

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

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

Электроснабжение  
(направленность (профиль)/специализация)

## **БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему «Реконструкция электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ «Кальна» с анализом релейной защиты и автоматики сетей среднего напряжения»

Студент

А.В. Бычков

(И.О. Фамилия)

\_\_\_\_\_ (личная подпись)

Руководитель

Д.А. Кретов

(И.О. Фамилия)

\_\_\_\_\_ (личная подпись)

Консультанты

\_\_\_\_\_ (И.О. Фамилия)

\_\_\_\_\_ (личная подпись)

**Допустить к защите**

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

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

\_\_\_\_\_ (личная подпись)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Тольятти 2017

## АННОТАЦИЯ

Целью и главной задачей выпускной квалификационной работы является реконструкция понизительной подстанции Тульской области, Чернского района – подстанция «Кальна» 110/10 кВ. Реконструкция будет произведена электрической части понизительной подстанции, высшего (110кВ) и низшего напряжения(10кВ).

Выпускная квалификационная работа включает в себе следующие главные пункты:

- расчет нагрузок понизительной подстанции «Кальна»;
- выборка силовых трансформаторов на подстанции «Кальна»;
- согласование и применение электрической схемы понизительной подстанции «Кальна»;
- расчет симметричных и несимметричных токов КЗ на подстанции «Кальна»;
- произведен выбор электрического оборудования на стороне НН (низшего) и ВН (высшего напряжения) подстанции «Кальна»;
- расчет РЗ на микропроцессорной базе «СИРИУС –Т» на подстанции «Кальна»;
- выбор системы оперативного тока на подстанции «Кальна»
- Расчет потребления системы собственных нужд подстанции «Кальна»
- Расчет молниезащиты и заземления на подстанции «Кальна».

Выпускная квалификационная работа выполнена на 57с., включает 21 таблицу, 31 литературный источник, 5 рисунков.

## ABSTRACT

The graduation project consists of an explanatory note on 57 pages, including 21 tables, the list of 31 foreign sources, 1 appendices and the graphic part on 6 A1 sheets.

The goal of this graduation projects is to broaden the object of reconstruction is the step-down substation of the Tula region, the Chernovsky district - the 110/10 kV Kalna substation.

Graduation projects is divided into seven main projects, each of which investigates a specific aspect of :

- calculation of loads of the step-down substation;
- calculation of power transformers with the choice of number, power, type;
- selection of the electrical scheme of the step-down substation;
- calculation of short circuit currents;
- selection of electrical equipment on the lower and higher voltage side of the substation;
- calculation of relay protection;
- selection and justification of the operational current system, the auxiliary system, the grounding and lightning protection of the substation.

All four parts look toward improving the effectiveness of our substation in order to improve the reliability of electricity supply for all consumers

The results show clearly that the reconstruction of the 110/10 kV Kalna substation performed by us corresponds to all norms of reliable, uninterrupted power supply for consumers and can be put into operation.

## Содержание

Введение.....	5
1 Обобщенная характеристика объекта подлежащего к реконструкции в выпускной квалификационной работе.....	7
2 Перспективные и действующие электрические нагрузки на понизительной подстанции «Кальна».....	9
3 Обоснование и выбор силовых трансформаторов необходимых для установки на подстанции «Кальна».....	10
4 Обоснование электрической схемы на подстанции «Кальна».....	18
5 Расчет симметричных и несимметричных токов короткого замыкания подстанции «Кальна».....	19
6 Выбор электрооборудования на подстанции «Кальна».....	26
7 Микропроцессорная РЗ на подстанции «Кальна».....	37
8 Оперативный ток на подстанции «Кальна».....	41
9 Питание собственных нужд подстанции «Кальна».....	42
10 Расчет заземления подстанции «Кальна».....	43
11 Молниезащита подстанции «Кальна».....	47
12 Анализ РЗ и автоматики среднего напряжения.....	49
Заключение.....	53
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	54
Приложение А	

## ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика – одна из самой важной отрасли энергетики в Российской Федерации, состоящая из генерирования, транспортировки, распределения и потребления электрической энергии [10].

В нашей стране энергетическая сеть соединена, в единую энергетическую систему (ЕЭС), состоящую из семи объединенных энергетических систем, которые соединяются между собой линиями электропередач. Исходя из данных, статистики Министерства Энергетики РФ, расход электрической энергии в стране увеличивается и на данный момент (февраль 2017г) соответствует 110200 млн. кВт час. Исходя из статистики нужно задумываться о бесперебойности и надежности в сфере электроснабжения. Так как с ростом новых станций, подстанций или при реконструкции старых подстанций, возрастает передаваемая мощность и какие либо нарушения или повреждения в данной системе могут вызвать крупные системные аварии, в результате чего последствия будут иметь глобальный характер не только на территории Российской Федерации, но и на энергетических системах других стран, которые работают параллельно с ЕЭС РФ, страны как: Белоруссия, Грузия, и другие [23,25,26].

В соответствии с положением ОАО Россети “О единой технической политике в электросетевом комплексе” ведущие части электрооборудования находящиеся на энергетических объектах и постоянно функционирующих, изготовленных в 50-70 годах прошлого века, уступает по всем критериям более новому современному оборудованию, что и является главной причиной для принятия решения о реконструкции какого либо энергетического объекта[18,21].

Главной задачей в данной выпускной работе является реконструкция понизительной подстанции Тульской области, Чернского района – подстанция «Кальна» 110/10 кВ.

Были выдвинуты следующие основные задачи:

- Рассмотрение необходимости в замене силовых трансформаторов, расчет силовых трансформаторов ;
- Определение и обоснование электрической схемы подстанции;
- Расчет симметричных и несимметричных токов КЗ
- Установка и расчет нового электрооборудования
- Расчет релейной защиты
- Выбор собственных нужд, систем измерений, заземления и

молниеотвода, оперативного тока подстанции.

## **1 Обобщенная характеристика объекта подлежащего к реконструкции в выпускной квалификационной работе.**

Подстанция «Кальна» 110/10 кВ находится в Тульской области, Чернский р-н с.а. Русинская, 50 м на восток от п. Жизнь-Суворовские электрические сети.

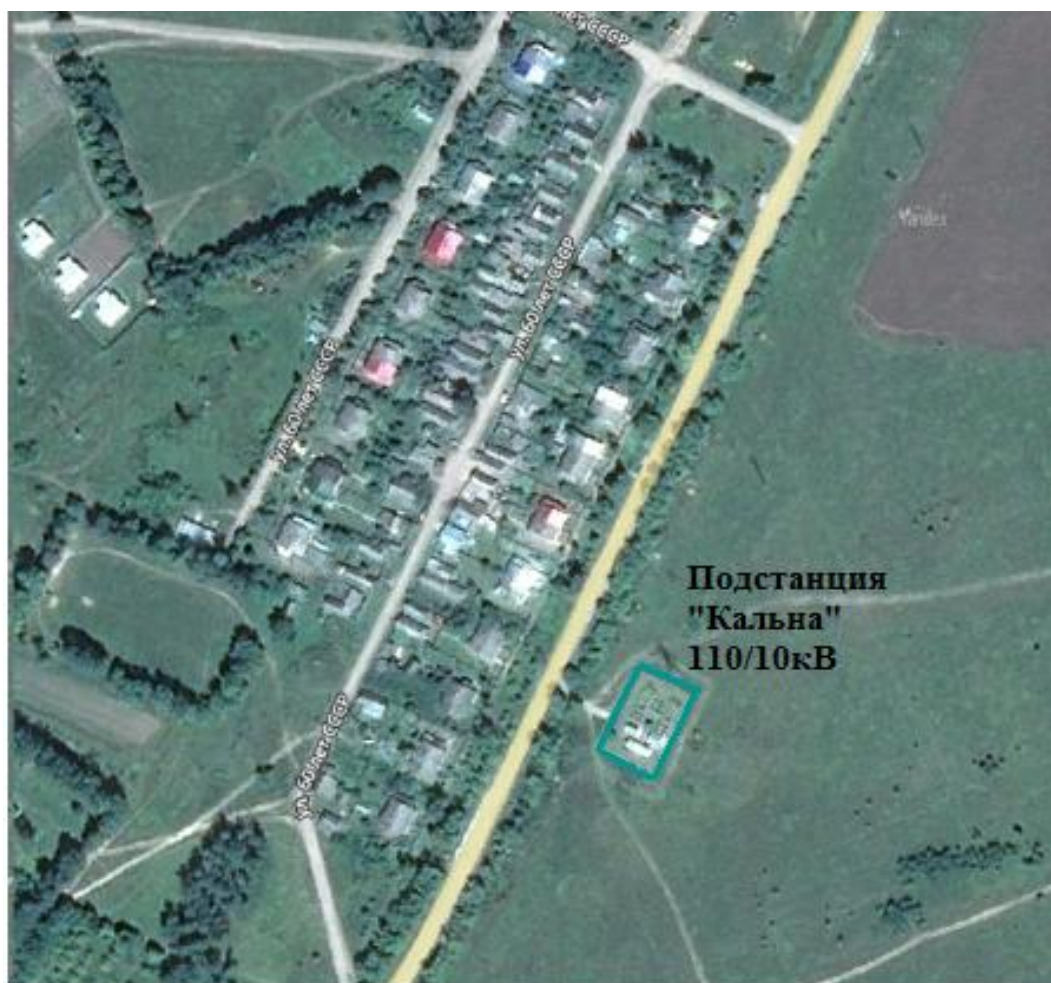


Рисунок 1- Место расположения подстанции «Кальна»

Данная понизительная подстанция «Кальна» была построена и введена в эксплуатацию в 1979 году. Площадь подстанции составляет 3250 м<sup>2</sup>. Данная подстанция снабжает электроэнергией поселок «Кальна», а так же ГУП «Алексинский химический комбинат». Большая часть объектов электроснабжения относится к II и I категории электроснабжения, но так же есть значительная часть приемников III категории.

По конструктивному исполнению распределительные устройства подстанции «Кальна», подразделяются на: ОРУ-110 кВ (распределительное

устройство открытого типа); ЗРУ- 10 кВ (распределительное устройство закрытого типа).

Подстанция «Кальна» снабжена двумя силовыми трансформаторами 2х6.3 МВА, типа ТДН-6300/110/10. Также имеются данные о геофизических и климатических условиях существующих на этой подстанции: Минимальная допустимая температура воздуха-46С; максимально допустимая температура воздуха+44С; группа района по гололеду IV; ветровой район по давлению –III.



## 2 Перспективные и действующие электрические нагрузки на понизительной подстанции «Кальна»

Подстанция «Кальна» является тупиковой подстанцией, установленная мощность трансформаторов составляет 4.6 МВА (два трансформатора по 6.3 МВА). В перспективе роста электрических нагрузок путем расширения поселка «Кальна» и строительства нового химического завода, были посчитаны перспективные электрические нагрузки. Из составленного перспективного годового графика нагрузки (расположен в приложение А) исходит, что возможная максимальная полная мощность понизительной подстанции «Кальна» будет равна 15.02 МВА, следовательно объем свободной мощности у данных трансформаторов отсутствует и их нужно заменить на более мощные[12].

Потребляемая электрическая энергия отдельными потребителями для всей подстанции составляет 96234 МВт час (Исходя из доступных данных, предоставленных на сайте МРСК Волга).

Чтобы определить годовую нагрузку подстанции, нужно рассчитать продолжительность годовой нагрузки(максимальную), и определяется она по формуле:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{\sum P_{max}} \quad (2.1)$$

$$T_M = \frac{96234}{8 + 6} = 6873,8 \text{ ч}$$

Так же необходимо произвести расчет коэффициента заполнения графика. Коэффициент находится по следующей формуле:

$$K_{зан} = \frac{W_{ПС}}{8760 \cdot \sum P_{max}} = \frac{T_M}{8760} \quad (2.2)$$

$$K_{зан} = \frac{6873,8}{8760} = 0,785$$

Итоговый суммарный годовой график подстанции предоставлен в Приложении А.

### **3 Обоснование и выбор силовых трансформаторов, необходимых для установки на подстанции «Кальна»**

#### **3.1 Критерии для выбора силового трансформатора**

Трансформатор – это такое электромагнитное устройство, предназначенное для преобразования тока или напряжения из одной величины в другую (меньшую или большую), без изменения частоты[11,30].

На всех трансформаторах должен быть установлен РПН (регулировка напряжения под нагрузкой). Устройство РПН изменяет соотношения числа витков первичной и вторичной обмотки цепи трансформатора[13,27].

Желательно использовать на подстанциях трехфазные трансформаторы, так как такие трансформаторы дешевле, чем группа однофазных трансформаторов, так же у них более высокий КПД и занимают гораздо меньше места. Необходимо трехфазный трансформатор устанавливать вместе в паре с другим таким же трехфазным трансформатором, чтобы он обеспечивал резервирование другого трансформатора при аварийной ситуации в случае отказа трансформатора. Применение двух трансформаторов на подстанции увеличивает бесперебойность в электроснабжении [14,28].

#### **3.2 Критерии выбора числа и мощности силовых трансформаторов**

Для того чтобы обеспечить всех потребителей электроэнергией нужно правильно подобрать силовые трансформатора(количество и мощность). Количество трансформаторов устанавливается исходя из надежности электроснабжения, а мощность исходя из максимально допустимой перегрузки трансформатора[17].

#### **3.3 Выбор количества и расчет мощности трансформатора объекта проектирования**

На подстанции «Кальна» потребителями электроэнергии в основном являются сельхо-хозяйственный поселок с категорией электроснабжения III, а так же нефтехимический завод с наличием электроприемников I и II категории. Сбой или перерыв в питании электроснабжения I и II категории

может сопровождаться аварийной остановкой технологического процесса на производстве, вследствие чего будет массовый недоотпуск продукции, образование нарушений в функционировании технологического процесса и создания простоя рабочих. Вследствие данных причин рекомендовано применить к установке на подстанции два трансформатора [15].

Действующие трансформаторы на подстанции «Кальна» это– ТДН 6300/110/10 установлены и функционируют на подстанции с 1979 года. Вследствие перспективного роста потребления электрической энергии появляется нужда в рассмотрении новых трансформаторов в качестве замены установленным на данный момент. Максимально возможная номинальная мощность трансформатора (Учитывая максимально возможную перегрузку при аварийном режиме) определяется по следующей формуле:

$$S_{ном.Т} \geq \frac{S_{ПС}^{max} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} \cdot (n-1)} \quad (3.1)$$

$$S_{ном.Т} \geq \frac{15,02 \cdot 0,8}{1,4 \cdot (2-1)} = 8,6 \text{ МВА}$$

где  $K_{1-2}$  - коэффициент учитывающий нагрузку потребителей первой и второй категории (0.7-0.8);

$K_{пер} = 1,4$  - коэффициент максимально возможной перегрузки трансформатора в аварийном режиме;

$n$  - Число трансформаторов на подстанции работающих параллельно.

### **3.4 Технико-экономический выбор номинальной мощности трансформатора**

Два ближайших трансформатора с подходящей мощностью это: ТДН 25000/110/10 и ТДН 16000/110/10. Принимаем к рассмотрению эти трансформаторы и производим их технико-экономический расчет и на основе его выбираем наиболее подходящий трансформатор для установки на подстанции[19].

Таблица 1 - Паспортные данные трансформатора

Тип	$S_{ном.Т}$ , МВА	Паспортные данные					
		$U_{ном}$ обмоток, кВ		$u_{к}$ , %	$\Delta P_{к}$ , кВт	$\Delta P_{xx}$ , кВт	$I_x$ , %
		ВН	НН				
ТДН-25000	10	115	10,5	10,5	120	25	0,65

Для того чтобы начать рассчитывать потери электроэнергии в силовом трансформаторе нужно произвести расчет определённых параметров предоставленных ниже:

$$Q_x = \frac{I_{xx}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} \quad (3.2)$$

$$Q_x = \frac{0,65}{100} \cdot 10000 = 65 \text{ квар}$$

$$\kappa_{ин} = 0,05 \text{ кВт} / \text{квар}$$

$$P'_x = \Delta P_{xx} + \kappa_{ин} \cdot Q_x \quad (3.3)$$

$$P'_x = 14 + 0,05 \cdot 85 = 28,25 \text{ кВт}$$

$$\kappa_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном.Т}} \quad (3.4)$$

$$\kappa_3 = \frac{15,02}{25} = 0,6$$

$$Q_{к} = \frac{U_{к}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} \quad (3.5)$$

$$Q_{к} = \frac{10,5}{100} \cdot 25000 = 2625 \text{ квар}$$

$$P'_к = \Delta P_{к} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к} \quad (3.6)$$

$$P'_к = 120 + 0,05 \cdot 2625 = 251,25 \text{ кВт}$$

$$P'_T = P'_x + \kappa_3^2 \cdot P'_к \quad (3.7)$$

$$P'_T = 28,25 + 0,6^2 \cdot 251,25 = 118,7 \text{ кВт}$$

Трансформаторы, имеющие две стороны напряжения, подключенные к трехфазной сети, расчет потерь электроэнергии -  $\Delta W_{\text{ПС}}$  находятся из данного выражения исходя из годовых расчетных графиков нагрузки для каждой из обмоток -  $S_{\text{В}i}$ :

$$\Delta W_{\text{ПС}} = \sum \Delta W_{x_i} + \sum \Delta W_{k_i} = \sum \Delta W_{x_i} + \sum \Delta W_{k_{.ei}} = \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left( \frac{1}{n} \cdot P'_{к.в} \cdot k_{з.в}^2 \cdot T_i \right) \quad (3.8)$$

где  $i$  – номер ступени в графике нагрузки;

$n_i$  - количество трансформаторов на подстанции ;

$k_{з.в.i}$  - коэффициент отвечающий за загрузку обмоток ВН силового трансформатора (двухобмоточного) на  $i$ -ой ступени;

$S_{\text{В}i}$  - Полные мощности нагрузки (расчетные) для каждой из обмоток трансформатора на конкретной ступени ( $i=1,2$  и т. д.);

$T_i$  - Период нахождения нагрузки  $S_i$ , на каждой из ступеней.

Для более удобного и экономного предоставления информации о расчете потерь электроэнергии все значения соотнесем в таблицы. Производимый расчет потерь электроэнергии отображен в таблице 2.

Таблица 2 – Расчет потерь электроэнергии для трансформатора ТДН 25000/110/10

$i$	$S_{\text{В}i}$ МВА	$n_i$	$T_i$ , ч	$\Delta W_{x.i}$ кВт·ч	$k_{звi}$	$\Delta W_{к.в.i}$ кВт·ч
1	15,02	2	700	39550	0,6	31657,5
2	14,4	2	2000	113000	0,58	85193,3
3	12,3	2	1300	73450	0,49	39211,3
4	11,8	1	500	14125	0,47	27750.6
5	10,9	1	2000	56500	0,44	97284
6	10	1	400	11300	0.4	16080
7	7	1	1360	38420	0,28	26789.3
				$\sum \Delta W = 346295$		$\sum \Delta W = 329966$
				$\Delta W_{\text{ПС}} = 670261$		

Экономическая нагрузка трансформаторов для подстанций:

$$S_{э.пс} = S_{номТ} \cdot \sqrt{n \cdot \left( \frac{P'_x}{P'_k} - 1 \right)} \quad (3.9)$$

$$S_{э.пс} = 25000 \cdot \sqrt{2 \cdot \left( \frac{28.25}{251.25} - 1 \right)} = 11.9 \text{ MVA}$$

По окончании расчета потерь электроэнергии в силовом трансформаторе, следует найти экономическую составляющую о потерях, другими словами их стоимость, которая находится из формулы:

$$I_э = \Delta W_{пс} \cdot C_э \quad (3.10)$$

где  $C_э$  – стоимость за один киловатт в час электроэнергии находится по следующей формуле:

$$C_э = \frac{\alpha}{T_M} + \beta \quad (3.11)$$

$\alpha = 270$  – Главная ставка тарифа (двухставочного) за потребление 1 кВт·ч мощности;

$\beta = 0,9$  – дополняющая ставка тарифа (двухставочного) за каждый кВт·ч  $W_{активной}$ ;

Используя метод приведенных затрат мы находим подходящий к установки трансформатор руководствуясь экономической точкой зрения:

$$Z_{пр} = E_H \cdot K + I_о + I_э \quad (3.12)$$

где  $K$  – коэффициент учитывающие денежные затраты на установку трансформаторов, руб;

$E_H = 0.25$  – коэффициент являющийся нормативным для срока окупаемости;

$I_о = p_{сум} \cdot K$  – годовые издержки на амортизацию (Для подстанции с напряжением 110кВ на высокой стороне  $p_{сум}=0.094$ ).

Для более удобного и экономного предоставления информации о расчете экономических составляющих все значения сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Экономический расчет ТДН-25000

Данные	Значение величины
Коэффициент учитывающий денежные затраты на установку трансформаторов, К [Млн.руб.]	20
Суммарный коэффициент отчислений, $p_{\text{сум}}$	0.094
Годовые издержки на амортизацию, $I_0$ [Млн.руб]	1.88
Коэффициент срока окупаемости, $E_H$	0.25
Потери электроэнергии, $\Delta W_{\text{ПС}}$ [кВт·ч]	670261
Главная ставка тарифа, $\alpha$ [руб.]	270
Дополнительная ставка тарифа, $\beta$ [руб]	0.9
Продолжительность годовой нагрузки $T_M$ [ч]	6873,85
Стоимость за один киловатт час электроэнергии, $C_{\text{Э}}$ [руб/ кВт·ч]	0.94
Стоимость потерь электроэнергии, $I_{\text{Э}}$ [руб.]	630045.35
Итоговые затраты, $Z_{\text{пр}}$ [руб]	5022045.35

Трансформатора ТДН-16000 рассчитывается идентично трансформатору представленному выше.

Таблица 4 - Исходные ТДН-16000

Тип	$S_{\text{ном.Т}}$ , МВА	Паспортные данные					
		$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$u_k, \%$	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_{xx},$ кВт	$I_x, \%$
		ВН	НН				
ТДН-16000/110	16	115	10,5	10,5	90	21	0,8

Для того чтобы начать рассчитывать потери электроэнергии в силовом трансформаторе нужно произвести расчет определённых параметров предоставленных ниже;

$$Q_x = \frac{I_{xx}(\%)}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}} = \frac{0,8}{100} \cdot 16000 = 128 \text{ квар}$$

$$\kappa_{un} = 0,05 \text{ кВт} / \text{квар} ;$$

$$P'_x = \Delta P_{xx} + \kappa_{un} \cdot Q_x = 21 + 0,05 \cdot 128 = 27,4 \text{ кВт}$$

$$\kappa_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{НОМ.Т}} = \frac{15,02}{16} = 0,94$$

$$Q_k = \frac{U_k (\%) }{100} \cdot S_{НОМ.Т} = \frac{10,5}{100} \cdot 16000 = 1680 \text{ квар}$$

$$P'_k = \Delta P_k + \kappa_{un} \cdot Q_k = 90 + 0,05 \cdot 1680 = 174 \text{ кВт}$$

$$P'_T = P'_x + k_3^2 \cdot P'_k = 27,4 + 0,94^2 \cdot 174 = 181,15 \text{ кВт}$$

Трансформаторы, имеющие две стороны напряжения, подключенные к трехфазной сети расчет потерь электроэнергии -  $\Delta W_{ПС}$  находятся из данного выражения исходя из годовых расчетных графиков нагрузки для каждой из обмоток -  $S_{Bi}$ :

$$\Delta W_{ПС} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{k.gi} = \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \left( \frac{1}{n} \cdot P'_{k.g} \cdot k_{3.g}^2 \cdot T_i \right)$$

где  $i$  – номер ступени в графике нагрузки;

$n_i$ - количество трансформаторов на подстанции ;

$S_{Bi}$  - Полные мощности нагрузки (расчетные) для каждой из обмоток трансформатора на конкретной ступени ( $i=1,2$  и т. д.);

$T_i$ - Период нахождения нагрузки  $S_i$  на каждой из ступеней.

Для более удобного и экономного предоставления информации о расчете потерь электроэнергии все значения соотнесем все в таблицы. Производимый расчет потерь электроэнергии отображен в таблице 5.

Таблица 5 – Расчет потерь электроэнергии для трансформатора ТДН 16000/110/10

$i$	$S_{Bi}$ МВА	$n_i$	$T_i$ , ч	$\Delta W_{x.i}$ кВт·ч	$\kappa_{3Bi}$	$\Delta W_{k.v.i}$ кВт·ч
1	15,02	2	700	38360	0,94	53811,24
2	14,4	2	2000	109600	0,9	140940
3	12,3	2	1300	71240	0,77	67057
4	11,8	2	500	27400	0,74	23820,6



Продолжение таблицы 5

5	10,9	2	2000	109600	0,68	80457,6
6	10	2	400	21920	0,63	13812,2
7	7	1	1360	37264	0,44	45813,5
				$\Sigma\Delta W=415384$		$\Sigma\Delta W=425712.1$
				$\Delta W_{\text{ПС}}=841096.1$		

Экономическая нагрузка трансформаторов для подстанций:

$$S_{\text{э.лс}} = S_{\text{номТ}} \cdot \sqrt{n \cdot \left( \left( 1 - \frac{P_x'}{P_k'} \right) \right)} = 16000 \cdot \sqrt{2 \cdot \left( \left( 1 - \frac{27.4}{174} \right) \right)} = 8.979 \text{ МВА}$$

Таблица 6 – Экономические затраты ТРДН-16000

Данные	Значение величины
Коэффициент учитывающий денежные затраты на установку трансформаторов, К [Млн.руб.]	12
Суммарный коэффициент отчислений, $p_{\text{сум}}$	0.094
Годовые издержки на амортизацию, $I_0$ [Млн.руб]	1.128
Коэффициент срока окупаемости, $E_H$	0.25
Потери электроэнергии, $\Delta W_{\text{ПС}}$ [кВт·ч]	841096.1
Главная ставка тарифа, $\alpha$ [руб.]	270
Дополнительная ставка тарифа, $\beta$ [руб]	0.9
Продолжительность годовой нагрузки $T_M$ [ч]	6873.85
Стоимость за один киловатт час электроэнергии, $C_{\text{э}}$ [руб/ кВт·ч]	0.94
Стоимость потерь электроэнергии, $I_{\text{э}}$ [руб.]	790630.33
Итоговые затраты, $Z_{\text{пр}}$ [руб]	3718630.3

После окончания технико-экономического расчета делаем вывод, что расходы на трансформатор ТДН 25000/110/10 больше чем на трансформатор ТДН 16000/110/10, следовательно, принимаем для выбора два трансформатора ТДН 16000/110/10.

#### **4 Обоснование электрической схемы на подстанции «Кальна»**

Сначала рассмотрим схему для ОРУ(открытое распределительное устройство). Чтобы выбрать грамотно схему для открытого распределительного устройства нужно учитывать возможное развитие энергетической системы. Следует руководствоваться такими факторами как: обеспечение необходимой надежности бесперебойного питания потребителей, исходя из их категорий надежности электроснабжения. Схема должна удовлетворять всем правилам безопасности для персонала, которые могут проводить штатные работы такие как: ремонтные работы, всевозможные оперативные переключения [9].

Существующая схема электроснабжения на понизительной подстанции «Кальна» на стороне 110кВ №110-4Н “Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой с стороны линии”. Подстанция «Кальна» является тупиковой подстанцией.

В ЗРУ на ступени напряжения 10 кВ реализована схема электроснабжения №10(10)-2 – «Две, секционированные выключателем, системы шин». Это схема имеет ряд преимуществ , так как включает в себя повышенную надежность питания электроэнергией потребителей. Вследствие того что большинство потребителей составляют I и II категорию надежности электроснабжения[7].

## **5 Расчет симметричных и несимметричных токов короткого замыкания подстанции «Кальна»**

Короткое замыкание - это явление в результате, которого токи, протекающие в ветвях электроустановок, примыкающих в месте возникновения замыкания, резко возрастают, превышая наибольшее значение допустимого тока[16].

Главными причинами возникновения коротких замыканий могут являться неправильные действия обслуживающего персонала, авария в системе, ненадлежащая эксплуатация оборудования, вовремя не устраненные неполадки на оборудовании или на линиях, ошибки при проектировании. [8,16]

Необходимость в расчете токов короткого замыкания заключается в таких целях как:

- Расчет и выбор электрооборудования по всевозможным устойчивостям (электродинамической и термической стойкости) по отключающей способности самого оборудования;

- Расчет возможных последствий при термическом и электродинамическом воздействии на все токоведущие части электрооборудования;

- Для нахождения уставок РЗ;

- Для проведения анализов при возможных ненормальных или аварийных режимах.

### **5.1 Расчет токов короткого замыкания (симметричных и несимметричных)**

Трехфазное короткое замыкание является основным расчетным замыканием. Проверку электрооборудования на термическую и электродинамическую устойчивость проводится по трехфазному короткому замыканию[6].

Данные необходимые для нахождения токов КЗ располагаются в таблице 7.

Таблица 7 – Необходимые данные для расчета токов КЗ

Показатель	Данные
Мощность базисная, $S_B$ [МВА]	1000
Мощность короткого замыкания, $S_{КЗ}$ [МВА]	4150
ЭДС сверхпереходная, $E_B''$ [о.е.]	1
Длина воздушной линии электропередач, $l$ [км]	16
Количество цепей, $n$ [шт]	2
Реактивное сопротивление(погонное), $x_{уд}$ [Ом/км]	0.4
Напряжение среднономинальное, $U_{ср.ном}$ [кВт]	115

Составим расчетную схему и сразу же эквивалентную схему замещения. Расчетная схема изображена на рисунке 2

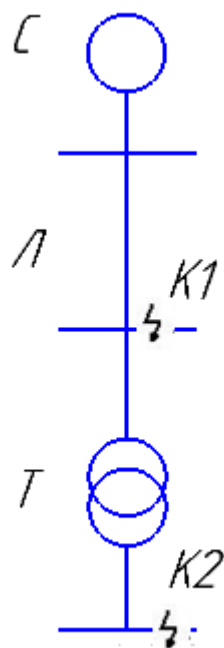


Рисунок 2 – Расчетная схема

Эквивалентная схема изображена на рисунке 3

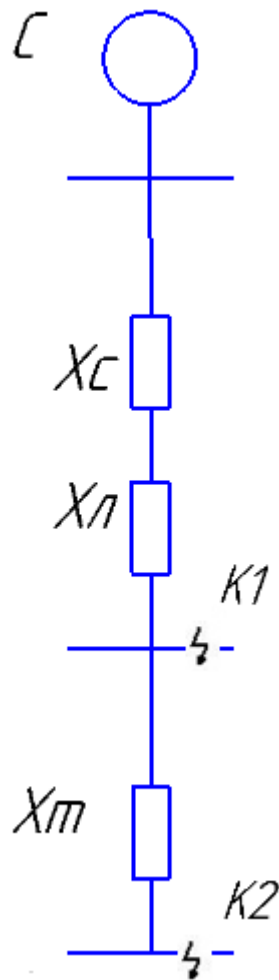


Рисунок 3 – Эквивалентная схема замещения

Выполним расчет всех сопротивлений входящих в схему замещения. Руководствуемся формулами предоставленными ниже.

Сопротивление системы:

$$x_c = \frac{S_{\sigma}}{S_k} \quad (5.1)$$

$$x_c = \frac{1000}{4150} = 0,24 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформатора:

$$x_{\sigma.тп} = \frac{U_{к(\%)} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{ном}} \quad (5.2)$$

$$x_{\sigma.тп} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,56 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линии:

$$x_{\delta.l} = x_{y\delta} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2} \quad (5.3)$$

$$x_{\delta.l} = 0,4 \cdot \frac{16}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,25 \text{ о.е.}$$

Расчетными точками в схеме замещения являются точки К1 и К2.

Расчет трехфазных КЗ для точки К1:

Найдем результирующее сопротивление до точки К1 путем суммы всех сопротивлений находящихся в схеме замещения:

$$x_{\Sigma 1} = x_c + x_{\delta.l} \quad (5.4)$$

$$x_{\Sigma 1} = 0,24 + 0,25 = 0,49 \text{ о.е.}$$

Базисный ток в точке К1 находится из формулы:

$$I_{\delta} = \frac{E_{\delta}^{'''}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} \quad (5.5)$$

$$I_{\delta} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}$$

Периодическая составляющая тока КЗ а конкретнее начальное действующее значение находится из выражения:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E_{\delta}''}{x_{\Sigma 1}} \cdot I_{\delta} \quad (5.6)$$

$$I_{no}^{(3)} = \frac{1}{0,49} \cdot 5,02 = 10,2 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания определяется по формуле:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{y\delta} \cdot I_{no}^{(3)} \quad (5.7)$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 10,2 = 25,96 \text{ кА.}$$

Где  $\kappa_{уд}$  определяется по [15]

Расчет трехфазных КЗ для точки К2:

Найдем результирующее сопротивление до точки К1 путем суммы

всех сопротивлений находящихся в схеме замещения:

$$x_{\Sigma 2} = x_c + x_{\delta.l} + x_{\delta.mp} \quad (5.8)$$

$$x_{\Sigma 2} = 0,24 + 0,25 + 6,56 = 7,05 \text{ о.е.}$$

Базисный ток в точке К2 находится из формулы (5.5):

$$I_{\delta} = \frac{E_{\delta}''}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,98 \text{ кА}$$

Периодическая составляющая тока КЗ а конкретнее начальное действующее значение находится из выражения :

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E_{\delta}''}{x_{\Sigma 2}} \cdot I_{\delta} \quad (5.9)$$

$$I_{no}^{(3)} = \frac{1}{7,05} \cdot 54,98 = 7,8 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания определяется по формуле (5.7):

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{y0} \cdot I_{no}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 7,8 = 20,95 \text{ кА.}$$

Где  $\kappa_{y0}$  определяется по [15].

## 5.2 Расчет токов КЗ (несимметричных )

Расчет токов КЗ (несимметричных) является основным для выбора уставок РЗ и для настройки и правильной работы РЗ и автоматики.

Перед тем как начать расчет коротких замыканий (несимметричных) нужно изобразить все виды схем замещения такие как: прямая, обратная, нулевая последовательности.

Для того чтобы произвести расчет несимметричных коротких замыканий нужно изобразить схемы описанные выше. При прямой и обратной последовательности схемы будут идентичны схеме замещения трехфазного КЗ. Все значения сопротивлений элементов при расчете трехфазного короткого замыкания остаются идентичны для схем как прямой, так и обратной последовательности ( $X_{рез(Б)} = x_{\Sigma 1} = x_{\Sigma 2} = 5.587$ ).

Чтобы рассчитать несимметричные токи КЗ составляется схема замещения прямой, обратной и нулевой последовательности (рисунок 4).

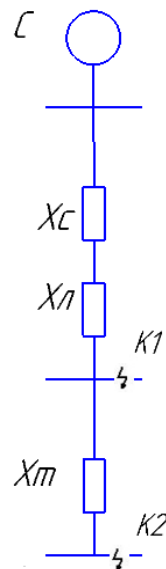


Рисунок 4 – Расчетная эквивалентная схема замещения

Произведем расчет несимметричных коротких замыканий для точки К1:

Расчет сопротивлений прямой и обратной последовательности:

$$x_{\Sigma 1} = x_{\Sigma 2} = x_c + x_{б.л} \quad (5.8)$$

$$x_{\Sigma 1} = 0,24 + 0,25 = 0,49 \text{ о.е.}$$

Расчет сопротивлений нулевой последовательности:

$$x_{\Sigma 1(0)} = x_c + x_{б.л} \cdot 4,7 \quad (5.9)$$

$$x_{\Sigma 1(0)} = 0,24 + 0,25 \cdot 4,7 = 1,42 \text{ о.е.}$$

Расчет однофазного КЗ:

$$I_{no}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{E_{\delta}''}{x_{\Sigma 1} + \Delta x^{(1)}} \cdot I_{\delta} \quad (5.10)$$

$$I_{no}^{(1)} = 3 \cdot \frac{1}{0,49 + 0,49 + 1,42} \cdot 5,02 = 2,1 \text{ кА}$$

Расчет двухфазного КЗ:

$$I_{no}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_{\delta}''}{x_{\Sigma 1} + \Delta x^{(2)}} \cdot I_{\delta} \quad (5.11)$$

$$I_{no}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{0,49 + 0,49} \cdot 5,02 = 5,12 \text{ кА}$$



Расчет двухфазного КЗ на землю:

$$I_{no}^{(1,1)} = m^{(1,1)} \cdot \frac{E_6''}{x_{\Sigma 1} + \Delta x^{(1,1)}} \cdot I_6 \quad (5.12)$$

$$I_{no}^{(1,1)} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{0.49 \cdot 1.42}{(0.49 + 1.42)^2}} \cdot \frac{1}{0.49 + \frac{0.49 \cdot 1.42}{(0.49 + 1.42)^2}} \cdot 5.02 = 7.38 \text{ кА}$$

Расчет ударных токов:

$$i_{y\delta}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{y\delta} \cdot I_{no}^{(n)} \quad (5.13)$$

$$i_{y\delta}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{y\delta} \cdot I_{no}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot 2.1 = 5.35 \text{ кА}$$

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{y\delta} \cdot I_{no}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot 5.12 = 13 \text{ кА}$$

$$i_{y\delta}^{(1,1)} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{y\delta} \cdot I_{no}^{(1,1)} = \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot 7.38 = 18.79 \text{ кА}$$

Где  $\kappa_{уд}$  определяется по [15]

Расчет несимметричных коротких замыканий для точки К2 производится аналогично точке К1. Так как обмотка трансформатора на стороне НН, где находится точка К2 имеет соединение треугольник, то протекание токов нулевой последовательности на этой стороне трансформатора невозможна, следовательно значение сопротивления нулевой последовательности будет приравниваться к бесконечно большому значению ( $x_0 = \infty$ ). Произведем расчет сопротивлений прямой и обратной последовательности:

$$x_{\Sigma 1} = x_{\Sigma 2} = x_c + x_{\delta.l} + x_{\delta.mp} = 0.24 + 0.25 + 6.56 = 7.05 \text{ о.е.}$$

Расчет двухфазного КЗ:

$$I_{no}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_6''}{x_{\Sigma 1} + \Delta x^{(2)}} \cdot I_6 = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{7.05 + 7.05} \cdot 54.98 = 3.9 \text{ кА}$$

Расчет ударных токов:

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{y\delta} \cdot I_{no}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1.9 \cdot 3.9 = 10.48 \text{ кА}$$

## 6 Выбор электрооборудования на подстанции «Кальна»

### 6.1 Выбор выключателей

1) На стороне 110 кВ

Находим ток при продолжительном режиме работы учитывая максимально возможную перегрузку (40%)[2]:

$$I_{MAX} = 1.4 \cdot \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (6.1)$$

$$I_{MAX} = 1.4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 112 \text{ A.}$$

Расчет термической стойкости предоставлен ниже :

$$B_K = (I_{но}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} \cdot T_a) \quad (6.2)$$

$$B_K = 10,2^2 \cdot (0,2 + 0,05) = 26,01 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Нахождение апериодической составляющей тока короткого замыкания допустимо возможное значение:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{но}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (6.3)$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 10,2 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,05}} = 7,16 \text{ кА}$$

Таблица 8 – Проверка выключателя 100-STMT-40E У1

$U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{MAX} = 112 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$
$I_{но}^{(3)} = 10,2 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$
$i_{a\tau} = 7,16 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 11,31 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{но}^{(3)} + i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 10,2 + 7,16 = 21,59 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot (1 + \frac{\beta}{100}) = 67,87 \text{ кА}$
$I_{но}^{(3)} = 10,2 \text{ кА}$	$I_{прс} = 40 \text{ кА}$
$i_{y\delta} = 25,96 \text{ кА}$	$i_{прс} = 102 \text{ кА}$
$B_K = 26,01 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 0,2 = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель 100-STMT-40E У1 был проверен по всем каталожным данным и выбран в качестве выключателя на сторону 110 кВ, так как он

удовлетворяет всем требованиям.

1) На стороне 10 кВ производим аналогичный расчет.

$$I_{MAX} = 1.4 \cdot \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = 1.4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1232 \text{ A};$$

$$B_K = (I_{no}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл} \cdot T_a) = 7,2^2 \cdot (0,2 + 0,12) = 16,59 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 7,2 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,12}} = 6,17 \text{ кА}$$

Таблица 9 – Проверка выключателя ВБЭ-10-20/1600УХЛ-1.

$U_{ном.сети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{MAX} = 1232 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{no}^{(3)} = 7,2 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$
$i_{a\tau} = 6,17 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 5,65 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} + i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 7,2 + 6,17 = 16,35 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot (1 + \frac{\beta}{100}) = 33,94 \text{ кА}$
$I_{no}^{(3)} = 7,2 \text{ кА}$	$I_{прс} = 20 \text{ кА}$
$i_{y\delta} = 20,95 \text{ кА}$	$i_{прс} = 51 \text{ кА}$
$B_K = 16,59 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 20^2 \cdot 0,2 = 80 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель ВБЭ-10-20/1600УХЛ-1 был проверен по всем каталожным данным и выбран в качестве выключателя на сторону 10 кВ.

## 6.2 Выбор разъединителей

Таблица 10 – Проверка разъединителя РНДЗ-110/1000 УХЛ1.

$U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{MAX} = 112 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{no}^{(3)} = 10,2 \text{ кА}$	$I_{прс} = 80 \text{ кА}$
$i_{y\delta} = 25,96 \text{ кА}$	$i_{прс} = 203,65 \text{ кА}$
$B_K = 26,01 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 31,5^2 \cdot 0,2 = 198,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Разъединитель РНДЗ-2-110/1000 УХЛ1 (РНДЗ-1-110/1000 УХЛ1)  
 проверен и выбран правильно.

### 6.3 Выбор трансформаторов тока

1) На стороне 110 кВ:

Максимальный расчетный ток в цепи трансформатора [5] :

$$I_{MAX} = \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (6.4)$$

$$I_{MAX} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,3 \text{ A.}$$

;Таблица 11 – Проверка трансформатора тока ТВТ 110-I-150/5.

$U_{ном.сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{MAX} = 80.3 \text{ A}$	$I_{ном} = 150 \text{ A}$
$i_{y\partial} = 25,96 \text{ кА}$	$i_{\partial} = 24 \text{ кА}$
$B_K = 26,01 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Трансформатор тока ТВТ 110-I-150/5 проверен и выбран правильно.

Затем определяется вторичная нагрузка трансформатора тока.

Таблица 12 –Нагрузка ТТ (вторичная).

Измерительный прибор	Вид	Мощность(нагрузка) на каждую фазу [ВА]		
		А	В	С
Ваттметр	Д-335	2	0.5	-
Амперметр	Э-335	0.5	0.5	0.5
Итоговое значение		2.5	1	0.5

$S_{приб} = 1,0 \text{ ВА}$  - мощность прибора;

$R_k = 0,1 \text{ Ом}$  - сопротивление контактов;

$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$  - номинальное полное сопротивление вторичной нагрузки;

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I^2} \quad (6.5)$$

$$R_{\text{приб}} = \frac{4,5}{25} = 0,18 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_k \quad (6.6)$$

$$R_{\text{пр}} = 1,2 - 0,18 - 0,1 = 0,92 \text{ Ом}$$

Принимаем длину соединительных проводов 65 м с алюминиевыми жилами.

Расчет сечения проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{\text{пр}}} \quad (6.7)$$

$$S = \frac{0,0283 \cdot 65}{1} = 1,84 \text{ мм}^2$$

Принимаем стандартное сечение для медных проводов 4 мм<sup>2</sup>.

2) На стороне 10 кВ. Используем формулу (6.4):

$$I_{\text{MAX}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 880 \text{ А.};$$

Таблица 13 – Проверка трансформатора тока ТОЛ -10-1000/5.

$U_{\text{ном.сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{MAX}} = 880 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 18 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 24 \text{ кА}$
$B_K = 16,59 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 80 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Трансформатор тока ТОЛ-10-1000/5 проверен и выбран правильно[4,5].  
Затем определяется вторичная нагрузка трансформатора тока.

Таблица 14 – Нагрузка ТТ (вторичная)

Измерительный прибор	Вид	Мощность(нагрузка) на каждую фазу [ВА]		
		А	В	С
Ваттметр	Д-335	0.5	0.5	-
Амперметр	Э-335	0.5	0.5	0.5
Счетчик $W_{\text{актив}}$	САЧУ-И672М	2.5	2.5	
Счетчик $W_{\text{реактив}}$	САЧУ-И673М	2.5	2.5	
Варметр	Д-305	0.5	0.5	-
Итоговое значение		6.5	6.5	0.5

$S_{\text{приб}} = 6,5 \text{ ВА}$  - мощность прибора;

$R_{\kappa} = 0,1 \text{ Ом}$  - сопротивление контактов;

$Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$  - номинальное полное сопротивление вторичной нагрузки;

Используем формулу (6.5):

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} \quad (6.8)$$

$$R_{\text{пр}} = 1,2 - 0,26 = 0,94;$$

Принимаем длину соединительных проводов 40 м с алюминиевыми жилами.

Расчет сечения проводов производится по формуле (6.7):

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{п}}}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 40}{0,94} = 1,35 \text{ мм}^2;$$

Принимаем стандартное сечение для алюминиевых проводов 4 мм<sup>2</sup>

## 6.4 Выбор ТН (трансформатора напряжения)

### 1) на стороне ВН

Примем к рассмотрению трансформатор напряжения марки ЗНОЛ-110-400. Необходимая информация о приборах вторичной нагрузке трансформатора напряжения отображены в таблице 15.

Таблица 15 – Информация о трансформаторе напряжения на стороне ВН

Приборы	Тип приборов	Общая потребляемая мощность
		S, ВА
Вольтметр межфазный	СВ3020	4
Осциллограф	С8-47/1	42
Вольтметр с переключ.	ВР-МОЗ	2
Микропроцессорный фиксирующий индикатор	ИМФ-ЗР	2
Итого		50

Принимаем к установке трансформатор напряжения ЗНОЛ-110-400, класса точности 0,5

## 2) На стороне 10 кВ

Рассмотрим трансформатор напряжения марки ЗНОЛ-10-250

Информация о приборах во вторичной нагрузке ТН приведена в таблице 16.

Таблица 16 – Информация о трансформаторе напряжения на стороне НН

Измерительные приборы	Тип прибора	Мощность которая потребляется одной катушкой, [ВА]	Количество катушек	cosφ	sinφ	Количество приборов	Потребляемая мощность	
							P [Вт]	Q [вар]
Счетчик $W_{активной}$	Меркурий 234 ARTM	2	2	0.38	0.93	5	7.6	18.5
Счетчик $W_{реактивной}$	Меркурий 230ART	2	2	0.38	0.93	4	6.08	14.8
Варметр	Д-305	1.5	2	1	0	1	3	0
Ваттметр	Д-335	1.5	2	1	0	1	3	0
Вольтметр	СВ3020	2	1	1	0	1	2	0
Итоговое значение							21.7	33.3

$$S = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (6.9)$$

$$S = \sqrt{21,7^2 + 33,3^2} = 39,74 \text{ ВА}$$

Выбранный трансформатор ЗНОЛ-10 имеет номинальную мощность для присоединения приборов 250 ВА.

### 6.5 Выбор ОПН (ограничитель перенапряжения)

-На стороне ВН

Принимаем ОПН марки П-110 УХЛ1

-На стороне НН

Принимаем ОПН марки 10 УХЛ1.

Для удобного использования и производимых ремонтных работ на РУ НН выполняется как закрытое распределительное устройство (ЗРУ).

### 6.6 Выбор гибких шин на стороне 110кВ

Шины на подстанции «Кальна» будут выполнены гибкими проводами.

Находим расчетные токи при продолжительном режиме и допустимой перегрузке:

$$I_{\text{MAX}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (6.10)$$

$$I_{\text{MAX}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,3 \text{ А.}$$

$$I_{\text{MAX}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (6.11)$$

$$I_{\text{MAX}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 112 \text{ А}$$

Исходя, из экономической плотности тока выбираем сечение проводника

$$J_{\text{э}} = 1,3 \text{ А/мм}^2:$$

$$S = \frac{I_{\text{НОМ}}}{J_{\text{э}}} \quad (6.12)$$

$$S = \frac{112}{1,3} = 86,5 \text{ мм}^2.$$

Принимаем АС-95/16, S=111,3 мм<sup>2</sup>, d=13,5 мм, I<sub>доп</sub>=330 А.



Проверяем провода по длительно допустимому току из условий нагрева

$$I_{\max} = 112 < I_{\text{дл.доп}} = 330 \text{ A}$$

Выполнять проверку на термическое воздействие тока КЗ не целесообразно, вследствие того, что исполнение шин производится голыми проводниками располагающемся на открытом воздухе.

Выполнение проверки на электродинамическую стойкость не требуется, т.к.  $I_{n,0} \leq 20 \text{ кА}$

Необходимо производить проверки по условиям коронирования при напряжении 35 кВ и выше.

Рассчитываем начальную критическая напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) \quad (6.13)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,675}}\right) = 33,91 \text{ кВ / см}$$

Напряженность электрического поля около провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{D} \cdot \lg \frac{D}{r_0} \quad (6.14)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{0,675 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 300}{0,675}} = 21,94 \text{ кВ / см}$$

Условие отсутствия короны можно записать в:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$1,07 \cdot 21,94 = 23,48 \text{ кВ / см}$$

$$0,9 \cdot 33,91 = 32,52 \text{ кВ / см}$$

$$23,48 \leq 32,52 \text{ кВ / см}$$

Таким образом, провод АС-95/16 не коронирует[3].

## 6.7 Выбор токопровода на 10кВ.

Определяем расчетные токи продолжительных режимов и в режиме перегрузки, используя формулы (6.10-6.12):

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 880 \text{ A.}$$

$$I_{МАХ} = 1,4 \cdot \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = 1,4 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1232 \text{ A.}$$

$$S = \frac{I_{НОМ}}{J_{\text{э}}} = \frac{1232}{1,3} = 947,7 \text{ мм}^2.$$

Выбираем шину прямоугольного сечения (10x100)  $I_{\text{дл.дон}} = 1820 \text{ A}$ .

Производим проверку провода по максимально допустимому току

$$I_{МАХ} = 1232 \leq I_{\text{дл.дон}} = 1820 \text{ A}$$

Находим минимальное сечение провода удовлетворяющим условию термической стойкости:

$$S_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T} \quad (6.15)$$

$$S_{\text{min}} = \frac{3,99 \cdot 10^3}{90} = 44,33 \text{ мм}^2.$$

$$S_{\text{min}} = 44,33 \text{ мм}^2 \leq S = 1000 \text{ мм}^2$$

Шины прошли проверку и являются термически устойчивыми.

Рассчитываем частоту собственных колебаний данной шины:

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}} \quad (6.16)$$

$$f_0 = \frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 1^2} \cdot \sqrt{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,87 \cdot 10^{-8}}{2,7}} = 52,26 \text{ Гц}$$

где  $J = \frac{h \cdot b^3}{12} = 0,87 \text{ см}^4 = 0,87 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4$  - искомый момент инерции

(поперечного сечения) для данной шины ;  $E = 7 \cdot 10^{10}$  – величина равная модулю упругости материала шины, Па.

$l = 1$  – длина пролета между изоляторами м;

$r_1 = 4,73$  – значение главной собственной частоты шины;  $m$  – масса шины

на ее единицу длины.

Вследствие того что при произведении расчета частота свободных колебаний оказалась менее 200 Гц, то будет возникать механический резонанс, следовательно нужно изменить длину, чтобы возникновению резонанса было невозможно,  $f_0 \geq 200$  Гц:

$$l^2 \geq \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot 200} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}; \quad l = 0,5 \text{ м} \quad (6.17)$$

Проверяем шины на электродинамическую устойчивость – находим напряжение в материале шин при взаимодействии фаз:

$$\sigma_{\max} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot l_{uz}^2 \cdot i_{уд}^2 \cdot k_{\phi} \cdot k_{расп}}{\lambda \cdot W \cdot a} \quad (6.18)$$

$$\sigma_{\max} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 0,5^2 \cdot 18970^2 \cdot 1 \cdot 1}{12 \cdot 1,67 \cdot 10^{-6} \cdot 0,3} = 2,59 \text{ МПа}$$

где  $a$  – расстояние между фазами;  $l_{uz}=0,5$  – длина пролета;  $k_{\phi}=1$  – коэффициент формы;  $k_{расп}=1$  – коэффициент, который находится от того как расположены проводники;  $\lambda=12$  – коэффициент, зависящий от условия закрепления шины;

$$W = \frac{h \cdot b^2}{6} \quad (6.19)$$

$$W = \frac{10 \cdot 1^2}{6} = 1,67 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$$

W- момент сопротивления поперечного сечения шины.

Шины являются механически прочными т.к.  $2,59 < 89 \text{ МПа}$

## 6.7. Выбор изоляторов

Выбираем опорный изолятор типа ИОР-10-3,75 УХЛ1 высотой  $H_{uz}=134$  мм.

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot k_{\phi} \cdot k_{расп} \cdot l_{uz} \cdot 10^{-7} \quad (6.20)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{18970^2}{0,3} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,5 \cdot 10^{-7} = 103,9 \text{ Н}$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{раза} \cdot \frac{H_{уз}}{H} \quad (6.21)$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 3750 \cdot \frac{0,134}{0,134 + 0,01 + 0,05} = 1554 \text{ Н}$$

$$F_{раса} = 103,9 < F_{дон} = 1554 \text{ Н}$$

Изолятор прошел проверку и является электродинамически устойчивым.

Выбираем проходной изолятор ИПУ-10/1600-12,5 УХЛ1:1

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ}, \quad I_{продол.раб.} = 1232 \leq I_{ном} = 1600 \text{ А}, \quad F_{разр} = 12,5 \text{ кН}.$$

Проверяем изолятор на электродинамическую стойкость:

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l_{уз} \cdot 10^{-7} \quad (6.22)$$

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \frac{18970^2}{0,3} \cdot 0,5 \cdot 10^{-7} = 30 \text{ Н}$$

$$F_{расч} = 30 \text{ Н} \leq 0,6 \cdot F_{разр} \quad (6.23)$$

$$F_{расч} = 0,6 \cdot 12500 = 7500 \text{ Н}$$

## 7 Микропроцессорная РЗ подстанции «Кальна»

На данной подстанции предусматривается защита следующего оборудования: шины и ошиновки, силовой трансформатор, линии электропередач, отходящие присоединения.

Основными защитами для силового трансформатора служат три обязательные защиты следующего типа: газовая защита, дифференциальная защита, МТЗ(Максимальная токовая защита) . Так же дополнительно на силовых трансформаторах может использоваться защита нулевой последовательности, но только в том случае когда нейтраль силового трансформатора заземлена [1].

Для защиты линий, шин и ошиновок от повреждений( возникновение КЗ) применяют : Токовые отсечки, максимальная токовая защита с выдержкой времени. Так же отдельно для защиты шин о ошиновок может использоваться дифференциальная токовая отсечка [1].

Обеспечение защиты отходящих присоединений конструктивно выполненных кабельными или воздушными линиями защищаются с помощью двухступенчатой токовой защитой [1,15].

### 7.1 Рассчитаем РЗ силового трансформатора.

В качестве защиты на подстанции была рассмотрена и выбрана РЗ «СИРИУС-Т», одно из преимуществ данной защиты это современная микропроцессорная элементная база.

Представлено выше релейная защита будет обеспечивать главную защиту силового трансформатора . Произведем расчёт дифференциальной защиты двухобмоточного трансформатора [16].

Номинальный ток трансформатора определяется :

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ\text{ ср}}} \quad (7.1)$$

где  $S_{НОМ}$  - искомая полная мощность трансформатора(номинальная)

,

$U_{НОМ\text{ ср}}$  — напряжение полученное при среднем значении диапазона

регулирования

Определяем вторичные номинальные токи сторон, соответствующих номинальной мощности трансформатора находятся из выражения:

$$I_{НОМ\ ВТ} = \frac{I_{НОМ\ нПЕР} \cdot K_{СХ}}{K_I} \quad (7.2)$$

где  $k_{сх}$ - коэффициент напрямую связанный со схемой соединения вторичных обмоток ТА.

$k_I$ - коэффициент трансформации ТА

В результате полученные значения вторичных токов устанавливаются как базисные токи сторон трансформатора и задаются уставками.

Таблица 17- Расчет общих уставок

Показатель	Расшифровка	ВН силового Т	НН силового Т
Номинальный первичный ток, [А]	$I_{ном.перв.}$	$I_{НОМ} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 111.25} = 83.1$	$I_{НОМ} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 840$
Коэффициент трансформации ТА	$k_I$	150/5	1000/5
Схемы соединения ТА	Звезда, Треугольник	Треугольник	Звезда
Расчетный вторичный ток протекающий в плечах защиты, [А]	$I_{ном.втор.}$	$I_{НОМ} = \frac{83.1 \cdot 5 \cdot \sqrt{3}}{150} = 4.8$	$I_{НОМ} = \frac{840 \cdot 5}{1000} = 4.2$
Размах регулировки напряжения под нагрузкой (РПН), [%]	16		

Далее переходим к расчету уставок (ДЗТ-2)

Начинаем расчет с нахождения базовой уставки диф-ого  $I_{СР}$ (Ток срабатывания). Даная уставка отстраивается от возможного тока небаланса при протекании номинального тока силового трансформатора.

$$\frac{I_{диф}}{I_{баз}} \geq K_{отс} \cdot I_{неб.расч.} \quad (7.3)$$

$I_{неб.расч}$  – ток небаланса в безаварийном режиме работы трансформатора.

Вычисляем расчетный ток небаланса он находится из выражения :

$$I_{неб.расч.} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав} \quad (7.4)$$

где  $K_{пер} = 2.5$  – коэффициент, который обеспечивает наличие

переходного процесса;

$K_{одн} = 1.0$  – коэффициент отвечающий за однотипность ТА;

$\varepsilon = 0.05$  – величина полной погрешности ТА после переходного режима;

$\Delta U_{РПН} = 0.16$  – Максимальной возможный диапазон РПН;

$\Delta f_{добав} = 0.04$  – поправка на возможную ошибку задания номинальных токов [16].

Далее находим дифференциальный ток из формулы:

$$I_{диф} = I_{неб.расч.} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв} \quad (7.5)$$

где  $\varepsilon = 0.1$  – величина полной погрешности ТА, класса точности 10Р.

Произведем расчет тормозного тока:

$$I_{тор} = \frac{(I_{скв} + I_{скв} - I_{диф})}{2} \quad (7.6)$$

Коэффициент отвечающий за снижения тормозного тока находится из выражения:

$$K_{снт} = \frac{I_{тор}}{I_{скв}} = 1 - 0.5 \cdot I_{нбрасч} \quad (7.7)$$

Далее определяем коэффициент торможения (желательно в процентах) из выражения:

$$\begin{aligned} K_{ТОР} &\geq \frac{I_{диф}}{I_{тор}} \cdot 100 = \frac{100 \cdot K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав})}{K_{снт}} \quad (7.8) \\ &= 100 \cdot K_{отс} \cdot I_{нбрасч} \end{aligned}$$

Расчет уставок дифференциальной защиты ДЗТ - 2 представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Расчет уставок ДЗТ – 2

Показатель	Данные
Ток расчетный(небаланса), $I_{н\text{брасч.}}$ [А]	$2.5 \cdot 1.0 \cdot 0.05 + 0.16 + 0.04 = 0.325$
Уставка срабатывания	$1.2 \cdot 0.325 = 0.39$ , принимаем 0.4
Коэффициент уменьшения тормозного тока, $K_{\text{сн.т.}}$	$1 - 0.5 \cdot 0.325 = 0.838$
Коэффициент торможения, $K_{\text{торм.}}$ [%]	$100 \cdot 1.3 \cdot 0.325 / 0.838 = 50.4$ , принимаем 51

Переходим к расчету ДЗТ-1(Дифференциальная токовая отсечка)

Для правильной работы дифференциальной токовой отсечки должны соблюдаться условия такие как :

- Необходима отстройка от возможного тока намагничивания
- Отстройка от тока небаланса при внешнем коротком замыкании

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{баз}}} \geq 6 \quad (7.9)$$

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{баз}}} \geq K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}) \cdot I_{\text{кзвн.макс}} \quad (7.10)$$

Расчет уставок ДЗТ-1 представлен в таблице 19

Таблица 19 – Расчет уставок ДЗТ-1

Показатель	Данные
Максимальный ток внешнего КЗ, $I_{\text{кзвн.макс}}$ [А]	894
Отношение Максимального тока КЗ к номинальному $I_{\text{кзвн.макс}} / I_{\text{номВН}}$ , [А]	$894/83.1=10.76$
Ток небаланса при внешнем КЗ, $I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}}$ [А]	$1.5 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0.05 + 0.16 + 0.04) \cdot 10.76 = 5.7$ Принимаем значение 6



## 8 Оперативный ток на подстанции «Кальна»

Питание оперативных цепей на подстанции «Кальна» осуществляется с помощью аккумуляторных батарей типа 6V 10GrOPzV300 фирмы Mitsubishi electric.[29,32]

Система оперативного тока, установленная на подстанции обеспечивает питание:

- 1) Лампы положения выключателя
- 2) Аварийное освещение на подстанции
- 3) Питание приводов выключателей
- 4) Устройство контроля изоляции и измерения

Использование питания оперативных цепей с помощью постоянного тока обеспечивает лучшее решение в вопросе о надежном питании автоматики и устройств РЗ, а также о обеспечении безопасности в случае аварийной ситуации (системы аварийного освещения), но требует не малых капиталовложений. Постоянный оперативный ток обеспечивает наличие питания при любых коротких замыканиях, а так же при полном отключении подстанции от энергосистемы [15].

## 9 Питание собственных нужд на подстанции «Кальна»

У каждой подстанции есть затраты на ее собственные нужды, как правило питание собственных нужд осуществляется с помощью отдельных трансформаторов собственных нужд. Для удобства все расчеты собственных нужд на подстанции были сведены в таблицу 20

Таблица 20 – Собственные нужды подстанции «Кальна»

№	Наименование потребителей	Общая потребляемая мощность, кВт
1.	Устройства охлаждения для трансформатора ТДН 16000/110/10	$2 \cdot 2 = 4$
2.	Подогрев Шкафов ЗРУ	14
3.	Подогрев высоковольтных выключателей (приводов) 110 кВ	$1,7 \cdot 2 = 3,4$
4.	Подогрев высоковольтных разъединителей(приводов)	$0,6 \cdot 10 = 6$
5.	Подогрев релейного шкафа	10
7.	Маслохозяйство	75
8.	Отопление, освещение	20
	Итого	132,4

Теперь необходимо привести эти значения вместе с коэффициентом загрузки ( $k_3 = 0.7$ ):

$132.4 \cdot 0.7 = 92.68$  кВт. Для питания собственных нужд выбираем два трансформатора по 100 кВА марки ТМ.

## 10 Расчет заземления подстанции «Кальна»

Заземление – это преднамеренно выполненное соединение с землей частей электроустановок, которые в результате эксплуатации или по каким либо другим причинам могут оказаться под напряжением. Заземление может быть выполнено искусственным или естественным заземлителем.

Заземление служит защитой от поражения электрическим током рабочих, при появлении потенциала на токопроводящих частях при любом режиме работы (нормальном, аварийном) электрических установок. Электробезопасность персонала характеризуется максимально допустимыми напряжениями прикосновения. Максимально допустимые напряжения прикосновения установлены в [17].

Заземление всех сооружений и зданий на территории подстанции должны быть соединены в одно сплошное заземляющее устройство (Может быть выполнено конструктивно как заземляющая сетка состоящая из заземляющих проводников, заземлителей, горизонтального и вертикального типа) Максимально разрешенное сопротивление заземляющего устройства на подстанции 110кВ может достигать значения пол ома ( $R_{з,доп}=0.5\text{Ом}$ ). Но за все время эксплуатации РУ 110кВ опыт показал, что намного выгоднее перейти к нормированию напряжения прикосновения а не  $R_{з,доп}$  [22].

Расчет заземления производится по методике, представленной в [15].  
Необходимые данные для расчета предоставлены в таблице 21

Таблица 21 –Необходимые данные

Показатель	Данные
Площадь подстанции «Кальна» S, [м <sup>2</sup> ]	3250
Однородный глинистый грунт	70
Глубина заложения заземлителей от земли, t [м]	0.7
Время действия РЗ и время откл выключателя собств. $t_{р.з}/t_{о.в}$	0.12/0.035
Ток двухфазного КЗ, I [А]	3900

Находим время отключения тока короткого замыкания:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{р.з}} + t_{\text{о.в}} \quad (10.1)$$

$$t_{\text{откл}} = 0.12 + 0.035 = 0.155$$

$U_{\text{пр.доп}} = 500 \text{ В}$  – максимально разрешенное напряжение прикосновения, определяемое по [15];

Рассчитываем коэффициент напряжения прикосновения из выражения:

$$k_n = \frac{M \cdot \beta}{\left( \frac{l_B \cdot L}{a \cdot \sqrt{S}} \right)} \quad (10.2)$$

$$k_n = \frac{0,5 \cdot 0,93}{\left( \frac{5 \cdot 1415}{5 \cdot \sqrt{3250}} \right)^{0.45}} = 0,11$$

где  $M=0.5$  - значение, которое зависит от удельного сопротивления грунта от, исходя из того, что грунт принят однородным, то  $\rho_1/\rho_2$  равно единице,

$l_B=5 \text{ м}$  – длина заземлителя вертикального;

$L=1415 \text{ м}$  – длина заземлителей горизонтальных;

$a=5 \text{ м}$  – допустимое расстояние между вертикальными заземлителями;

$S=3250 \text{ м}^2$  – полная площадь заземляющего устройства;

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c} \quad (10.3)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 70} = 0,93$$

$\beta$  - коэффициент, указывающий среднее сопротивление человека,  $R_q=1000 \text{ Ом}$  и сопротивление растекание тока ступней.

Находим напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{\text{преддоп}}}{k_n} \quad (10.4)$$

$$U_3 = \frac{500}{0,11} = 4545 \text{ В}$$

Так как данное значение  $4545 \text{ В}$  не выходит из рамок  $10 \text{ кВ}$ ,

следовательно оно является допустимым значением. [6].

Для нормальной защиты заземляющего устройства, защищаемые объекты должно выполняться определенное условие сопротивление заземляющего устройства должно быть меньше значения  $R_{з, доп}$ .

$$R_з < R_{з, доп}$$

Необходимая нам модель заземлителя представляет из себя квадрат со стороной находящийся по формуле:

$$\begin{aligned} \sqrt{S} & & (10.5) \\ \sqrt{65 \cdot 50} &= 57 \text{ м} \end{aligned}$$

Количество ячеек расчетной модели заземлителя определяется по следующей формуле:

$$\begin{aligned} m &= \frac{L_2}{2 \cdot \sqrt{S}} & (10.6) \\ m &= \frac{1415}{2 \cdot 57} = 12,4 \end{aligned}$$

принимаем  $m=13$ .

Длина полос в нашей модели находится из формулы:

$$\begin{aligned} L_2' &= 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1) & (10.7) \\ L_2' &= 2 \cdot \sqrt{3250} \cdot (13+1) = 1596 \text{ м} \end{aligned}$$

Длина сторон ячейки определяется по формуле:

$$\begin{aligned} b &= \frac{\sqrt{S}}{m} & (10.8) \\ b &= \frac{57}{13} = 4,4 \text{ м} \end{aligned}$$

Количество заземлителей вертикальных, расположенных по всему периметру контура, находится из данного выражения :

$$\begin{aligned} n_B &= \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_g} & (10.9) \\ n_B &= \frac{57 \cdot 4}{5} = 45,6 \end{aligned}$$

принимаем  $n_g = 46$

После чего необходимо найти общую длину вертикальных заземлителей:

$$L_B = l_B \cdot n_B \quad (10.10)$$

$$L_B = 5 \cdot 46 = 230 \text{ м}$$

Находим расстояние на которое будем погружать наши вертикальные электроды:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1 \quad (10.11)$$

$$\frac{5 + 0,7}{57} = 0,1 \leq 0,1$$

,тогда

$$A = \left( 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \right) \quad (10.12)$$

$$A = \left( 0,444 - 0,84 \cdot \frac{5 + 0,7}{57} \right) = 0,36$$

В конце расчета находим общее сопротивление сложного заземлителя :

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_B + L_r} \quad (10.13)$$

$$R_3 = 0,36 \cdot \frac{70}{57} + \frac{70}{230 + 1596} = 0,48 \text{ Ом}$$

В результате делаем вывод что допустимое сопротивление больше общего сопротивления сложного заземлителя  $0,326 < 0,5 \text{ Ом.} (R_3 < R_{3, \text{доп.}})$

## 11 Молниезащита подстанции

Все сооружения, которые находятся на территории должны быть защищены средствами защиты такими как: молниеотвод (защита от прямого попадания молнии)[17].

Молниеотводы делятся на несколько видов стержневого типа и тросового типа . Стержневого типа молниеотводы нужны для обеспечения защиты при прямых ударов молнии в сооружения на территории подстанции; а тросового типа в свою очередь – защищают линии электропередач (ЛЭП).[31]

Для того чтобы обеспечить защиту от прямых ударов молний необходимо определить зоны защиты, и параметры.

$h=20$  м –высота молниеотвода стержневого типа;

$$h_0 = 0,85 \cdot h \quad (11.1)$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 20 = 17 \text{ м}$$

$h_0$ – высота вершины конуса молниеотвода стержневого типа ;

$h_x = 11,5$  м – высота защищаемых сооружений на территории подстанции;

$$r_0 = 1,2 \cdot h \quad (11.2)$$

$$r_0 = 1,2 \cdot 20 = 24 \text{ м}$$

$r_0$ – радиус конуса защиты ;

$L = 25 \leq 4h$  – допустимое расстояние между стержневыми молниеотводами;

$$L_{\max} = 5,75 \cdot h \quad (11.3)$$

$$L_{\max} = 5,75 \cdot 20 = 115 \text{ м}$$

$L_{\max}$  – максимально допустимое расстояние между стержневыми молниеотводами.

$$L_c = 2,5 \cdot h \quad (11.4)$$

$$L_c = 2,5 \cdot 20 = 50 \text{ м}$$

$$h_c = h_0$$

Находим максимально допустимую полуширину зоны  $r_x$  в горизонтальном сечении на высоте  $h_x$ :

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c} \quad (11.5)$$

$$r_{cx} = \frac{24 \cdot (17 - 11,5)}{17} = 7,76 \text{ м}$$

Выбираем к установке на подстанции «Кальна» двойной стержневой молниеотвод.



## 12 Анализ РЗ и автоматики среднего напряжения 35кВ

Главное назначение РЗ распределительных сетей 0.4-35кВ является скорейшее отключение поврежденного элемента от неповрежденных частей. Если отсутствует угроза разрушения защищаемого объекта электроснабжения и по требованиям техники безопасности не нарушает ее условий, то релейная защита может действовать не на отключение, а на сигнал.

Распределительные сети 35 кВ чаще всего выполняются без глухозаземленной нейтрали питающих трансформаторов, и как следствие главной проблемой в сетях 35 кВ являются значительные токи при междуфазных коротких замыканиях.

Для защиты от многофазных КЗ предусматриваются защиты в двухфазном исполнении и их следует включать в одни и те же фазы во всей сети напряжения, это нужно делать для полного обеспечения отключения возможных двойных замыканий на землю только в одном месте повреждения. В зависимости требований надежности данная защита может быть выполнена одно-двух или трехрелейной. Если защищаемый объект линия с односторонним питанием, то должна устанавливаться двухступенчатая токовая защита. Первой ступенью в данной защите является максимально токовая защита (МТЗ) с независимой или зависимой выдержкой времени. Если замыкание произошло, но оно является однофазным на землю, в таких сетях ток повреждения мал, а линейные напряжения не изменяются, вследствие того что питание потребителей продолжается, то релейная защита должна действовать на сигнал а не на отключение, но нужно не забывать что длительное замыкание на землю могут привести к повреждению в измерительных приборах таких как трансформатор напряжения, так же может увеличиться напряжение прикосновения [10].

Рассмотрим достоинства и недостатки максимально токовой защиты:

Достоинства заключаются в следующем: надежность, простота и не высокая стоимость данной защиты, так же МТЗ обеспечивает селективность

радиальных сетей когда один источник питания(одностороннее).

Недостатки: значительная выдержка времени, особенно вблизи источника питания, не большая чувствительность при КЗ сопровождающиеся большими токами нагрузки в разветвленных сетях.

Для обеспечения надежной защиты сетей 3-35 кВ , зачастую применение трехфазной трехрелейной МТЗ является неактуально, так как обычно в этих сетях устанавливается по два трансформатора тока , если бы устанавливалось три ТА, то уже не актуально было бы применять трехрелейную МТЗ, потому что при двойных замыканиях на землю , она бы отключала обе поврежденные линии[10].

Рассмотрим особенности поведения максимально токовой защиты при двойных замыканиях на землю.

Если в распределительной сети заземление нейтрали выполнена конструктивна, как изолированная нейтраль, то здесь появляется возможность возникновения одновременных замыканий на землю в разноименных фазах в двух разных точках сети. При таких сложившихся обстоятельствах рекомендуют отключать не обе повреждённые линии электропередач, а только одну из них. Если расположение трансформаторов тока случайное (т.е. на разноименных фазах и на разных участках), МТЗ будет работать некорректно, если оба КЗ на землю возникнут в тех фазах где трансформатор тока отсутствует. Следовательно МТЗ поврежденных линий электропередач не сработает и повлечет за собой не селективное отключение источника питания сети. Если размещать ТА на одноименных фазах, А и С, возможные повреждения будут отключаться селективно, но есть ряд исключений:

1) Самое отдаленное от источника питания замыкание на землю произойдет на фазе В, на которой отсутствует ТА, а второе на любой из фаз А либо С , то в таком случае МТЗ произведет отключение ближней к источнику питания линию электропередач.

2) Если оба замыкания на землю происходят на отходящих от понизительной станции ЛЭП. МТЗ имеет одинаковую выдержку времени на

тех фазах (А и С), где установлены ТА, следовательно, МТЗ двухфазного исполнения отключат обе поврежденные точки одновременно, другими словами МТЗ сработает не селективно, так же как и в трехфазном исполнении.

3) Если одно повреждение возникает на фазе А или С на которых установлены ТА, а другое на фазе В, где отсутствует трансформатор тока, то МТЗ двухфазная сработает только на одной из двух повреждённых линий электропередач, следовательно одна из ЛЭП будет продолжать функционировать. В свою очередь МТЗ трехфазного исполнения отключит от сети обе линии электропередач, при любом сочетании поврежденных фаз.

Таким образом, можно сделать вывод, что в первом случае преимущество имеет трехфазная схема исполнения по сравнению с двухфазной, а в остальных двухфазная, которая работает корректно в 2\3 случаев повреждений. Поэтому двухфазное исполнение и применяется для предотвращения двойных замыканий на землю.

Перейдем к рассмотрению схему защиты присоединений 3-35 кВ.

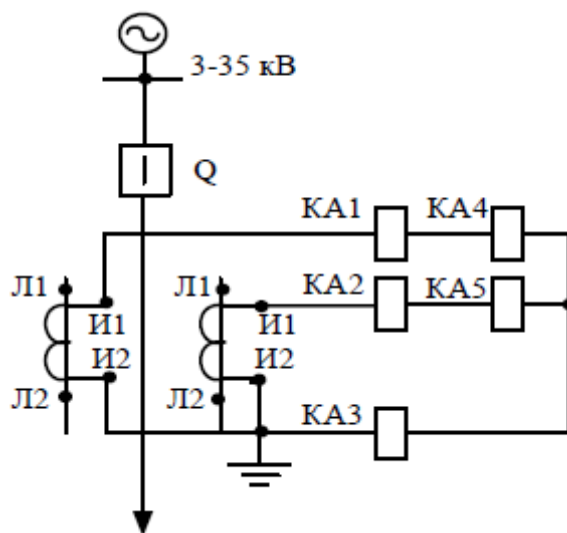


Рисунок 5 – Схема присоединений 3-35 кВ

При использовании МТЗ трехрелейной, с реле КА1, КА2, КА3, при всех возможных двухфазных КЗ на стороне низкого напряжения, в одном из трех этих реле будет протекать ток равный току короткого замыкания трехфазному. Другими словами можно сказать, что коэффициент чувствительности при этих видах будет точно такой же, как и коэффициент чувствительности при

трехфазном коротком замыкании. Одну из главных ролей здесь играет реле КАЗ , включенное в обратный провод двухфазной схемы исполнения защиты. Если бы данное реле отсутствовало в обратном проводе то при любом из видов двухфазного короткого замыкания со схемой соединения трансформаторов звезда/ треугольник, либо треугольник/звезда в реле КА1 и КА2 будет протекать ток равный половине тока при трехфазном коротком замыкании, следовательно коэффициент чувствительности будет равен половине коэффициента чувствительности при трехфазном КЗ, что является главным недостатком , поэтому МТЗ должна конструктивно выполняться с тремя реле, не только на силовых трансформаторах с указанными выше схемами соединения обмоток, но и на линиях которые осуществляют питание данных трансформаторов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе была реконструирована и рассчитана понизительная подстанция. Технико-экономический расчет силовых трансформаторов показал, что на подстанции необходима замена трансформаторов и было принято к установке на подстанции два трансформатора большей мощности марки ТДН –16000/110/10, которые удовлетворяли экономическому расчету.

В свою очередь была выбрана электрическая схема подстанции, обеспечивающая качество бесперебойного электроснабжения потребителей первой и второй категории. Схема ОРУ 110кВ № 110-4Н “Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии ”, схема ЗРУ – 10 кВ №10(10)-2 – «Две, секционированные выключателем, системы шин».

Рассчитаны симметричные и несимметричные токи КЗ и исходя из которых выбиралось оборудование на подстанции: выключатели на высокую сторону ВН элегазовые марки 100-STMT-40E У1 и на сторону НН были приняты вакуумные выключатели марки ВБЭ-10-20/1600 УХЛ1, установлены разъединители марки РНДЗ, различные приборы учёта и контроля работ на подстанции, на ВН трансформаторы тока типа ТВТ и на НН марки ТОЛ, на ВН был выбран трансформатор напряжения марки ЗНОЛ, а так же ограничители перенапряжения.

Согласно поставленной цели выпускной квалификационной работы определили основные конструктивные решения подстанции; релейная защита выполнена микропроцессорными блоками «СИРИУС Т», которые соответствуют всем нормам и требованиям.

Система собственных нужд питает от трансформаторов собственных нужд марки ТМ-100/10/0.4. Было посчитано заземления всей подстанции и произведен расчет молниезащиты от возможных прямых ударов молнии.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ Р 56865–2016. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Технический учет и анализ функционирования [Текст]. – Введ. 2016-07-17. – М. : Филиал ОАО «СО ЕЭС» 2016. – 5 с.
2. ГОСТ 721-77-2017. Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В [Текст]. – Введ. 2015-01-16. – М. : Филиал ОАО «СО ЕЭС» 2017. – 72 с.
3. ГОСТ 1516.1-76-2015. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 3 до 500 кВ. Требования к электрической прочности изоляции [Текст]. – Введ. 2015-01-16. – М. : Филиал ОАО «СО ЕЭС» 2017. – 51 с.
4. Немцов М.В. Электротехника [Текст]: учебник для студ. учреждений высш. образования : В 2 кн.Кн.2/ М.В.Немцов.- М. : Издательский центр «Академия», 2014. – 288 с. – (Сер. Бакалавриат).- ISBN 978-5-4468-1957-7.
5. Шишмарев В.Ю. Средства измерений[Текст]: учебник для студ. Учреждений сред. проф. образования / В.Ю.Шишмарев.- [5-е изд.], испр.-М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 320 с.- ISBN 978-5-7695-8753-5.
6. Борисов Ю.М. Электротехника [Текст]: учебник / Ю. М. Борисов, Д.Н. Липатов, Ю.Н. Зорин.- [3 изд.]- СПб.: БХВ-Петербург, 2012. – 592 с.: ил.- (Учебная литература для вузов).- ISBN 978-5-9775-0723-3.
7. Васильева Т.Н. Надежность электрооборудования и систем электроснабжения [Текст]: учебник для студентов высш. образования.- Научное издание.- М.: Горячая линия-Телеком,2017.- 152с.-ISBN 978-5-9912-0468-2.
8. Куликов, Ю.А. Переходные процессы в электроэнергетических системах [Текст]: учеб. пособие.- М.: Издательство «Омега-Л»,2013.- 384 с.: ил., табл.- (Высшее техническое образование).- ISBN978-5-370-02938-7.
9. Фролов Ю.М. Основы электроснабжения [Текст] : учеб. пособие / Ю.М. Фролов, В.П. Шелякин. – Санкт- Петербург : Лань, 2012. – 432 с.- ISBN 978-5-8114-1335-0.

10. Сивков Александр Анатольевич, Сайгаш Анастасия Сергеевна, Герасимов Дмитрий Юрьевич. Основы Электроснабжения [Текст]: Учебное пособие [2-е изд.], испр. и доп. - Сер. 11 Университеты России, Москва издательство «Юрайт», 2016.-173с.- ISBN 978-5-534-01372-6.
11. Конюхова, Елена Александровна. К65 Проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий (теория и примеры) [Текст]: учебное пособие / Е.А. Конюхова. – Москва : РУСАЙНС, 2017. – 160 с.- ISBN 978-5-4365-1136-8.
12. Конюхова Е.А. Электроснабжение [Текст]: Учебник для студ. учреждений высшего проф. образования. — М.: Издательский дом МЭИ, 2014.- ISBN 978-5-383-00897-3.
13. А. Н. Бохан. Проектирование подстанций систем электроснабжения [Текст] : учеб. пособие / А. Н. Бохан. - Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2017. – 311 с.-ISBN 978-985-535-328-8.
14. Короткевич М.А. Эксплуатация электрических сетей [Текст] : учебник / М.А. Короткевич. – [2-е изд.], испр. и доп. – Минск : Высшая школа, 2014. – 350с.- ISBN 978-5-985-06-2397-3.
15. Сибикин Ю.Д. Электрические подстанции [Текст]. Учебное пособие для высшего и среднего профессионального образования. – М.: Директ-Медиа, 2014. – 414с. - ISBN 978-5-4458-5749-5.
16. И.П. Крючков Короткие замыкания и выбор электрооборудования [Текст]: учебное пособие для вузов // И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю.П. Гусев и др.: под ред. И.П. Крюčkова, В.А. Старшинова. – Издательский дом МЭИ, 2012 – 568 с. – ISBN 978-5-383-00709-9.
17. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок [Текст] : учебник для проф.учеб.заведений / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин, В.А. Яшков. – М. – Берлин: Директ-Медиа, 2014. – 337с.- ISBN 978-5-4475-2582-8.
18. Быстрицкий Г.Ф. Общая энергетика (Производство тепловой и электрической энергии) [Текст] : учебник , Г.Ф. Быстрицкий, Г.Г.

Гасангаджиев, В.С. Кожиченков. – [2-е изд.], стер. – М. – КНОРУС, 2016. – 408 с.-ISBN 978-5-4060-4807-8.

19. Мартынова И.О. Электротехника [Текст] : учебник / И.О. Мартынова. – М. : КНОРУС,2015.- 304 с. – (Среднее профессиональное образование).- ISBN 978-5-406-01054-9.

20. Немцов М.В. Электротехника [Текст]: учебник для студ. Учреждений высш. образования : В 2 кн.Кн.1/ М.В.Немцов.- М.: Издательский центр «Академия», 2014. – 240 с. – (Сер. Бакалавриат).- ISBN 978-5-4468-1956-0.

21. Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе [Текст]: утв. Сов-ом директоров ОАО «Россети» 23.10.2013 : ввод в действие с 27.12.2013. – М : ФСК ЕЭС, 2013. – 196 с.

22. Правила устройства электроустановок [Текст] : (ПУЭ). – [7-е изд.]. – М.: Мин. Энерг. России, 2012. – 330 с.

23. Gokul Dharan, Electrical substation [Text] / Gokul Dharan // Energy Education. 2015. – URL: [http://energyeducation.ca/encyclopedia/Electrical\\_sub](http://energyeducation.ca/encyclopedia/Electrical_sub) (дата обращения 07.02.2017).

24. Brain Marshall, Dave Roos, How Power Grids Work [Text] / Brain Marshall // Science stuff energy works portal.2015. - URL: <http://science.howstuffworks.com/environmental/energy> (дата обращения 23.03.2017).

25. Alstom, What is an electric substation? [Text] / Alstom // Alstom grid.2015.- URL: <http://www.alstom.com/grid/about-us/understanding-ele> (дата обращения 08.04.17)

26. Enmax, Substations [Text] / Enmax // Enmax generation.2015.URL: <https://www.enmax.com/generation-wires/transmission-a> (дата обращения 11.02.2017).

27. Jordan Hanania, Power plant [Text] / Jordan Hanania // Energy education portal.2015. URL: [http://energyeducation.ca/encyclopedia/Power\\_plant](http://energyeducation.ca/encyclopedia/Power_plant) (дата обращения 13.03.2017).

28. Allison Campbell, Direct current [Text] / Allison Campbell // Energy



education portal.2015. URL: [http://energyeducation.ca/encyclopedia/Direct\\_current](http://energyeducation.ca/encyclopedia/Direct_current) (дата обращения 13.03.2017).

29. Jim Phipps, What is the difference between a grid and a substation? [Text] / Jim Phipps // Quora website.2015. URL: <https://www.quora.com/What-is-the-difference-between> (дата обращения 25.02.2017).

30. Trevor Gamblin, Understanding Electricity [Text] /Trevor Gamblin // Circuits company.2015. URL: <https://www.allaboutcircuits.com/technical-articles/u> (дата обращения 26.04.2017).

31. Carl Johnson, Circuit Construction Kit (DC Only), Virtual Lab [Text] / Carl Johnson // University of Colorado. 2015.URL: <http://phet.colorado.edu/en/simulation/circuit-construction-kit-dc-virtual-lab> (дата обращения 26.04.2017).

## Приложение А

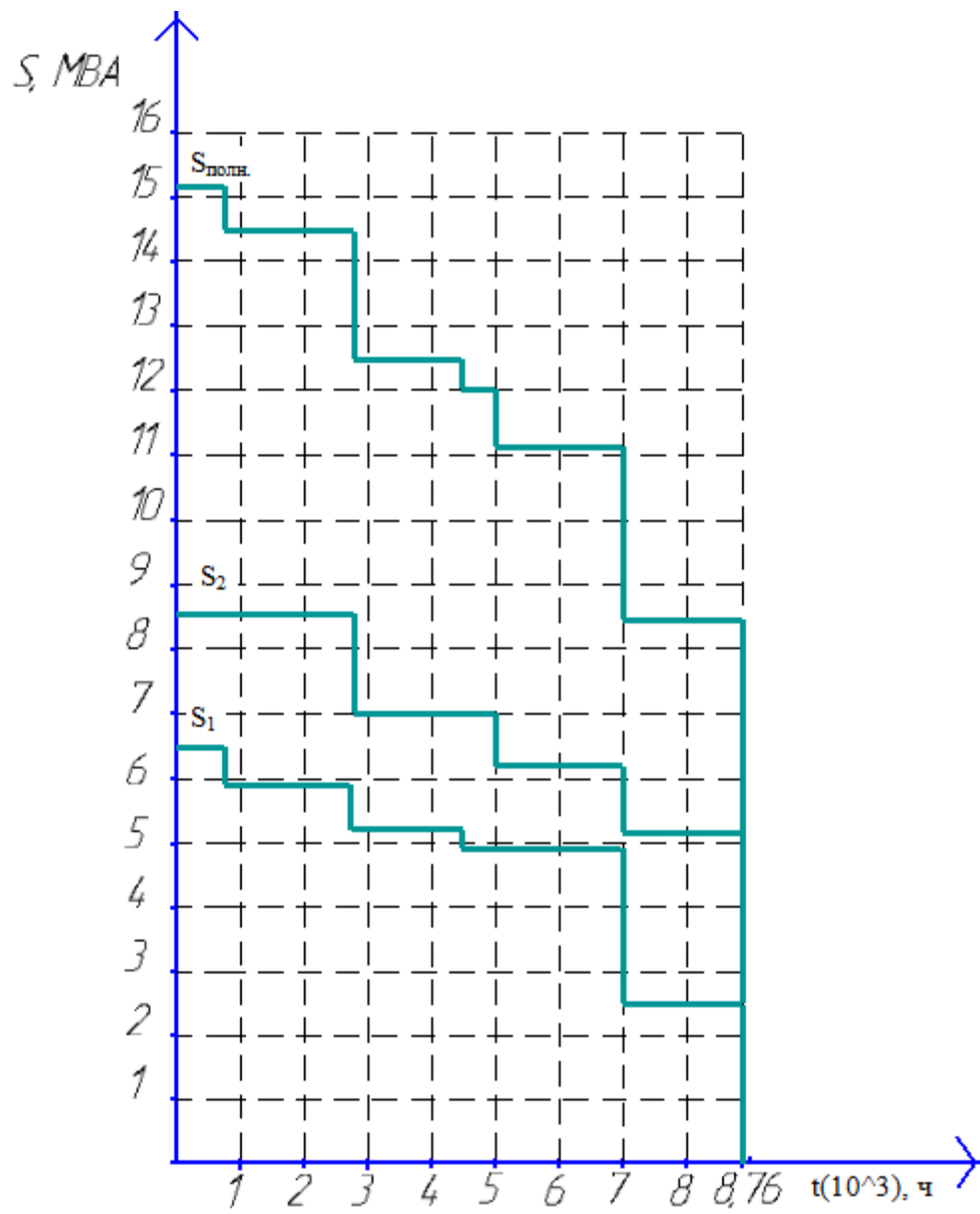


Рисунок А.1- График электрических нагрузок на подстанции «Кальна»