения определяется по формуле (2.5)

$$Q_{po} = 5,462 \cdot 0,88 = 4,807 \text{ квар}$$

Полная мощность освещения будет равна

$$S_p' = \sqrt{5,462^2 + 4,807^2} = 7,276 \text{ кВА}$$

Для остальных участков результаты расчетов сведены в табл. 2.2.

Таблица 2.2 – Расчет осветительной нагрузки

Участок	F, м ²	P ₀ , Вт/м ²	K _{co}	P _{po} , кВт	Q _{po} , квар	S _{po} , кВА
Автоматический склад	4138,2	2,2	0,6	5,462	4,807	7,276
Корпус сортировки с АБК	3831,7	3,8	0,95	13,832	12,173	18,426
Механизированный склад	1258,2	2,2	0,6	1,661	1,462	2,212
Насосная станция	131,1	3,3	1	0,433	0,381	0,576
КПП на въезде	22,7	4,4	1	0,100	0,088	0,133
Автостоянка №1	91,9	2,4	1	0,220	0,194	0,294
Автостоянка №2	74,1	2,4	1	0,178	0,156	0,237
Автостоянка №3	688,6	2,4	0,95	1,570	1,382	2,091
Автостоянка №4	138,5	2,4	1	0,332	0,292	0,443
КПП на выезде	22,7	4,4	1	0,100	0,088	0,133
Мастерская	174,8	3,8	0,85	0,565	0,497	0,752
Зона отдыха	52,9	4,4	0,8	0,186	0,164	0,248
Итого				24,640	21,683	32,822

Нагрузки системы освещения учтены при расчете общих нагрузок участков (таблица 2.1). Для освещения территории используются комплекты автономного освещения, состоящие из светильников GSS-40/12 с солнечными батареями SGM GM-300 Вт / 150 А/ч, таким образом, осветительная нагрузка территории не учитывается в общей нагрузке ТП предприятия.

2.2 Расчет компенсации реактивной мощности

Компенсация реактивной мощности производится до нормативного значения коэффициента мощности $\cos \varphi = 0.92 \dots 0.95$ [11]. Требуемая мощность компенсирующих устройств определяется по формуле:

$$Q_{к.у.} = \alpha \cdot P_p \cdot (\operatorname{tg} \varphi - \operatorname{tg} \varphi_k), \text{ квар}, \quad (2.6)$$

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

P_p – активная расчетная мощность нагрузки, кВт;

$\operatorname{tg}\varphi$ – тангенс угла φ до компенсации;

$\operatorname{tg}\varphi_k$ – нормативный тангенс угла φ после компенсации.

$$Q_{к.у.} = 0,9 \cdot 578,841 \cdot (0,616 - 0,33) = 148,96 \text{ квар.}$$

Принимаем две автоматические конденсаторные установки АУКРМ-Е-0,4-75 по одной на секцию шин 0,4 кВ РУНН КТПН. Далее определяется фактическое значение $\operatorname{tg}\varphi$ и $\cos\varphi$ с учетом установленных КУ. Рассчитаем приближенные потери мощности в трансформаторах [7]:

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S_p, \text{ кВт}; \quad (2.7)$$

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot 614,582 = 12,292 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot S_p, \text{ квар}; \quad (2.8)$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot 614,582 = 61,458 \text{ квар.}$$

Расчетная мощность с учетом потерь в трансформаторах:

$$S'_p = \sqrt{(578,841 + 12,292)^2 + (206,529 + 61,458)^2} = 649,041 \text{ кВА.}$$

Расчет компенсации реактивной мощности сведем в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Расчет компенсации реактивной мощности

Показатели	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА
Всего на НН без КУ	0,851	0,616	578,841	356,529	679,830
КУ, квар				150,000	
Всего на НН с КУ	0,942	0,357	578,841	206,529	614,582
Потери			12,292	61,458	
Всего на ВН с КУ			591,133	267,987	649,041

3 Выбор силовых трансформаторов подстанции с учетом компенсации реактивной мощности

Электроприемники АПСК относятся к 1, 2 и 3 категориям надежности электроснабжения [18]. Согласно требованиям ПУЭ по питанию потребителей первой и второй категории, принимаем число трансформаторов на ТП равное двум [18]. Требуемая мощность трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности:

$$S_T \geq K_{з.н.} \cdot S_{р.к.}, \text{ кВА}, \quad (3.1)$$

где $K_{з.н.}$ – нормативный коэффициент загрузки силовых трансформаторов для двухтрансформаторной подстанции согласно ГОСТ 14209-85;

$S_{р.к.}$ – расчетная мощность цеха с учетом компенсации реактивной мощности, кВА.

$$S_T \geq 0,7 \cdot 614,582 = 430,21 \text{ кВА}.$$

Выбираем два современных энергоэффективных трансформатора ТМГ12-630, проверяем их по коэффициенту загрузки в аварийном режиме:

$$K_{з.ав.} = \frac{S_{р.к.}}{S_T}, \quad (3.2)$$

где S_T – номинальная мощность силового трансформатора, кВА.

$$K_{з.ав.} = \frac{614,582}{630} = 0,976.$$

В аварийном режиме трансформатор не перегружен.

Выбираем подстанцию серии 2КТПН-ПК 630/10/0,4 с ячейками КСО-208 в РУ-10 кВ и ячейками ЩО-70-1 в РУ-0,4 кВ. Это современный, доступный по цене, удобный для монтажа, энергоэффективный и электробезопасный вариант. Компоновка ТП серии 2КТПН-ПК 630/10/0,4 показана на рисунке 3.1.

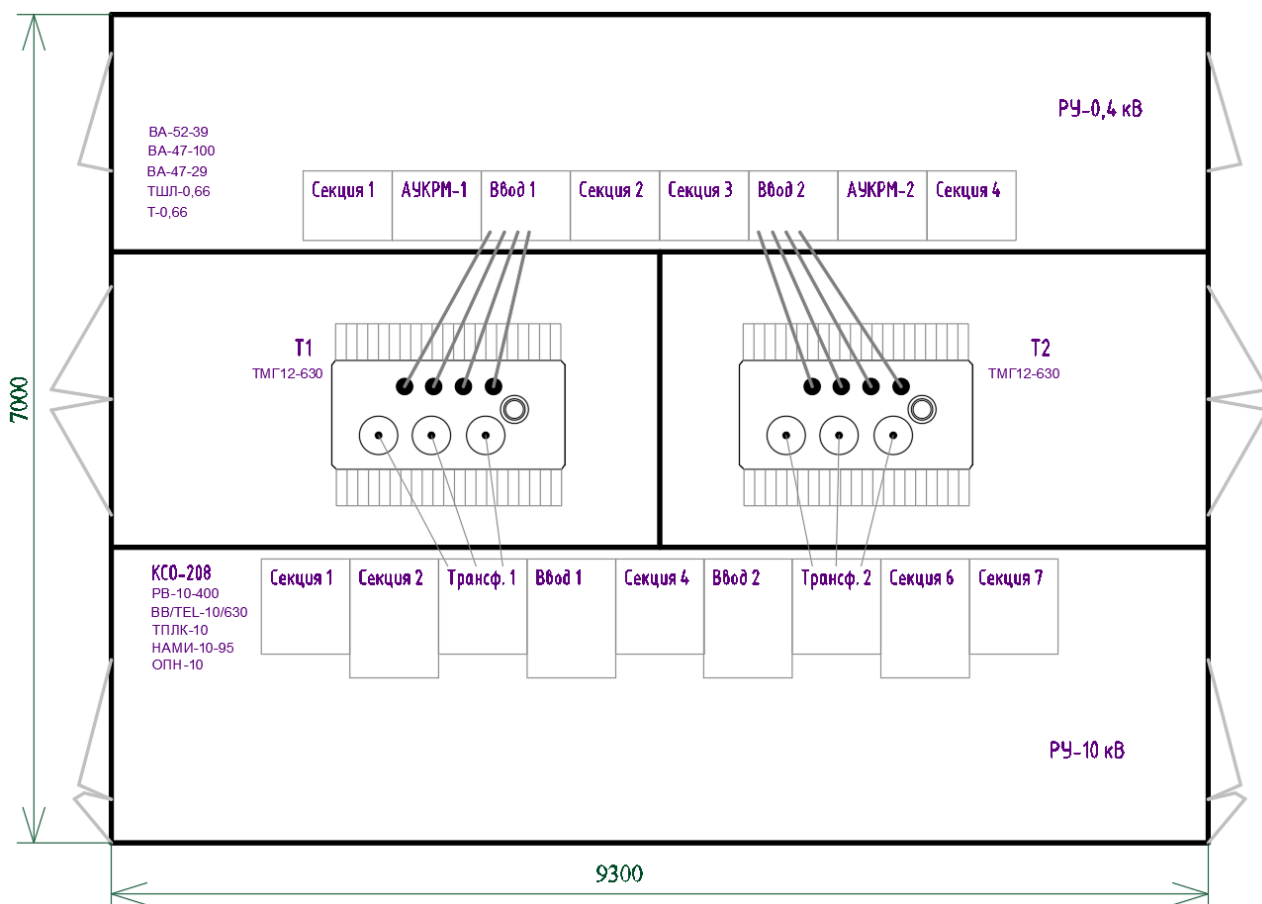


Рисунок 3.1 – Компоновка ТП серии 2КТПН-ПК 630/10/0,4

Комплектные трансформаторные подстанции 2КТПН-ПК 10/0,4 с коридорами обслуживания в металлической оболочке, мощностью 100-2500 кВА предназначены для приема электрической энергии трехфазного переменного тока частоты 50 Гц напряжением 6 или 10 кВ, преобразования в электрическую энергию 0,4 кВ и снабжения ею потребителей [23].

4 Выбор и обоснование схемы электроснабжения. Выбор источника питания.

По требованиям технического задания (ТЗ) на проектирование, необходимо обеспечить возможность индивидуального отключения потребителей АПСК для удобства обслуживания и вывода оборудования в ремонт [18]. Следовательно, используем радиальную схему электроснабжения [16]. Прокладку кабелей осуществляем по существующим траншеям. Электроснабжение участков 1 и 2-ой категории надежности обеспечивается по двухцепным кабельным линиям; 3-ей категории – по одноцепным. Схема распределительной сети 0,4 кВ показана на рисунке 4.1.

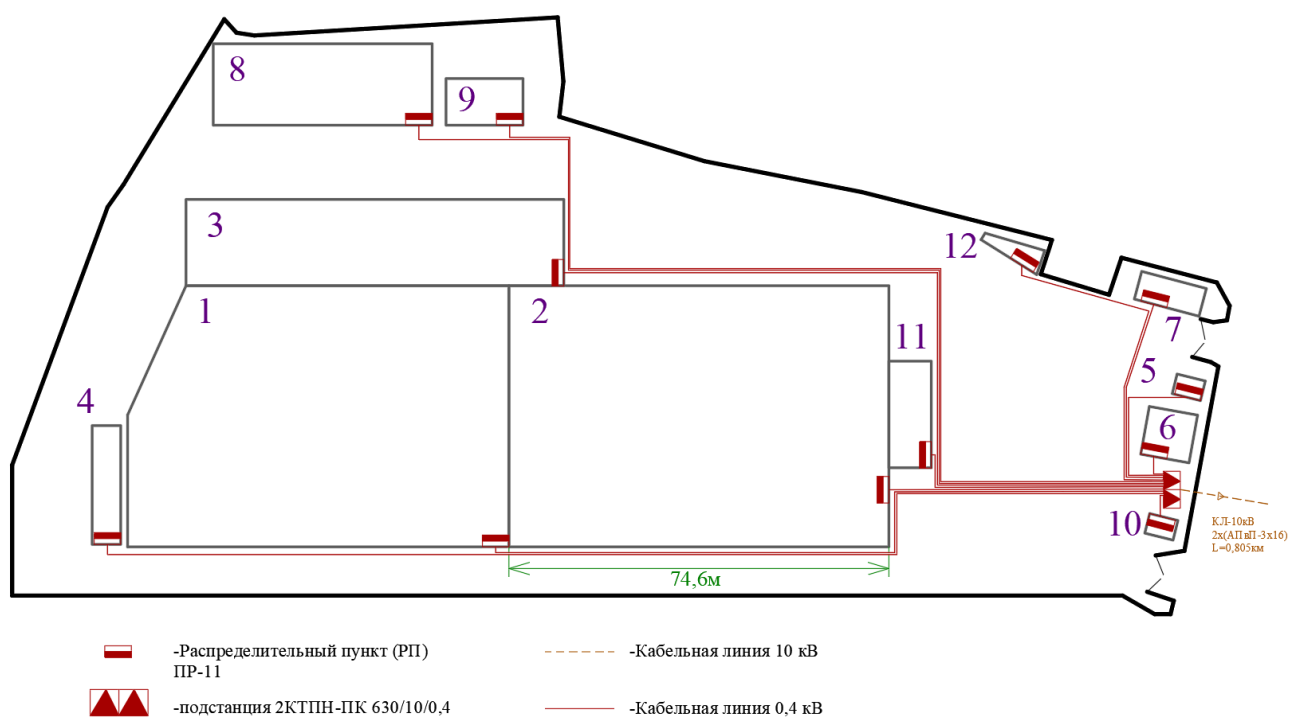


Рисунок 4.1 – Схема распределительной сети 0,4 кВ

По требованиям ТЗ на проектирование, источник питания подстанции 10/0,4 кВ АПСК – шины 10 кВ ПС 110/10 кВ энергосистемы. Расстояние от ПС 110/10 кВ энергосистемы до АПСК составляет 0,805 км [18].

5 Расчет и выбор электрооборудования и проводников

5.1 Расчет питающей линии 10 кВ

Выбор кабеля 10 кВ.

Много лет в России использовались кабели с бумажной изоляцией и специальной пропиткой, пока, наконец, им не появилась альтернатива. На сегодняшний день рынок предлагает множество кабелей из сшитого полиэтилена, пользующихся большим спросом, так как такой кабель имеет ряд неоспоримых преимуществ перед своим предшественником [9].

Далее сравним характеристики кабелей с бумажной и полиэтиленовой изоляцией (таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Характеристики кабелей с бумажной и полиэтиленовой изоляцией

Показатель	Бумажная изоляция	Полиэтилен
Температура при перегрузках	72	92
Устойчивость к токам к.з.	210	260
Процент способности к нагрузке	110	127
Разноуровневая прокладка	16 м	отсутствуют противопоказания
Сложность монтажа и ремонта	большая	невысокая
Подверженность к повреждениям	20	1,5

Кроме того, прокладка кабеля из сшитого полиэтилена облегчена тем, что СПЭ кабель имеет меньший вес и радиус изгиба, он не поглощает влагу, диэлектричен, экологичен и служит в десятки раз дольше. Токопроводящие жилы у такого кабеля стандартные: алюминиевые или медные.

Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) призваны заменить морально устаревшие кабели с пропитанной бумажной изоляцией. Этот процесс в промышленно-развитых странах начал осуществляться с 60-ых годов.

В настоящее время многие страны практически полностью перешли на использование силовых кабелей среднего напряжения с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) и имеют положительный опыт эксплуатации. Так в США и Канаде данные кабели занимают 85% всего рынка силовых кабелей, Германии и Дании - 95%, а в Японии, Франции, Финляндии и Швеции - 100%.

В последнее время в России ведущие энергосистемы также ориентированы на использование кабелей среднего напряжения с изоляцией из СПЭ при прокладке новых кабельных линий и замене либо капитальном ремонте старых.

Таким образом, принимаем для питающей линии кабель АПвП на 10 кВ.

Расшифровка маркировки кабеля АПвП:

А - Алюминиевая токопроводящая жила;

Пв - Изоляция жил из сшитого полиэтилена;

П - Оболочка из сшитого полиэтилена.

Технические характеристики кабеля АПвП-10 показаны в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Технические характеристики кабеля АПвП-10

Гарантийный срок эксплуатации [год]	5
Допустимый нагрев жил при работе в аварийном режиме [°С]	+130
Максимальная температура жил при коротком замыкании, [°С]	+250
Монтаж без предварительного подогрева при температуре не ниже, [°С]	-20
Номинальное переменное напряжение частотой 50 Гц [кВ]	10

Продолжение таблицы 5.2

Рабочая температура жилы [°C]	+90
Радиус изгиба кабелей [наружных диаметров]	15(7,5)
Срок службы кабелей не менее, (год)	30
Эксплуатация при температуре окружающей среды, [°C]	-60/+50

Таким образом, выбранный кабель АПвП 10 кВ соответствует требованиям надежности, безопасности, климатическим и другим условиям для монтажа. Устройство кабельной траншеи с кабельным каналом показано на рисунке 5.1.

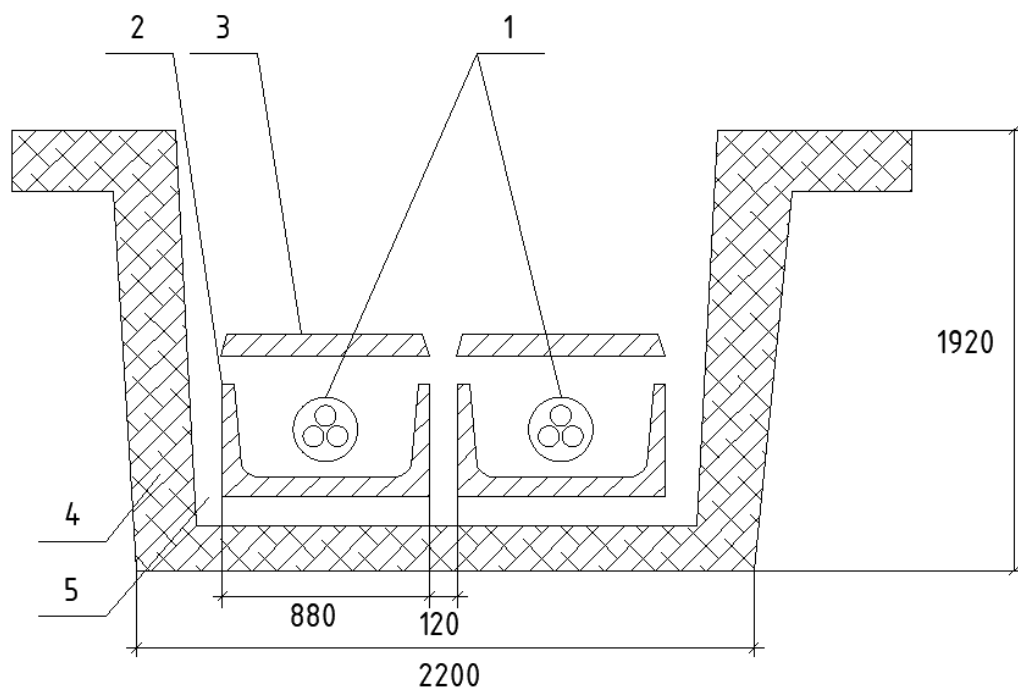


Рисунок 5.1 – Устройство кабельной траншеи с кабельным каналом:

1 - Силовой кабель; 2 - Лоток железобетонный; 3 - Плита железобетонная; 4 - Песчано-гравийная смесь; 5 - Песчаная подготовка

Исходя из полученной расчетной мощности, проведем расчет кабельной линии питания номинальным напряжением 10 кВ:

Рабочий ток линии [16]:

$$I_p = \frac{S_{p.тп}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n}, \text{ А}, \quad (5.1)$$

где $S_{p.тп}$ – итоговая расчетная мощность ТП, кВА;

U_n – номинальное напряжение линии, кВ;

n – число цепей, шт.

$$I_p = \frac{649,04}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 18,736 \text{ А.}$$

Экономическое сечение жилы кабеля:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}, \text{ мм}^2, \quad (5.2)$$

где $j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, А/ мм².

$$F_{\text{эк}} = \frac{18,736}{1,4} = 13,383 \text{ мм}^2.$$

Принимаем 3-х жильный кабель АПвП (алюминиевая токопроводящая жила, изоляция жил из сшитого полиэтилена и оболочкой из полиэтилена) с поперечным сечением жил 16 мм² (минимальное сечение на 10 кВ).

Проверяем данное сечение по аварийному режиму:

$$I_{\text{ав}} = \frac{649,04}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 1} = 37,472 \text{ А.}$$

Допустимый ток $I_{\text{доп}} = 75 \text{ А}$. Проверяем кабель по длительно допустимому нагреву расчетным током по условию:

$$I'_{\text{доп}} \geq I_{\text{доп}} \cdot K_{\text{пов}} \cdot K_{\text{ср}} \cdot K_{\text{пон}}, \text{ А}, \quad (5.3)$$

где $K_{\text{пов}}$ – коэффициент повышения при недогруженности КЛ, принимается равным 1,25;

$K_{\text{ср}}$ – коэффициент среды, учитывает температуру среды;

$K_{\text{пон}}$ – коэффициент понижения токовой нагрузки при групповой прокладке, принимается равным 0,93 для двухцепной КЛ.

$$I'_{\text{доп}} \geq 75 \cdot 1,25 \cdot 1,08 \cdot 0,93 = 94,163 \text{ А}.$$

Что больше значения аварийного тока, сечение проходит.

Проверяем выбранное сечение по потере напряжения по формуле:

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{макс}} \cdot L \cdot 100}{U_{\text{н}}} (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi), \quad \% \quad (5.4)$$

где $I_{\text{макс}}$ – максимальный расчетный ток линии, А;

L – длина линии, км;

r_0 – удельное активное сопротивление кабеля, Ом/км;

x_0 – удельное индуктивное сопротивление кабеля, Ом/км.

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 37,472 \cdot 0,805 \cdot 100}{10} (1,94 \cdot 0,911 + 0,102 \cdot 0,443) = 0,24 \text{ \%}.$$

Потери напряжение не превышают 5%, что соответствует требованиям ПУЭ [17].

5.2 Расчет распределительной сети 0,4 кВ

Распределительная сеть 0,4 кВ выполняется кабельными линиями с кабелем АПвзБбШп 0,4 кВ.

Расшифровка названия марки АПвзБбШп:

А – Алюминиевый проводник;

Пв – Изоляция проводника сшитым полиэтиленом;

з – Заполнитель, исключающий попадание влаги к проводнику;

Б – Двухленточная стальная броня;

б – Без подушки, составляющей внутреннюю часть защиты, которая накладывается под броню для избегания коррозии и повреждений механического характера от самой брони;

Шп - Покров для защиты из шланга, прошедшего выпрессовку из полиэтилена.

Данный тип кабеля не боится коррозии и может быть использован для протяжки в земле, исключая динамичные типы грунтов. Возможно применение в кабельных сооружениях, но с гарантией защиты от пожара, используя огнезащитные покрытия. Характеристики кабелей марки АПвзБбШп представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Характеристики кабелей марки АПвзБбШп

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение кабеля	1 кВ
Температура окружающей среды при эксплуатации кабеля	от -50°C до +50°C
Относительная влажность воздуха (при температуре до +35°C)	до 98%
Минимальная температура прокладки кабеля без предварительного подогрева	-15 °C
Предельная длительно допустимая рабочая температура жил кабеля	+90°C

Продолжение таблицы 5.3

Предельно допустимая температура нагрева жил кабеля в аварийном режиме (или в режиме перегрузки)	+130°C
Максимальная температура нагрева жил кабеля при коротком замыкании	+250°C
Минимально допустимый радиус изгиба при прокладке (одножильный)	7,5 наружных диаметров
Срок службы	30 лет

Выбор марки распределительных пунктов (РП).

Выбираем РП серии ПР 11. Функциональное предназначение ПР 11 заключается в приеме и перераспределении электрической энергии, защите сетей и установок от риска перегрузок, неправильного смыкания электроцепей [13]. Также данные устройства подходят для шести коммутаций электроцепей в день.

Пункты распределительные серии ПР 11 представляют собой шкаф распределительный с дверцей и электроаппаратурой внутри, могут располагаться как на стене, так и на полу, а также предполагают установку дополнительных возможностей в конструкции по требованию клиента.

Электрический монтаж внутри корпуса ПР 11 выполнен шинами (нулевая рабочая шина (N) и нулевая защитная шину (PE)). Возможна установка пунктов распределительных на стене или на полу.

Защиту людей от поражения электротоком и защиту аппаратуры потребителей от токов утечки на землю обеспечивает встроенный модуль УЗО.

Внешний вид РП серии ПР-11 показан на рисунке 5.2.



Рисунок 5.2 – Внешний вид РП серии ПР-11

Технические характеристики РП серии ПР-11 представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Технические характеристики РП серии ПР-11

Номинальный ток	До 630 А
Номинальное напряжение	660 В
Частота	50 и 60 Гц
Высота монтажа	До 2000 м

Расчётные токи кабельных линий (3-х фазные, 380 В)

$$I_p = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi}, \text{ А}, \quad (5.5)$$

где P_n – расчётное значение номинальной активной мощности, передаваемой по кабелю, кВт;

U_n – номинальное напряжение питаемого участка, кВ.

Приведем пример выбора кабеля для питания автоматического склада (№1 на генплане), это участок с потребителями первой категории, 380 В, три фазы.

$$I_p = \frac{212,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,88} = 366,9 \text{ А.}$$

Принимаем кабель АПвзБбШп-5х185 с допустимым током $I_{\text{доп}}=380 \text{ А}$ [13]. Длина линии $L= 144,22 \text{ м}$. Удельное активное сопротивление кабеля $r_0= 0,00016 \text{ Ом/м}$. Индуктивным сопротивлением в сети 0,38 кВ пренебрегаем [11]. Падение напряжения в линии составит:

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 366,9 \cdot 144,22 \cdot 100}{380} (0,00016 \cdot 0,88 + 0 \cdot 0,475) = 1,698 \text{ \%}.$$

Потери не превышают допустимые 5% согласно ПУЭ [15].

Для остальных участков кабеля выбраны аналогично, выбор сведен в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 – Расчет кабельных линий 0,4 кВ

Участок	Sp, кВА	Un, кВ	Ip, А	Кабель	Idоп, А	N
1	241,477	0,38	366,90	АПвзБбШп-5х185	380	2
2	236,548	0,38	359,41	АПвзБбШп-5х185	380	2
3	137,412	0,38	208,78	АПвзБбШп-5х70	210	2
4	50,250	0,38	76,35	АПвзБбШп-5х16	80	2

Продолжение таблицы 5.5

5	9,101	0,38	13,83	АПвзБбШп-5х4	35	2
6	88,780	0,38	134,89	АПвзБбШп-5х50	170	2
7	88,780	0,38	134,89	АПвзБбШп-5х50	170	2
8	139,762	0,38	212,35	АПвзБбШп-5х95	255	2
9	88,780	0,38	134,89	АПвзБбШп-5х50	170	2
10	9,101	0,38	13,83	АПвзБбШп-5х4	35	2
11	48,966	0,38	74,40	АПвзБбШп-5х16	80	1
12	19,348	0,38	29,40	АПвзБбШп-5х4	35	1

Проверка линий по потерям напряжения сведена в таблицу 5.6.

Таблица 5.6 – Проверка кабельных линий 0,4 кВ по потерям напряжения

Участок	I_p , А	Кабель	r_0 , Ом/м	L, м	r, Ом	ΔU , %
1	366,90	АПвзБбШп-5х185	0,00016	144,22	0,02308	1,698
2	359,41	АПвзБбШп-5х185	0,00016	53,96	0,00863	1,414
3	208,78	АПвзБбШп-5х70	0,00042	159,41	0,06695	1,839
4	76,35	АПвзБбШп-5х16	0,00187	221,32	0,41386	2,079
5	13,83	АПвзБбШп-5х4	0,00749	33,69	0,25234	0,459
6	134,89	АПвзБбШп-5х50	0,00063	5,75	0,00362	0,064
7	134,89	АПвзБбШп-5х50	0,00063	42,18	0,02657	0,472
8	212,35	АПвзБбШп-5х95	0,00032	216,66	0,06933	1,937
9	134,89	АПвзБбШп-5х50	0,00063	198,58	0,12511	2,221
10	13,83	АПвзБбШп-5х4	0,00749	5,20	0,03898	0,071
11	74,40	АПвзБбШп-5х16	0,00187	52,04	0,09732	0,953
12	29,40	АПвзБбШп-5х4	0,00749	69,57	0,52109	2,016

Потери напряжения не превышают допустимые согласно ПУЭ 5%.

Выбор автоматических выключателей.

- номинальное напряжение автомата должно быть не менее напряжения сети:

$$U_{\text{ном}} > U_c, \text{ В.} \quad (5.6)$$

- номинальный ток теплового расцепителя должен быть больше тока нагрузки:

$$I_{\text{т.р.}} > I_p, \text{ А.} \quad (5.7)$$

- отстройка от номинального тока нагрузки:

$$I_{\text{т.р.}} > 1,1 \cdot I_p, \text{ А.} \quad (5.8)$$

Приведем пример выбора автомата на линии к автоматическому складу (№1 на генплане).

Для отстройки уставки теплового расцепителя:

$$1,1 \cdot 366,898 = 403,587 \text{ А.}$$

Выбираем автомат серии ВА-52-39 на номинальный ток 500 А. Уставки тепловых расцепителей автоматов серии ВА, согласно паспорту, выбираются равными 0,8; 0,8 и 1,0 от номинального тока автомата. В данном случае выбираем уставку теплового расцепителя равной 0,9 номинального тока, т.е. равной 450 А. Выбор автоматических выключателей для защиты других линий распределительной сети сведен в таблицу 5.7.

Таблица 5.7 – Выбор автоматических выключателей

Участок	I_p, A	$1,1 * I_p, A$	Выключатель	$I_{ном}, A$	$I_{т.р.}, A$	множ. $I_{т.р.}$
1	366,898	403,587	ВА-52-39	500	450,0	0,9
2	359,407	395,348	ВА-52-39	500	400,0	0,8
3	208,782	229,660	ВА-52-39	250	250,0	1,0
4	76,349	83,984	ВА-47-100	100	90,0	0,9
5	13,828	15,211	ВА-47-29	16	16,0	1,0
6	134,892	148,381	ВА-52-39	160	160,0	1,0
7	134,892	148,381	ВА-52-39	160	160,0	1,0
8	212,352	233,588	ВА-52-39	250	250,0	1,0
9	134,892	148,381	ВА-52-39	160	160,0	1,0
10	13,828	15,211	ВА-47-29	16	16,0	1,0
11	74,398	81,837	ВА-47-100	100	90,0	0,9
12	29,397	32,337	ВА-47-29	40	36,0	0,9

6 Расчет токов короткого замыкания

Исходными для расчета являются принятый вариант схемы электроснабжения, выбранные к установке кабели. Составляется эквивалентная схема замещения, наносятся точки КЗ (рисунок 6.1).

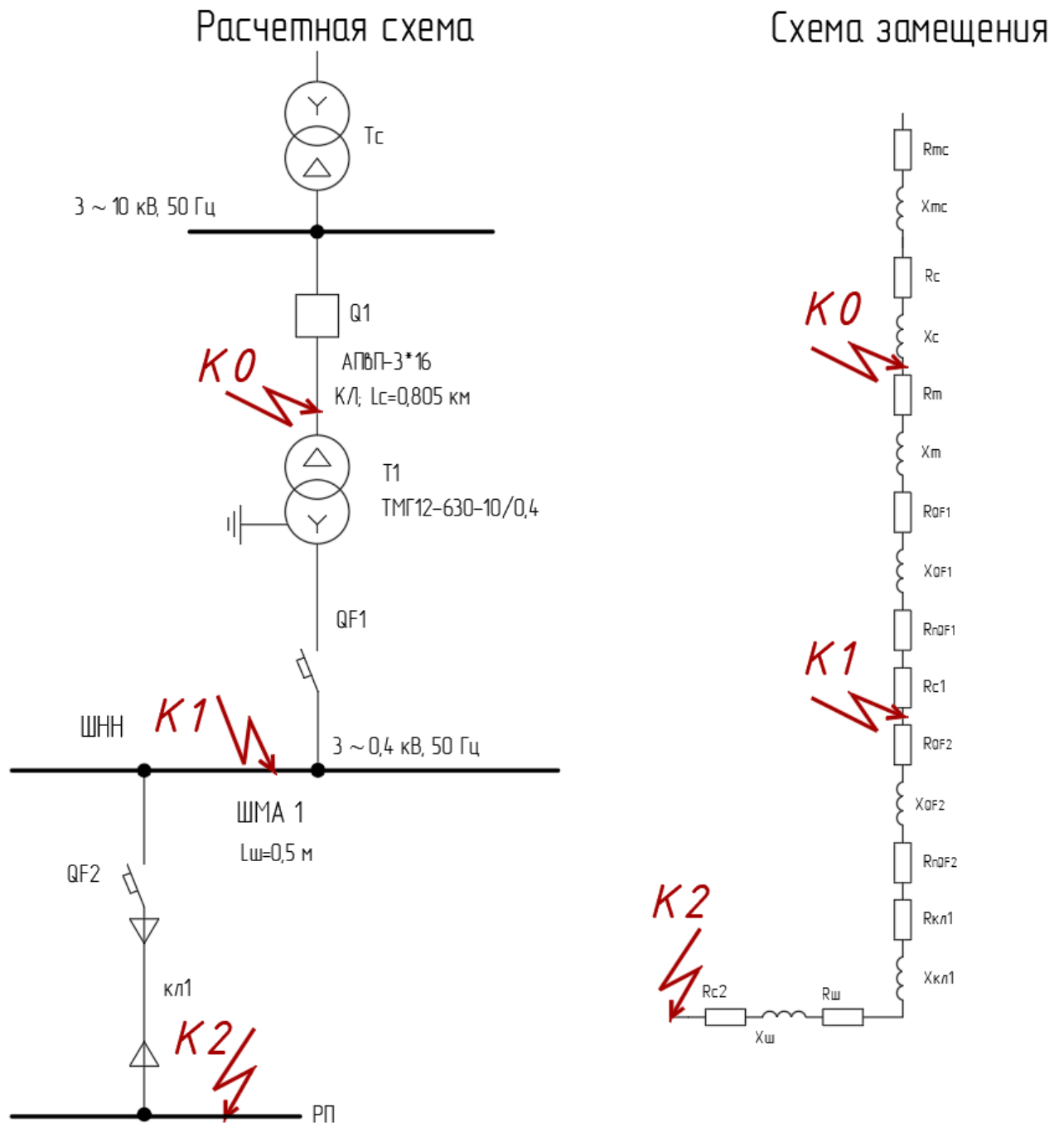


Рисунок 6.1 – Схемы для расчета токов короткого замыкания

На рисунке 6.1 обозначены точки КЗ в следующих местах:
К0– шины 10 кВ ТП; К1– шины 0,4 кВ ТП; К2– на вводе потребителей.

Произведем в качестве примера расчет токов КЗ для линии питания автоматического склада (№1 на генплане). Для питающей энергосистемы значения эквивалентных сопротивлений равны, по данным АО "Мособлэнерго" [18]:

- активное сопротивление питающей энергосистемы: $R'_{тс} = 2,668 \text{ Ом}$;
- индуктивное сопротивление питающей энергосистемы: $X'_{тс} = 28,229 \text{ Ом}$.

Значения трехфазных токов к.з. в начале КЛ 10 кВ (выключатель 10 кВ ПС энергосистемы), согласно данным АО "Мособлэнерго" : $I_{к.з.макс}^{(3)} = 10,211 \text{ кА}$; $I_{к.з.мин}^{(3)} = 5,225 \text{ кА}$ [18].

Для питающей линии 10 кВ:

Удельное индуктивное сопротивление кабеля $x_0 = 0,102 \text{ Ом/км}$.

Индуктивное сопротивление линии 10 кВ:

$$X'_c = x_0 \cdot L_c, \text{ Ом}, \quad (6.1)$$

где L_c – длина линии, км.

$$X'_c = 0,102 \cdot 0,805 = 0,082 \text{ Ом}.$$

Удельное активное сопротивление кабеля $r_0 = 1,94 \text{ Ом/км}$.

Активное сопротивление линии 10 кВ:

$$R'_c = r_0 \cdot L_c, \text{ Ом}; \quad (6.2)$$

$$R'_c = 1,94 \cdot 0,805 = 1,562 \text{ Ом}.$$

Сопротивления приводятся к стороне НН:

$$R_{\text{тс}} = R'_{\text{тс}} \cdot \frac{U_{\text{нн}}^2}{U_{\text{вн}}^2}, \text{ мОм}; \quad (6.3)$$

$$R_{\text{тс}} = 2668 \cdot \frac{0,4^2}{10^2} = 4,269 \text{ мОм};$$

$$X_{\text{тс}} = X'_{\text{тс}} \cdot \frac{U_{\text{нн}}^2}{U_{\text{вн}}^2}, \text{ мОм}; \quad (6.4)$$

$$X_{\text{тс}} = 28229 \cdot \frac{0,4^2}{10^2} = 45,1664 \text{ мОм};$$

$$R_{\text{с}} = R'_{\text{с}} \cdot \frac{U_{\text{нн}}^2}{U_{\text{вн}}^2}, \text{ мОм}; \quad (6.5)$$

$$R_{\text{с}} = 1562 \cdot \frac{0,4^2}{10^2} = 2,5 \text{ мОм};$$

$$X_{\text{с}} = X'_{\text{с}} \cdot \frac{U_{\text{нн}}^2}{U_{\text{вн}}^2}, \text{ мОм}; \quad (6.6)$$

$$X_{\text{с}} = 82 \cdot \frac{0,4^2}{10^2} = 0,131 \text{ мОм}.$$

Для трансформатора ТП марки ТМГ12-630 по справочным данным [6]:

$R_{\text{т}} = 3,1 \text{ мОм}; X_{\text{т}} = 13,6 \text{ мОм}$. Для автоматов по справочным данным [13]:

QF1: $R_{\text{QF1}} = 0,04 \text{ мОм}; X_{\text{QF1}} = 0,04 \text{ мОм}; R_{\text{пQF1}} = 0,05 \text{ мОм}$.

QF2: $R_{\text{QF2}} = 0,08 \text{ мОм}; X_{\text{QF2}} = 0,08 \text{ мОм}; R_{\text{пQF2}} = 0,1 \text{ мОм}$.

Кабельная линия 1. Удельные сопротивления кабеля:

$r_0 = 0,0123 \text{ мОм/м}; x_0 = 0,0073 \text{ мОм/м}$ [13]. Активное сопротивление линии:

$$R_{\text{кл1}} = r_0 \cdot L_{\text{кл1}}, \text{ мОм}, \quad (6.7)$$

где $L_{\text{кл1}}$ – длина линии, м.

$$R_{\text{кл1}} = 0,0123 \cdot 144,22 = 1,78 \text{ мОм}.$$

Индуктивное сопротивление линии:

$$X_{\text{кл1}} = x_0 \cdot L_{\text{кл1}}, \text{ мОм}; \quad (6.8)$$

$$X_{\text{кл1}} = 0,0073 \cdot 144,22 = 1,057 \text{ мОм}.$$

Для шинпровода ШМА1 по справочным данным [13]:

$r_0 = 0,01$ мОм/м; $x_0 = 0,005$ мОм/м. Удельные сопротивление петли «фаза-ноль»: $r_{0\text{п}} = 0,019$ мОм/м; $x_{0\text{п}} = 0,031$ мОм/м.

$$R_{\text{ш}} = r_0 \cdot L_{\text{ш}}, \text{ мОм}; \quad (6.9)$$

$$R_{\text{ш}} = 0,01 \cdot 0,5 = 0,005 \text{ мОм};$$

$$X_{\text{ш}} = x_0 \cdot L_{\text{ш}}, \text{ мОм}; \quad (2.26)$$

$$R_{\text{ш}} = 0,05 \cdot 0,5 = 0,0025 \text{ мОм}.$$

Далее упрощается схема замещения, вычисляются эквивалентные сопротивления и обозначаются на схеме (рисунок 6.2).

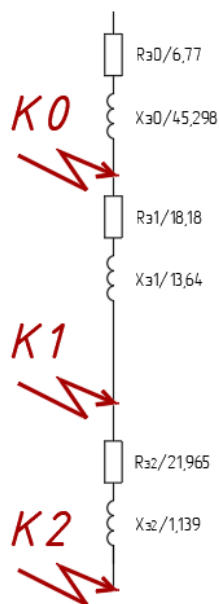


Рисунок 6.2 – Схема замещения упрощенная

Для ступеней распределения, переходные сопротивления, по справочным данным [13]: $R_{c1} = 15 \text{ мОм}$; $R_{c2} = 20 \text{ мОм}$.

$$R_{\text{э}0} = R_{\text{тс}} + R_{\text{с}}, \text{ мОм}; \quad (6.10)$$

$$R_{\text{э}0} = 4,269 + 2,5 = 6,77 \text{ мОм};$$

$$X_{\text{э}0} = X_{\text{тс}} + X_{\text{с}}, \text{ мОм}; \quad (6.11)$$

$$X_{\text{э}0} = 45,1664 + 0,131 = 45,298 \text{ мОм};$$

$$R_{\text{э}1} = R_{\text{т}} + R_{\text{QF1}} + R_{\text{пQF1}} + R_{\text{с1}}, \text{ мОм}; \quad (6.12)$$

$$R_{\text{э}1} = 3,1 + 0,04 + 0,05 + 15 = 18,18 \text{ мОм};$$

$$X_{\text{э}1} = X_{\text{т}} + X_{\text{QF1}}, \text{ мОм}; \quad (6.13)$$

$$X_{\text{э}1} = 13,6 + 0,04 = 13,64 \text{ мОм};$$

$$R_{\text{э}2} = R_{\text{QF2}} + R_{\text{пQF2}} + R_{\text{кп1}} + R_{\text{ш}} + R_{\text{с2}}, \text{ мОм}; \quad (6.14)$$

$$R_{\text{э}2} = 0,08 + 0,1 + 1,78 + 0,005 + 20 = 21,965 \text{ мОм};$$

$$X_{\text{э}2} = X_{\text{QF2}} + X_{\text{кп1}} + X_{\text{ш}}, \text{ мОм}; \quad (6.15)$$

$$X_{\text{э}2} = 0,08 + 1,057 + 0,0025 = 1,139 \text{ мОм};$$

$$R_{\text{э}3} = R_{\text{QF3}} + R_{\text{пQF3}} + R_{\text{кп2}}, \text{ мОм}; \quad (6.16)$$

$$R_{\text{э}3} = 0,7 + 0,7 + 10,2721 = 11,6721 \text{ мОм};$$

$$X_{\text{э}3} = X_{\text{QF3}} + X_{\text{кп2}}, \text{ мОм}; \quad (6.17)$$

$$X_{\text{э}3} = 0,7 + 1,01 = 1,71 \text{ мОм}.$$

Далее рассчитываются эквивалентные сопротивления до каждой точки

КЗ:

$$R_{\text{к0}} = R_{\text{э}0} = 6,77 \text{ мОм}.$$

$$X_{\text{к0}} = X_{\text{э}0} = 45,298 \text{ мОм}.$$

$$Z_{\text{к0}} = \sqrt{R_{\text{к0}}^2 + X_{\text{к0}}^2}, \text{ мОм}; \quad (6.18)$$

$$Z_{к0} = \sqrt{6,77^2 + 45,298^2} = 45,801 \text{ мОм};$$

$$R_{к1} = R_{\text{э}0} + R_{\text{э}1}, \text{ мОм}; \quad (6.19)$$

$$R_{к1} = 6,77 + 18,18 = 24,95 \text{ мОм};$$

$$X_{к1} = X_{\text{э}0} + X_{\text{э}1}, \text{ мОм}; \quad (6.20)$$

$$X_{к1} = 45,298 + 13,64 = 58,938 \text{ мОм};$$

$$Z_{к1} = \sqrt{24,95^2 + 58,938^2} = 64 \text{ мОм};$$

$$R_{к2} = R_{\text{э}0} + R_{\text{э}1} + R_{\text{э}2}, \text{ мОм}; \quad (6.21)$$

$$R_{к2} = 6,77 + 18,18 + 21,965 = 46,91 \text{ мОм};$$

$$X_{к2} = X_{\text{э}0} + X_{\text{э}1} + X_{\text{э}2}, \text{ мОм}; \quad (6.22)$$

$$X_{к2} = 45,298 + 13,64 + 1,139 = 60,077 \text{ мОм};$$

$$Z_{к2} = \sqrt{46,91^2 + 60,077^2} = 76,22 \text{ мОм};$$

Трехфазный ток к.з. определяется по формуле:

$$I_k^{(3)} = \frac{U_k}{\sqrt{3} \cdot Z_k}, \text{ кА}, \quad (6.23)$$

где U_k – напряжение в точке к.з., кВ;

Z_k – эквивалентное сопротивление цепи до точки к.з., мОм.

Трехфазный ток короткого замыкания в точке К0:

$$I_{к0}^{(3)} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 45,801} = 5,04 \text{ кА}.$$

Для остальных точек расчет токов к.з. аналогичен.

Ударный ток к.з. рассчитывается по формуле:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_k^{(3)}, \text{ кА}, \quad (6.24)$$

где K_y – ударный коэффициент, для сетей 10 кВ принимаем равным 1,8; для сетей 0,4 кВ равным 1,3 [10].

Ударный ток к.з. в точке К0:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5,04 = 12,83 \text{ кА}.$$

Для остальных точек расчет ударных токов к.з. аналогичен.

Определяются двухфазные токи КЗ:

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_k^{(3)}, \text{ кА}. \quad (6.25)$$

Двухфазный ток к.з. в точке К0:

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,04 = 4,37 \text{ кА}.$$

Для остальных точек расчет двухфазных токов к.з. аналогичен.

Далее рассчитывается однофазный ток к.з. Составляется схема замещения (рисунок 6.3) и определяются сопротивления элементов.

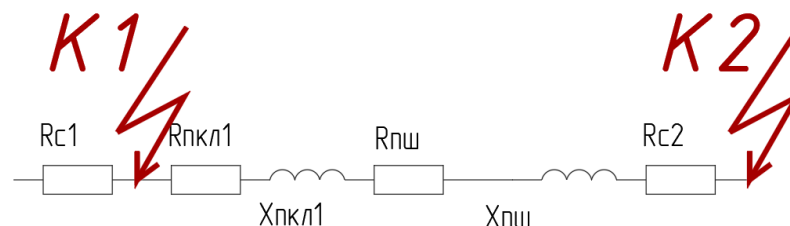


Рисунок 6.3 – Схема замещения для расчета однофазных токов КЗ

Активное сопротивление петли «фаза-ноль» для линии кл1:

$$R_{\text{пкл1}} = 2 \cdot r_0 \cdot L_{\text{кл1}}, \text{ мОм}; \quad (6.26)$$
$$R_{\text{пкл1}} = 2 \cdot 0,0325 \cdot 54,76 = 3,559 \text{ мОм}.$$

Индуктивное сопротивление петли «фаза-ноль» для линии кл1:

$$X_{\text{пкл1}} = x_{0\text{п}} \cdot L_{\text{кл1}}, \text{ мОм}; \quad (6.27)$$
$$X_{\text{пкл1}} = 0,15 \cdot 54,76 = 8,214 \text{ мОм}.$$

Активное сопротивление петли «фаза-ноль» для шинпровода:

$$R_{\text{пш}} = r_{0\text{пш}} \cdot L_{\text{ш}}, \text{ мОм}; \quad (6.28)$$
$$R_{\text{пш}} = 0,019 \cdot 0,5 = 0,0095 \text{ мОм}.$$

Индуктивное сопротивление петли «фаза-ноль» для шинпровода:

$$X_{\text{пш}} = x_{0\text{пш}} \cdot L_{\text{ш}}, \text{ мОм}; \quad (6.29)$$
$$X_{\text{пш}} = 0,031 \cdot 0,5 = 0,0155 \text{ мОм}.$$

Полное суммарное сопротивление петли «фаза-ноль» до точки К1:

$$Z_{\text{п1}} = R_{\text{с1}} = 15 \text{ мОм}.$$

Активное суммарное сопротивление петли «фаза-ноль» до точки К2:

$$R_{\text{п2}} = R_{\text{с1}} + R_{\text{пкл1}} + R_{\text{пш}} + R_{\text{с2}}, \text{ мОм}; \quad (6.30)$$
$$R_{\text{п2}} = 15 + 3,559 + 0,0095 + 20 = 38,569 \text{ мОм}.$$

Индуктивное суммарное сопротивление петли «фаза-ноль» до точки К2:

$$X_{\pi 2} = X_{\pi \text{кп1}} + X_{\pi \text{ш}}, \text{ мОм}; \quad (6.31)$$

$$X_{\pi 2} = 8,214 + 0,0155 = 8,23 \text{ мОм}.$$

Полное суммарное сопротивление петли «фаза-ноль» до точки К2:

$$Z_{\pi 2} = \sqrt{38,569^2 + 8,23^2} = 39,44 \text{ мОм}.$$

Однофазный ток к.з. рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{U_{\text{кф}}}{Z_{\pi} + \frac{Z_{\text{т}}^{(1)}}{3}}, \text{ кА}, \quad (6.32)$$

где $U_{\text{кф}}$ – фазное напряжение, кВ;

$Z_{\text{т}}^{(1)}$ – сопротивление трансформатора в режиме однофазного КЗ, мОм.

Однофазный ток к.з. в точке К1:

$$I_{\text{к1}}^{(1)} = \frac{0,23}{15 + \frac{64,5}{3}} = 6,3 \text{ кА}.$$

Для остальных точек расчет однофазных токов к.з. аналогичен. Сведем результаты расчетов в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Сводная ведомость токов короткого замыкания (минимальный режим)

Точка КЗ	$R_k, \text{ мОм}$	$X_k, \text{ мОм}$	$Z_k, \text{ мОм}$	K_y	$I_k^{(3)}, \text{ кА}$	$i_y, \text{ кА}$	$I_k^{(2)}, \text{ кА}$	$Z_{\text{П}}, \text{ мОм}$	$I_k^{(1)}, \text{ кА}$
К0	6,77	45,30	45,80	1,8	5,04	12,83	4,37	-	-
К1	24,95	58,94	64,00	1,3	3,61	6,63	3,12	15	6,30
К2	46,91	60,08	76,22	1,3	2,88	5,29	2,49	39,44	3,61

Для максимального режима работы энергосистемы значения эквивалентных сопротивлений равны, по данным АО "Мособлэнерго" [18]:

- активное сопротивление питающей энергосистемы: $R'_{\text{тс}} = 1,334 \text{ Ом}$;

- индуктивное сопротивление питающей энергосистемы: $X'_{\text{тс}} = 14,1145$

Ом.

Расчеты токов к.з. проводятся аналогично. Сведем результаты расчетов в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Сводная ведомость токов короткого замыкания (максимальный режим)

Точка КЗ	$R_k, \text{ мОм}$	$X_k, \text{ мОм}$	$Z_k, \text{ мОм}$	K_y	$I_k^{(3)}, \text{ кА}$	$i_y, \text{ кА}$	$I_k^{(2)}, \text{ кА}$	$Z_{\text{П}}, \text{ мОм}$	$I_k^{(1)}, \text{ кА}$
К0	4,63	22,71	23,18	1,8	9,96	25,36	8,63	-	-
К1	22,81	36,35	42,92	1,3	5,38	9,89	4,66	15	6,30
К2	44,78	37,49	58,40	1,3	3,76	6,91	3,25	39,44	3,61

Расчет токов к.з. в точке К2 (на вводах потребителей) для других потребителей аналогичен и сведен в приложение А.

7 Проверка выбора проводников и оборудования по токам КЗ

Проверка питающей кабельной линии 10 кВ.

Проверяем кабель на термическую стойкость к действию токов короткого замыкания [3]. Термически стойкое к тока КЗ сечение определим по формуле

$$F_T = I_{КЗ}^{(3)} \cdot \sqrt{t_{П}} / K_T \quad (7.1)$$

где $I_{КЗ}^{(3)}$ - действующее значение установившегося тока трехфазного КЗ, кА

$t_{П}$ - приведенное время КЗ (время срабатывания релейной защиты линии), принимаем равным 0,02 с по [1];

K_T - температурный коэффициент . Для кабеля с алюминиевыми жилами $K_T=95$ [3].

Определяем термически стойкое сечение

$$F_m = 9960 \cdot \sqrt{0,02} / 95 = 14,82 \text{ мм}^2$$

Выбранное сечение АПвП-3х16 мм² удовлетворяет этому условию.

Проверка кабельных линий 0,4 кВ.

Кабельные линии проверяются на устойчивость к термическому воздействию токов к.з., согласно условию

$$S_{кл} \geq S_{тер} \quad (7.2)$$

где $S_{кл}$ - фактическое сечение жил кабеля, мм².

$S_{тер}$ - минимальное термически стойкое сечение жил кабеля, мм².

Температура кабеля при трехфазном установившемся токе короткого замыкания I_{∞} не должна превышать 250°C [4]. Для кабельных линий напряжением до 10 кВ включительно, сечение жилы кабеля определяется

$$S \geq I_{\infty} / c \cdot \sqrt{t} \quad (7.3)$$

где c – числовой коэффициент: для алюминиевых жил – 95, для медных – 165 [4];

I_{∞} – трехфазный ток к.з. в установившемся режиме, кА

t – приведенное время действия тока к.з. (время срабатывания электромагнитного расцепителя автомата), принимается равным 0,1 с [4].

Сравнивая принятые ранее значения сечения кабелей с допустимыми по термической стойкости выбираем ближайшее стандартное к большему значению.

Рассмотрим линию питания автоматического склада (№1 на генплане):

$$S \geq (3760 / 95) \cdot \sqrt{0,1} = 12,52 \text{ мм}^2$$

Следовательно, принятое сечение 185 мм^2 проходит проверку. Расчёты для остальных участков сведены в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 – Проверка кабельных линий 0,4 кВ на термическую стойкость

Участок	Кабель	$I_{\infty}^{(3)}$, кА	Стер, мм^2	t, с
1	АПвзБбШп-5х185	3,76	12,52	0,1
2	АПвзБбШп-5х185	3,311	11,02	0,1
3	АПвзБбШп-5х70	1,787	5,95	0,1
4	АПвзБбШп-5х16	0,463	1,54	0,1

Продолжение таблицы 7.1

Участок	Кабель	$I_{\infty}^{(3)}$, кА	Стер, мм ²	t, с
5	АПвзБбШп-5х4	0,708	2,36	0,1
6	АПвзБбШп-5х50	3,558	11,84	0,1
7	АПвзБбШп-5х50	2,637	8,78	0,1
8	АПвзБбШп-5х95	1,753	5,84	0,1
9	АПвзБбШп-5х50	1,212	4,03	0,1
10	АПвзБбШп-5х4	2,304	7,67	0,1
11	АПвзБбШп-5х16	1,433	4,77	0,1
12	АПвзБбШп-5х4	0,376	1,25	0,1

Все кабельные линии проходят проверку по термической стойкости.

Проверка автоматических выключателей 0,4 кВ.

Автоматические выключатели 0,4 кВ проверяют [4]:

а) на надежность срабатывания, согласно условию

$$I_{\text{кз}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_{\text{т.р.}} \quad (7.4)$$

где $I_{\text{кз}}^{(1)}$ - ток однофазного к.з. , кА;

$I_{\text{т.р.}}$ - номинальный ток теплового расцепителя автомата, кА.

б) на отключающую способность, согласно условию

$$I_{\text{отк}} \geq \sqrt{2} \cdot I_{\infty}^{(3)} \quad (7.5)$$

где $I_{\text{отк}}$ - ток отключения автомата, кА;

$I_{\infty}^{(3)}$ - трехфазный ток к.з. в установившемся режиме, кА.

в) на отстройку от пусковых токов, произведена при выборе автоматов.

Проверку проведем для характерных линий электроснабжения, с

наименьшими токами к.з. по первому условию, и наибольшими токами к.з. по второму.

По первому условию

Для участка ТП – РП №12: $0,33 \geq 3 \cdot 0,036$ кА. Условие выполняется.

По второму условию максимальный ток отключения автоматов серии Электрон Э16 составляет 50 кА. Для вводных автоматов ТП:

$$\sqrt{2} \cdot 5,38 = 7,61 \text{ кА};$$

$$50 > 7,61 \text{ кА.}$$

То есть условие выполняется.

Проверка оборудования КТПН.

Выбранная подстанция 2КТПН-ПК 630/10/0,4 является комплектной, в комплект входит следующее электрооборудование:

- силовые трансформаторы ТМГ12-630-10/0,4;
- вакуумные выключатели серии ВВ/TEL – 10/630;
- разъединители серии РВ-10-400;
- опорные изоляторы ИОЭЛ-10;
- трансформаторы тока ТПЛК-10 - 50/5 - 0,5; контрольный кабель КВВГнг-LS-5*2,5 мм²;
- трансформаторы напряжения НАМИ-10-95;
- ограничители перенапряжения серии ОПН-10;
- предохранители ПКТ-103/50;
- автоматические выключатели Электрон Э16/1600;
- трансформаторы тока ТШЛ-0,66 - 1500/5.

Проверка выключателей и разъединителей на 10 кВ сведена в таблицу

7.2.

Таблица 7.2 – Проверка выключателей и разъединителей 10 кВ

Место установки	Расчетные данные	Значение	Выключатель ВВ/TEL-10/630	Разъединитель РВ-10/400
Высшая сторона трансформатора ТП	$U_{уст}, \text{кВ}$	10	10,0	10,0
	$I_{\max p}, \text{А}$	37,472	630,0	400,0
	$I_{пт}, \text{кА}$	9,96	31,5	25,0
	$I_{уд}, \text{кА}$	25,63	80,0	40,0
	$B_K = I_{п(0)}^2 \cdot t_{откл}, \text{кА}^2/\text{с}$	297,737	3600,0	2500,0

Выбранные выключатели и разъединители проходят проверку по всем параметрам.

Проверка изоляторов.

Изоляторы проверяются:

- по напряжению:

$$U_n > U_{уст} \quad (7.6)$$

- по предельной нагрузке:

$$F_{\text{пред}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} \geq F_{\text{расч}} \quad (7.7)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 1 \cdot K_h \cdot 10^{-7} \cdot i_{уд}^2 \quad (7.8)$$

где K_h - поправочный коэффициент, зависящий от высоты шин

$$K_h = (H_{из} + b + h / 2) / H_{из} \quad (7.9)$$

где $H_{из}$ - высота опорного изолятора, мм;

$b = 6$ мм – толщина шинодержателя;

$h = 8$ мм – высота шины.

$$F_{\text{разр}} = 4 \text{ кН}; U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}; H_{\text{из}} = 125 \text{ мм.}$$

$$K_{\text{h}} = (125 + 6 + 8 / 2) / 125 = 1,124$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 2 \cdot 1,124 \cdot 10^{-7} \cdot 25,63^2 = 250,323 \text{ Н}$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 4 = 2,4 \text{ кН}$$

$$F_{\text{доп}} = 2,4 \text{ кН} > F_{\text{расч}} = 0,25 \text{ кН}$$

Выбранные изоляторы ИОЭЛ-10 проходят проверку по всем параметрам.

Проверка трансформаторов тока.

На стороне ВН трансформаторов ТП установлены ТПЛК10 - 50/5 – 0,5-У1. Трансформаторы тока должны отвечать следующим требованиям:

- по номинальному напряжению установки $U_{\text{н.апп}} \geq U_{\text{н.уст}}$
- по максимальному рабочему току $I_{\text{н}} \geq I_{\text{раб. max}}$
- по классу точности
- по вторичной нагрузке $Z_{\text{н}} \geq Z_{2\Sigma}$
- расчетная проверка по кривым предельной кратности (полная погрешность $\leq 10 \%$)
- проверка на термическую стойкость согласно [3]:

$$(k_{\text{тер.}} \cdot I_{\text{н.}})^2 \cdot t_{\text{тер.}} \geq B \quad (7.10)$$

где $k_{\text{тер.}}$ – кратность термической стойкости;

$I_{\text{н.}}$ – номинальный ток первичной обмотки, кА.

Проверка на динамическую стойкость $i_{\text{дин.}} \geq i_{\text{y}}$.

$$i_{\text{дин.}} = k_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{н.}} \geq i_{\text{y}} \quad (7.11)$$

где $k_{\text{эд}}$ – кратность динамической стойкости.

Проверка по номинальному напряжению

$$U_{н.апп} = 10 \text{ кВ} \geq U_{н.уст} = 10 \text{ кВ}.$$

Условие выполняется.

Проверка по максимальному рабочему току

$$I_{1н} = 50 \text{ А} > I_{раб.макс.} = 37,472 \text{ А}.$$

Условие выполняется.

Производим проверку на термическую стойкость согласно [3]:

$$k_{тер.} = 250, t_{тер.} = 3 \text{ с}.$$

$$(k_{тер.} \cdot I_{1н.})^2 \cdot t_{тер.} = (250 \cdot 0,05)^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > B_k = 9,96^2 \cdot 3 = 297,737 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Условие выполняется.

Производим проверку на динамическую стойкость согласно [3]:

$$k_{эд} = 405.$$

$$i_{дин.} = k_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н} = 405 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,05 = 28,987 \text{ кА} > i_y = 25,63 \text{ кА}.$$

Условие выполняется.

Выбранные трансформаторы тока проходят проверку по всем параметрам.

Проверка трансформаторов напряжения.

Определяем нагрузку трансформатора напряжения (таблица 7.3).

Таблица 7.3 – Нагрузка трансформаторов напряжения

№ п/п	Наименование приборов	Количество приборов	Р, Вт	Класс точности	cosφ	Нагрузка		
						Р, Вт	Q, Вар	S, В*А
1	Вольтметр Э335	6	2	1,5	1	12,00	0,00	12,00
2	Счетчик ЦЭ6812	6	2	1	0,38	12,00	29,21	31,58
	Итого :					24,00	29,21	43,58

$$S_{\text{ном}} = 200 \text{ В} \cdot \text{А} > S_{\text{приб.}} = 43,58 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Класс точности 0,2 обеспечивается.

Проверка ограничителей перенапряжения.

Проверку ограничителей перенапряжения 10 кВ сведем в таблицу 7.4.

Таблица 7.4 – Проверка ограничителей перенапряжения 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 297,737 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} = 25,63 \text{ кА}$

Выбранные ограничители перенапряжения проходят проверку по всем параметрам.

8 Релейная защита и автоматика

Функции релейной защиты и автоматики (РЗА) реализуются с помощью микропроцессорного терминала «Seram s40». Схема микропроцессорной РЗА на «Seram s40» показана на рисунке 8.1.

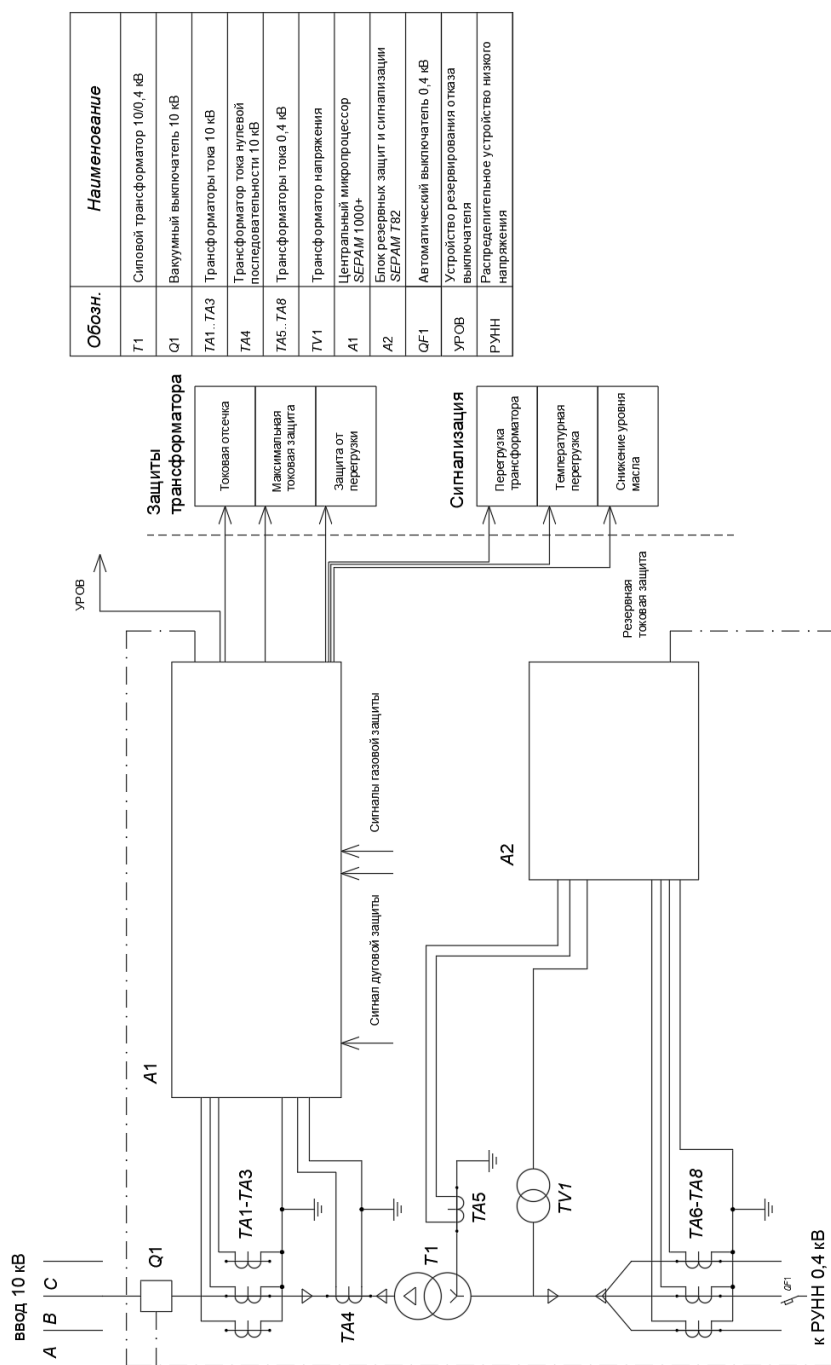


Рисунок 8.1 – Схема микропроцессорной РЗА на терминале «Seram s40»

Расчет РЗ блока КЛ-10 кВ – трансформатор.

Для защиты блока линия – трансформатор используем двухступенчатую токовую защиту [1]:

- селективную отсечку с отстройкой от максимального трёхфазного замыкания на стороне 0,4 кВ трансформатора;

- максимальную токовую защиты (МТЗ), отстроенную от максимального рабочего тока трансформатора с выдержкой времени, отстроенной от времени срабатывания защиты от перегрузки вводного автомата.

1. Селективная отсечка.

Ток срабатывания селективной отсечки:

$$I_{C.O.} \geq K_H \cdot I_{K.3.}^{(3)}, \text{ A}, \quad (8.1)$$

где K_H – коэффициент надёжности токовой отсечки, принимаем $K_H = 1,05$;

$I_{K.3.}^{(3)}$ – максимальный ток трёхфазного короткого замыкания (на стороне 10 кВ, приведенный к напряжению 0,4 кВ), А.

$$I_{C.O.} \geq 1,05 \cdot (9960 \cdot \frac{0,4}{10,5}) = 398,489 \text{ A}.$$

Ток срабатывания микропроцессорного реле:

$$I_{C.P.} = \frac{k_{cx} \cdot I_{C.O.}}{K_I}, \text{ A}, \quad (8.2)$$

где k_{cx} – коэффициент схемы соединения трансформаторов тока,

$k_{cx} = 1$;

K_I – коэффициент трансформации ТТ, $K_I = 50/5$.

$$I_{C.P.} = \frac{1 \cdot 398,489}{50/5} = 39,849 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности не должен быть менее 1,2:

$$K_{ч.ТО} = \frac{I_{к.з.мин}^{(2)}}{I_{C.O.}}, \quad (8.3)$$

где $I_{к.з.мин}^{(2)}$ – минимальный двухфазный ток к.з. в месте установки комплекта защиты, кА.

$$K_{ч.ТО} = \frac{4370}{398,489} = 10,97 \geq 1,2.$$

Требуемая чувствительность обеспечивается.

2. Максимальная токовая защита (МТЗ).

МТЗ отстраивается от номинального тока трансформатора.

Коэффициент

самопуска в этом случае принимается 1,4. Находим ток срабатывания защиты

по формуле:

$$I_{C.з.} = \frac{k_H \cdot k_{CЗП}}{k_B} \cdot I_{НОМ.ТР.}, \text{ А,} \quad (8.4)$$

где k_H – коэффициент надёжности, принимаем $k_H = 1,05$;

$k_{CЗП}$ – коэффициент самопуска;

k_B – коэффициент возврата, $k_B = 0,93 \div 0,97$.

Ток срабатывания защиты равен:

$$I_{C.3.} = \frac{1,05 \cdot 1,4}{0,93} \cdot 37,472 = 59,23 \text{ А.}$$

Ток срабатывания микропроцессорного реле:

$$I_{C.P.} = \frac{k_{cx} \cdot I_{C.3.}}{K_I}, \text{ А,} \quad (8.5)$$

$$I_{C.P.} = \frac{1 \cdot 59,23}{50/5} = 5,923 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности при коротком замыкании в основной зоне действия защиты не должен быть менее 1,5:

$$K_{ч.осн.} = \frac{I_{к.з.мин.}^{(2)}}{I_{C.3.}}; \quad (8.6)$$

$$K_{ч.осн.} = \frac{3120}{59,23} = 52,68 \geq 1,5.$$

Требуемая чувствительность обеспечивается.

Зона МТЗ должна охватывать защищаемый участок и резервировать релейную защиту следующего участка, т.е. линию W1 и шинопровод, отходящие от шин распределительного устройства [1].

$$K_{ч.рез.} = \frac{I_{к.з.мин.}^{(2)}}{I_{C.3.}}; \quad (8.7)$$

$$K_{ч.рез.} = \frac{4370}{59,23} = 73,78 \geq 1,5.$$

Требуемая чувствительность обеспечивается.

Выдержку времени защиты находим по формуле:

$$t_{C3.W} = t_{C3.2} + \Delta t, \text{ с}, \quad (8.8)$$

где $t_{C3.2}$ – время срабатывания защиты от перегрузки вводного автомата, с;

Δt – степень селективности, принимаем 0,5 с.

$$t_{C3.W} = 0,75 + 0,5 = 1,25 \text{ с.}$$

Проверка ТТ на 10% погрешность:

$$Z_{H.PACЧ} \leq Z_{ДОП}, \text{ Ом}, \quad (8.9)$$

где $Z_{H.PACЧ}$ – вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом;

$Z_{ДОП}$ – номинальная допустимая нагрузка ТТ в выбранном классе точности, Ом.

Предельная кратность определяется по результатам расчёта отсечки:

$$K_{10} = \frac{1,1 \cdot I_{C.O.}}{I_{НОМ.ТТ}}; \quad (8.10)$$

$$K_{10} = \frac{1,1 \cdot 398,489}{50} = 8,8.$$

По кривым предельной кратности для ТПЛК-10-50/5: $Z_{ДОП} = 0,7 \text{ Ом}$.

Фактическое расчетное сопротивление нагрузки:

$$Z_{H.PACЧ} = R_{ПРИБ} + 2 \cdot R_{ПР} + R_{К}, \text{ Ом}, \quad (8.11)$$

где $R_{ПР}$ – сопротивление соединительных проводов, которое зависит от их длины и сечения, Ом;

$R_{К}$ – сопротивление контактов, принимается равным 0,1 Ом;

$R_{\text{ПРИБ}}$ – сопротивление приборов устройства «Seram s40», равно 0,02 Ом.

Сопротивление соединительных проводов:

$$R_{\text{ПР}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q}, \text{ Ом}, \quad (8.12)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода, Ом/мм²;

$l_{\text{расч}}$ – длина соединительных проводов от ТТ до устройства «Seram s40», приблизительно равна 4 м;

q – сечение соединительных проводов, мм².

$$R_{\text{ПР}} = \frac{0,0175 \cdot 4}{2,5} = 0,028 \text{ Ом.}$$

Результирующее сопротивление равно:

$$Z_{\text{Н.РАСЧ}} = 0,02 + 2 \cdot 0,028 + 0,1 = 0,176 \text{ Ом.}$$

Что меньше, чем $Z_{\text{ДОП}} = 0,7$ Ом, следовательно, полная погрешность трансформатора тока менее 10%.

Расчет АВР-0,4 кВ.

Пусковой орган минимального напряжения может быть выполнен с одним реле времени типа ЭВ – 235, включённым через вспомогательное устройство, представляющее собой трёхфазный выпрямительный мост.

$$U_{\text{С.Р}} = (0,25 \div 0,4) \cdot U_{\text{НОМ}}, \text{ В}, \quad (8.13)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение реле, В.

$$U_{C.P0,4} = (0,25 \div 0,4) \cdot 380 = 95 \div 152 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания максимального реле напряжения, контролирующего наличие напряжения на другой секции, определяется так:

$$U_{C.P} = (0,6 \div 0,65) \cdot U_{НОМ}, \text{ В;} \quad (8.14)$$

$$U_{C.P0,4} = (0,6 \div 0,65) \cdot 380 = 228 \div 247 \text{ В.}$$

Время срабатывания реле времени пускового органа напряжения АВР:

$$t_{C.P.ABP} = t_1 + \Delta t, \text{ с,} \quad (8.15)$$

где t_1 – наибольшее время срабатывания при КЗ автоматических выключателей на отходящих линиях, с.;

Δt – ступень селективности, с.

$$t_{C.P.ABP} = 0,7 + 0,5 = 1,2 \text{ с.}$$

Выбор предохранителей.

Выбираем предохранители типа ПКТ для защиты трансформаторов ТМГ12- 630-10,5/0,4 кВ. Выбор осуществляется по следующим условиям [1]:

1) соответствие напряжения предохранителя номинальному напряжению сети;

2) номинальный ток предохранителя должен превышать максимальный рабочий ток трансформатора.

3) допустимый ток отключения предохранителя должен превышать ток трехфазного КЗ в месте установки.

Предохранители типа ПКТ выполняются заводами-изготовителями на напряжение 10,5 кВ, следовательно, первое условие выполняется.

Наибольший рабочий ток трансформатора с учетом допустимой перегрузки 40 %.

$$I_p = \frac{S_n \cdot K_{п.ав}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \text{ А}, \quad (8.16)$$

где S_n – номинальная мощность трансформатора, кВт;

$K_{п.ав}$ – коэффициент аварийной перегрузки;

U_n – номинальное напряжение обмотки ВН, кВ.

$$I_p = \frac{630 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 48,5 \text{ А.}$$

Ток плавкой вставки предохранителя следует принять равным удвоенному номинальному току трансформатора, с целью исключить срабатывание при бросках тока намагничивания.

$$I_{н.пл.вст.} = 2 \cdot I_p \text{ А}; \quad (8.17)$$

$$I_{н.пл.вст.} = 2 \cdot 48,5 = 97,5 \text{ А.}$$

Выбираем предохранитель ПКТ-103-10-100-12,5-У1.

100 > 48,5 А. Второе условие выполняется.

12,5 > 9,96 кА. Третье условие выполняется.

Газовая защита трансформаторов.

Принцип действия газовой защиты трансформатора основывается на том, что система контролирует разложение трансформаторного масла, которое происходит из-за воздействия очень высоких температур на газы.

Газовая защита выполняется на реле РГЗЧ-66.

9 Расчет контура заземления подстанции

Максимальное допустимое сопротивление со стороны 0,4 кВ $R_3=4$ Ом, согласно ПУЭ [15]. Удельное сопротивление грунта ρ_p для вертикальных и горизонтальных электродов определяется по формуле:

$$\rho_p = \rho \cdot K_c, \quad (9.1)$$

где ρ - удельное сопротивление грунта (суглинок), Ом · м;

K_c - коэффициент сезонности.

Для вертикальных электродов:

$$\rho_{pв} = 100 \cdot 1,7 = 170 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Для горизонтальных электродов:

$$\rho_{pг} = 100 \cdot 4,5 = 450 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Используем контурное заземление.

Характеристики заземляющего устройства сведены в таблицу 9.1.

Таблица 9.1 – Характеристики заземляющего устройства

Вертикальный электрод (сталь угловая)		Горизонтальный электрод (сталь полосовая)	Расположение вертикальных электродов
Длина l, м	Размер b, мм	Сечение полосы, мм ²	
3	50	50x5	верхний конец ниже уровня земли на 0,8 м

Сопротивление растеканию для одного вертикального заземлителя $R_{\text{овэ}}$ (Ом) определяется по формуле:

$$R_{\text{овэ}} = \frac{\rho_{\text{пв}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot l}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right) \right] \quad (9.2)$$

где l - длина вертикального электрода, м;

d – диаметр (для угловой стали приведенный диаметр) вертикального электрода, м;

t - расстояние от поверхности до центра вертикального электрода, м.

Приведенный диаметр вертикального электрода d (м) из угловой стали определяется по формуле:

$$d = 0,95 \cdot b, \quad (9.3)$$

где b – ширина уголка, м.

Рассчитываем сопротивление растеканию для одного вертикального заземлителя.

$$d = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475 \text{ м}$$

$$t = 3 / 2 + 0,8 = 2,3 \text{ м}$$

$$R_{\text{овэ}} = \frac{170}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 3}{0,0475} \right) + 0,5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) \right] = 60,962 \text{ Ом}$$

Расчетное число вертикальных электродов определяется по формуле:

$$n' = R_{\text{овэ}} / R_{\text{н}} \quad (9.4)$$

где $R_{\text{н}} = 4$ Ом – требуемое сопротивление искусственного заземлителя.

$$n' = 60,962 / 4 = 15,2 \approx 16 \text{ шт}$$

Длина горизонтальной полосы определяется по формуле:

$$l_2 = 1,05 \cdot a \cdot n \quad (9.5)$$

где a – расстояние между вертикальными электродами, м;
 n – количество вертикальных электродов, шт.

$$a = l_{\text{пер}} / n \quad (9.6)$$

где $l_{\text{пер}}$ – периметр здания ТП, м.

Периметр здания:

$$l_{\text{пер}} = 2 \cdot (7 + 9,3) = 32,6 \text{ м}$$

Расстояние между вертикальными электродами:

$$a = 32,6 / 16 = 2,04 \text{ м}$$

Длина горизонтальной полосы:

$$l_2 = 1,05 \cdot 2,04 \cdot 16 = 34,27 \text{ м}$$

Определяем сопротивление растеканию горизонтальных электродов R_{Γ_3} (Ом) по формуле:

$$R_{\Gamma_3} = \frac{\rho_{\text{пз}}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \left(\frac{l^2}{d \cdot t} \right) \quad (9.7)$$

где l - длина горизонтального электрода, м;

d – диаметр (для полосовой стали расчетный диаметр) электрода, м;

t - расстояние от поверхности до центра горизонтального электрода, м.

Расчетный диаметр горизонтального электрода из стальной полосы:

$$d = 0,5 \cdot b, \quad (9.8)$$

где b – ширина полосы, м.

Рассчитываем сопротивление растеканию для горизонтального заземлителя.

$$d = 0,5 \cdot 0,05 = 0,025 \text{ м}$$

$$t = 0,05 / 2 + 0,8 = 0,825 \text{ м}$$

$$R_{\text{эз}} = \frac{450}{2 \cdot 3,14 \cdot 189} \cdot \ln \left(\frac{189^2}{0,025 \cdot 0,825} \right) = 5,05 \text{ Ом}$$

Рассчитаем эквивалентное сопротивление группового заземлителя:

$$R_{\text{сп}} = \frac{R_{\text{огз}} \cdot R_{\text{эз}}}{R_{\text{огз}} \cdot \eta_6 \cdot n + R_{\text{эз}} \cdot \eta_2} \quad (9.9)$$

где η_6 - коэффициент использования вертикальных электродов;

η_2 - коэффициент использования горизонтальных электродов.

$$R_{\text{сп}} = \frac{60,962 \cdot 5,05}{60,962 \cdot 0,74 \cdot 16 + 5,05 \cdot 0,48} = 3,457 \text{ Ом}$$

Эквивалентное сопротивление группового заземлителя меньше допустимого согласно ПУЭ значения 4 Ом, т.е. удовлетворяет требованиям.

Схема контура заземления ТП показана в Приложении Б.

10 Молниезащита ТП

Молниезащитой называется комплекс мер защиты людей и оборудования от воздействия перенапряжений ввиду попадания атмосферных разрядов в виде молний. Основным принципом работы комплекса средств молниезащиты является отвод разряда молнии на контур заземления до его воздействия на электротехническое оборудование. При этом обеспечивается нейтрализация основного импульса перенапряжения. Погашение остаточных перенапряжений обеспечивается нелинейными элементами в виде ОПН также связанными с контуром заземления. При возникновении перенапряжения, сопротивление ОПН резко уменьшается, обеспечивая погашения вторичных перенапряжений на данном участке электрической схемы на контур заземления.

Молниезащита ТП и других зданий в неметаллическом корпусе, как правило, выполняется с помощью молниеприемной сетки на крыше здания. Молниеприемная сетка, как правило, представляет собой стальную полосу, уложенную в виде сетки с ячейками в виде квадратов со стороной 0,3..0,7 м. Минимум в двух точках (по диагоналям) данная система молниезащиты соединяется через спуск, выполненной такой же стальной полосой, с контуром заземления [9].

В данном случае используется подстанция серии 2КТПН-ПК в металлическом корпусе и с металлической кровлей. Согласно руководству по эксплуатации, данный тип КТПН не требует дополнительных мер по молниезащите ввиду полностью металлического корпуса, соединенного с контуром заземления [22].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения ВКР была произведена разработка проекта системы электроснабжения Автоматизированного производственно-складского комплекса Общества с ограниченной ответственностью «ЭККО-РОС».

Рассчитаны электрические нагрузки потребителей и компенсация реактивной мощности на подстанции. Был проведен выбор числа и мощности трансформаторов КТПП, выбор марки КТПН, выбор и проверка нового оборудования системы электроснабжения.

Подстанция выбрана марки 2КТПН-ПК 630/10/0,4. По результатам проделанных расчетов по выбору оборудования, исходя из условий выбора, приняты к установке силовые трансформаторы ТМГ12-630/10; вакуумные выключатели марки ВВ/TEL-10/630; автоматические выключатели Электрон Э16.

Также были приняты к установке: установки компенсации реактивной мощности АУКРМ-Е-0,4-50; трансформаторы тока ТПЛК10 - 50/5 - 0,5-У1, ТПШ-0,66-1500; трансформаторы напряжения НАМИ-10-95-У1; разъединители РВ-10/400; автоматические выключатели серии ВА на линиях 0,4 кВ.

Для проверки выбора проводников и оборудования были рассчитаны токи короткого замыкания. Величины токов и напряжений не превысили допустимых значений для выбранного типа оборудования.

Релейная защита и автоматика на ТП выполнены на основе современного микропроцессорного терминала серии «Sepam s40». Рассчитаны уставки для всех видов релейной защиты и автоматики.

Рассчитан контур заземления ТП, рассмотрен вопрос молниезащиты ТП.

Учитывая вышеизложенное, поставленные задачи выполнены в полном объеме.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ИСТОЧНИКОВ

1. Андреев, В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах / В.А. Андреев. - Москва : Высшая школа, 2014. - 256 с. - Текст : непосредственный.
2. Долин, П.А. Справочник по технике безопасности / П.А. Долин. - Москва : Энергоатомиздат, 2015. - 240 с. - Текст : непосредственный.
3. Дубинский, Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением выше 1000 В / Г.Н. Дубинский. - Москва : Солон-Пресс, 2017. - 538 с. - Текст : непосредственный.
4. Дубинский, Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением до 1000 В / Г.Н. Дубинский. - Москва : Солон-Пресс, 2017. - 400 с. - Текст : непосредственный.
5. Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов: Учебное пособие для среднего профессионального образования / Е.А. Конюхова. - Москва : ИЦ Академия, 2013. - 320 с. - Текст : непосредственный.
6. Коробов, Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование / Г.В. Коробов. – Санкт-Петербург : Лань, 2016. - 192 с. - Текст : непосредственный.
7. Копылов И.П. Справочник по электрическим машинам / И.П. Копылов. - Москва : Энергоатомиздат, 2016. - 337 с. - Текст : непосредственный.
8. Можяева С.В. Экономика энергетического производства: Учебное пособие / С.В. Можяева. – Санкт- Петербург: Лань, 2017. - 208 с. - Текст : непосредственный.
9. Полуянович, Н. К. Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт систем электроснабжения промышленных предприятий / Н.К. Полуянович. - Москва: Лань, 2012. - 400 с. - Текст : непосредственный.

10. Почаевец В.С. Электрические подстанции: Учеб. Для техникумов ж.-д. трансп. / В.С. Почаевец. - Москва : Энергоатомиздат, 2018. - 512 с. - Текст : непосредственный.
11. Свириденко, Э. А. Основы электротехники и электроснабжения / Э.А. Свириденко, Ф.Г. Китунович. - Москва : Техноперспектива, 2016. - 436 с. - Текст : непосредственный.
12. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение: Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин. - Москва : РадиоСофт, 2018. - 328 с. - Текст : непосредственный.
13. Смирнов А.Д. Справочная книжка энергетика / А.Д. Смирнов - Москва : Энергоатомиздат, 2018. - 553 с. - Текст : непосредственный.
14. Стромиллова Н.А. Организация, планирование и управление энергетикой / Н.А. Стромиллова. - Москва: Лань, 2015. - 130 с. - Текст : непосредственный.
15. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий / Б.И. Кудрин, В.В. Прокопчик. - Минск : Высшая школа, 2018. - 352 с. - Текст : непосредственный.
16. Федоров А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий / А.А. Федоров, В.В. Каменова - Москва : Энергоатомиздат, 2016. - 330 с. - Текст : непосредственный.
17. Правила устройства электроустановок, издание 7 : официальное издание : утв. Министерством энергетики Российской Федерации, приказ от 8 июля 2002 г. N 204. - Москва : Моргкнига, 2019. - 584 с. - Текст : непосредственный.
18. Проектная документация «Электроснабжение автоматизированного производственно-складского комплекса (АПСК) ООО «ЭККО-РОС»». - Москва, 2019. - 50 с. - Текст : непосредственный.
19. Biegelmeier G. Electro supply system. – Bulletin. Int. Sek IVSS Verhüt Arbeitsall und Berufskrankh Elek, 2017. – 428 p.
20. Dalziel C.F., Lee W. Electricity and power supply – “IEEE Spectrum”, 2015, №2. p. 44-50.

21. Ferris L.D., King B.G., Spens P.W. Effect of electric shock on the heart // El. Eng. Vol. 55. P. 498. Trans AIEE. 2016. Vol. 6. P. 498-515.

22. Современные технологии производства : сайт. – URL : <https://extxe.com/> (дата обращения: 22.02.2020). – Режим доступа: для авториз. пользователей. – Текст : электронный.

23. Energy Systems. Архитектура, дизайн, инженерия : сайт. – URL : <https://energy-systems.ru/> (дата обращения: 23.02.2020). – Режим доступа: для авториз. пользователей. – Текст : электронный.

24. Minimization of active capacity losses in cable power lines of 0.4 kV using optimally distributed compensating devices at petrochemical and oil refining enterprises. E. V. Tumaeva¹. S. S. Kuzin and E. N. Gavrilov. IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering 643, DOI: 10.1088/1757-899X/643/1/012100; 21 September 2019.

25. Research on Lean Management of Power Marketing Strategy in Power Grid Enterprises. Chao Sun ; Yingjie Zang ; Jingwen Sun ; Yanbo Liu. 2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia), DOI: 10.1109/ISGT-Asia.2019.8881154; 24 October 2019.

Приложение А

Расчет токов к.з. в точке К2 (на вводах потребителей), минимальный режим

№ потр.	R _к , МОм	X _к , МОм	Z _к , МОм	K _у	I _{к⁽³⁾} , кА	i _у , кА	I _{к⁽²⁾} , кА	Z _п , МОм	I _{к⁽¹⁾} , кА
2	55,54	61,80	83,09	1,3	2,640	4,86	2,29	40,27	3,562
3	113,86	73,47	135,51	1,3	1,619	2,98	1,40	40,79	3,532
4	460,77	142,85	482,41	1,3	0,455	0,84	0,39	44,26	3,345
5	299,25	110,55	319,02	1,3	0,688	1,26	0,60	42,63	3,431
6	50,53	60,80	79,06	1,3	2,775	5,10	2,40	40,23	3,564
7	73,48	65,39	98,36	1,3	2,230	4,10	1,93	40,42	3,553
8	116,24	73,94	137,77	1,3	1,593	2,93	1,38	40,81	3,530
9	172,02	85,10	191,92	1,3	1,143	2,10	0,99	41,36	3,500
10	85,89	67,87	109,47	1,3	2,004	3,68	1,74	40,53	3,547
11	144,23	79,54	164,71	1,3	1,332	2,45	1,15	41,08	3,515
12	568,00	164,30	591,29	1,3	0,371	0,68	0,32	45,35	3,291

Расчет токов к.з. в точке К2 (на вводах потребителей), максимальный режим

№ потр.	R _к , МОм	X _к , МОм	Z _к , МОм	K _у	I _{к⁽³⁾} , кА	i _у , кА	I _{к⁽²⁾} , кА	Z _п , МОм	I _{к⁽¹⁾} , кА
2	53,41	39,22	66,26	1,3	3,311	6,09	2,87	40,27	3,562
3	111,73	50,88	122,77	1,3	1,787	3,29	1,55	40,79	3,532
4	458,64	120,26	474,15	1,3	0,463	0,85	0,40	44,26	3,345
5	297,12	87,96	309,87	1,3	0,708	1,30	0,61	42,63	3,431
6	48,40	38,21	61,67	1,3	3,558	6,54	3,08	40,23	3,564
7	71,35	42,80	83,20	1,3	2,637	4,85	2,28	40,42	3,553
8	114,11	51,36	125,13	1,3	1,753	3,22	1,52	40,81	3,530
9	169,89	62,51	181,03	1,3	1,212	2,23	1,05	41,36	3,500
10	83,76	45,29	95,22	1,3	2,304	4,24	2,00	40,53	3,547
11	142,10	56,95	153,09	1,3	1,433	2,63	1,24	41,08	3,515
12	565,87	141,71	583,34	1,3	0,376	0,69	0,33	45,35	3,291

Приложение Б

Схема контура заземления ТП

