



# МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

## Некоммерческое акционерное общество АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетический  
 Специальность 5В071800 - Электроэнергетика  
 Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

### ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Игенов Нурдаулет Дулатович  
 (фамилия, имя, отчество)

Тема проекта «Релейная защита подстанций 110/10кВ "Европолис"»

утверждена приказом ректора № 115 от «24» сентября 2013 г.

Срок сдачи законченной работы «26» мая 2014 г.

Исходные данные к проекту (требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта:

Питание подстанций осуществляется от двух энергосистем. На подстанции установлены два трансформатора мощностью по 16 МВА, напряжением 110/10 кВ. Трансформаторы работают параллельно.

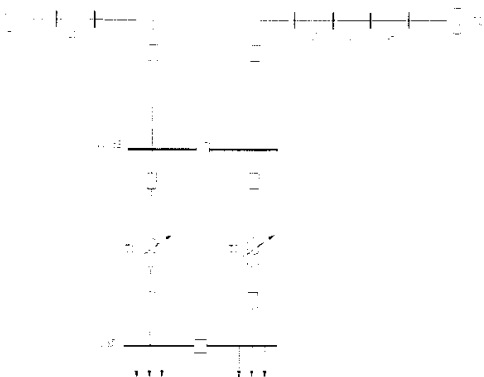
#### Исходные данные тр-ров

Тип трансформаторов Т1 и Т2
ТДН – 16000/110 $S_{ном} = 16 \text{ МВА}; U_{вн} = 115 \text{ кВ};$ $U_{нн} = 10,5 \text{ кВ}; \Delta U_{pec} = \pm 16\%$ $U_{кз}^{вн-нн} = 10,5; P_{кз} = 85 \text{ кВт};$ $P_{хв} = 18 \text{ кВт}; I_{кз} = 0,7\%$

#### Исходные данные линий электропередачи

№ лин.	длин. лин. L, км	перед. мощ, Мвт	марка провода	Ом/км	Ом/км.
L1	18	29	АС-185	0,159	0,409
L2	10	27	АС-150	0,194	0,415
L3	6	13	АС-120	0,245	0,423
L4	30	30	АС-245	0,118	0,401

#### Исходная схема



#### Исходные данные энергосистемы

№ Энергосист.	Парамет.	Знач, МВА
1	Ск.з.	290
2	Ск.з.	410

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

Разработка главной электрической схемы подстанции, расчет токов короткого замыкания и выбор оборудования. Расчет основных и резервных защит трансформатора, защиты линий 110кВ и отходящих линий 10кВ. Анализ действия диф. защиты трансформатора на термине СИЕМЕНС7УТ612. Безопасность жизнедеятельности, экономическая часть.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Главная электрическая схема подстанций

Схема защиты линий 110кВ

Схемаразмещения защит трансформатора

Бинарные входы терминалов

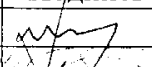
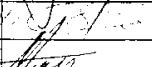
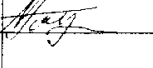
Бинарные выходы используемые в терминалах

Схема управления ВЭ-110кВ

Рекомендуемая основная литература:

Ю.Г.Барыбин. Справочник по проектированию электроснабжения. – Москва: Энергоатомиздат, 2000., Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. “Электрическая часть электростанций и подстанций”. Справочник – М. Энергоатомиздат, 2002 г., Чернобровов Н.В., Семенов В.А. «Релейная защита энергетических систем: учебное пособие для техникумов». – М.: Энергоатомиздат, 2002., Технический каталог Alageintelectric, 2012г., Сборник заданий. Методические указания к выполнению курсового проекта (для студентов всех форм обучения специальностей 210340 – Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем, 210440 – Электроснабжение, 330440 – Электротехнические установки и системы, 330540 – Светотехника и источники света. – Алматы: АИЭС, 2006 – 96с., А.А. Жакупов, Р.С. Хижняк. Методические указания к выполнению экономической части выпускных работ (для бакалавров, обучающихся по направлению «Электроэнергетика»). – Алматы: АИЭС, 2011. – 28 с., А.Д. Омаров., В.В. Целиков Справочник "Инженерные решения по безопасности труда " Алматы 2002.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Применение ВТ	Винер И.М.		
БЖД	Мананбаева С.Е.	28.04.2015	
Экономическая часть	Алимжанова Л.М.	07.06.19.	

**Г Р А Ф И К**  
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Разработка главной схемы подстанций	4.02.14г.- 9.02.14г.	выполнено
2	Расчет токов короткого замыкания И выбор оборудования	11.02.14г.- 16.02.14г.	выполнено
3	Расчет резервных защит силового трансформатора	18.02.14г.- 23.02.14г.	выполнено
4	Расчет уставок дистанционной защиты линий 110кВ	25.02.14г.- 2.03.14г.	выполнено
5	Расчет защит отходящих линий 10кВ	4.03.14г.- 9.03.14г.	выполнено
6	Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора	11.03.14г.- 18.03.14г.	выполнено
7	Ознакомление с программным обеспечением DIGSI 4	25.03.14г.- 30.03.14г.	выполнено
8	Конфигурирование уставок на терминале SIEMENS 7UT612	1.04.14г.- 12.04.14г.	выполнено
9	Программирование диф. защиты трансформатора на терминале 7UT612	15.04.14г.- 30.04.14г.	выполнено
10	Безопасность жизнедеятельности	6.05.14г.- 11.05.14г.	выполнено
11	Экономическая часть	13.05.14г.- 18.05.14г.	выполнено
12	Графический материал	20.05.14г.- 25.05.14г.	выполнено

Дата выдачи задания «01» октября 2013 г.

Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_ (Бакенов К.А.)  
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель \_\_\_\_\_ (Винер И.М.)  
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент \_\_\_\_\_ (Игенов Н.Д.)  
(подпись) (Фамилия и инициалы)

## **Аннотация**

В данном проекте было разработано развитие сетей 110 кВ, со строительством новой подстанции 110/10 кВ «Европолис».

Рассчитаны параметры схемы замещения и сделан выбор оборудования.

Произведен расчет релейной защиты на цифровых терминалах «SIEMENS» и сделан анализ результатов.

В экономической части проекта была произведена оценка строительства и окупаемости ПС 110/10 кВ «Европолис». В разделе безопасность жизнедеятельности произведена, разработка наружного освещения подстанции, расчет зануления осветительной сети.

## **Аңдатпа**

Бұл жобада 110/10 кВ «Европолис» ҚС құрылысына байланысты желінің дамуы әзірленген.

Орын басу сұлбасының параметрлері есептелген және жабдықтың таңдауы жасалған.

«SIEMENS» цифрлық терминалдарындағы релелік қорғаныс есебі шығарылған және нәтижелерінің талдауы жасалған.

Жобаның экономикалық бөлімінде 110/10 кВ «Европолис» ҚС құрылысы және қайтарымының бағасы шығарылған. Өміртіршілік қауіпсіздігі бөлімінде қосалқы станцияның сыртқы жарықтануы жобаланып, жарықтаушы желінің нөлдеуі есептелді.

## **Annotation**

This project was developed by the development of networks of 110 kV , with the construction of a new 110/10kV" Evropolis."

The parameters of the equivalent circuit and made the choice of equipment .

The calculation of relay protection for digital terminals «SIEMENS» and madean analysis of the results.

In the economic part of the project was evaluated and payback construction of 110/10 kV " Evropolis ." In the life safety certification performed development of outdoor lighting podstatsii calculation vanishing lighting network .

## Содержание

Введение	7
1 Исходные данные к дипломному проекту	8
2 Разработка главной схемы электрических соединений подстанции	9
2.1 Общие положения	9
2.2 Выбор принципиальной схемы подстанции	9
2.3 Выбор схемы распределительных устройств ВН	10
2.4 Выбор схемы питания собственных нужд	16
2.5 Расчет токов короткого замыкания	16
2.6 Выбор электрического оборудования	18
3 Релейная защита трансформатора подстанции	26
3.1 Требования к релейной защите трансформатора подстанции	26
3.2 Газовая защита	27
3.3 Расчет резервных защит трансформатора	29
4 Проектирование защиты линий	33
4.1 Общие положения	33
4.2 Расчет уставок срабатывания ДЗ отходящих линий 110 кВ	33
4.3 Резервная токовая защита	38
4.4 Защита отходящих линий 10 кВ	41
5 Дифференциальная защита трансформатора с применением устройства релейной защиты SIEMENS 7UT612	44
5.1 Назначение	44
5.2 Конфигурирование уставок SIEMENS 7UT612	48
5.3 Ввод параметров дифференциальной защиты трансформатора	49
5.4 Программирование дифференциальной защиты трансформатора	51
5.5 Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора	53
6 Расчет технико-экономических показателей	58
6.1 Общие исходные условия	58
6.2 Рынок и мощность предприятия	58
6.3 Организация предприятия и трудовые ресурсы	59
6.4 Финансово-экономическая оценка проекта	59
6.5 Расчет экономической эффективности вложенных средств	61
7 Безопасность жизнедеятельности	67
7.1 Анализ условий труда сотрудников	67
7.2 Расчет освещения открытого распределительного устройства	69
7.3 Расчет зануления осветительной установки	72
Заключение	76
Список литературы	78
Приложение А Расчет токов короткого замыкания	80

## Введение

Задачей дипломного проекта является «Расчет РЗ п/с "Европолис" 110/10 кВ АО «АЖК» и анализ действия диф. защиты трансформатора на терминале «SIEMENS». Цель проекта – внедрение и практическое применение микропроцессорных устройств релейной защиты.

На напряжении 110 кВ подстанции осуществляется связь между двумя энергосистемами. От шин 10 кВ проектируемой подстанции питаются РП 10 кВ, с которых осуществляется электроснабжение потребителей всех трех категорий.

В дипломном проекте рассматриваются следующие вопросы проектирования подстанции:

1) Выбор главной схемы электрических соединений подстанции и выбор электрооборудования.

2) Разработка релейной защиты элементов подстанции.

3) Разработка релейной защиты линии 110 кВ.

4) В спецчасти рассмотрен цифровой блок релейной защиты типа «7UT612» компаний «SIEMENS».

5) В разделе «Экономика» рассмотрена экономическая и финансовая эффективность инвестиций в строительство подстанции.

6) В разделе «Безопасность жизнедеятельности» рассмотрены следующие вопросы:

а) анализ условий труда сотрудников;

б) расчет искусственного наружного освещения подстанции;

в) расчет зануления осветительной установки.

Требования выбора главной схемы электрических соединений, и устройств релейной защиты, вызывают необходимость охарактеризовать данную сеть. Принимается, что рассматриваемая узловая подстанция имеет резерв по передаваемой мощности, а в перспективе - увеличение объема передаваемой электроэнергии на стороне высокого напряжения. Потребители сети 110 кВ характеризуются наличием всех категорий электроприёмников, кратковременное нарушение электропитания потребителей не приводит к нарушениям технологического процесса, что позволяет применять в указанной сети защиты с относительной селективностью.

Расчёт дистанционных и токовых защит линий 110 кВ произведён для цифрового терминала Siemens.

При определении токов КЗ применялась программа Electronic Workbench. Используемые программой данные приведены в приложениях А.

## 1 Исходные данные к дипломному проекту

Питание подстанций осуществляется от двух энергосистем. На подстанций установлены два трансформатора мощностью по 16 МВА, напряжением 110/10 кВ. Трансформаторы работают параллельно.

Таблица 1.1 – Исходные данные трансформаторов

Тип трансформаторов Т1 и Т2
ТДН – 16000/110 $S_{\text{ном}}=16 \text{ МВА}; U_{\text{вн}}=115 \text{ кВ}; U_{\text{нн}}= 10,5 \text{ кВ} \Delta U_{\text{рег}} = \pm 16\%$ $U_{\text{к\%}} \text{ ВН – НН} = 10,5; P_{\text{кз}} = 85 \text{ кВт}; P_{\text{хх}} = 18 \text{ кВт}; I_{\text{кз}} = 0,7 \%$

Таблица 1.2 – Исходные данные энергосистемы

№ Энергосистемы	Параметры	Значение, МВА
1	Мощность к.з.	290
2	Мощность к.з.	410

Таблица 1.3 – Исходные данные линий электропередачи

№ линии	длина линии L, км	передаваемая мощность, МВт	марка провода	Ом/км	Ом/км
L1	18	29	АС-185	0,159	0,409
L2	10	27	АС-150	0,194	0,415
L3	6	13	АС-120	0,245	0,423
L4	30	30	АС-245	0,118	0,401

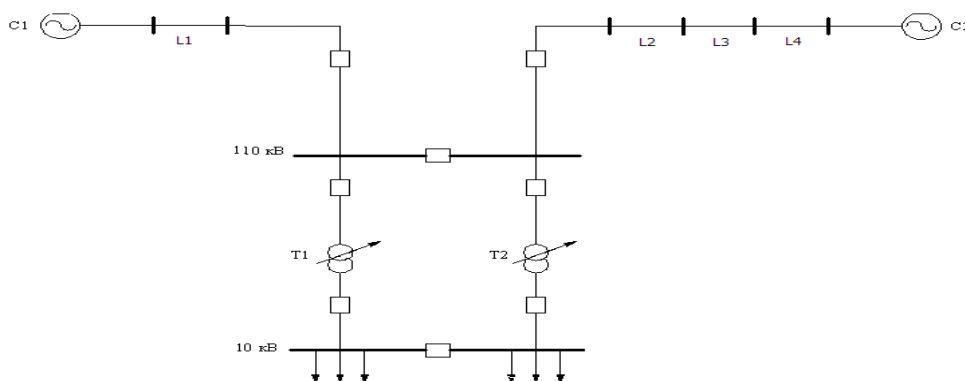


Схема энергосистемы



## **2 Разработка главной схемы электрических соединений подстанции**

### **2.1 Общие положения**

Главной схемой электрических соединений подстанции называется совокупность основного электрооборудования (генераторы, трансформаторы, линии), сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми выполненными между ними соединениями.

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части подстанции, так как он определяет полный состав элементов и связей между ними.

Главная схема электрических соединений определяет основные качества электрической части подстанции. От главной схемы зависят:

- а) надежность передачи мощности;
- б) капитальные вложения;
- в) эксплуатационные издержки (включая потери электроэнергии);
- г) возможность ремонта электроустановок;
- д) удобство техобслуживания и безопасность персонала;
- е) рациональность размещения оборудования, возможности дальнейшего развития подстанции;
- ж) гибкость коммутации при восстановлении функционирования после аварии.

Проектирование главной схемы подстанции осуществляется в ходе выполнения следующих процедур:

- а) выбора принципиальной схемы;
- б) выбора схем электрических соединений РУ всех напряжений;
- в) выбора электрооборудования;
- г) выбора схемы резервирования питания собственных нужд.

### **2.2 Выбор принципиальной схемы подстанции**

Выбором принципиальной схемы подстанции принято называть выбор числа, типа и мощности силовых трансформаторов. При выборе числа трансформаторов должны быть учтены требования надёжности выдачи мощности в систему и электроснабжения потребителей с учётом особенностей проектируемой подстанции и требования ограничения токов КЗ.

Число трансформаторов определяется требованиями надёжности электроснабжения. Так, для электроснабжения потребителей I и II категорий, как правило, устанавливают два трансформатора (автотрансформатора). Установка большего числа трансформаторов допускается только при соответствующем технико-экономическом обосновании. [9]

В случае установки двух трансформаторов на подстанции при правильном выборе мощности трансформаторов обеспечивается надёжное

электроснабжение потребителей даже при аварийном отключении одного из них.

Мощность трансформатора при установке двух трансформаторов на подстанции выбирается по условию:

$$S_{\text{ном}} \geq 0,7S_{\text{max}} \quad (2.1)$$

Трансформаторы и автотрансформаторы с ВН до 500 кВ включительно по возможности выбираются трехфазными, при наличии РУ трёх напряжений, если среднее напряжение 110 кВ и выше, целесообразно использование автотрансформаторов.

В нормальных условиях мощность силовых трансформаторов должна обеспечивать питание всех приемников электроэнергии. Выбор мощности силовых трансформаторов следует осуществлять с учетом экономически целесообразного режима их работы.

Установка на подстанции двух трансформаторов, работающих отдельно, обеспечивает надежность систем электроснабжения в том случае, если при аварии одного из трансформаторов оставшийся в работе трансформатор полностью или с некоторым ограничением обеспечит потребную мощность нагрузки. Обеспечение потребной мощности может осуществляться как путем использования номинальной мощности трансформаторов, так и вследствие их перегрузочной способности.

Выбор трансформаторов производят по их нагрузке. Номинальная мощность трансформаторов определяется наибольшей полной мощностью  $S_{\text{нб}}$ , передаваемой по наиболее нагруженной обмотке трансформатора.

В данном проекте выбираются два двухобмоточных трансформатора типа ТДН-16000/110-У1 (номинальная мощность одного трансформатора составляет 16 МВ·А).

## **2.3 Выбор схемы РУ ВН**

### **2.3.1 Общие требования**

Схемы распределительных устройств подстанций при конкретном проектировании разрабатываются на основании схем развития энергосистемы, схем электроснабжения района или объекта и других работ по развитию электрических сетей и должны:

а) обеспечивать требуемую надёжность электроснабжения потребителей подстанции в соответствии с категориями электроприёмников и транзитных потоков мощности по межсистемным и магистральным линиям электропередачи (ЛЭП) в нормальном и послеаварийном режимах;

- б) учитывать перспективу развития подстанции;
- в) учитывать требования противоаварийной автоматики;
- г) обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы без отключения смежных присоединений;
- д) обеспечивать наглядность, экономичность и автоматичность.

Схемы распределительных устройств должны предусматривать вывод выключателей в ремонт, осуществляемый:

а) для всех схем распределительных устройств напряжением 6...35 кВ, а также для блочных и мостиковых схем распределительных устройств напряжением 110, 220 кВ (за исключением цепи, по которой осуществляется транзит мощности) – путём временного отключения цепи, в которой установлен ремонтируемый аппарат;

б) для мостиковых схем распределительных устройств напряжением 35...220 кВ – путём применения ремонтных перемычек, за исключением случаев, когда перемычки отсутствуют;

в) для схем со сборными шинами распределительные устройства напряжением 110, 220 кВ – путём применения обходных выключателей, за исключением случаев, когда обходная система шин отсутствует;

г) для схем распределительных устройств напряжением 6...220 кВ – путём установки подменного выключателя, если применяется такой тип выключателя (схем с выкатными выключателями, КРУЭ);

д) для схем распределительных устройств напряжением 330...500 кВ (кроме схемы блока 330, 500 кВ), а также 110, 220 кВ по схеме четырехугольника – отключением выключателя без отключения присоединения.

Число одновременно срабатывающих выключателей в пределах распределительного устройства одного напряжения должно быть не более:

- а) при повреждении линии – двух;
- б) при повреждении трансформаторов напряжением до 500 кВ – четырех.

### 2.3.2 Выбор электрической схемы РУ 110 кВ

При небольшом количестве присоединений на стороне 35-220 кВ применяют упрощенные схемы, в которых обычно отсутствуют сборные шины, число выключателей – минимальное. Упрощенные схемы позволяют уменьшить расход электрооборудования, строительных материалов, снизить стоимость распределительного устройства, ускорить его монтаж. Такие схемы получили большое распространение на подстанциях.

В качестве РУ ВН рассматриваются схемы мостика (рисунок 2.1) и схема четырехугольника (рисунок 2.2).

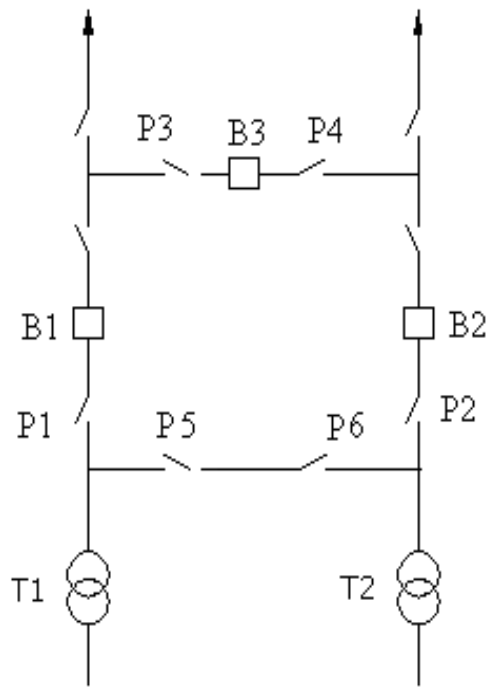


Рисунок 2.1 – Схема мостика РУ ВН

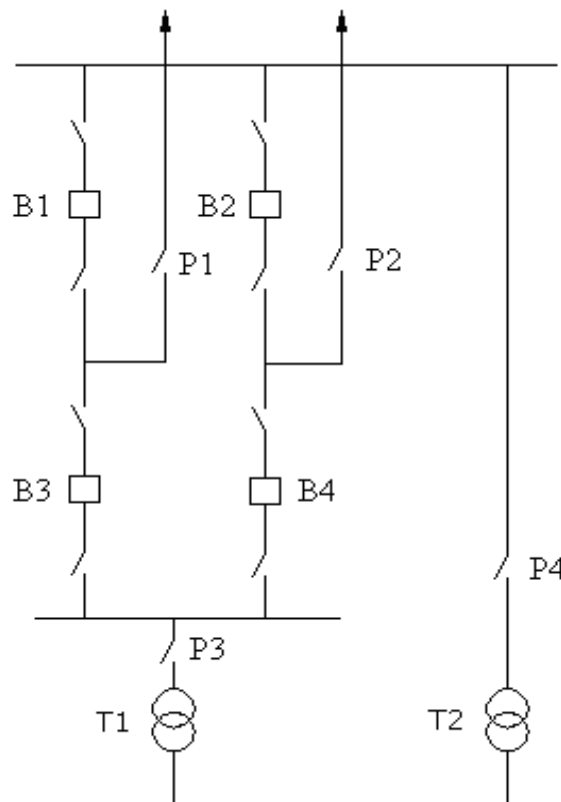


Рисунок 2.2 – Схема четырехугольника РУ ВН

### 2.3.2.1 Рассмотрение варианта схемы мостика

Схема мостика относится к упрощенной схеме без сборных шин. Выключатели могут быть расположены со стороны трансформаторов и со стороны линий 110 кВ в зависимости от того, вероятность повреждения, какого элемента больше. Вероятность повреждения протяженной линии 110 кВ значительно больше вероятности повреждения трансформатора, поэтому выключатели устанавливаются со стороны линии.

В схеме для четырех присоединений устанавливается три выключателя. Нормально выключатель ВЗ на перемычке между двумя линиями (в мостике) включен. При повреждении на линии Л1 отключается выключатель В1, трансформаторы Т1 и Т2 остаются в работе, связь с энергосистемой осуществляется по линии Л2. При повреждении в трансформаторе Т1 отключается выключатель со стороны 10 кВ и выключатели В1 и ВЗ. В этом случае линия Л1 оказалась отключенной, хотя никаких повреждений на ней нет, что является недостатком схемы мостика. [5]

Если учесть, что аварийное отключение трансформаторов бывает редко, то с таким недостатком схемы можно мириться, тем более что после отключения В1 и ВЗ и при необходимости вывода в ремонт поврежденного трансформатора отключают разъединитель Р1 и включают В1 ВЗ, восстанавливая работу линии Л1. Основным достоинством схемы является экономичность (три выключателя на четыре присоединения) и простота.

### 2.3.2.2 Рассмотрение варианта схемы четырехугольника

Схема четырехугольника относится к схеме кольцевого типа. Особенности схем кольцевого типа заключаются в следующем:

- 1) схема представляет собой кольцо или несколько связанных между собой колец с ответвлениями к источникам энергии и нагрузкам;
- 2) отключение каждой ветви (каждого присоединения) производится двумя и даже тремя выключателями;
- 3) отключение любого выключателя для ремонта не нарушает работы ветвей, хотя нормальное состояние схемы при этом нарушается;
- 4) при повреждениях в пределах РУ или внешних КЗ и отказах выключателей отключение всего устройства практически исключено;
- 5) разъединители используются только по своему прямому назначению для изоляции поврежденных частей РУ.

Сборные шины (этот термин следует понимать здесь условно) замкнуты в кольцо и секционированы с помощью выключателей по числу присоединений. На ответвлениях от сборных шин предусмотрены только разъединители.

Внешнее замыкание в любом присоединении отключается двумя выключателями. При этом кольцо размыкается, но все ветви, кроме

поврежденной, остаются в работе. После такого отключения поврежденную ветвь следует изолировать с помощью линейного разъединителя и включить выключатели, чтобы кольцо не оставалось разомкнутым. Замыкание в выключателе или отказ выключателя при внешнем замыкании связаны с отключением двух присоединений.

На рисунке 1.2 представлена схема четырехугольника (квадрата). Эта схема экономична (четыре выключателя на четыре присоединения), позволяет производить опробование и ревизию любого выключателя без нарушения работы ее элементов. Схема обладает высокой надежностью.

Как было сказано выше, надежность схемы значительно снижается в режиме разомкнутого кольца, поэтому после отключения релейной защитой линии или трансформатора необходимо отключить разъединитель в данной цепи и включить отключившиеся выключатели. Например, при устойчивом повреждении линия Л1 будет отключена выключателями В1 и В2. Необходимо отключить разъединитель Р1, а затем включить В1 и В2. Разъединители Р1 — Р4 могут быть снабжены дистанционным приводом, что позволит полностью автоматизировать схему. Возможна установка в этих цепях отделителей.

Достоинством всех кольцевых схем является использование разъединителей только для ремонтных работ. Количество операций разъединителями в таких схемах невелико. К недостаткам кольцевых схем следует отнести более сложный выбор трансформаторов тока, выключателей и разъединителей, установленных в кольце, так как в зависимости от режима работы схемы ток, протекающий по аппаратам, меняется. Например, при ревизии В1 в цепи В2 ток возрастает вдвое. Релейная защита также должна быть выбрана с учетом всех возможных режимов при выводе в ревизию выключателей кольца. [9]

Таким образом, по результатам сопоставления вариантов схема мостика является наиболее простой и недорогой. Схема четырехугольника имеет на один выключатель больше и является более дорогой.

Выбранный вариант схемы РУ ВН - схема мостика

### 2.3.3 Выбор схемы РУ 10 кВ

#### 2.3.3.1 Рассмотрение варианта схемы с одной системой сборных шин

К достоинствам данной схемы можно отнести следующее:

- 1) простота;
- 2) наглядность;
- 3) экономичность;
- 4) достаточно высокая надежность.

Однако данная схема обладает и рядом недостатков. При повреждении и последующем ремонте одной секции ответственные потребители, нормально питающиеся с обеих секций, остаются без резерва, а потребители, нерезервированные по сети, отключаются на все время ремонта.

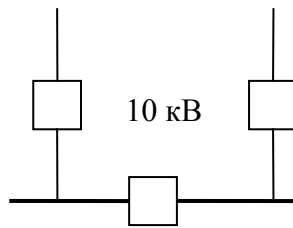


Рисунок 2.3 – Схема РУ НН с одной системой сборных шин

### 2.3.3.2 Рассмотрение варианта схемы с двумя системами сборных шин

К достоинствам данной схемы можно отнести следующее:

- 1) возможность ремонта любой системы шин без отключения потребителей и источников;
- 2) при кз на одной системе потребители теряют питание только на время переключений на резервную систему шин;
- 3) гибкость;
- 4) надежность.

Недостатки:

большое количество разъединителей, изоляторов, выключателей, токоведущих материалов.

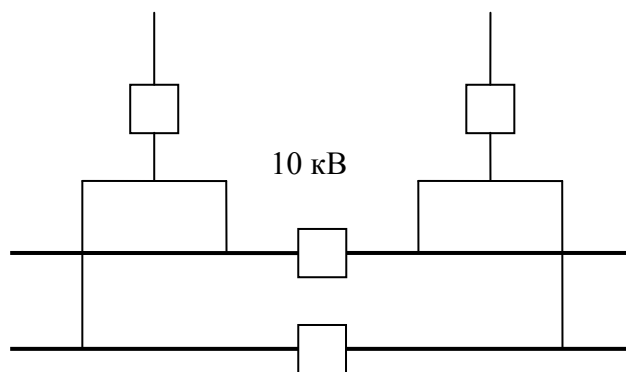


Рисунок 2.4 – Схема РУ НН с двумя сборными системами шин

Выбираем первый вариант схемы.

## 2.4 Выбор схемы питания собственных нужд

Установки собственных нужд являются важными элементами электрических станций и подстанций. Повреждения в системе собственных нужд (СН) неоднократно приводили к нарушению работы подстанции в целом и развитию аварий в энергосистеме. [10]

Номинальная мощность трансформатора СН составляет 1-2% от номинальной мощности трансформатора. Выбираем 2 трансформатора СН типа ТСЗ-250/10 с  $S_{НОМ} = 250$  кВА.

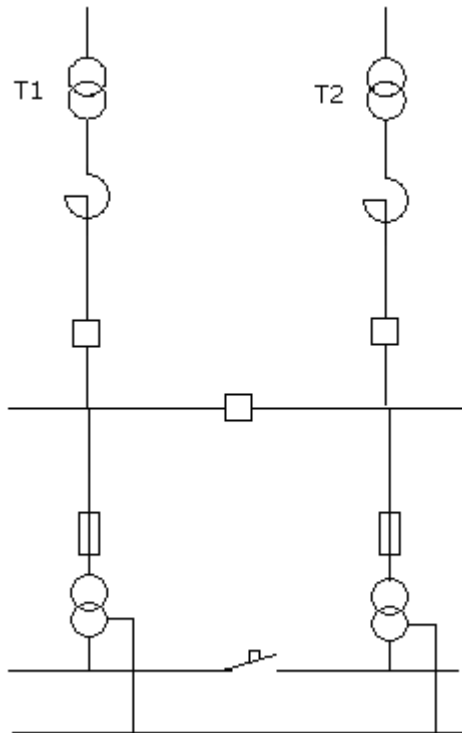


Рисунок 2.5 – Схема питания собственных нужд подстанции

## 2.5. Расчёт токов короткого замыкания

Токи КЗ необходимо знать для выбора коммутационных аппаратов, шин, кабелей, токоограничивающих реакторов и т. п. Для этого достаточно определить ток трехфазного КЗ в месте повреждения, а в некоторых случаях и распределение токов в ветвях схемы, непосредственно примыкающих к этому месту. При расчете определяют периодическую составляющую тока КЗ для наиболее тяжелого режима работы сети. Учет аperiodической составляющей производят приближенно, допуская при этом, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой фазе. Для расчета токов КЗ составляем расчетную схему рассматриваемой установки и схему замещения.

При расчетах принимается ряд допущений. Не учитываются:



- активное сопротивление элементов системы;
- сдвиг по фазе ЭДС источников питания и изменение частоты вращения синхронных генераторов;
- токи намагничивания автотрансформаторов;
- емкостные токи воздушных линий напряжением ниже 330 кВ и кабельных линий до 110 кВ включительно.

Расчет токов при трехфазном КЗ выполняется в следующем порядке:

- для рассматриваемой энергосистемы составляется расчетная схема, где под расчетной схемой понимают упрощенную однолинейную схему электроустановки с указанием всех элементов и их параметров, которые влияют на ток КЗ и поэтому должны быть учтены при выполнении расчетов;
- по расчетной схеме составляется электрическая схема замещения, в которой все магнитные (трансформаторные) связи заменены электрическими;
- т.к. в настоящем дипломном проекте расчет токов КЗ ведется с помощью специальной программы Electronic Workbench, прилагается полная схема замещения энергосистемы в приложении А с обозначением узлов и точек КЗ.

Принимаем, что сопротивления прямой последовательности элементов системы равны сопротивлениям обратной. Расчет производим в именованных единицах. Расчет токов короткого замыкания подробно описан в Приложении А. Значения токов нагрузки и токов короткого замыкания сведем в таблицы 2.4 и 2.5

Таблица 2.4 – Значения номинальных токов

Точка КЗ	$I_n, A$
ВН	83,98
НН	924

Таблица 2.5 – Значения токов короткого замыкания

Точка КЗ	$I_n, кА$	$i_y, кА$
К1	2,613	6,762
К2	6,47	16,744

Значения номинальных токов определяется по формуле:

$$I_n = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, A \quad (2.2)$$

где  $S_{\bar{m}}$  - номинальная мощность трансформатора;

$U_i$  - номинальное напряжение сети.

## 2.6 Выбор электрического оборудования

### 2.6.1 Выбор выключателей

Выбор выключателей производится по следующим условиям:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{устном}} \quad (2.3)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб}} \quad (2.4)$$

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}} \quad (2.5)$$

$$I_{\text{отк}} \geq I_{\text{п}} \quad (2.6)$$

$$I^2_{\text{тер}} \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k \quad (2.7)$$

Для РУ 110 кВ рассмотрим несколько типов выключателей:

Выключатель типа 3AP1 DT фирмы SIEMENS

Таблица 2.6 - Выбор выключателя 110 кВ

Параметры выключателя	Расчетные значения
$U_{\text{ном}}, \text{кВ} = 123$	$U_{\text{номсети}}, \text{кВ} = 110$
$I_{\text{ном}}, \text{А} = 2000$	$I_{\text{раб}}, \text{А} = 83,98$
$I_{\text{дин}}, \text{кА} = 100$	$I_{\text{уд}}, \text{кА} = 12,895$
$I_{\text{отк}}, \text{кА} = 40$	$I_{\text{п}}, \text{кА} = 5,01$
$I^2_{\text{тер}} \cdot t_{\text{тер}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 4800$	$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 6,78$

Выключатель типа 121 PM20 фирмы АВВ

Таблица 2.7 - Выбор выключателя 110 кВ

Параметры выключателя	Расчетные значения
$U_{\text{ном}}, \text{кВ} = 121$	$U_{\text{номсети}}, \text{кВ} = 110$
$I_{\text{ном}}, \text{А} = 1200$	$I_{\text{раб}}, \text{А} = 83,98$
$I_{\text{дин}}, \text{кА} = 100$	$I_{\text{уд}}, \text{кА} = 12,895$
$I_{\text{отк}}, \text{кА} = 20$	$I_{\text{п}}, \text{кА} = 5,01$
$I^2_{\text{тер}} \cdot t_{\text{тер}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 1200$	$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 6,78$

## Выключатель типа GL 311 F1/F3 фирмы ABB

Таблица 2.8 - Выбор выключателя 110 кВ

Параметры выключателя	Расчетные значения
$U_{ном}, \text{кВ} = 123$	$U_{номсети}, \text{кВ} = 110$
$I_{ном}, \text{А} = 3150$	$I_{раб}, \text{А} = 83,98$
$I_{дин}, \text{кА} = 100$	$I_{уд}, \text{кА} = 12,895$
$I_{отк}, \text{кА} = 40$	$I_n, \text{кА} = 5,01$
$I^2_{тер} \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 4800$	$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 6,78$

## Выключатель типа DT1-123F1 фирмы AREVA

Таблица 2.9 - Выбор выключателя 110 кВ

Параметры выключателя	Расчетные значения
$U_{ном}, \text{кВ} = 123$	$U_{номсети}, \text{кВ} = 110$
$I_{ном}, \text{А} = 3150$	$I_{раб}, \text{А} = 83,98$
$I_{дин}, \text{кА} = 100$	$I_{уд}, \text{кА} = 12,895$
$I_{отк}, \text{кА} = 40$	$I_n, \text{кА} = 5,01$
$I^2_{тер} \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 4800$	$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 6,78$

Выбираем элегазовый выключатель типа 3AP1 DT фирмы SIEMENS т.к. на нашей кафедре ЭПП есть полная информация о выключателях фирмы SIEMENS.

Для РУ 10 кВ рассмотрим несколько типов выключателей:

Вакуумный выключатель фирмы ABB типа VM1

Таблица 2.10 - Выбор выключателя 10 кВ

Параметры выключателя	Расчетные значения
$U_{ном}, \text{кВ} = 12$	$U_{номсети}, \text{кВ} = 10$
$I_{ном}, \text{А} = 1250$	$I_{раб}, \text{А} = 924$
$I_{дин}, \text{кА} = 80$	$I_{уд}, \text{кА} = 19,487$
$I_{отк}, \text{кА} = 31,5$	$I_n, \text{кА} = 7,571$
$I^2_{тер} \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 2977$	$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 15,48$

## Элегазовый выключатель фирмы EVOLIS типа LF1

Таблица 2.11 - Выбор выключателя 10 кВ

Параметры выключателя	Расчетные значения
$U_{ном}, \text{кВ} = 10$	$U_{номсети}, \text{кВ} = 10$
$I_{ном}, \text{А} = 1250$	$I_{раб}, \text{А} = 924$
$I_{дин}, \text{кА} = 64$	$I_{уд}, \text{кА} = 19,487$
$I_{отк}, \text{кА} = 25$	$I_n, \text{кА} = 7,571$
$I^2_{тер} \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 1875$	$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 15,48$

## Вакуумный выключатель фирмы SIEMENS типа 3AH5 122-1

Таблица 2.12 - Выбор выключателя 10 кВ

Параметры выключателя	Расчетные значения
$U_{ном}, \text{кВ} = 12$	$U_{номсети}, \text{кВ} = 10$
$I_{ном}, \text{А} = 1250$	$I_{раб}, \text{А} = 924$
$I_{дин}, \text{кА} = 64$	$I_{уд}, \text{кА} = 19,487$
$I_{отк}, \text{кА} = 40$	$I_n, \text{кА} = 7,571$
$I^2_{тер} \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 4800$	$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 15,48$

Выбираем вакуумный выключатель фирмы SIEMENS типа 3AH5 122-1, т.к. на нашей кафедре ЭПП есть полная информация о выключателях фирмы SIEMENS.

### 2.6.2 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей производится по следующим условиям

$$U_{ном} \geq U_{устном} \quad (2.8)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб} \quad (2.9)$$

$$I_{дин} \geq I_{уд} \quad (2.10)$$

$$I^2_{тер} \cdot t_{тер} \geq B_k \quad (2.11)$$

Для РУ 110 кВ рассмотрим несколько типов разъединителей:

Разъединитель типа D300 – 12 фирмы ALSTOM

Таблица 2.13 - Выбор разъединителей 110 кВ

Параметры разъединителя	Расчетные значения
$U_{ном}, \text{кВ} = 123$	$U_{номсети}, \text{кВ} = 110$
$I_{ном}, \text{А} = 2000$	$I_{раб}, \text{А} = 83,98$
$I_{дин}, \text{кА} = 100$	$I_{уд}, \text{кА} = 12,895$
$I^2_{тер} \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 4800$	$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 6,78$

Рубящий разъединитель типа Н ВФ6 фирмы SIEMENS

Таблица 2.14 - Выбор разъединителей 110 кВ

Параметры разъединителя	Расчетные значения
$U_{ном}, \text{кВ} = 123$	$U_{номсети}, \text{кВ} = 110$
$I_{ном}, \text{А} = 2500$	$I_{раб}, \text{А} = 83,98$
$I_{дин}, \text{кА} = 100$	$I_{уд}, \text{кА} = 12,895$
$I^2_{тер} \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 2977$	$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 6,78$

Для РУ 110 кВ выбираем разъединитель типа Н ВФ6 фирмы SIEMENS, т.к. на нашей кафедре ЭПП есть полная информация о выключателях фирмы SIEMENS.

Разъединитель типа Р - 10 фирмы AREVA

Таблица 2.15 - Выбор разъединителей 10 кВ

Параметры разъединителя	Расчетные значения
$U_{ном}, \text{кВ} = 10$	$U_{номсети}, \text{кВ} = 10$
$I_{ном}, \text{А} = 1000$	$I_{раб}, \text{А} = 924$
$I_{дин}, \text{кА} = 51$	$I_{уд}, \text{кА} = 19,487$
$I^2_{тер} \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 1200$	$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 15,48$

Для РУ 10 кВ выбираем разъединитель типа Р - 10 фирмы AREVA, т.к. этот разъединитель удовлетворяет всем условиям.

### 2.6.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения (ТН)

Выбор измерительных трансформаторов напряжения производится по следующим условиям:

$$U_{НОМ} \geq U_{УСТ.НОМ} \quad (2.12)$$

$$S_{2НОМ} \geq S_{2РАСЧ}. \quad (2.13)$$

Для РУ 110 кВ выбираем ТН типа НКФ – 110 – 83У1

Для РУ 10 кВ выбираем ТН типа НАМИ – 10 – 66У3

### 2.6.4 Выбор ограничителей перенапряжения(ОПН)

Для защиты изоляции РУ и трансформаторов от атмосферных перенапряжений выбираем следующие ОПН :

На стороне ВН ЗЕР2 192 – 2PL3

На стороне НН ЗЕК5 100 – QBA.

### 2.6.5 Выбор трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока проводится по следующим условиям:

$$U_{НОМ} > U_{НОМ.СЕТИ} \quad (2.14)$$

$$I_{НОМ} > I_{РАБ} \quad (2.15)$$

$$I_{СКВ} > I_{УД.МАКС} \quad (2.16)$$

$$I_{ТЕР,НОРМ} \cdot t_{ТЕР,НОРМ} > B_k \quad (2.17)$$

Для выбора трансформатора тока воспользуемся программой «Справочник персонала РЗА» Кулешова В.П., г. Псков.

Для большей наглядности вся последовательность операции по выбору трансформатора тока представлена в виде рисунков.

Проведем расчет цепей трансформатора тока ТВТ-110 300/5, класс точности – 0.5, длина соединительных кабелей – 50 м., сечение – 4 мм<sup>2</sup>, схема соединения трансформаторов – звезда.

Вводим данные в программу «Справочник персонала РЗА».

## Выбор трансформатора тока на стороне 110 кВ:

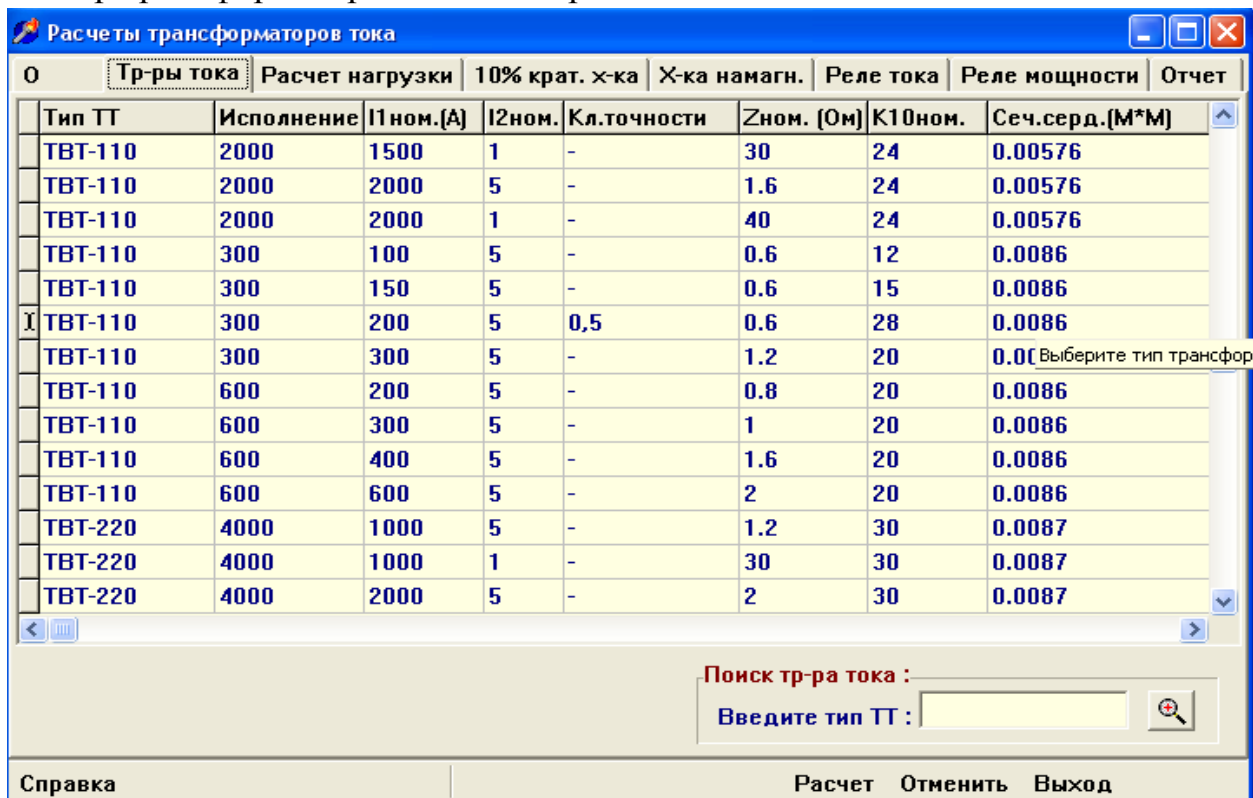


Рисунок 2.6 – Выбор нужного трансформатора тока из списка

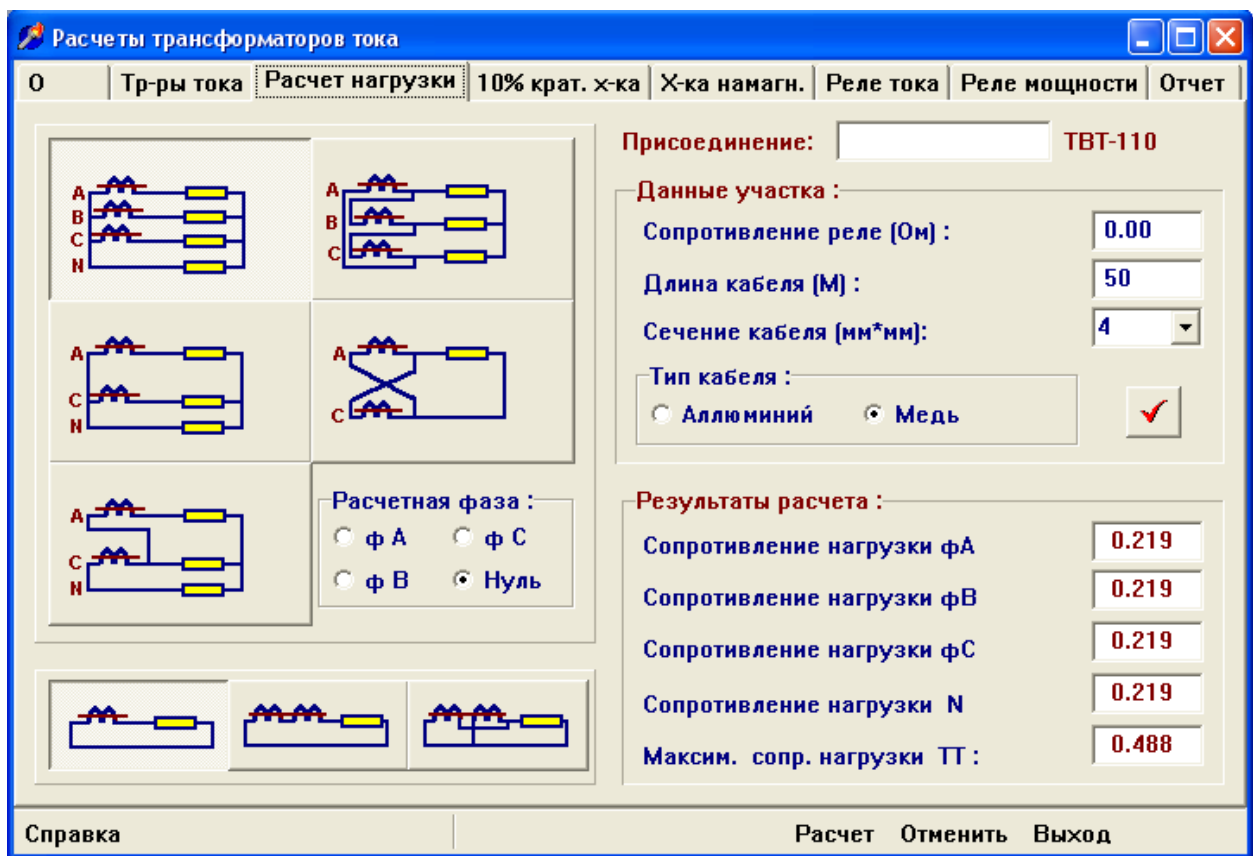


Рисунок 2.7 – Расчет нагрузки



Рисунок 2.8 – Расчет погрешности

### Выбор трансформатора тока на стороне 10 кВ

Тип ТТ	Исполнение	I1ном.(А)	I2ном.	Кл.точности	Zном. (Ом)	K10ном.	Сеч.серд.(М*М)
ТВЛМ-10	800	600	5	0.5	0.4	12	0.00091
ТВЛМ-10	800	600	5	P	0.6	20	0.00193
ТВЛМ-10	800	800	5	0.5	0.4	12	0.00091
ТВЛМ-10	800	800	5	P	0.6	20	0.00193
ТВМ-35М	3000	1500	5	-	1.2	24	0.00468
ТВН-330	600	400	1	-	30	25	0.00945
ТВТ-10	12000	12000	5	-	1.2	24	0.00315
ТВТ-10	400	400	5	-	1.2		0.00108
ТВТ-10	5000	5000	5	-	1.2	10	0.00081
ТВТ-10	6000	6000	5	-	1.2	12	0.00081
ТВТ-10/30	2000	1000	5	-	1.2	10	0.0015
ТВТ-10/30	2000	1500	5	0,5	1.2	14	0.0015
ТВТ-10/30	2000	2000	5	-	1.2	11	Выберите тип трансформатор
ТВТ-10/30	2000	800	5	-	1.2	7	0.0015





Рисунок 2.10 - Расчет нагрузки

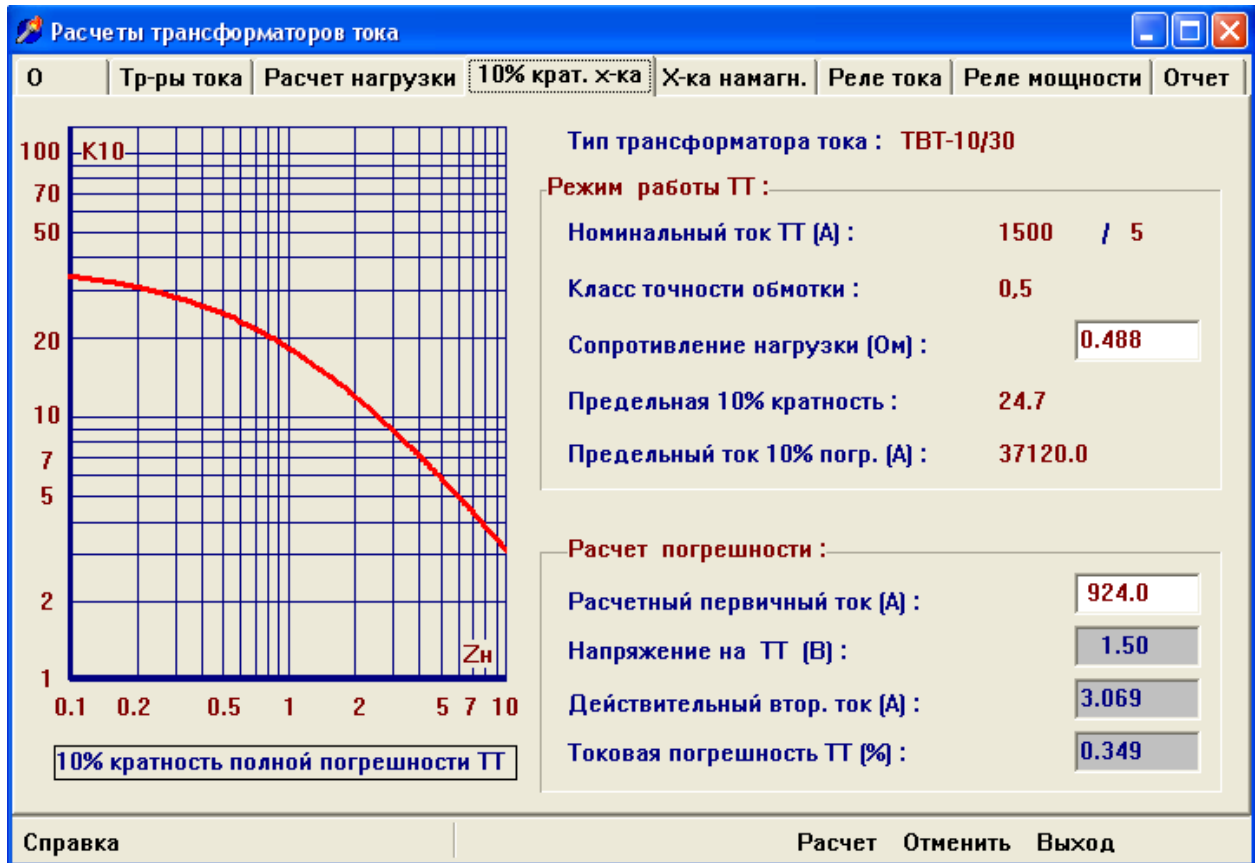


Рисунок 2.11 – Расчет погрешности

### **3 Релейная защита трансформатора подстанции**

#### **3.1 Требования к релейной защите трансформатора подстанции**

По требованиям ПУЭ все электроустановки должны быть оборудованы устройствами релейной защиты, предназначенными для:

- 1) автоматического отключения поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы (электроустановки) с помощью выключателей. Если повреждение (например, замыкание на землю в сетях с изолированной нейтралью) непосредственно не нарушает работу электрической системы, допускается действие релейной защиты только на сигнал.
- 2) реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической системы; в зависимости от режима работы и условий эксплуатации электроустановки релейная защита должна быть выполнена с действием на сигнал или на отключение тех элементов, оставление которых в работе может привести к возникновению повреждения.

Для трансформаторов с обмоткой высшего напряжения 110 кВ в соответствии с ПУЭ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- 1) многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- 2) однофазных замыканий на землю в обмотках и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- 3) витковых замыканий в обмотках;
- 4) токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- 5) токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- 6) понижения уровня масла;
- 7) "пожар стали" магнитопровода.

В связи с этим и в соответствии с проектируемой схемой подстанции на трансформаторе предусматриваются следующие защиты. В

качестве основных защит: [1]

- 1) продольная дифференциальная токовая защита трансформатора - защита от всех видов КЗ в обмотках и на выводах трансформатора, включая витковые замыкания в обмотках;
- 2) газовая защита - защита от замыканий внутри бака трансформатора и в контакторном объеме РПН, сопровождающихся выделением газа.

В качестве резервных защит:

- 1) максимальная токовая защита в однофазном исполнении от симметричных перегрузок трансформатора обмоток ВН и НН;
- 2) двухступенчатые токовые защиты нулевой последовательности от КЗ на землю на стороне высшего напряжения;

- 3) токовая направленная защита обратной последовательности от несимметричных внешних КЗ и максимальная токовая защита с пуском по напряжению от трехфазных КЗ;
- 4) двухступенчатая дистанционная защита от многофазных КЗ - защита для обеспечения согласования защит от многофазных КЗ линий, подходящих к ПС, с защитой трансформаторов, а также для дальнего резервирования в сетях среднего напряжения.

В том числе на стороне высшего напряжения предусматривается установка устройств резервирования отказов выключателей (УРОВ).

### 3.2 Газовая защита

Газовая защита (ГЗ) – это защита от внутренних повреждений трансформатора, сопровождающихся выделением газа, понижением уровня масла в газовом реле, или интенсивным движением потока масла из бака трансформатора в расширитель. Для правильной работы ГЗ корпус трансформатора устанавливается с наклоном 1,5-2% в сторону расширителя. Газовое реле устанавливается в рассечку трубопровода от корпуса трансформатора к расширителю. Газовая защита абсолютно селективная и не реагирует на повреждения вне бака трансформатора. Газовая защита трансформатора выполняется двухступенчатой:

Первая ступень ГЗ срабатывает при незначительном выделении газа, или понижении уровня масла в газовом реле, и с выдержкой времени действует на сигнал.

Вторая ступень ГЗ срабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле, или при интенсивном движении потока масла из бака трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

При включении нового трансформатора по мере его нагрева происходит выделение воздуха, растворенного в масле. Он заполняет газовое реле и его необходимо время от времени выпускать. Выводить действие отключающего элемента на отключение до прекращения выделения воздуха не разрешается.

Сверху на корпусе реле находятся кран для отбора проб газа и выпуска воздуха, и под защитным колпачком, - кнопка опробования исправности газового реле. Нажатие кнопки на . хода вызывает срабатывание сигнального контакта реле. Нажатие кнопки опробования до упора вызывает срабатывание отключающего контакта газового реле. Возврат реле происходит автоматически после освобождения кнопки опробования. Кнопку опробования ГЗ удобно использовать при опробовании работы короткозамыкателя и отделителя. [15]

Выброс масла или выделение сразу большого объема газа происходит при серьезном повреждении внутри бака, поэтому, вторая ступень ГЗ действует на отключение без выдержки времени. Отключающий элемент

срабатывает также при отсутствии масла в газовом реле. Обычно это происходит при течи из бака, когда масло целиком ушло из расширителя и газового реле. Но существует и другая возможность: между газовым реле и расширителем имеется кран, перекрывающий выход масла из расширителя.

Если этот кран оставить в закрытом состоянии, то при понижении температуры масла в трансформаторе уровень его понизится и масло уйдет из газового реле. Трансформатор отключится. Поэтому оперативный персонал обязан проверить положение крана перед включением трансформатора.

### 3.2.1 Газовая защита трансформаторов

Газовая защита трансформаторов выполнена с использованием:

- одного газового реле типа РГТ-50, реагирующего на повреждения в кожухе трансформатора, сопровождающиеся выделением газа из бака в расширитель, с двумя контактами, действующими соответственно на отключение и на сигнал (возможен перевод отключающего контакта реле на сигнал);

- трех газовых реле типа РГТ-50, реагирующих на повреждения в контакторном объеме устройства РПН трансформатора, выполненных с помощью трех однофазных устройств типа РНОА, переключатели (избиратели) которых установлены в общем объеме кожуха трансформатора; в работе используется только контакт реле, действующий на отключение трансформатора и на отсечный клапан, который перекрывает маслопровод от расширителя к баку трансформатора (возможность перевода отключающего реле не предусмотрена, поскольку газовые реле отсека РПН должны действовать только на отключение). Достоинствами газовой защиты являются:

- Высокая чувствительность, позволяющая реагировать практически на все опасные повреждения внутри бака.

- Весьма небольшое для неэлектрического принципа время срабатывания (0,1 – 0,15 с) при больших скоростях потока масла.

Защита имеет следующие недостатки:

- Значительное время срабатывания при медленном газообразовании, что не позволяет отнести ее к быстросрабатывающим.

- Не реагирует на повреждения, возникающие вне бака, но в зоне между трансформатором и выключателями, поэтому она не может быть единственной защитой от внутренних повреждений.

- При использовании защиты в районах с сильными землетрясениями, на установках, вблизи которых производят взрывные работы, и т. п. Могут возникать затруднения с выполнением ее действия на отключение.

Защиту временно переводят действием только на сигнал при доливке масла, включении трансформатора в работу после ремонта.

### 3.2.2 Газовая защита переключателя РПН

Газовая защита РПН трансформатора выполнена на струйном реле и действует на отключение трансформатора при интенсивном движении потока масла из бака РПН в сторону расширителя.

Контакты переключателя РПН находятся в отделенном от бака трансформатора отсеке. Поскольку при переключении контактов дуга горит в масле, то масло постепенно разлагается с выделением газа и других компонентов. Это масло не смешивается с остальным маслом в баке и не ухудшает его качество. Бак РПН так же соединяется с расширителем (отдельный отсек) и в соединительной трубе устанавливается специальное реле, например, типа URF-25. Это реле называется струйным и работает только при выбросе масла. Реле не имеет крана для спуска воздуха (нормально в смотровом окошке может быть воздух), и имеет только один отключающий элемент – заслонка вместо поплавка. Газ, выделяющийся при переключении контактов, свободно выходит в расширитель и не вызывает срабатывания реле. Срабатывание реле вызывает выброс масла, происходящий при перекрытии внутри отсека РПН. При срабатывании струйного реле РПН в его смотровом окошке появляется красный сигнальный флажок. После срабатывания струйное реле остается в сработанном положении и должно возвращаться в исходное положение нажатием кнопки на реле. Реле снабжено также кнопкой опробования, нажав на которую можно отключить трансформатор. У струйных реле немецкого производства на корпусе имеется всего одна кнопка проверки исправности и возврата реле. Нажатие ее на . хода вызывает срабатывание реле, а нажатие до упора - возврат. Кнопка опробования исправности реле может использоваться для опробования отделителя и короткозамыкателя, и были случаи, когда после опробования, реле оставляли в сработанном состоянии и, при включении трансформатора, он сразу же отключался. Струйное реле РПН может так же сработать при доливке масла в бак РПН снизу. Поэтому, при вводе трансформатора в работу, необходимо проверить не сработанное положение струйного реле РПН по отсутствию красного флажка в смотровом окошке реле. [19]

### 3.3 Расчет резервных защит силового трансформатора

В качестве резервной защиты трансформатора, согласно ПУЭ, устанавливается максимальная токовая защита на всех сторонах трансформатора, токовую защиту обратной последовательности (ТЗОП), защита от перегрузки, охлаждение.

### 3.3.1 МТЗ Т1(Т2) на стороне ВН с пуском по напряжению. Устройство 7SJ612

Предварительно была рассчитана МТЗ без пуска по напряжению. По условиям чувствительности она не прошла, поэтому рассчитываем МТЗ с пуском по напряжению.

Ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению отстраиваем от номинального тока трансформатора по формуле:

$$I_{сз.} = \frac{K_{от.}}{K_{воз.}} \cdot I_{ном.}, \quad (3.1)$$

$$I_{сз.} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 84 = 106,11 \text{ А.}$$

Напряжение срабатывания выбираем по условию обеспечения возврата реле после отключения внешнего к.з. по выражению:

$$U_{с.з.} \leq \frac{U_{раб.мин.}}{K_{отс} \cdot K_{воз.}}, \quad (3.2)$$

$$U_{с.з.} = \frac{0,8 \cdot 115}{1,2 \cdot 1,2} = 63,89 \text{ кВ.}$$

где  $U_{раб.мин.}$  – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего к.з., принимаемый равным  $0,8 \cdot U_{ном.}$ ;

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

$K_{в}$  – коэффициент возврата реле, принимаемый – 1,2;

А также по условию отстройки от напряжения самозапуска двигателей при наличии АПВ или АВР в соответствии с выражением:

$$U_{с.з.} \leq \frac{U_{сам.зап.}}{K_{отс}}, \quad (3.3)$$

$$U_{с.з.} = \frac{0,7 \cdot 115}{1,2} = 67,08 \text{ кВ.}$$

где  $U_{сам.зап.}$  – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки при включении их от АПВ или АВР, принимаемый равным  $0,7 \cdot U_{ном.}$ ;

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

За расчетное принимается меньшее из полученных значений, т.е.

$$U_{c.з.} = 63,89 \text{ кВ.}$$

Чувствительность защиты определяем при двухфазном коротком замыкании на стороне НН Т1 в минимальном режиме энергосистемы.

Сторона НН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}}, \quad (3.4)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot 6470 \cdot 0,09}{106,11} = 4,77.$$

По ПУЭ коэффициент чувствительности при к.з. в конце зоны резервирования должен быть порядка 1,2. Условие выполняется, т.е. чувствительность достаточна.

### 3.3.2 МТЗ Т1(Т2) на стороне НН. Устройство 7SJ631

Ток срабатывания МТЗ отстраиваем от номинального тока трансформатора по формуле:

$$I_{\text{сз.}} = 1,3 \cdot I_{\text{ном.}}, \quad (3.5)$$

$$I_{\text{сз.}} = 1,3 \cdot 924 = 1201,2 \text{ А};$$

где  $K_{\text{отс.}} = 1,3$  – коэффициент отстройки.

Чувствительность защиты определяем при двухфазном коротком замыкании на стороне НН Т1 в минимальном режиме энергосистемы:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}}. \quad (3.6)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot 6470}{1201,2} = 4,69;$$

Защита срабатывает без выдержки времени,  $t = 0$  с.

По ПУЭ коэффициент чувствительности при к.з. в конце зоны защиты должен быть порядка 1,5. Условие выполняется, т.е. чувствительность достаточна.

### 3.3.3 Защита от перегрузки. Устройство 7SJ612

Защита от перегрузки, устанавливаемая на стороне ВН.

Ток срабатывания защиты от перегрузки обмоток ВН выбирается по условию отстройки от номинального тока трансформатора по формуле:

$$I_{сз} = \frac{K_{отс.} \cdot I_{ном.}}{K_{воз.}}, \quad (3.7)$$

$$I_{сз} = \frac{1,05 \cdot 84}{0,95} = 92,84 \text{ A.}$$

где  $K_{отс.} = 1,05$  – коэффициент отстройки, равный 5% перегрузке Т1 сверх номинального;

$K_{воз.} = 0,95$  – коэффициент возврата реле.

Защита от перегрузки, устанавливаемая на стороне НН.

Ток срабатывания защиты от перегрузки обмоток НН выбирается по условию отстройки от номинального тока трансформатора по формуле:

$$I_{сз} = \frac{K_{отс.} \cdot I_{ном.}}{K_{воз.}}, \quad (3.8)$$

$$I_{сз} = \frac{1,05 \cdot 924}{0,95} = 1021,3 \text{ A.}$$

### 3.3.4 Охлаждение трансформатора

Ток срабатывания защиты от перегрузки обмоток ВН:

$$I_{сз} = K_{отс.} \cdot I_{ном.}, \quad (3.9)$$

$$I_{сз} = 0,8 \cdot 84 = 67,2 \text{ A.}$$

где  $K_{отс.} = 0,8$  – коэффициент загрузки Т1;

Защита от перегрузки, устанавливаемая на стороне НН.

Ток срабатывания защиты от перегрузки обмоток НН:

$$I_{сз} = K_{отс.} \cdot I_{ном.}, \quad (3.10)$$

$$I_{сз} = 0,8 \cdot 924 = 739,2 \text{ A.}$$



## 4 Проектирование защиты линий

### 4.1 Общие положения

Дистанционные защиты используются в сетях сложной конфигурации для защиты линий от междуфазных КЗ. Эти защиты приходят в действие при снижении сопротивлений сети, т.е. являются минимальными. Основным преимуществом дистанционных защит по сравнению с токовыми защитами является независимость защищаемой зоны при изменении уровня токов КЗ, т.е. при изменении режима работы сети, а также направленность действия. Селективность защит смежных линий обеспечивается введением ступенчатых выдержек времени: все КЗ в пределах I зоны (ступени), ближайшей к месту установки защиты, отключаются с минимальным временем; все КЗ в пределах II зоны – с большим временем; КЗ в пределах III зоны отключаются с наибольшим временем. Измерительными органами дистанционной защиты являются направленные реле полного сопротивления, которые называются дистанционными органами (реле I и II степеней) и пусковыми органами (реле III ступени). Отдельная ступень защиты выполняется ускоренной, это 3 ступень, передача может производиться по каналу связи или по оптоволокну, которое может быть выполнено в встроенном в грозозащитный трос или выполнено самонесущим кабелем. [25]

### 4.2 Расчет уставок срабатывания дистанционной защиты отходящих линий 110 кВ

#### 4.2.1 Расчет дистанционной защиты линии L2 для I ступени

Уставка срабатывания I ступени выбирается из условия отстройки от КЗ на шинах приемной подстанции:

$$z_{с.з.}^I = K_3 \cdot z_{L2} \quad (4.1)$$

$$z_{с.з.}^I = 0,85 \cdot (1,94 + j4,15) = 1,649 + j3,528 \text{ Ом}$$

где  $K_3=0,85$  – коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность защиты совместно с трансформаторами тока и напряжения;

$z_{L2}$  – полное сопротивление линии L2.

Первая ступень дистанционной защиты действует без выдержки времени.

Отстройка от КЗ на шинах подстанции в месте установки защиты не производится, т.к. все ступени защиты выполнены направленными.

#### 4.2.2 Расчет ДЗ II ступени

Уставка срабатывания II ступени выбирается по условию согласования с дистанционными защитами смежных линий:

$$z_{с.з.}^{II} = K_3 \cdot z_{L2} + \frac{K_3'}{K_{ток}} \cdot z_{Л.см.}^{I(II)} \quad (4.2)$$

где  $K_3'=0,78$  – коэффициент запаса по избирательности согласуемых защит линий;

$K_{ток} = \frac{I_{з.выб.}}{I_{з.см.}}$  – коэффициент токораспределения, определяемый по трехфазному КЗ в конце зоны действия той защиты, с которой производится согласование;

$I_{з.выб.}$  – ток, протекающий через трансформаторы тока той защиты, для которой выбирается уставка;

$I_{з.см.}$  – ток, протекающий через трансформаторы тока смежной защиты, с которой производится согласование;

$z_{Л.см.}^{I(II)}$  – уставка срабатывания первой (или второй) ступени защиты смежной линии:

$$z_{с.з.ЛЗ}^{II} = K_3 \cdot z_{Л2} + \frac{K_3'}{K_{ток}} \cdot z_{ЛЗ}^I \quad (4.3)$$

$$z_{с.з.Л2}^{II} = (1,649 + j3,528) + \frac{0,78}{1} \cdot [0,85 \cdot (1,715 + j2,961)] = 2,786 + j5,491 \text{ Ом}$$

$$K_{ч} = \frac{z_{с.з.Л102}^{II}}{z_{Л2}} > 1,25 \quad (4.4)$$

$$K_{ч} = \frac{2,786 + j5,491}{1,649 + j3,528} = 1,58 - j0,05 > 1,25$$

т.е. вторая ступень защиты проходит по чувствительности.

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности ( $\Delta t=0,5$  с) больше выдержек времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование:

$$t_{с.з.}^{II} = t_{с.з.см.}^{I(II)} + \Delta t \quad (4.5)$$

$$t_{с.з.}^{II} = 0,3 + 0,3 = 0,6 \text{ с}$$

### 4.2.3 Расчет ДЗ III ступени

#### Требования к третьей ступени

Третью ступень дистанционной защиты рекомендуется использовать с обратно направленной зоной действия. Указанное может быть целесообразным в следующих случаях:

- обеспечение резервирования защиты шин;
- определение обратного направления мощности для блокирующей или разрешающей схем телеускорения;
- повышение чувствительности дальнего резервирования.

Выбор уставок по условию обеспечения резервирования защиты шин "за спиной" Аналогичен выбору уставок II ступени дистанционной защиты с противоположной стороны линии, с учетом исключения из замера  $X1(Z1)$  линии. Выдержка времени принимается по условиям II ступени ДЗ. Возможно автоматическое ускорение ступени при опробовании шин действием АПВ шин или ручным включением выключателя присоединения. В этом случае пусковыми факторами автоматического ускорения должны быть контакты включающего реле АПВ шин или реле команды "включить" из схемы управления выключателя, с обязательным контролем отсутствия напряжения на шинах.

Ввод автоматического ускорения – на время больше собственного времени включения выключателя и работы схемы УРОВ. Для воздушных и элегазовых выключателей, при использовании электронных схем УРОВ можно принимать 0,3-0,4 с. Проверку отстройки измерительных органов неповрежденных фаз в цикле ОАПВ необходимо производить с учетом обратной направленности ступени.

Использование ступени для определения обратного направления КЗ при блокирующей или разрешающей схеме телеускорения. В этом случае уставка измерительных органов третьей ступени должна иметь зону срабатывания не менее чем в 1,2 раза больше, по сравнению с зоной удаленного дистанционного реле, пускающего разрешающую команду телеускорения или ускоряемого по схеме на блокирующем принципе. [15]

Выбор уставок третьей ступени дистанционной защиты по условию повышения чувствительности дальнего резервирования производится по условиям отстройки от максимальных перетоков реактивной и активной мощности, согласования с защитами смежных элементов сети, а также по обеспечению дальнего резервирования защит на смежных присоединениях.

Уставка срабатывания третьей ступени защиты выбирается, как правило, по условиям отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается либо по длительному допустимому току нагрева провода, либо задается диспетчерской службой энергосистемы, в последнем случае указывается соц нагрузки:

$$Z_{C.3.L2}^{III} = \frac{U_{\min.}}{\sqrt{3} \cdot I_{нагр.} \cdot K_{сам.з.} \cdot K_H \cdot K_B \cdot \cos(\varphi_{MЧ} - \varphi_H)}, \quad (4.6)$$

$$Z_{C.3.L2}^{III} = \frac{0,9 \cdot 110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 605 \cdot 1,3 \cdot 1,2 \cdot 1,1 \cdot \cos(75^{\circ} - 35^{\circ})} = 71,87 \text{ Ом.}$$

где  $U_{\min. \text{ экпл.}}$  – минимальное эксплуатационное напряжение, равное  $0,9U_{ном.}$ ;

$K_H=1,2$  – коэффициент надежности;

$K_B=1,1$  – коэффициент возврата для реле сопротивления;

$K_{сам.з.} = 1,3$  – коэффициент самозапуска;

$\varphi_{M.Ч.} = 65^{\circ}$  – угол максимальной чувствительности;

$\varphi_{нагр.} \leq 30^{\circ}$  – угол сопротивления, обусловленного нагрузкой;

$I_{max.H.} = 605 \text{ А}$  – максимальный нагрузочный ток линии (для провода марки АС – 240/32);

Реактивная и активная составляющая сопротивления  $Z_3$  определяется по формулам:

$$X_3 = Z_3 \cdot \sin \varphi_{MЧ}, \quad (4.7)$$

$$R_3 = Z_3 \cdot \cos \varphi_{MЧ}, \quad (4.8)$$

$$X_3 = 71,87 \cdot \sin(75^{\circ}) = 69,421 \text{ Ом,}$$

$$R_3 = 71,87 \cdot \cos(75^{\circ}) = 18,601 \text{ Ом.}$$

Коэффициент чувствительности определяется как:

$$K_{\varphi} = \frac{Z_{C.3.L2}^{III}}{Z_{Л2}} > 1,25 \quad (4.9)$$

$$K_{\varphi} = \frac{69,421 + j18,601}{1,649 + j3,528} = 11,875 - j14,127 > 1,25$$

Выдержка времени третьей ступени защиты выбирается на ступень селективности больше выдержки времени вторых ступеней защит, аналогично выбору выдержки времени второй ступени.

$$t_{C.3.}^{III} = t_{C.3.}^{II} + \Delta t \quad (4.10)$$

$$t_{с.з.}^{III} = 0,6 + 0,3 = 0,9 \text{ с}$$

Уставки срабатывания реле сопротивления для различных ступеней определяются следующим образом:

$$z_{с.р.} = z_{с.з.} \cdot \frac{K_{ТА}}{K_{ТВ}} \quad (4.11)$$

где  $K_{ТА}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока;  
 $K_{ТВ}$  – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Уставка срабатывания реле сопротивления I ступени дистанционной защиты:

$$z_{с.р.}^I = (1,649 + j3,528) \cdot \frac{40}{1100} = 0,06 + j0,128 \text{ Ом}$$

где  $K_{ТА}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока типа ТВТ – 110 -У1 ( $I_{НОМ}=200 \text{ А}$ ,  $I_{ВТОР}=5 \text{ А}$ ):

$$K_{ТА} = \frac{200}{5} = 40;$$

$K_{ТВ}$  – коэффициент трансформации трансформатора напряжения типа НКФ-110-83У1 ( $U_{НОМ}=110 \text{ кВ}$ ,  $U_{ВТОР}=100 \text{ В}$ ):

$$K_{ТВ} = \frac{110 \cdot 10^3}{100} = 1100$$

Уставка срабатывания реле сопротивления II ступени дистанционной защиты:

$$z_{с.р.}^{II} = (2,786 + j5,491) \cdot \frac{40}{1100} = 0,101 + j0,20 \text{ Ом}$$

Уставка срабатывания реле сопротивления III ступени дистанционной защиты:

$$z_{с.р.}^{III} = (18,6 + j69,42) \cdot \frac{40}{1100} = 0,68 + j2,52 \text{ Ом}$$

## 4.3 Резервная токовая защита

### 4.3.1 Назначение и функциональные возможности модуля

Устройство 7SA633 располагает функцией максимальной токовой ступенчатой защиты (МТЗ), которая может использоваться как аварийная или как резервная токовая защита от всех видов КЗ.

В то время как дистанционная защита может правильно работать только в случае, если к устройству правильно приложены измерительные напряжения и токи, то для ступенчатой токовой защиты требуются только измеряемые токи. Аварийная токовая защита автоматически вводится в работу при исчезновении измерительного напряжения, например, из-за короткого замыкания или обрыва во вторичной цепи трансформатора напряжения (аварийный режим). Таким образом, аварийная токовая защита замещает дистанционную защиту, если последняя заблокирована по одной из следующих причин:

- срабатывание внутреннего контроля измеряемого напряжения (“Fuse – Failure–Monitor);
- появление сигнала “Сработал защитный автомат трансформатора напряжения” на дискретном входе устройства.

При появлении одного из этих условий дистанционная защита мгновенно блокируется и происходит переключение на аварийный режим.

Если токовая защита установлена как резервная, то она работает независимо от других защитных функций и функций контроля, в т.ч. независимо от дистанционной защиты. Например, резервная токовая защита может действовать как самостоятельная защита от КЗ, если при вводе в эксплуатацию (пуско-наладке) еще не подведены цепи трансформатора напряжения.

Токовая ступенчатая защита имеет по четыре ступени - отдельно для фазных токов и тока нулевой последовательности.

- две ступени максимального тока с независимой характеристикой времени отключения (UMZ-защита);
- ступень максимального тока, с зависимой от тока характеристикой времени отключения (AMZ-защита);
- ступень, которая может быть использована как защита от повреждений в узле присоединения (ошиновке) или как дополнительная u1089 ступень максимального тока с выдержкой времени.

Все четыре ступени функционируют независимо друг от друга и могут использоваться в любой комбинации. Возможна реализация блокировки от внешних критериев через дискретные входы, а также ускоренное отключение (например, по сигналу внешнего устройства АПВ). При включении защищаемой линии на повреждение возможна реализация мгновенного отключения от одной или нескольких ступеней.

### 4.3.2 Токовая направленная защита нулевой последовательности от замыканий на землю:

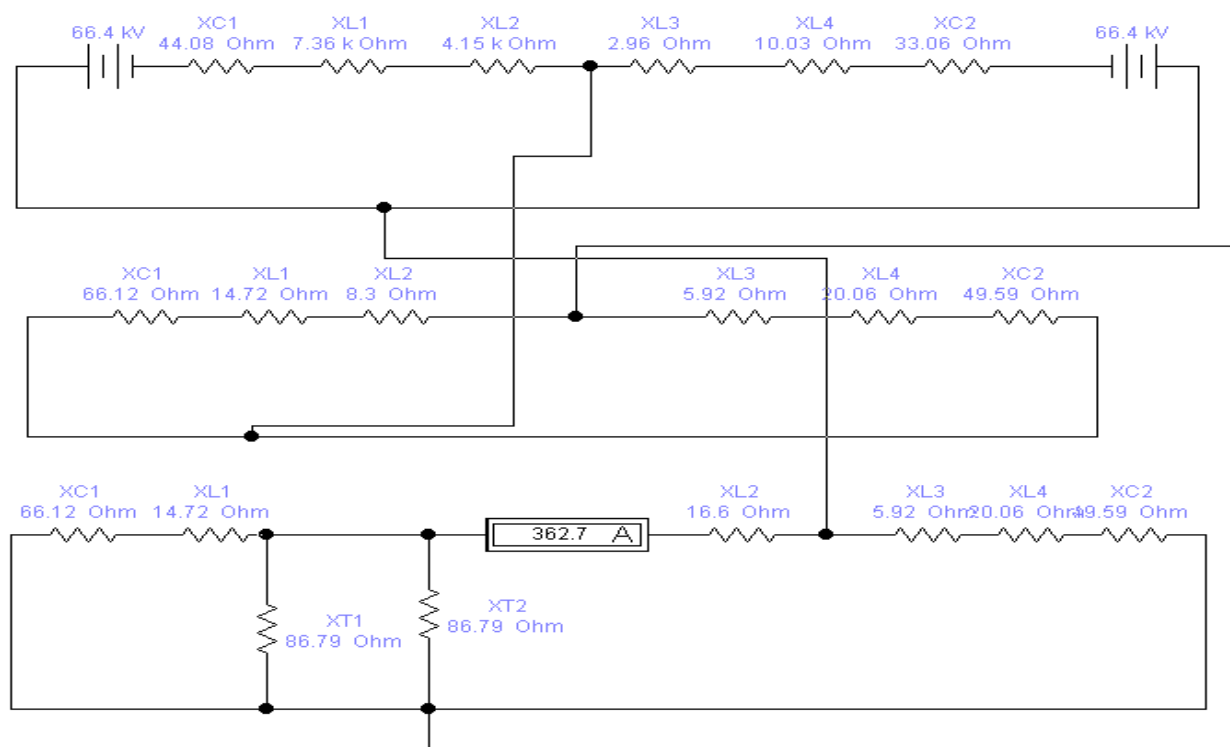


Рисунок 4.1 – Схема нулевой последовательности для определения  $I_0$  в линии L2.

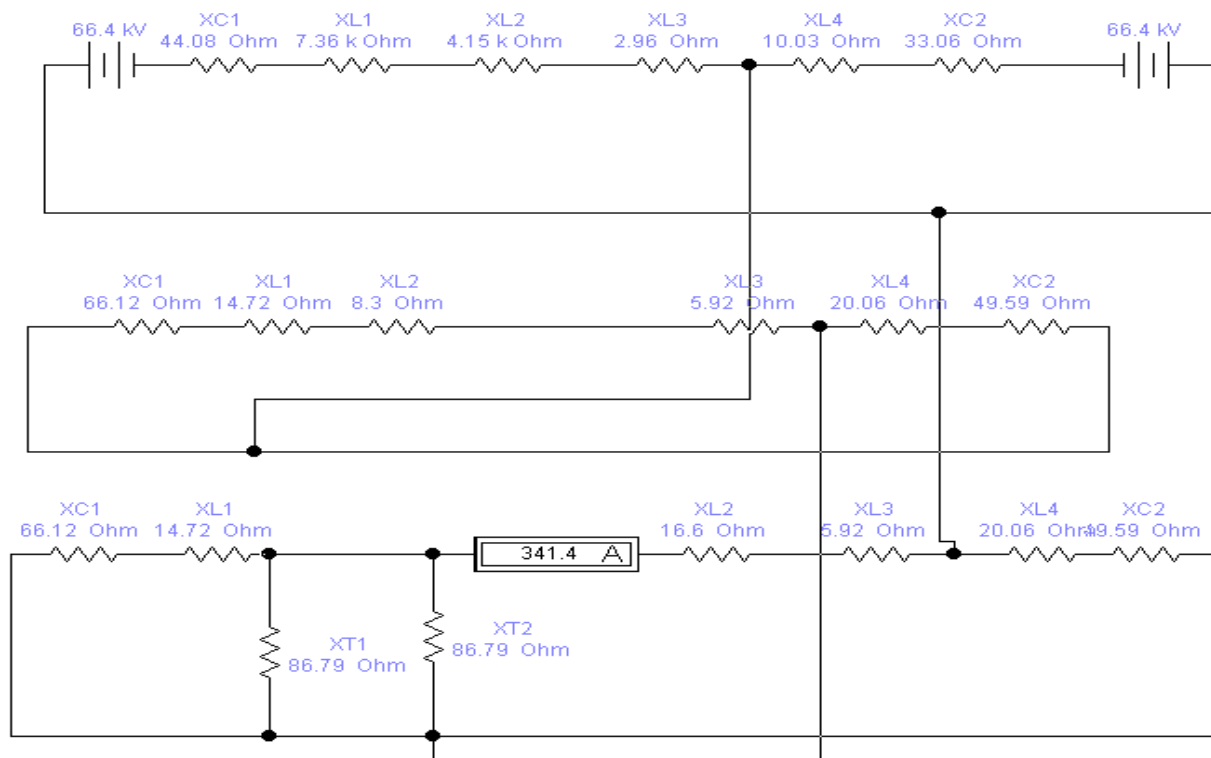


Рисунок 4.2 – Схема нулевой последовательности для определения  $I_0$  в линии L3.

Расчет уставок срабатывания.

Ток срабатывания отсечки первой ступени выбирается по следующему условию: выполняется отстройка от максимального тока  $3I_0$ , протекающего через защиту при КЗ за выключателем смежного участка (на шинах приемной подстанции).

$$I_{сз}^I = K_n \cdot 3 \cdot I_{0л4}, \quad (4.12)$$

где  $K_n$  – коэффициент надежности по избирательности, учитывающий погрешность реле, ошибки расчета, влияние апериодической составляющей и необходимый запас;

$I_{0к2}$  – максимальный ток нулевой последовательности, протекающий по защищаемой линии при КЗ в узле №2.

$$I_{сз}^I = 1,3 \cdot 3 \cdot 362,7 = 1414,53 \text{ А} .$$

Ток срабатывания защиты II ступени:

$$I_{сз}^{II} = K_n \cdot I_{сз}^{I(II)}, \quad (4.13)$$

где  $K_n$  – коэффициент надежности по избирательности согласуемых линий;

$I_{сз}^{I(II)}$  – ток срабатывания защиты первой или второй ступени защиты смежной линии.

Ток срабатывания первой ступени защиты линии W5 равен:

$$I_{сз\ W5}^I = K_n \cdot 3 \cdot I_{0к1}, \quad (4.14)$$

$$I_{сз\ W5}^I = 1,3 \cdot 3 \cdot 341,4 = 1331,46 \text{ А},$$

тогда ток срабатывания второй ступени защиты линии W4:

$$I_{сз}^{II} = 1,2 \cdot 1331,46 = 1597,752 \text{ А},$$

Чувствительность второй ступени защиты проверяется при металлического однофазном КЗ в конце защищаемой линии в минимальном режиме.

$$K_{ч} = \frac{I_{кз\ min}}{I_{сз\ W4}^{II}} > 1,5, \quad (4.15)$$



Вторая ступень защиты линии W4 по чувствительности проходит, это означает, что вторая ступень надёжно защищает конец линии W4, поэтому переходим к выбору выдержки времени.

Выдержка времени второй ступени принимается равной ступени селективности:

$$t_{\text{вс}}^{\text{II}} = \Delta t, \quad \Delta t \approx 0,35 \div 0,5 \text{ с.}$$

#### 4.4 Защита отходящих линий 10 кВ

##### 4.4.1 Токовая отсечка отходящих линии 10 кВ

Защита от коротких замыканий линий 10 кВ распределительных сетей осуществляется преимущественно с помощью токовых отсечек и максимальных токовых защит.

По условию селективности ток срабатывания отсечки выбирается большим максимального значения тока при КЗ в конце защищаемого участка:

$$I_{\text{с.о.}} \geq k_{\text{н}} I_{\text{кз.макс.}}^{(3)}, \quad (4.16)$$

где  $k_{\text{н}}$  – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2;

$I_{\text{кз.макс.}}^{(3)}$  – ток, при максимальном режиме питающей системы.

Рассчитаем ток срабатывания отсечки:

$$I_{\text{с.о.}} = 1,2 \cdot 924 = 1108,8 \text{ А}$$

Рассчитаем коэффициент чувствительности токовой отсечки по следующей формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}}, \quad (4.17)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} = \frac{3129 \cdot 0,87}{1108,8} = 2,45 \geq 2$$

где  $I_{\text{кз}}^{(2)}$  – ток двухфазного короткого замыкания;

$I_{\text{сз}}$  – ток срабатывания защиты.

Необходимая чувствительность обеспечивается.

Выбираем реле тока РТ – 40.

#### 4.4.2 МТЗ отходящих линии 10 кВ

Расчет максимальной токовой защиты заключается в выборе тока срабатывания защиты (первичного), тока срабатывания реле (для принятой схемы защиты и типа реле), времени срабатывания защиты (с независимой характеристикой) или характеристики срабатывания токовых реле (для защиты с зависимой характеристикой).

Уставки по току максимальной токовой защиты должны обеспечивать:

а) несрабатывание защиты на отключение защищаемой линии при послеаварийных перегрузках;

б) согласование действия (по току и по времени) с защитами питающих («последующих») и отходящих («предыдущих») элементов;

в) необходимую чувствительность при всех видах КЗ в основной защищаемой зоне и в зоне резервирования.

Несрабатывание максимальной защиты на отключение достигается выбором тока возврата токовых реле, большим, чем наибольший ток в режиме запуска. Обозначив отношение тока возврата к току срабатывания реле коэффициентом  $k_{\text{в}}$ , получаем следующее выражение для выбора тока срабатывания максимальной защиты:

$$I_{\text{с.з.}} \geq \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{сзн}}}{k_{\text{г}}} \cdot I_{\text{раб.макс.}} \quad (4.18)$$

где  $k_{\text{н}}$  – коэффициент надежности, обеспечивающий надежное несрабатывание (отстройку) защиты путем учета погрешности реле с необходимым запасом, принимается равным 1,2;

$k_{\text{в}}$  – коэффициент возврата реле, составляет 0,8;

$k_{\text{сзн}}$  – коэффициент самозапуска, значение которого зависит от вида нагрузки и ее параметров, от схемы и параметров питающей сети, от выбранных параметров срабатывания защиты и автоматики;

$I_{\text{раб.макс.}}$  – максимальный рабочий ток (ток нагрузки), защищаемого элемента, значение которого определяется в конкретных условиях главным образом в зависимости от вида защищаемого элемента. [25]

Рассчитаем ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,8} \cdot 924 = 2772, \text{ A}$$

Чувствительность защиты определяется коэффициентом чувствительности ( $k_{\text{ч}}$ ). Для защит линий с включением реле на разность фазных токов и для защит трансформаторов расчет  $k_{\text{ч}}$  производится по вторичным токам:

$$k_q = \frac{I_{p.мин.}}{I_{c.p.}}, \quad (4.19)$$

где  $I_{p.мин.}$  - ток в реле при металлическом КЗ в конце защищаемой зоны в минимальном режиме работы питающей системы, значение его зависит от вида КЗ, схемы максимальной токовой защиты и вида защищаемого элемента, а также от режимов его работы.

$I_{c.p.}$  – ток срабатывания реле (уставка), который определяется как:

$$I_{c.p.} = \frac{I_{c.з.} \cdot k_{cx}^3}{n_m} \quad (4.20)$$

где  $I_{c.з.}$  - ток срабатывания защиты;

$n_T$  - коэффициент трансформации трансформаторов тока;

$k_{cx}^3$  - коэффициент схемы при симметричном режиме.

Рассчитаем ток срабатывания реле по формуле (3.5):

$$I_{c.p.} = \frac{2772 \cdot \sqrt{3}}{300} = 16, A$$

Рассчитаем коэффициент чувствительности:

$$k_q = \frac{60}{16} = 3,75 > 1,5$$

Необходимая чувствительность обеспечивается.

Отстраиваясь от выдержки времени нижестоящих защит равной  $t_{cp}=0,2,с$ , принимаем выдержку времени МТЗ равную  $t_{cp}=0,7,с$ .

Выбираем реле РТ-40/20.

я, на котором установлена защита:

$$I_{кабприс} = \frac{U \cdot L}{10} = \frac{10,5 \cdot 3}{10} = 3,15, A$$

Принимаем  $I_{уст}=100 A$ , при этом  $I_{сз}=10 A$ .

Проверяем селективность устройства по следующей формуле:

$$K_{омс} = \frac{I_{сз}}{I_{кабприс}} \quad (4.21)$$

$$K_{омс} = \frac{10}{3,15} = 3,17.$$

## **5 Дифференциальная защита трансформатора с применением устройства микропроцессорной релейной защиты SIEMENS 7UT612.**

### 5.1.1 Назначение

Реле дифференциальной защиты 7UT612 применяются для быстрого и селективного отключения коротких замыканий в трансформаторах всех уровней напряжения, во вращающихся электрических машинах, например, в двигателях и генераторах, а также на коротких линиях и сборных шинах. Защита может применяться для трехфазных и однофазных трансформаторов.

Кроме функции дифференциальной защиты устройство включает резервную токовую защиту обмоток со стороны звезды. Дополнительно можно использовать защиту от низко- или высокоомных замыканий на землю, защиту обратной последовательности и защиту при отказе выключателя. Реле позволяет выполнять измерение и контроль температур с помощью внешних термодатчиков. Поэтому возможно полностью контролировать термическое состояние трансформатора, например, вычислить температуру масла на активном участке. Реле обеспечивает легкодоступное местное управление и функции автоматизации. Встроенная программируемая логика позволяет пользователям добавлять их собственные функции, например, для автоматизации операций в распределительном устройстве. Могут также генерироваться пользовательские сообщения. Гибкие коммуникационные интерфейсы открыты для взаимодействия с системами управления.

### 5.1.2 Области применения

- Дифференциальная защита трансформаторов с числом обмоток от 2 до 5 (3-/1 фазных)
- Дифференциальная защита двигателей и генераторов
- Дифференциальная защита от двух до пяти коротких линий
- Дифференциальная защита сборных шин с числом присоединений не более 12 (пофазная или с суммирующим трансформатором тока)

### 5.1.3 Функции защиты

- Дифференциальная защита с пофазным измерением
- Чувствительное измерение для определения повреждений с малыми по величине токами
- Быстрое отключение при повреждениях с большими по величине токами
- Блокирование при бросках тока намагничивания
- Защита от коротких замыканий или замыканий на землю
- Защита от перегрузок с измерением или без измерения температуры

- Защита обратной последовательности
- Защита при отказе выключателя (УРОВ)
- Ограниченная защита от низко- или высокоомных замыканий на землю
- 

#### 5.1.4 Измеряемые величины

- Трехфазные токи  $I_{L1}$ ,  $I_{L2}$ ,  $I_{L3}$ ,  $I_1$ ,  $I_2$ ,  $3I_0$  для каждой стороны и местонахождения измерения
- Однофазные токи от  $I_{11}$  до  $I_{12}$  для каждой ячейки и дальнейших входов от  $IX1$  до  $IX4$
- Трехфазные напряжения  $V_{L1}$ ,  $V_{L2}$ ,  $V_{L3}$ ,  $V_{L1L2}$ ,  $V_{L2L3}$ ,  $V_{L3L1}$ ,  $V_1$ ,  $V_2$ ,  $V_0$  и однофазные  $V_{EN}$ ,  $V_4$
- Мощность  $P$ ,  $Q$ ,  $S$  ( $P$ ,  $Q$ : общие и пофазные)
- Фактор мощности ( $\cos \varphi$ )
- Частота
- Энергия в прямом и обратном направлении
- Счетчик рабочего времени
- Регистрация отключенных токов и счетчик трехфазных отключений
- Средняя рабочая температура функции перегрузки
- Измерение температур внешними термодатчиками
- Рабочие и тормозные токи дифференциальной защиты
- 

#### 5.1.5 Функции управления

- Команды для управления автоматическими выключателями и разъединителями
- 7UT63x: На графическом дисплее показано положение элементов выключателей, местных/удаленных выключателей, управляемых кнопками
- Управление с помощью клавиатуры, дискретных входов, DIGSI 4 или системы SCADA
- Логика, определенная пользователем с CFC
- 

#### 5.1.6 Функции контроля

- Самоконтроль устройства
- Контроль исправности цепи отключения
- Регистрация аварийных процессов с помощью осциллографирования
- Постоянное измерение рабочего дифференциального тока и тока торможения

Т а б л и ц а 5.1 – Основные технические характеристики устройства  
SIEMENS 7UT612

Наименование параметра	Значение
<b>1 Входы аналоговых сигналов:</b>	
количество входов по току	8 ( $I_{L1} S_1, I_{L2} S_1, I_{L3} S_1; I_{L1} S_2, I_{L2} S_2, I_{L3} S_2; I_7, I_8$ )
номинальный входной ток, А	0,1; 1,0; 5,0
Потребляемая мощность одного токового входа, ВА	
При:	$I_{НОМ} = 0,1 \text{ А}$ 0,001
	$I_{НОМ} = 1,0 \text{ А}$ 0,02
	$I_{НОМ} = 5,0 \text{ А}$ 0,2
Для высокочувствительного входа $I_8$ :	$I_{НОМ} = 1,0 \text{ А}$ 0,05
Перегрузочная способность по току (сек.)	
- термическая (абсолют.)	$I_{НОМ} = 100 \text{ А}$ 1
	$I_{НОМ} = 30 \text{ А}$ 10
<b>2 Бинарные входы:</b>	
количество входов	3 (програм.)
род тока и номинальное напряжение, В	Постоянный, 24 - 250
значение входного тока (независимо от напряжен.), мА	1,8
значение напряжения устойчивого срабатывания, В	88
значение напряжения устойчивого несрабатывания, В	66
предельное значение напряжения, В	300
минимальная длительность сигнала, мс	60
<b>3 Бинарные выходы:</b>	
количество контактных выходов	4, каждый с 1 НР контактом (прог.)
значения коммутируемого напряжения переменного или постоянного тока, В	250
коммутируемый ток замыкания/размыкания цепи постоянного тока	
при активно-индуктивной нагрузке с постоянной времени L/R не более 50 мс, А, не более	4 / 0,25

### 5.1.7 Коммуникационные возможности

- Фронтальный порт связи с ПК для изменения настроек с помощью DIGSI 4
- Системный интерфейс
- PROFIBUS-FMS/-DP,
- MODBUS или DNP 3.0
- Интерфейс обслуживания для DIGSI 4 (модем) / слежение за температурой
- Синхронизация времени с помощью IRIG-B/DCF 77

### 5.1.8 Основные особенности

- Основанный на системе просмотра способ пусконаладочных работ
- Время отключения 15 мс
- Прямое подключение к цифровой сети передачи данных
- Самотестирование реле
- Контроль цепи отключения
- Осциллограф переходных процессов
- Постоянное измерение дифференциальных и тормозных токов

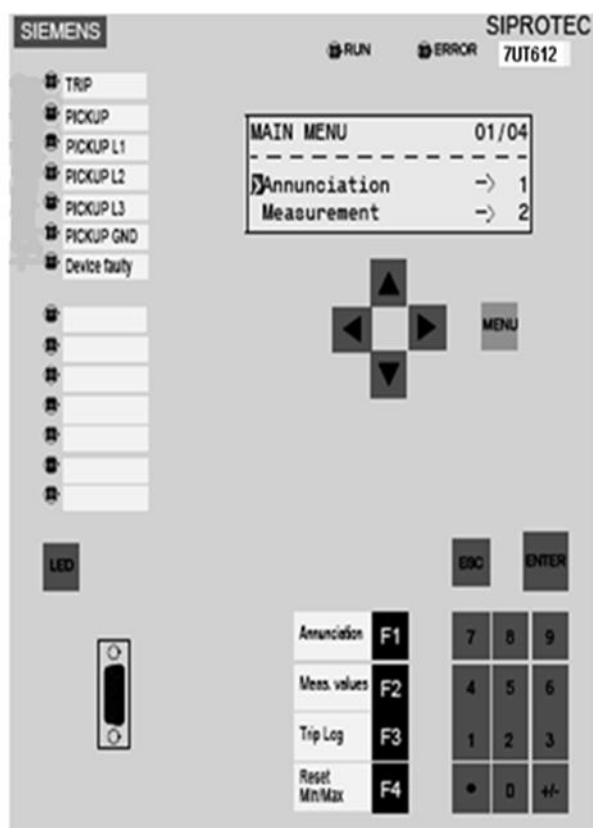


Рисунок 5.1- Лицевая панель устройства SIEMENS 7UT612

## 5.2 Конфигурирование уставок SIEMENS 7UT612

Конфигурирование уставок может быть выполнено посредством ПК с программным обеспечением DIGSI® 4 и передано в устройство через рабочий интерфейс на лицевой панели, или через последовательный сервисный интерфейс. Параметры функций, т.е. уставки свойств функций, пороговые величины и т.д. могут быть введены с помощью клавиатуры и представлены на лицевой панели устройства, или могут быть введены посредством ПК, подключенного к лицевому или сервисному интерфейсу устройства. Доступные функции могут быть сконфигурированы как Enabled (Включены) или Disabled (Отключены). Некоторые функции могут иметь больше опций. Функции, сконфигурированные как Disabled (Отключенные) не будут обрабатываться терминалом 7UT612. Они не будут выдавать сообщений, соответствующие уставки (функции, предельные величины и т.д.) не будут выводиться при детальном конфигурировании.

Для программирования устройства необходимо определить какая из сторон защищаемого объекта будет называться стороной 1 (side 1), а какая стороной 2 (side 2). Выбор осуществляется произвольно. В качестве стороны 1 (side 1) рекомендуется выбрать при защите трансформаторов - сторону высшего напряжения, но, если нейтраль стороны низшего напряжения заземлена, то в качестве стороны 1 предпочтительнее будет выбрать сторону низшего напряжения.

Определение защищаемого объекта (адрес 105 PROT. ОВЕСТ (ЗАЩИЩАЕМЫЙ ОБЪЕКТ)) необходимо для определения параметров уставок и для распределения входов и выходов терминала по функциям защиты. Для обычных силовых трансформаторов с изолированными обмотками вводится уставка PROT. ОВЕСТ = 3 phase transf. (ЗАЩИЩАЕМЫЙ ОБЪЕКТ = трехфазный трансформатор) вне зависимости от количества обмоток, группы соединения (взаимодействия обмоток) и состояния нейтралей. Данная уставка используется даже, если в защищаемой зоне располагается заземляющий реактор в нейтрали.

Измерительный вход I7 часто служит для подведения тока нейтрали. Уставка по адресу 108 I7-CT CONNECT. (I7-ТТ ПОДКЛЮЧ.) указывает, к какой стороне относится выбранный ток. При защите трансформаторов выбирается сторона с заземленной нейтралью, на которой будет измеряться ток. Если ток, протекающий в нейтрали, не используется для дифференциальной защиты или ограниченной защиты от замыканий на землю, то вводится уставка: not used (не используется).

Для выбора характеристической группы, в соответствии с которой будет работать фазная максимальная токовая защита с выдержкой времени используется уставка по адресу 121 DMT/DMT PH. SN (MTЗНВВ/MTЗИВВ фазная характеристика). Если защита используется только как максимальная токовая защита с независимой выдержкой времени (MTЗНВВ) вводим уставку Definite Time (Независимая выдержка времени). При



необходимости, кроме МТЗНВВ может быть сконфигурирована максимальная токовая защита с инверсной выдержкой времени (МТЗИВВ). В последнем случае, необходимо сконфигурировать характеристику времени отключения (User Defined PU) или характеристику времени отключения и характеристику времени сброса (User def. Reset).

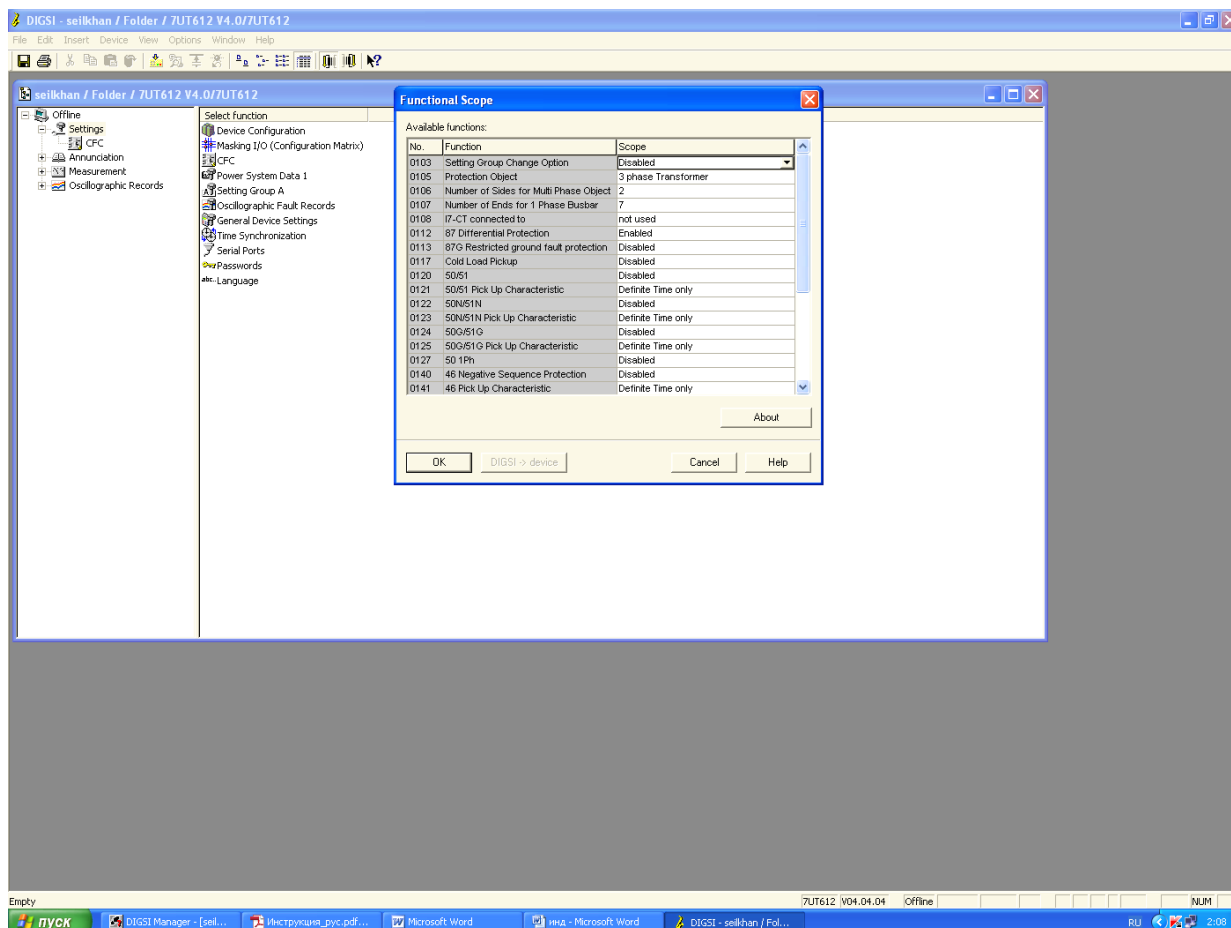


Рисунок 5.2 – Конфигурация списка функций с программным обеспечением DIGSI® 4

### 5.3 Ввод параметров силового трансформатора

Данные трансформатора требуются, если терминал используется в качестве дифференциальной защиты трансформатора, т.е. если при конфигурировании защищаемого объекта было установлено следующее: PROT. ОБЪЕСТ (ЗАЩИЩАЕМЫЙ ОБЪЕКТ) (адрес105) 3 phase transf. (Трехфазный трансформатор) или Autotransf. (Автотрансформатор) или 1 phase transf. (Однофазный трансформатор).

Для устройства необходима следующая информация:

- Первичное номинальное напряжение UN в кВ (линейное) по адресу 240 UN- PRI SIDE 1 (U НОМИНАЛЬНОЕ ПЕРВИЧНОЕ СТОРОНЫ 1).
- Условие заземления нейтрали по адресу 241 STARPNT SIDE 1 (НЕЙТРАЛЬ)

СТОРОНЫ 1): Solid Earthed (Глухозаземленная) или Isolated (Изолированная). Если нейтраль заземлена через токоограничивающее оборудование (например, небольшое сопротивление) или через катушку Петерсона (большое сопротивление), то также вводится уставка Solid Earthed (Глухозаземленная).

- Режим взаимодействия обмоток трансформатора вводится по адресу 242 CONNECTION S1 (СОЕДИНЕНИЕ СТОРОНЫ 1). Обычно, векторная группа обозначается заглавной буквой в соответствии со стандартом IEC.

Для стороны 2, принимаются те же положения, что и для стороны 1: Первичное номинальное напряжение UNOM вводится в кВ (линейное) по адресу 243 UN-PRI SIDE 2 (U НОМИНАЛЬНОЕ ПЕРВИЧНОЕ СТОРОНЫ 2), положение нейтрали вводится по адресу 244 STARPNT SIDE 2 (НЕЙТРАЛЬ СТОРОНЫ 2), а режим взаимодействия обмоток трансформатора вводится по адресу 245 CONNECTION S2 (СОЕДИНЕНИЕ СТОРОНЫ 2). Кроме того, векторная группа (адрес 246 VECTOR GRP S2 (ВЕКТОРНАЯ ГРУППА S2)) должна соответствовать данным обмотки трансформатора стороны 2. Векторная группа составляет смещение фаз стороны 2 относительно опорной обмотки, стороны 1. Она определяется в соответствии со стандартом IEC как умноженная на 30°. Если сторона высшего напряжения является опорной (сторона 1), Вы можете непосредственно ввести номер, например, 5 для векторной группы Yd5 или Du5. Может быть установлена любая векторная группа от 0 до 11 (имейте в виду, что соединения Yu, Dd и Dz имеют только четные значения, Yd, Yz и Du только нечетные значения).

Первичная номинальная мощность SN TRANSFORMER (SNOM ТРАНСФОРМАТОРА) (адрес 249) является непосредственно первичной номинальной аппаратной мощностью трансформатора. Мощность всегда вводится как первичная величина, даже если в основном, уставки терминала конфигурируются во вторичных величинах. На основе введенной мощности, терминал рассчитывает номинальный ток защищаемой обмотки. Мощность является базовой величиной. На основе этих данных о защищаемом трансформаторе и его обмотках с помощью формул, соответствующих векторным группам, устройство автоматически рассчитывает различные номинальные токи обмоток. Токи всегда преобразуются таким образом, что чувствительность защиты всегда имеет отношение к мощности трансформатора. Для соответствия векторной группе не требуется внешних дополнительных связей. Для преобразования номинального тока обычно нет необходимости в проведении расчетов вручную.

Терминал 7UT612 содержит функции защиты и дополнительные функции. Аппаратное обеспечение соответствует этим функциям. Кроме того, для индивидуальных нужд защищаемого объекта могут быть использованы команды (управляющие воздействия). При конфигурировании отдельные функции могут быть включены или отключены, или могут быть изменены взаимодействия между функциями.

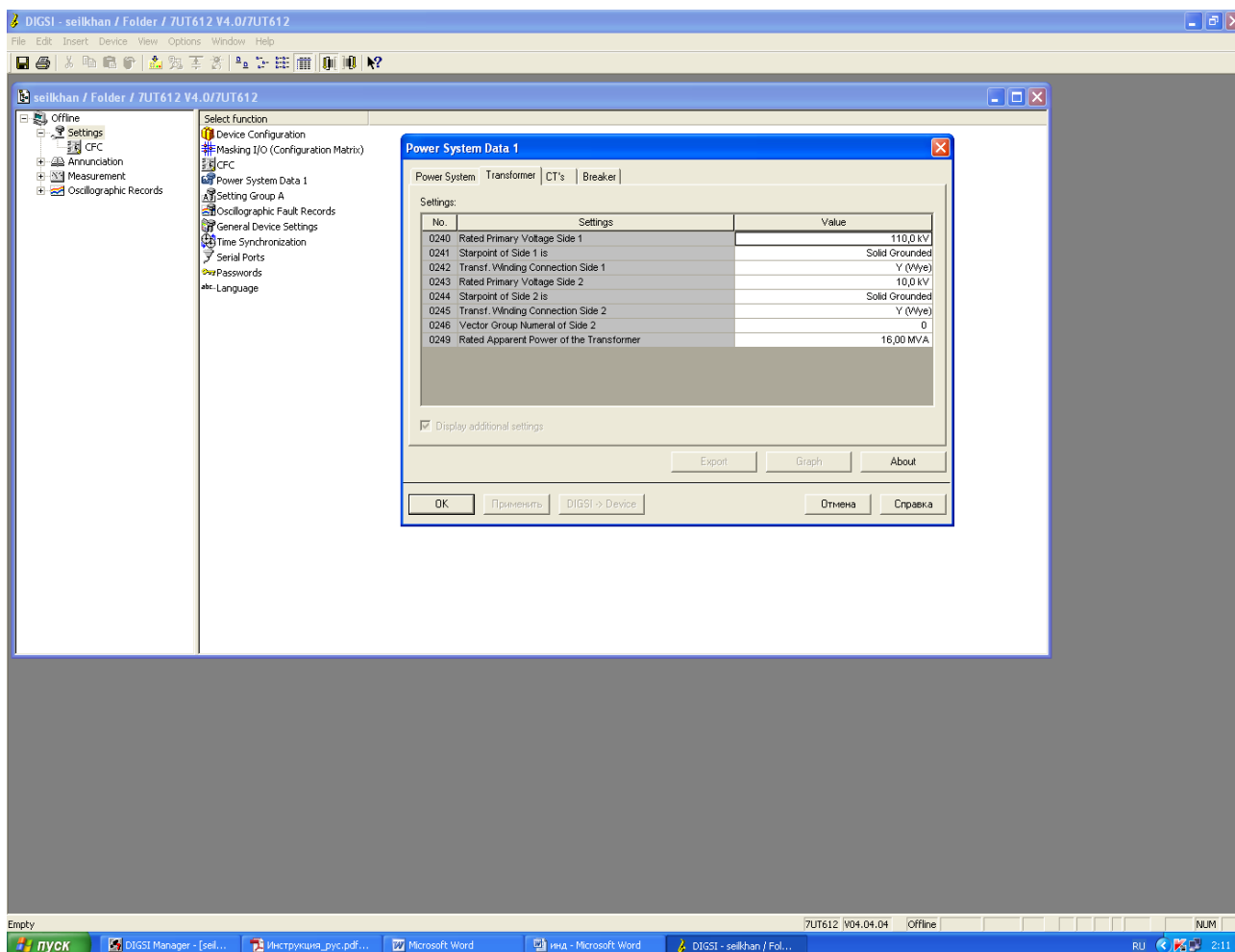


Рисунок 5.3 – Конфигурация параметров силового трансформатора

## 5.4 Программирование дифференциальной защиты

При использовании терминала в качестве защиты трансформатора, устройство обычно подключается к выводам трансформаторов тока, расположенным со стороны высшего и низшего напряжений силового трансформатора. Смещение фаз и межцепление токов, возникающие благодаря соединению обмоток трансформатора, обрабатываются в устройстве с помощью расчетных алгоритмов. Условия заземления нейтралей могут быть адаптированы по желанию пользователя, они автоматически учитываются в алгоритмах расчетов. Защищаемая зона селективно ограничивается выводами трансформаторов тока. Дифференциальная защита будет функционировать только в том случае, если при конфигурировании для данной функции была введена уставка DIFF. PROT. = Enabled (ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА = Включена). Если данная функция не будет использоваться, то при конфигурировании вводится уставка Disabled (Отключена); в этом случае ее уставки будут не доступны. Кроме того, при конфигурировании необходимо ввести тип защищаемого объекта (адрес 105

PROT.OBJEST (ЗАЩИЩАЕМЫЙ ОБЪЕКТ), при этом, доступными будут только те уставки, которые будут относиться к выбранному типу объекта. Дифференциальная защита может быть ON (Включена) или OFF (Отключена) по адресу 1201 DIFF. PROT.(ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА).

Опция Block relay (Блокирование реле) позволяет работать защитной функции, но команда на отключение от нее при этом будет блокироваться. Функция отстройки от броска тока может быть OFF (ОТКЛЮЧЕНА) или ON (ВКЛЮЧЕНА) по адресу 1206 INRUSH 2.HARM. (БРОСОК 2 ГАРМОНИКА).

Функция основывается на наличии составляющей 2 гармоника в броске тока намагничивания. Отношение частоты 2 гармоника к частоте основной гармонике 2. HARMONIC (2 ГАРМОНИКА) (адрес 1261) вводится равным  $I_{2fN}/I_{fN} = 15\%$  и, как правило, может быть использовано без изменений. Это отношение может быть уменьшено, чтобы обеспечить более устойчивую уставку в особых случаях, при включении в особо неблагоприятных условиях. [24]

Кроме 2 гармоника, терминал 7UT612 может обеспечивать торможение от других гармоник: n-ой гармоника. По адресу 1207 RESTR. n.HARM. (ОТСТРОЙКА ОТ n-ой ГАРМОНИКИ) можно выбрать уставки 3. Harmonic (3 гармоника) или 5. Harmonic (5 гармоника), или отключить торможение от n-ой гармоника уставкой OFF (ОТКЛЮЧЕНА).

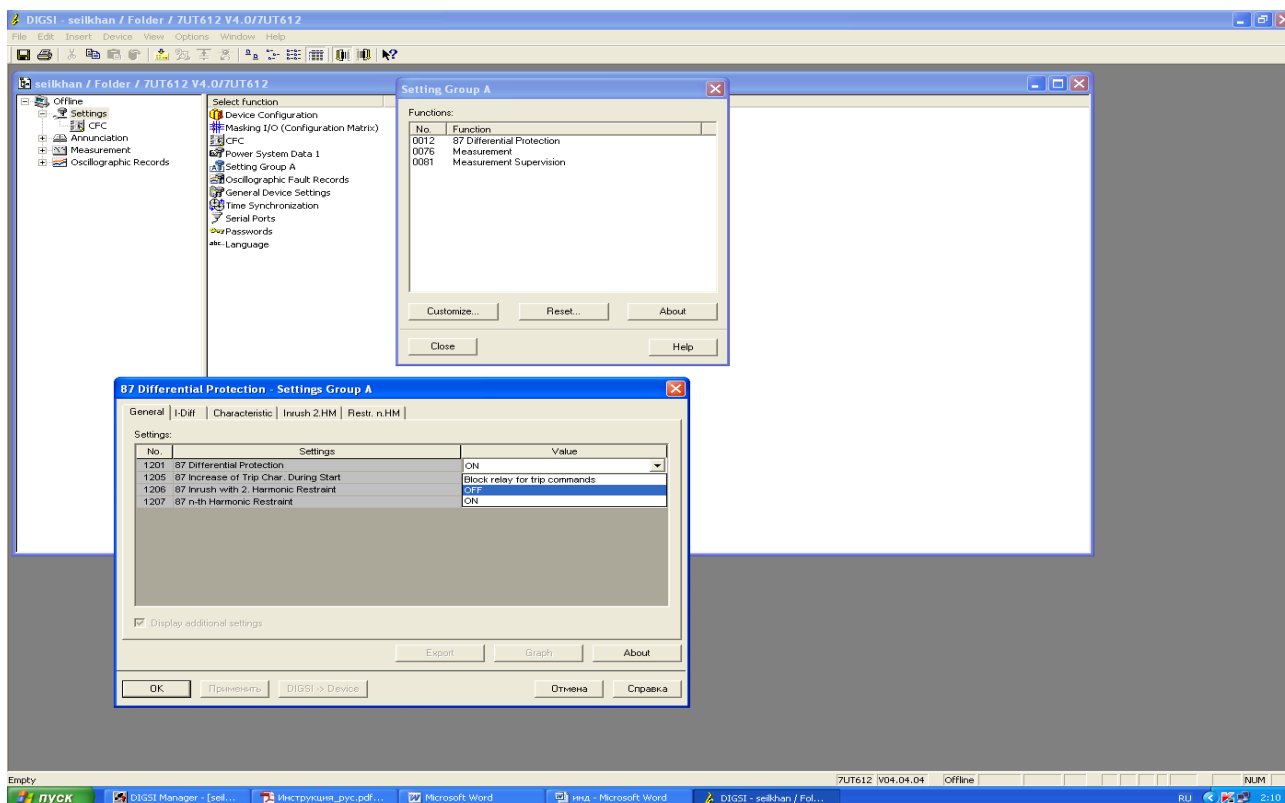


Рисунок 5.4 – Конфигурация дифференциальной защиты трансформатора

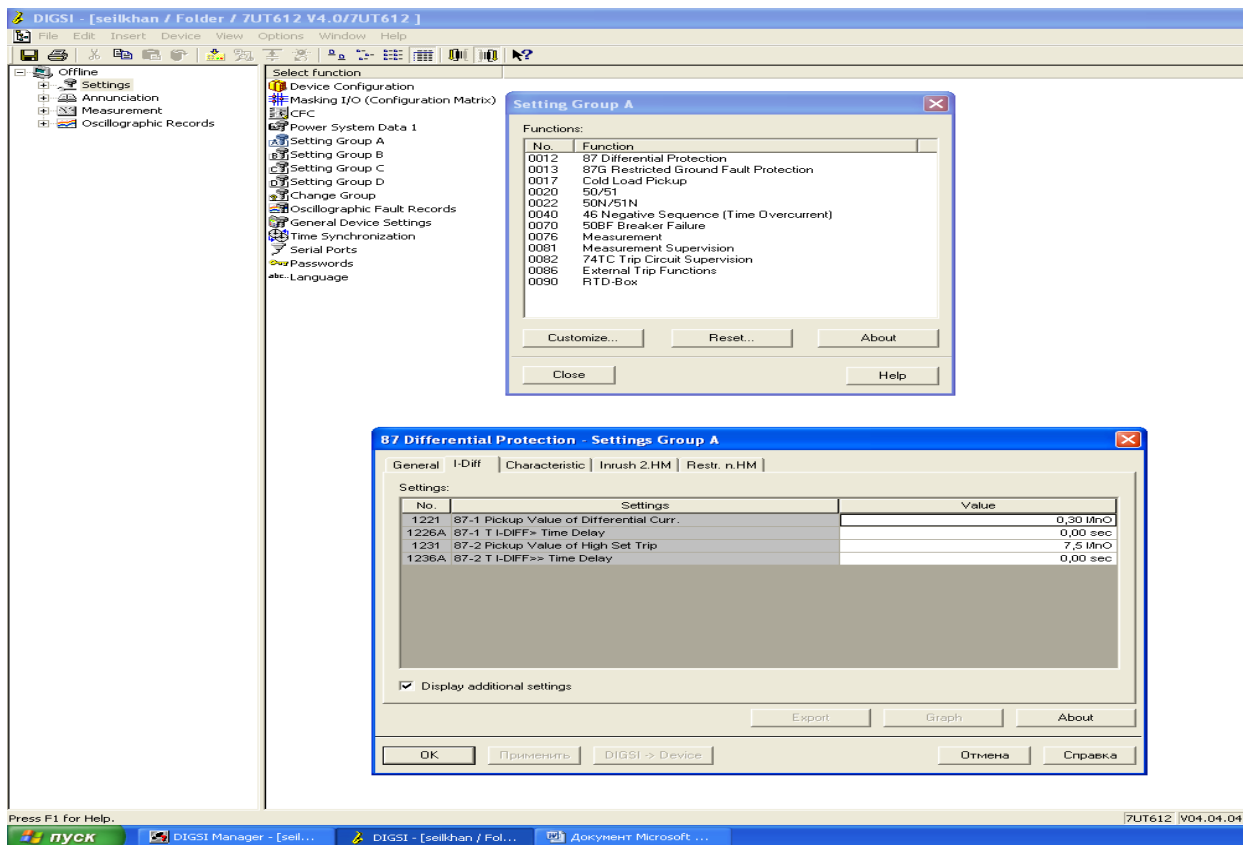


Рисунок 5.5 – Ввод уставок дифференциальной защиты трансформатора

## 5.5 Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора.

Для выбора номинального тока на стороне ВН и НН необходимо определить входной расчетный ток  $I_{вх.расч}$  по формуле:

$$I_{вх.расч} = \frac{S_{ном}}{1,73 \cdot U_{ном} \cdot K_1} \quad (5.1)$$

где  $S_{ном}$  - номинальная мощность трансформатора, кВ•А;

$U_{ном}$  - номинальное напряжение стороны ВН, СН или НН при нейтральном положении РПН трансформатора, кВ;

$K_1$  - коэффициент трансформации трансформаторов тока со стороны ВН или НН.

- со стороны ВН:

$$I_{вх.расч} = \frac{16 \cdot 10^6}{1,73 \cdot 115 \cdot 10^3 \cdot 60} = 1,34 \text{ А}$$

Номинальный ток ПТН  $I_{ном.ВН} = 2,5 \text{ А}$ ;

- со стороны НН:

$$I_{\text{вх.расч}} = \frac{16 \cdot 10^6}{1,73 \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 300} = 2,94 \text{ А}$$

Номинальный ток ПТН  $I_{\text{ном.НН}} = 5 \text{ А}$ ;

Выбор начального значения дифференциального тока срабатывания и коэффициентов торможения

Относительное значение начального дифференциального тока срабатывания  $I_{\text{ДЗТ.НАЧ}}$  определяется по формуле:

$$I_{\text{ДЗТ.НАЧ}} = 0,5 \cdot K_{\text{ОТС}} \cdot (\varepsilon + U_{\text{рег}} + F_{\text{выр}}) \quad (5.2)$$

где  $K_{\text{ОТС}}$  - коэффициент отстройки;  $K_{\text{ОТС}} = 1,3$ ;

$\varepsilon$  - относительная погрешность первичного трансформатора тока в установившемся режиме;  $\varepsilon = 0,1$ ;

$U_{\text{рег}}$  - принимается равным половине используемого диапазона регулирования при блокировке учета реального коэффициента трансформации по текущему положению РПН;

$U_{\text{рег}} = 0,05$  при автоматическом выравнивании токов цепей циркуляции с учетом реального коэффициента трансформации по текущему положению РПН;

$F_{\text{выр}}$  - относительное значение погрешности выравнивания токов плеч;  $F_{\text{выр}} = 0,03$ .

В формуле (4.2) коэффициент 0,5 учитывает, что тормозная характеристика имеет первый излом при значении тормозного тока, равном  $0,5I_{\text{НОМ}}$ .

Расчет проводится для двух значений  $U_{\text{рег}}$ . Алгоритм защиты автоматически выбирает нужную группу уставок, которые целесообразно использовать в данном режиме защищаемого трансформатора.

- для случая учета текущего положения РПН (чувствительная уставка) принято:  $U_{\text{рег}} = 0,05$

$$I_{\text{ДЗТ.НАЧ}} = 0,5 \cdot 1,3 \cdot (0,1 + 0,05 + 0,03) = 0,12$$

- для случая учета полного диапазона регулирования РПН (грубая уставка) принято:  $U_{\text{рег}} = 0,16$

$$I_{\text{ДЗТ.НАЧ}} = 0,5 \cdot 1,3 \cdot (0,1 + 0,16 + 0,03) = 0,12$$

По результатам расчета принято минимально допустимое значение уставки:  $I_{\text{ДЗТ.НАЧ}} = 0,2 \text{ А}$

Расчет коэффициента торможения  $K_{ТОРМ.2}$  на втором участке проводится исходя из отстройки от тока небаланса.

Расчет относительного значения тока небаланса  $I_{нб.расч}$  выполняется по формуле:

$$I_{нб.расч} = K_{пер} \cdot \varepsilon + U_{рез} + F_{выр} \quad (5.3)$$

где  $K_{пер}$  – коэффициент, учитывающий возрастание погрешности трансформаторов тока в переходном режиме.

- для случая учета текущего положения РПН (чувствительная уставка) принято:  $U_{рез} = 0,05$

$$I_{нб.расч} = 2 \cdot 0,1 + 0,05 + 0,03 = 0,28$$

- для случая учета полного диапазона регулирования РПН (грубая уставка) принято:  $U_{рез} = 0,16$

$$I_{нб.расч} = 2 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,03 = 0,39$$

В формуле (5.3) коэффициент  $K_{пер}$  является расчетной величиной. Погрешности трансформаторов тока в переходном режиме определяются предельной кратностью  $K_{10}$ , под которой понимается наибольшая кратность первичного тока, при которой полная погрешность  $\varepsilon$  в установившемся режиме при заданной вторичной нагрузке не превышает 10 %. Чем больше предельная кратность  $K_{10}$ , тем меньше возрастание погрешности трансформаторов тока в переходном режиме. С учетом этого принято соединение трансформаторов тока по схеме «звезда» с нулевым проводом. В этом случае расчетное сопротивление нагрузки трансформаторов тока при трехфазных КЗ уменьшается примерно в три раза, а предельная кратность  $K_{10}$  во столько же раз возрастает. [19]

Оценка коэффициента  $K_{10}$  проводится для сторон ВН и НН следующим образом. Определяется параметр  $K_{10ОТН}$  по формуле:

$$K_{10ОТН} = \frac{I_{1н.м.ТА} \cdot K_{10}}{I_{н.м.тр}} \quad (5.4)$$

$$K_{10ОТН} = \frac{300 \cdot 28,2}{83,98} = 100,74$$

$$K_{100TH} = \frac{1500 \cdot 24,7}{923,76} = 40,11$$

где  $I_{1ном.ТА}$  – первичный номинальный ток трансформатора тока соответствующей стороны;

$I_{ном.тп}$  – номинальный ток той же обмотки защищаемого трансформатора. При выполнении для всех сторон условия  $K_{100TH}$  больше или равно 20 принять  $K_{пер}$  равным 2,0, в противном случае принять  $K_{пер}$  равным 2,5.

Коэффициент торможения  $K_{ТОРМ.2}$  определяется по формуле:

$$K_{ТОРМ.2} = 1,5 \cdot K_{ОТС} \cdot I_{нб.расч} - I_{ДВГ.НАЧ} \quad (5.5)$$

где  $K_{ОТС} = 1,3$  – коэффициент отстройки.

Коэффициент 1,5 учитывает положение второй точки излома характеристики торможения при значении тормозного тока, равном  $1,5I_{НОМ}$ .

- чувствительная уставка:

$$K_{ТОРМ.2} = 1,5 \cdot 1,3 \cdot 0,28 - 0,2 = 0,35$$

- грубая уставка:

$$K_{ТОРМ.2} = 1,5 \cdot 1,3 \cdot 0,39 - 0,2 = 0,56$$

Коэффициент торможения  $K_{ТОРМ.3}$  на третьем участке выбирается с учетом того, что при больших кратностях токов внешних КЗ наблюдается значительное искажение формы кривой токов небаланса. Методика точного расчета значения  $K_{ТОРМ.2}$  с учетом всех влияющих факторов довольно сложна. Целесообразно использовать следующие приближенные расчетные значения: для трансформаторов мощностью 25 МВ·А и менее следует принять  $K_{ТОРМ.3}$  равным 0,7; для трансформаторов мощностью 40 МВ·А и более следует принять  $K_{ТОРМ.3}$  равным 0,9. Если для трансформаторов мощностью 25 МВ·А и менее с какой-либо стороны использованы первичные трансформаторы тока с вторичным номинальным током, равным 1 А, то следует принять  $K_{ТОРМ.3}$  равным 0,9. В нашем случае  $K_{ТОРМ.3} = 0,7$  Основным режимом, определяющим значение коэффициента информационного параметра блокировки  $K_{инб}$ , является режим отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора при его включении на холостой ход. Для защит трансформаторов распределительных сетей рекомендуется значение  $K_{инб}$ , равное 0,38. Для трансформаторов, установленных в сетях



собственных нужд станции, следует принять  $K_{инб}$  равным 0,34. В нашем случае  $K_{инб} = 0,38$

Коэффициент чувствительности  $K_{\psi}$  определяется соотношением:

$$K_{\psi} = \frac{I_{Д.мин.}}{I_{ДЗГ.НАЧ}} \quad (5.6)$$

где  $I_{Д.мин.}$  – минимальное относительное значение дифференциального тока при КЗ за трансформатором расчетного вида. Поскольку  $I_{ДЗГ.НАЧ}$  меньше 0,5 (о.е.) и тормозная характеристика имеет горизонтальный участок до тока торможения, равного 0,5 (о.е.), то для дифференциальных защит понижающих двухобмоточных трансформаторов всегда получается  $K_{\psi} > 2$  с большим запасом и проводить проверку чувствительности не обязательно.

### 5.5.1 Расчет дифференциальной токовой отсечки

По условию отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора при его включении на холостой ход рекомендуется принять уставку отсечки на уровне  $6I_{НОМ}$ . По условию отстройки от тока небаланса при внешнем КЗ уставку выбрать по формуле:

$$I_{ДТО} = K_{ОТС} \cdot K_{нб} \cdot I_{кз.внеш.мах} \quad (5.7)$$

$$I_{ДТО} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 7,0 = 5,88$$

где  $K_{ОТС} = 1,2$  - коэффициент отстройки;

$K_{нб}$  - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ;

$I_{кз.внеш.мах}$  - относительное значение максимального тока внеш. КЗ.

Коэффициент  $K_{нб}$  зависит от значений параметра  $K_{100ТН}$ , остаточных индукций трансформаторов тока и ряда других факторов. При установке со всех сторон защищаемого трансформатора первичных трансформаторов тока со вторичным номинальным током, равным 5 А, принять коэффициент  $K_{нб}$  равным 0,7. Если со стороны ВН использованы трансформаторы тока со вторичным номинальным током, равным 1 А, то принять  $K_{нб} = 1,0$ . Из двух полученных значений уставок отсечки выбрать наибольшее.

Выбираем  $K_{ДТО} = 6$ .

## **6 Расчет технико-экономических показателей подстанции «Европолис» 110/10 кВ**

### **6.1 Общие исходные условия**

Целью данной дипломной работы является оценка экономической эффективности строительства подстанции «Европолис» 110/10 кВ на новой технической базе.

Подстанция находится в городе Алматы. Строящаяся подстанция предназначена для реализации электроэнергии потребителям данного района со стороны 110 и 10 кВ.

Проектируемую подстанцию и прилегающие к ней сети предполагается разместить вне населенных пунктов. Сооружение ЛЭП 110 кВ предполагается с использованием железобетонных опор, что обеспечивает максимальную индустриализацию строительства и позволяет сократить эксплуатационные расходы.

Основной задачей расчёта являются определение экономической эффективности проекта, включающей в себя расчет инвестиционной приемлемости проекта, рентабельности инвестиций, норму прибыли, а также срока окупаемости данного проекта.

### **6.2 Рынок и мощность предприятия**

В связи с выявленным дефицитом в энергоснабжении потребителей рассматриваемого района в перспективе, предполагается, что строительство ПС позволит АО «АЖК» реализовать дополнительную электроэнергию потребителям.

Расчетный период включает в себя время строительства энергообъекта, период временной эксплуатации и годы с режимом нормальной эксплуатации до окончательного физического срока службы основного энергетического оборудования ПС.

Все стоимостные показатели в финансово-экономических расчетах, связанные с реализацией энергетической продукции потребителям, приняты в тенге. Объектом экономического анализа является оборудование ПС.

Подстанция «Европолис» является двухтрансформаторной, с мощностью трансформаторов по 16 МВ·А каждый. Оборудование установлено с учетом будущего роста энергопотребления данного региона.

Для стоимостной оценки результата используются действующие цены и тарифы. Тариф принимаем исходя из себестоимости передаваемой электроэнергии.

В связи с выявленным дефицитом в энергоснабжении потребителей рассматриваемого района в перспективе, предполагается, что модернизация ПС позволит РЭК реализовать дополнительную электроэнергию потребителям.

### **6.3 Организация предприятия и трудовые ресурсы**

Строительство подстанций, так же, как и строительство любого другого промышленного объекта состоит из множества работ: изыскательских, проектных, общестроительных, монтажных, наладочных. Строительство подстанции начинается с подготовки территории и выполнения земляных работ. Затем производится закладка фундаментов, осуществляется подвод наружных сетей, монтируются опорные металлоконструкции, подводятся необходимые кабели, устанавливается оборудование, монтируется и готовится к работе противоаварийная автоматика и прочие системы. По завершении строительства производятся пусконаладочные работы и благоустройство территории. Только после этого объект может быть введен в эксплуатацию.

Строительство подстанций требует координации усилий специалистов самого разного профиля. Для контроля качества строительных работ и координации деятельности субподрядчиков сегодня привлекаются инжиниринговые компании, берущие на себя весь комплекс работ по проектированию, согласованию и управлению строительством объекта. Такие компании обеспечивают качественное и своевременное выполнение работ. К проекту привлекаются специалисты высокой квалификации, способные предложить оптимальное инженерно-техническое решение, разработать проектную документацию и нанять ответственных субподрядчиков. Разработка проекта предполагает грамотное составление бюджета и правовое сопровождение всех этапов работы. Немаловажную роль играет комплектующая организация, отвечающая за качество приобретаемого оборудования и материалов и их доставку.

### **6.4 Финансово-экономическая оценка проекта**

Для финансово-экономической оценки проекта необходимо произвести расчет экономической эффективности вложенных средств и срока окупаемости, рассчитать дисконтированную сумму капитальных вложений.

Капитальные вложения в проектирование включают в себя несколько составляющих: стоимость оборудования, монтажных работ и транспортных услуг. Кроме того учитываются затраты на строительство здания, сооружения и т.д. Общая сумма капитальных вложений (УК) рассчитывается по формуле:

$$УК = К_о + К_с + К_м + К_пр, \quad (6.1)$$

где  $К_о$  – капитальные вложения на приобретение оборудования, 53% от УК;

$К_с$  – капитальные вложения на строительные работы, 30 % от УК;

Км – капитальные вложения на монтажные и пуско-наладочные работы, 11% от УК;

Кпр – капитальные вложения на прочие расходы, 6% от УК.

Капиталовложения на приобретение оборудования для строительства понижающей подстанции 110/10 кВ по укрупненным данным ТОО «SIEMENS» составят около 3,8 млн. Евро.

Капиталовложения в подстанцию определяются по приведенным в справочнике укрупненным показателям стоимости суммированием следующих составляющих:

- РУ всех напряжений;
- трансформаторы ;
- компенсирующие устройства и реакторы;
- постоянная часть затрат.

Расчетная стоимость ячеек РУ должна учитывать стоимость выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения, ОПН, аппаратуры управления, сигнализации, РЗ и А, контрольных кабелей, ошиновки, строительных конструкций и фундаментов, а также соответствующих строительного-монтажных работ. Также дополнительно учитываются затраты на оборудование высокочастотной связи для линейных ячеек. [24]

Расчетная стоимость трансформаторов должна включать затраты на ошиновку, шинопроводы, грозозащиту, заземление, контрольные кабели, РЗ, строительные конструкции и строительного-монтажные работы.

Показатели постоянной части затрат по подстанции учитывают полную расчетную стоимость подготовки и благоустройства территории, общеподстанционного пункта управления, устройств расхода на собственные нужды, аккумуляторной батареи, подъездных и внутривозрадных дорог, средств связи и телемеханики, маслохозяйства, водопровода, канализации, наружного освещения и прочих общеподстанционных элементов.

Суммарные капитальные вложения на приобретение оборудования релейной защиты подстанции согласно формуле 6.1 составят:

$$УК = 228 + 418 + 1140 + 2014 = 3800 \text{ тыс. евро}$$

Переведем данную сумму из евро в тенге по курсу Национального Банка РК (1 евро=255 тенге).

$$УК = 3800 * 255 = 969\,000\,000 \text{ тенге.}$$

Полная себестоимость передачи электроэнергии по сетям энергосистемы определяется суммарными издержками, связанными с передачей и распределением электроэнергии, и количеством энергии отпущенной потребителю.

## 6.5 Расчет экономической эффективности вложенных средств и срока окупаемости

Годовой объем передаваемой электроэнергии подстанции «Европолис» составляет около 97,28 млн. кВтч. Объем передаваемой энергии определяется из расчета мощности устанавливаемых понижающих трансформаторов суммарной мощностью 32 МВА, коэффициента загрузки данной подстанции, который принимаем равным 0,8 и планируемого количества часов использования максимума загрузки для данной подстанции, которое составляет 3800 часов.

Для расчета срока окупаемости возводимой подстанции рассмотрим два способа получения прибыли:

А) оказание услуг по передаче электроэнергии (транзит через подстанцию);

Б) получение лицензии на покупку электроэнергии с целью ее перепродажи в системе электронных торгов .

### 6.5.1 Оказание услуг по передаче электроэнергии

Для определения получаемой прибыли с данного вида деятельности необходимо рассчитать тариф подстанции на транзит электроэнергии.

Для ПС основная составляющая издержек – амортизация, которую примем равной 40%. Найдя амортизацию, найдем и остальные издержки, равные 60%, к которым относятся:

- охрана труда (любая компания нуждается в спецодежде, обуви и комплектах, необходимых по требованиям охраны труда);
- поверка приборов (необходима поверка рабочих и исходных эталонов);
- страхование от несчастных случаев (страхование в РК обязательно – выбирается только вид страхования);
- переработка электроэнергии тяговыми подстанциями;
- типографские расходы (эта статья складывается из закупки бланков различной отчетности и повседневного пользования (журналов, карточек, ведомостей, актов, инструкций, правил, заявок));
- подготовка кадров(складывается из сумм договоров тех организаций, куда на повышение квалификации ездят работники компании);
- расходы на экологию (эта статья содержит расходы, связанные с выбросами в атмосферу вредных веществ от использования ГСМ транспортом компании, с загрязнением среды твердо-бытовыми отходами и т.д.);

- материалы на эксплуатацию (в эту статью включаются затраты, связанные с техническим обслуживанием энергооборудования и транспорта, материалы, инструменты, приспособления основного и вспомогательного

производств, материалы на обеспечение санитарно-гигиенических требований и техники безопасности, поддержание зданий в рабочем состоянии, ГСМ);

- энергия на хозяйственные нужды (обогрев помещений, монтерских пунктов, освещение всех зданий, помещений предприятия, ремонтных баз);

- энергия на компенсацию технических потерь;

- расходы на оплату труда (складываются из оплаты труда производственного и административного персонала);

- износ основных средств;

- ремонт (капитальные, текущие ремонты и техобслуживание оборудования, нуждающегося в данном виде ремонта согласно графику);

- командировочные расходы (командировочные расходы для административного и производственного персонала);

- канцелярские расходы;

- услуги связи (абонентская плата за телефон, оплата междугородних и международных переговоров, оплата высокочастотной связи);

- расходы на коммунальные услуги (стоимость холодной воды и канализации, вывоз мусора, тепловая энергия);

- налоговые платежи;

- расходные материалы для вычислительной и оргтехники (сюда включается закупка картриджей, барабанов, тонеров, запчастей);

- услуги банка (комиссионные за проведение зарплат, командировочных, операций с расчетными счетами и т.д. в размере установленного процента с сумм оборота);

- услуги почтамта (за пересылку корреспонденции, писем, деловой переписки и др. почтамт согласно договору выставляет счет). [11]

Нормы амортизации примем равными 5%, тогда амортизация ПС составит:

$$\sum Z_{\text{ам}} = H_0 * \sum K = 969\,000 * 0,05 = 48\,450 \text{ тыс. тенге};$$

Тогда полные затраты составят:

$$\sum Z = 48\,450 * 100 / 40 = 121\,125 \text{ тыс. тенге.}$$

Тогда полная себестоимость составит:

$$S = \sum Z / W_{\text{год}} = 121\,125 * 10^3 / 97\,280 * 10^3 = 1,245 \text{ тенге/кВт*ч}$$

Итоговый тариф за транзит электроэнергии через подстанцию с учетом доходности 10% вычисляется по формуле:

$$C_{ПС} = (S_{ПС} + 0,1S_{ПС}) = 1,1S_{ПС} = 1,245 \cdot 1,1 = 1,37 \text{ тенге/кВт}\cdot\text{ч}$$

Определим годовую прибыль за транзит через подстанцию за вычетом подоходного налога, который составляет 20%:

$$\sum \Pi_{mp} = W_{год} * 0,1S_{ПС} * 0,8 = 97280 * 0,1245 * 0,8 = 9689,1 \text{ тыс. тенге};$$

С данной годовой прибылью срок окупаемости вложенных инвестиций составит около 100 лет, что является экономически нецелесообразно. Поэтому переходим к рассмотрению второго вида деятельности по получению прибыли.

6.5.2 Получение лицензии на покупку электроэнергии с целью ее перепродажи через торговые системы энергорынка.

По данным на май 2014 года тариф на электроэнергию в городе Алматы составляет 14,4 тенге за кВт/ч. Рассмотрим механизм ценообразования на подстанции и его составляющие:

- покупка электроэнергии (4,5 тенге кВт/ч);
- тариф КЕГОК (1,94 тенге кВт/ч);
- тариф «Энергосистемы» (4 тенге кВт/ч);
- собственный тариф АО «АЖК» (1,37 тенге кВт/ч).

Тогда исходная себестоимость электроэнергии на подстанции составит 11,81 тенге кВт/ч. При продаже потребителям электроэнергии по цене 13,4 тенге кВт/ч, АО получает прибыль в размере 1,59 тенге кВт/ч.

За вычетом подоходного налога годовая прибыль от данного вида деятельности составит:

$$\sum \Pi_{kn} = W_{год} * 1,59 * 0,8 = 97280 * 1,59 * 0,8 = 123\ 740,16 \text{ тыс. тенге};$$

Суммарная прибыль предприятия от обоих видов деятельности составит:

$$\sum \Pi = \sum \Pi_{kn} + \sum \Pi_{mp} = 123\ 740,16 + 9\ 689,1 = 133\ 429,26 \text{ тыс. тенге}.$$

Определим срок окупаемости инвестиций от перечисленных видов деятельности.

Кроме того, передача и распределение электроэнергии связаны с частичной потерей ее при транспортировке по линиям электропередач и трансформации. Поскольку такие потери связаны с процессом передачи, то их стоимость включается в состав ежегодных издержек.

## 6.6 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

Срок окупаемости инвестиций в текущих стоимостях (окупаемость в терминах текущих стоимостей, дисконтированный период окупаемости капиталовложений).

Общая формула для расчета окупаемости в терминах текущих стоимостей:

$$\text{ТокТС} = n, \text{ при котором } \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} > I_0 \quad (6.2)$$

где, ТокТС - срок окупаемости инвестиций в текущих стоимостях;

n - число периодов;

CF<sub>t</sub> - приток денежных средств в период t;

r - барьерная ставка (коэффициент дисконтирования);

I<sub>0</sub> - величина исходных инвестиций в нулевой период.

Видоизменяя понятие окупаемости, мы можем получить два дополнительных инструмента анализа инвестиций. Так, показатель окупаемость в терминах текущих стоимостей (его будем кратко называть ТС-окупаемостью, также используемый при определении количества временных периодов, требуемых для возмещения инвестиционных расходов, принимает в расчет временную стоимость денег. В то время как при вычислении окупаемости просто суммируются ежегодные денежные поступления для определения того года, в котором они превзойдут первоначальные расходы денежных средств, при вычислении ТС-окупаемости суммируются дисконтированные денежные поступления.

ТС-окупаемость - это показатель, оценивающий характерное время инвестиции, а именно определяющих, как быстро инвестиционные расходы будут возмещены доходами. Дисконтированный период окупаемости позволяет дать грубую оценку ликвидности проекта и приблизительно оценить риск. И наконец, ТС-индекс является более надежным, чем внутренний коэффициент окупаемости (IRR), показателем в случаях, когда необходим сравнительный анализ целесообразности инвестиций.

Лучшим инвестиционным проектом, по данному методу, будет считаться тот у которого:

ЧПС(NPV) > 0 и по максимальной его величине, следовательно фирма получает дополнительную рыночную стоимость.

ЧПС(NPV) = 0, то аналитик обязан провести дополнительные исследования по рассматриваемым проектам с учетом выплачиваемых налогов.

ЧПС(NPV) < 0, то проект отвергается, т.к. рыночная стоимость



имущества уменьшается.

Произведем расчет. Размер инвестиций: 969 000 тыс. тенге.

Доходы от инвестиций ( $PV_n$ ):

в первом году – 133 429,26 тыс. тенге;  
во втором году(+2%) – 136 097,9 тыс. тенге;  
в третьем году(+3%) – 137 432,16 тыс. тенге;  
в четвертом году (+4%) – 138 766,46 тыс. тенге;  
в пятом году(+5%) – 140 100,76 тыс. тенге;  
в шестом году(+6%) – 141 435,06 тыс. тенге;  
в седьмом году(+7%) – 142 769,36 тыс. тенге;  
в восьмом году(+8%) – 144 103,66 тыс. тенге  
в девятом году(+9%) – 145 437,96 тыс. тенге.

Размер барьерной ставки: 10%.

Пересчитаем денежные потоки в вид текущих стоимостей:

$FV1 = 133\,429,26 / (1 + 0,1) = 121\,299,3$  тыс. тенге;  
 $FV2 = 136\,097,9 / (1 + 0,1)^2 = 123\,725,4$  тыс. тенге;  
 $FV3 = 137\,432,16 / (1 + 0,1)^3 = 124\,938,3$  тыс. тенге;  
 $FV4 = 138\,766,46 / (1 + 0,1)^4 = 126\,150,9$  тыс. тенге;  
 $FV5 = 140\,100,76 / (1 + 0,1)^5 = 127\,363,7$  тыс. тенге;  
 $FV6 = 141\,435,06 / (1 + 0,1)^6 = 128\,577,3$  тыс. тенге;  
 $FV7 = 142\,769,36 / (1 + 0,1)^7 = 129\,790,3$  тыс. тенге;  
 $FV8 = 144\,103,66 / (1 + 0,1)^8 = 131\,003,3$  тыс. тенге;  
 $FV9 = 145\,437,96 / (1 + 0,1)^9 = 132\,216,3$  тыс. тенге.

Определим период по истечении которого инвестиция окупается:

$FV_y = 121\,299,3 + 123\,725,4 + 124\,938,3 + 126\,150,9 + 127\,363,7 + 128\,577,3 + 129\,790,3 + 131\,003,3 + 132\,216,3 = 1145064,5$  тыс. тенге.

Сумма дисконтированных доходов за 9 лет составляет 1259572,6 тыс. тенге, что больше начальных инвестиций, это значит, что возмещение первоначальных расходов произойдет раньше 9 лет.

Если предположить что приток денежных средств поступает равномерно в течении всего периода (по умолчанию предполагается что денежные средства поступают в конце периода), то можно вычислить остаток от девятого года:

Остаток =  $(1 - (1\,259\,572,6 - 969\,000) / 145\,437,96) = 0,8$  года.

Период окупаемости в текущих стоимостях равен 9 годам (точнее 8,8 года).

ЧПС (NPV) - чистая приведенная стоимость (чистый приведенный эффект, чистый приведенный доход, чистая приведенная прибыль).

Чистая приведенная стоимость составит:

$$NPV = \sum_{t=1}^n FV_t / (1+rt)^n - I_c = 1\,145\,064,5 - 969\,000 = 176\,064,5 \text{ т. тг.}$$

Внутренняя норма прибыли равна показателю цены капитала или ЧПС=0. То-есть:

$$\begin{aligned} IRR &= r_1 * ( [NPV_1^+ + (r_2 - r_1)] / [NPV_1^+] + [NPV_2^-] ) = \\ &= 0,1 * (1\,012\,848,2 + (0,1 - 0,1) / 132\,216,3) = 0,7 \end{aligned}$$

Индекс рентабельности – это отношение суммарного дисконтированного дохода к суммарным дисконтированным затратам. Если инвестиции осуществлены разовым вложением, то данный показатель рассчитывается по формуле:

$$PI = \sum_{i=1}^n \frac{P_i}{(1+r)^i} \div K_0 = 1\,259\,572,58 / 969\,000 = 1,3.$$

Простая норма прибыли - простая норма рентабельности инвестиций; сравнение расчетной величины с минимальным или средним уровнем доходности (процентной ставки по кредитам, облигациям, ценным бумагам, депозитным вкладам) приводит к заключению о целесообразности дальнейшего анализа данного проекта;

Простой срок окупаемости капитальных вложений; представляет собой период времени, в течении которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции, определяет период в течении которого объект будет работать на "себя", т.е. получаемый объем чистого дохода засчитывается как возврат первоначально инвестированного капитала;

Срок предельно-возможного полного возврата банковских кредитов и процентов по ним; определяет период в течении которого полностью возвращаются банковские ссуды за счет дохода от реализации продукции (определяется при наличии заемного капитала).

Технико – экономическое обоснование строительства подстанции «Европолис» показало, что необходимые суммарные капиталовложения, составляющие 969 000 тыс. тенге, с учетом дисконтированной стоимости, окупятся за 8,8 лет , т.е. строительство подстанции можно считать экономически целесообразным. Однако данный период окупаемости будет достигнут только при совместном использовании обоих методов получения прибыли.

## 7 Безопасность жизнедеятельности

### 7.1 Анализ условий труда сотрудников

Анализ условий труда сотрудников включает гигиеническую оценку существующих условий и характера труда, оценку травмобезопасности рабочих мест и учет обеспеченности работников средствами индивидуальной защиты. Аттестация рабочих мест является составной частью работы по сертификации производственных объектов на соответствие требованиям по охране труда. [6]

Аттестация рабочего места электромонтера. Существуют правила по организации рабочих мест, соблюдать которые обязаны все организации. Главное требование: безопасность рабочего места. Но оно выполняется далеко не во всех сферах, потому как на многих из них снизить опасность и вредность бывает порой крайне сложно. Чаще всего, к таким отраслям относятся промышленные предприятия (машиностроение, металлообрабатывающее производство, добыча полезных ископаемых и т.д.), строительство, транспорт, связь. В этих сферах, как правило, случается наибольшее количество несчастных случаев, велика степень развития профессиональных заболеваний у работников. Работа электромонтера считается одной из «рискованных». Уже сама приставка «электро» говорит о том, что работа связана непосредственно с электричеством, а оно, как известно, является источником повышенной опасности. При поражении им, человек подвергается электрическим ожогам, электрическим знакам, металлизации кожи, механическим повреждениям. Металлизация кожи (происходит при коротких замыканиях, при отключении рубильников, которые находятся под высокой нагрузкой) подразумевает проникновение в верхние слои кожи мелких расплавленных частиц металла. Электрические знаки образуются также под действием тока, но не слишком высокого напряжения и характеризуются твердыми метками на коже, подобно мозолям. Механические повреждения возникают из-за судорог под действием тока. Сила повреждения настолько сильна, что может привести к разрыву сухожилий, вывихам суставов, переломам костей. Работнику важно соблюдать технику безопасности. Но, даже, несмотря на это, происходят несчастные случаи, связанные, как правило, с нарушениями организации рабочего места, недостаточным обеспечением средствами коллективной защиты, отсутствием периодического контроля. Под таким контролем подразумевается аттестация рабочих мест (АРМ, — ред.). С помощью нее проводится глубокий анализ условий труда, созданных на рабочем месте. Аттестация является одной из мер, которая не только позволяет уменьшить воздействие вредных производственных факторов на работника, но и предупреждает возникновение опасных ситуаций, которые могут повлечь за собой гибель работника. Электромонтеры осуществляют: разборку, капитальный ремонт, сборку, установку, наладку высоковольтных

электрических машин, электроприборов, электрических схем и электроаппаратов различных типов и систем напряжения свыше 6 кВ; работы по ремонту, монтажу и демонтажу кабельных линий; испытания электродвигателей, трансформаторов и электроаппаратов; инструктаж работников о правилах эксплуатации оборудования и т.д. Аттестация проводится на основании Приказа Минздрава РК № 342н от 26 апреля 2011 года. АРМ осуществляется работодателем совместно с аттестующей организацией. Аттестующая организация занимается проведением инструментальных замеров факторов производственной среды, оценкой травмоопасности и обеспеченности средствами коллективной защиты. Результаты аттестации, которые предоставляются в органы государственной инспекции по труду, должны отражать реальную картину условий труда. От достоверности зависит дальнейшее состояние работника и самого производственного объекта. При проведении АРМ электромонтера следует обращать внимание на то, что у каждого работника должна быть специально оборудованная мастерская для ремонта частей электромашин. Но в силу характера своей работы, электромонтер может перемещаться в течение смены в разных рабочих зонах (если, к примеру, необходимо производить ремонт светильников, выключателей в мастерских). Наиболее характерными ВОПФ (вредные и опасные производственные факторы, — ред.) рабочего места электромонтера являются: электрическое и магнитное поле; повышенная или пониженная температура воздуха рабочей среды; повышенная температура поверхностей оборудования; повышенный уровень шума; недостаточная освещенность рабочей зоны. Полностью устранить эти факторы практически невозможно, потому как они являются частью специфики работы электромонтера. В таком случае, если нормы влияния превышают предельно допустимые показатели, работнику устанавливается компенсация за работу во вредных или опасных условиях. Компенсации могут быть представлены в виде повышения оклада, сокращения продолжительности рабочего дня или дополнительного оплачиваемого отпуска. Особую опасность при работе электромонтера составляют помещения с металлическими, сырыми, кирпичными, земляными полами, с парами кислот и щелочей в воздухе. Последствия поражения тока приводят к несчастным случаям. Поэтому оценка травмоопасности считается необходимой мерой. Она производится по категориям: оборудование, инструменты, обучение и инструктажи. Перечень применяемого производственного оборудования, инструментов и приспособлений на рабочем месте электромонтеров: ГОСТ 2838-80 Ключи гаечные. Общие технические условия. ГОСТ 17199-88 Отвертки слесарно-монтажные. Технические условия. ГОСТ 5547-93 Плоскогубцы комбинированные. Технические условия. [7]

. Любые несоответствия на рабочем месте государственным стандартам должны быть устранены работодателем в целях сохранения здоровья и жизни работника.

## 7.2 Расчет освещения открытого распределительного устройства подстанции «Европолис»

Искусственное освещение играет большую роль в жизни людей. Оно позволяет продлить день и использовать темные часы суток для работы. Особенно велико значение освещения в промышленности. При хорошем освещении повышается производительность труда, улучшается качество продукции; глаза меньше утомляются, уменьшается возможность несчастных случаев; кроме того, легче поддерживать чистоту и т.д.

Искусственное освещение по своему назначению делится на два вида: общее, предназначенное для освещения всего рабочего помещения, и комбинированное, когда к общему освещению добавляется местное освещение, концентрирующее световой поток непосредственно на рабочем месте.

Искусственное освещение в современных промышленных предприятиях создается разнообразными электрическими источниками света. Наиболее старыми из них и весьма распространенными до недавнего времени являются лампы накаливания. Превращение электрической энергии в световую происходит в них за счет нагревания нити накала до температуры свечения.

В последние годы широкое распространение в промышленности получили газоразрядные люминесцентные лампы, в которых электрическая энергия непосредственно переходит в световое излучение за счет свечения специальных веществ — люминофоров.

Таким образом, при электрическом освещении можно производить различные работы в любое время суток как в производственных помещениях, так и на открытом воздухе.

Осветительный прибор представляет собой устройство, содержащее источник света и арматуру. основное назначение последней - рациональное распределение светового потока, защита глаз от ослепления сильным светом, предохранение источника от механических повреждений и загрязнений. Одновременно с этим арматура должна служить для крепления в ней лампы и удобного подвода к ней электрического тока. [20]

На подстанции «Европолис» работы проводятся в основном в светлое время суток, освещение ОРУ-110 кВ необходимо в аварийных ситуациях, когда приходится устранять последствия аварии в темное время суток.

Нормированная освещенность для ОРУ 50 лк.

Территория открытого распределительного устройства подстанции «Европолис» составляет 22х28 м (см. рис 6.1)

Для освещения ОРУ-110 кВ используем светильники РСП08 с газоразрядными лампами высокого давления типа ДРЛ мощность лампы 400Вт, КПД светильника 80% с кривой силы света К-1, с классом светораспределения П и степенью защиты от окружающей среды IP53.

Светильники на ОРУ-110 кВ располагаются не равномерно, это вызвано тем, что они установлены на существующих опорах порталов.

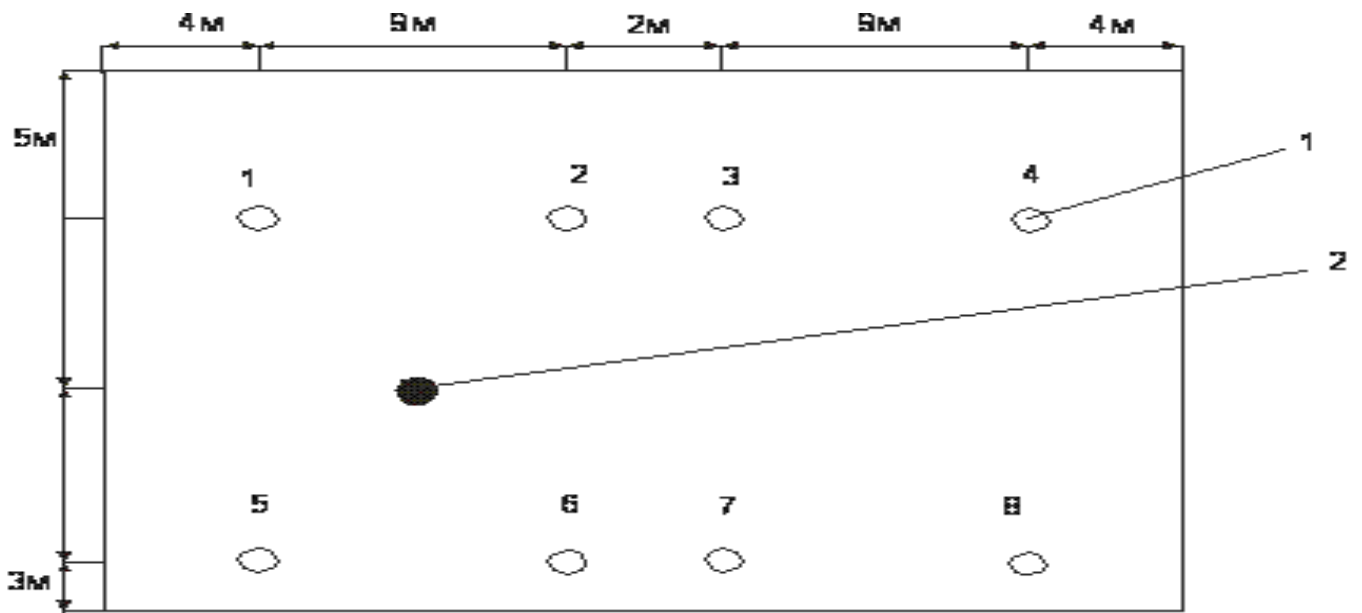


Рис 7.2.1. Расположение светильников и контрольной точки.

- 1- точки расположения светильников;
- 2- контрольная точка;

Определяем расчетную высоту осветительной установки :

$$H_p = H_0 - h_p \quad (7.2.1)$$

где  $H_p$  – высота подвеса светильника;  
 $H_0$  – высота рабочей поверхности;  
 $H_p = 5 - 1,5 = 3,5$  м.

Общее количество светильников на подстанции 8 шт.

На плане расположения светильников выбираем контрольную точку, в которой будет наименьшая освещенность (см. рис 7.2.1).

Определяем условную освещенность в контрольной точке:

$$L_i = \frac{I^{1000} \alpha_i \times \cos^3 \alpha}{H_p^2} \quad (7.2.2)$$

где  $\alpha_i$  - угол между вертикалью и направлением силы света  $i$ -го светильника в расчетной точке;

$I^{1000} \alpha_i$  - сила света  $i$ -го светильника с условной лампой (со световым потоком в 1000 лм) в направлении расчетной точки, лм.

$$\alpha_i = \arctg \frac{d_i}{H_p} \quad (7.2.3)$$

где  $d_i$  - расстояние от проекции источника света на горизонтальной плоскости до контрольной точки, м.

Расчет для контрольной точки ведем от светильников № 1,2,5,6. (см. рис):

$$d_{1,2,5,6} = \sqrt{\frac{A}{2} + \frac{B}{2}} \quad (7.2.4)$$

$$d_{1,2,5,6} = \sqrt{\frac{14}{2} + \frac{9}{2}} = 3,4$$

Тогда угол между вертикалью и направлением силы света будет:

$$\alpha_i = \arctg \frac{3,4}{3,5} = 44,2^\circ$$

Для кривой света КСС Г-1 при  $\alpha = 44,20$  сила света  $I^{100^\circ} \alpha_i = 174$ .

Тогда условная освещенность согласно формулы 7.2.2 будет равна:

$$L_i = \frac{174 \times 0,37}{3,5^2} = 5,25 \text{ ЛК}$$

рассчитываем световой поток источника света в каждом светильнике:

$$\Phi = \frac{1000 \times E_n \times K_z}{\mu \times \sum L_i} \quad (7.2.5)$$

где  $E_n$  - нормированная освещенность;

$K_z$  - коэффициент запаса;

$\mu$  - коэффициент учитывающий освещенность от удаленных источников света;

1000 – световой поток условной лампы.

$$\Phi = \frac{1000 \times 50 \times 1,15}{1,1 \times \sum 21} = 2489 \text{ ЛМ}$$

По вычисленному значению светового потока выбираем лампу ДРЛ400(6)-4 со световым потоком 24000 лм.

Если расчет выполнен верно, то должно выполняться условие:

$$-0.1 \leq \frac{\Phi_x - \Phi}{\Phi} \leq +0.2 \quad (7.2.6)$$

где  $\Phi_l$  – световой поток выбранной лампы:

$$-0,1 < 0,035 < +0,2$$

Лампа выбрана верно.

Из расчетов делаем вывод, что освещение на подстанции «Европолис» находится в пределах нормы.

### 7.3 Расчет зануления осветительной установки

Зануление служит для защиты от поражения электрическим током при повреждении изоляции проводов электроустановки.

Цель зануления – быстро отключить электроустановку от сети при замыкании одной (или двух) фазы на корпус, обеспечить безопасность прикосновения человека к зануленному корпусу в аварийный период.

Зануляется вся металлическая часть осветительной установки: опоры светильников, щиты освещения, броня кабеля освещения, кабельные лотки и т.д. Согласно ПУЭ к частям, подлежащим занулению, относятся корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов, выключателей светильников и т.п.; приводы электрических аппаратов: вторичные обмотки измерительных трансформаторов, металлические конструкции распределительных устройств, металлические оболочки и броня контрольных и силовых кабелей, контрольных и наладочных стенов, корпуса передвижных и переносных электроприемников. [23]

В электроустановках до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью с целью обеспечения автоматического отключения аварийного участка проводимость фазных и нулевых защитных проводников должна быть выбрана такой, чтобы при замыкании на корпус или на нулевой защитный проводник возникал ток короткого замыкания, превышающий не менее чем в три раза номинальный ток плавкого элемента ближайшего предохранителя, а для автоматического выключателя с номинальным током более 100А – не менее 1,25.

Цель - зануление осветительной установки от сети, при замыкании одной (двух) фаз на корпусе.



Зануление произведено алюминиевым проводом (АГ-1х16мм<sup>2</sup>) длиной l = 50 м.

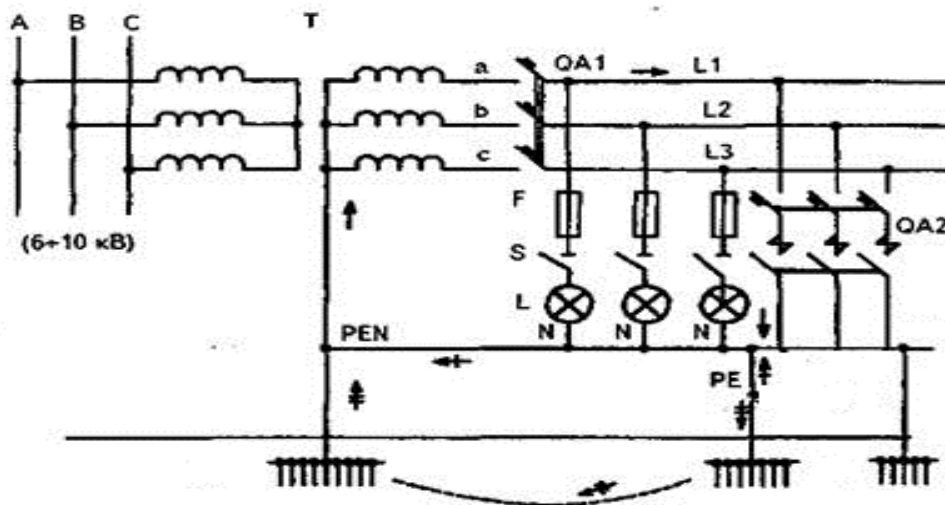


Рисунок 7.3.1 – Схема зануления

На схеме видно, что ток короткого замыкания  $I_{кз}$  в фазном проводе зависит от фазного напряжения сети  $U_{\phi}$  и полного сопротивления цепи, складывающегося из полных сопротивлений обмотки трансформатора  $Z_{тр}/3$ , и фазного проводника  $Z_{\phi}$ , нулевого защитного проводника  $Z_{п}$ , внешнего индуктивного сопротивления – нулевой защитный проводник  $X_{п}$ .

Выражение для тока кз в комплексной форме определяется по формуле:

$$I_{кз} = \frac{U_{\phi}}{Z_{тр}/3 + Z_{н,з} + Z_{\phi} + jX_{п}} \quad (7.3.1)$$

где  $U_{\phi}$  – фазное напряжение сети, В;

$Z_{тр}$  – полное комплексное сопротивление обмоток трансформатора;

$Z_{\phi}$  – полное комплексное сопротивление фазового провода, Ом;

$Z_{п}$  – полное комплексное сопротивление нулевого защитного проводника, Ом;

$Z_{н}$  – полное комплексное сопротивление петли фаза – нуль, Ом;

$X_{п}$  – внешнее индуктивное сопротивление петли контура – фазный проводник – нулевой внешний проводник, Ом.

В связи учетом последнего формула примет вид:

$$I_{кз} = \frac{U_{\phi}}{Z_{mp} / 3 + X_n} \quad (7.3.2)$$

полное сопротивление петли фаза – нуль в действительной определяется из выражения:

$$X_n = (R_{\phi} + R_n)^2 + (X_{\phi} + X_u + X_n)^2, \text{ Ом} \quad (7.3.3)$$

учитывая, что зануление производится многожильным проводом, то  $X_{\phi} + X_u + X_n = 0$ , то последнее выражение имеет вид:

$$X_n = (R_{\phi} + R_n)^2, \text{ Ом} \quad (7.3.4)$$

В качестве устройства защиты от короткого замыкания применены автоматические выключатели, включенные в цепи электропитания. В итоге для выражение тока КЗ, выглядит следующим образом:

$$I_{кз} = \frac{U_{\phi}}{Z_{mp} / 3 + \sqrt{(R_{\phi} + R_n)^2}} \quad (7.3.5)$$

Значение активных сопротивление алюминиевых проводников определяется по формуле:

$$R = \frac{\rho \times l}{S} \quad (7.3.6)$$

где  $S$  – 6 мм – сечение проводника;  
 $\rho$  – 0,028 Ом\*мм<sup>2</sup>/м – удельное сопротивление алюминия;  
 $l$  – 50 мм – длина проводника;

Определим значение активных сопротивлений алюминиевых проводников  $R_{\phi}$  и  $R_n$

$$R_{\phi} = R_n = \frac{0,028 \times 50}{6} = 0,23 \text{ Ом}$$

Определим минимальный ток осветительной установки:

$$I_{\min} = \frac{P}{\sqrt{3} \times U_{\phi} \times \cos \alpha} = \frac{1,5}{1,73 \times 220 \times 0,8} = 6,55 \text{ А}$$

где  $P$  – мощность осветительной установки – 1,5 кВт.

Определим ток короткого замыкания по формуле:

$$I_{кз} = \frac{220}{1,273/3 + \sqrt{(0,23 + 0,23^2)}} = \frac{220}{0,88} = 250 \text{ А};$$

Определив ток нагрузки выберем автомат с рабочим током равным 20 А. марка автомата С20.

После этого определим кратность по формуле:

$$\frac{I_{кз}}{I_{ном}} = K \quad (7.3.7)$$

где  $I_{ном}$  – номинальный ток автомата.

$$K = \frac{250}{20} = 12,5$$

Условие  $\frac{I_{кз}}{I_{ном}} = K > 3$ , выражение выполняется.

Потенциал корпуса поврежденного оборудования определяется по формуле:

$$U_k = I_{кз} \times (R_n + R_\phi) = 250 \times (0,23 + 0,23) = 115 \text{ В}$$

Ток проходящий через тело человека определяется по формуле:

$$I_h = \frac{U_k}{R} = \frac{115}{1000} = 0,115 \text{ А}$$

где – R сопротивление человека равное 1000 Ом.

Такая величина тока является допустимой при времени воздействия 0,2 с, необходимый коэффициент безопасности обеспечивается – зануляющий проводник (АГ-1х16мм<sup>2</sup>) выбран, верно.

## Заключение

В дипломном проекте спроектирована релейная защита и автоматизация подстанции «Европолис» напряжением 110/10 кВ. На основании существующих и прогнозируемых электрических нагрузок выбраны два трансформатора типа ТДН-16000/110.

В разделе «Разработка главной схемы электрических соединений подстанции» разработана главная электрическая схема подстанции и выбрано основное электрооборудование, устанавливаемое на проектируемой подстанции: трансформаторы, выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения и др.

В целом, подстанция представляет собой надёжную электроустановку, способную осуществлять бесперебойное электроснабжение потребителей.

В разделе «Релейная защита элементов подстанции» рассчитаны основные защиты трансформатора, резервные защиты, установленные на трансформаторе.

В этом разделе рассчитаны в качестве основных защит трансформатора дифференциальная токовая защита и газовая защита. Резервные защиты, установленные на трансформаторе, представлены следующими видами защит: максимальной токовой защитой с минимальным пуском по напряжению, максимальной токовой защитой с комбинированным пуском по напряжению.

Расчеты производились с помощью различных компьютерных программ: расчет параметров схемы замещения и расчет токов короткого замыкания – при помощи программы «Electronic Workbench, чертежи начерчены в графической программе AutoCad 2007. По токам короткого замыкания выбрано силовое оборудование подстанции.

В качестве защит трансформатора и линии 110 кВ были выбраны микропроцессорные блоки защиты немецкой фирмы «SIEMENS». По результатам проверки защит, установлено, что все защиты удовлетворяют требованиям надежности и чувствительности.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» произведен расчет искусственного освещения территории подстанций, а так же расчет зануления осветительной установки.

В экономической части дипломного проекта произведена экономическая оценка инвестиций в строительство подстанции «Европолис». Экономический расчет определил целесообразность данного проекта. Срок окупаемости инвестиций составил 8 лет 9 месяцев.

В качестве специального вопроса был проведен анализ действия диф. защиты трансформатора на терминале SIEMENS 7UT612.

## Перечень сокращений

АО - акционерное общество  
ВН - высокое напряжение  
СН - среднее напряжение  
НН - низкое напряжение  
ВЛ - воздушная линия  
ЛЭП - линия электропередачи  
ПС - подстанция  
г. - год  
ТЭС - тепловая электрическая станция  
ТЭЦ - теплоэлектроцентраль  
ОРУ - открытое распределительное устройство  
ЗРУ - закрытое распределительное устройство  
др - другие  
изд - издание  
КЗ - короткое замыкание  
КР - капитальный ремонт  
ПУЭ - Правила устройство электроустановок  
ред - редакция  
перераб - переработанное  
РЭК - распределительная электрическая компания  
РПН - регулирования под напряжением  
РУ - распределительное устройство  
тыс. - тысяча  
млн. - миллион  
т.е. - то есть  
т.д. - так далее  
шт. - штук  
СНГ - Содружество Независимых Государств  
МЭС – межрегиональные электрические сети  
ОДУ - Объединенное Диспетчерское Управление  
ОЭС - Объединенная энергосистема  
ЧДД - чистый дисконтированный доход

## Список литературы

1. Авербух А.М. Релейная защита в задачах с решениями и примерами. Л.: «Энергия», 2009. – 416с.
2. Александров В.Ф., Езерский В.Г., Захаров О.Г., Малышев В.С. Цифровые устройства частотной разгрузки. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2005. – 80 с.
3. Басс Э.И., Дорогунцев В.Г. Релейная защита электроэнергетических систем./ Под ред. А.Ф. Дьякова. – М.: Изд. МЭИ, 2002. – 295 с.
4. Беркович М.А. и др. Автоматика энергосистем: Учебник для техникумов. – М.: Энергия, 2001. – 224 с.
5. Васильев А.А., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. – М.: Энергия, 2003. – 608 с.
6. Воронина А.А., Шибенко Н.Ф. Охрана труда в энергосистемах. Учебное пособие для учащихся энергетических и энергостроительных техникумов. – М.: «Энергия», 2006. – 256 с.
7. Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учеб. пособие для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 2004. – 448 с.
8. Дьяков А.Ф., Платонов В.В. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем: Учебное пособие. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 248 с.
9. Морозова Ю.А., Наяшкова Е.Ф. Выбор принципиальной схемы и схемы собственных нужд электрических станций и подстанций.
10. Неклепаев Б.И., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 608с.
11. Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2000.-503с.
12. Овчинников В.В. Защита электрических сетей 0,4-35 кВ. Ч.1,Ч.2. – М.: Издательство редакции журнала «Энергетик» , 2002.
13. Рабинович Р.С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем/ Под ред. Е.Д. Зейлидзона. – М.: Энергия, 2000. – 344 с.
14. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 648с.
15. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 3. Защита шин 6-220 кВ станций и подстанций. – М.: Энергия, 2001. – 71 с.
16. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и автоматики в сетях 110—750 кВ. – М.: Энергия, 2009. – 152 с.

17. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110—500 кВ. – М.: Энергия, 2000. – 88с.
18. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13 А. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов НО—500 кВ: Схемы.—М.: Энергоатомиздат, 2005. 112с.
19. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110–500 кВ: Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 96с.
20. Справочная книга для проектирования электрического освещения. Под ред. Г. М. Кнорринга. Л., «Энергия», 2002 – 248с.
21. Справочник по проектированию эл.снабж./Под ред. Барыбина Ю.Г. и др. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 576с.
22. Справочник по проектированию электроэнергетических систем./Под ред. Рокотяна С.С., Шапиро И.М. – 3-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 352с.
23. Толмачев В.Д., Соловьев С.В. Молниезащита. – М.: МИЭЭ, 2005. – 148 с.
24. Федосеев А. М., Федосеев М. А. Релейная защита электроэнергетических систем: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 528 с.
25. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем: Учебное пособие для техникумов. – М.: Энргоатомиздат, 2002. – 800 с.
26. Шабад М.А. Расчеты РЗ и А распределительных сетей: Монография. – СПб.: ПЭИПК, 2003г. – 350с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А – Расчет токов короткого замыкания

Сопротивления систем, приведённых к стороне 110 кВ:

$$X_{c1} = \frac{U_{\bar{n}\bar{\delta}}^2}{S_{K1}^{(3)}} \quad (\text{A.1.1})$$

$$X_{c1} = \frac{115^2}{300} = 44,083 \text{ Ом}$$

$$X_{c2} = \frac{U_{\bar{n}\bar{\delta}}^2}{S_{K2}^{(3)}} \quad (\text{A.1.2})$$

$$X_{c2} = \frac{115^2}{400} = 33,06 \hat{\text{н}}$$

:

Сопротивления систем, приведённых к стороне 10 кВ:

$$X_{c1} = \frac{U_{\bar{n}\bar{\delta}}^2}{S_{K1}^{(3)}} \quad (\text{A.1.3})$$

$$X_{c1} = \frac{10,5^2}{300} = 0,368 \text{ Ом}$$

$$X_{c2} = \frac{U_{\bar{n}\bar{\delta}}^2}{S_{K2}^{(3)}} \quad (\text{A.1.4})$$

$$X_{c2} = \frac{10,5^2}{400} = 0,276 \text{ Ом}$$

Расчет сопротивлений линий, приведённых к стороне 110 кВ:

$$X_{wn} = X_{\bar{o}\bar{a}\bar{n}} \cdot L_n \cdot \frac{U_{\bar{n}\bar{\delta}, \hat{\ell}\zeta}^2}{U_{\bar{n}\bar{\delta}}^{(2)}} \quad (\text{A.1.5})$$

$$X_{w1} = 0,409 \cdot 18 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 7,362 \text{ Ом}$$

$$X_{w2} = 0,415 \cdot 10 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 4,15 \text{ Ом}$$



$$X_{w3} = 0,423 \cdot 7 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 2,961 \text{ Ом}$$

$$X_{w4} = 0,401 \cdot 25 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 10,025 \text{ Ом}$$

Расчет сопротивлений линий, приведённых к стороне 10 кВ:

$$X_{wn} = X_{\delta \bar{a}n} \cdot L_n \cdot \frac{U_{\bar{n}\delta}^2 \cdot \epsilon_{\zeta}}{U_{\bar{n}\delta}^{(2)}} \quad (\text{A.1.6})$$

$$X_{w1} = 0,409 \cdot 18 \cdot \frac{10,5^2}{115^2} = 0,062 \text{ Ом}$$

$$X_{w2} = 0,415 \cdot 10 \cdot \frac{10,5^2}{115^2} = 0,035 \text{ Ом}$$

$$X_{w3} = 0,423 \cdot 7 \cdot \frac{10,5^2}{115^2} = 0,025 \text{ Ом}$$

$$X_{w4} = 0,401 \cdot 25 \cdot \frac{10,5^2}{115^2} = 0,084 \text{ Ом}$$

Расчет сопротивлений трансформатора, приведённых к стороне 110кВ:

$$X_{\delta \hat{A}} = \frac{U_{\hat{e} \hat{A}} \cdot U_{\bar{n}\delta}^2 \cdot \epsilon_{\zeta}}{S_{\bar{m}} \cdot 100\%} \quad (\text{A.1.7})$$

$$X_{T.B} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{16 \cdot 100} = 86,79 \text{ Ом}$$

Расчет сопротивлений трансформатора, приведённых к стороне 10 кВ:

$$X_{\delta \hat{A}} = \frac{U_{\hat{e} \hat{A}} \cdot U_{\bar{n}\delta}^2 \cdot \epsilon_{\zeta}}{S_{\bar{m}} \cdot 100\%} \quad (\text{A.1.8})$$

$$X_{T.B} = \frac{1,5 \cdot 10,5^2}{16 \cdot 100} = 0,72 \text{ Ом}$$

Составим схему замещения для расчета токов к.з

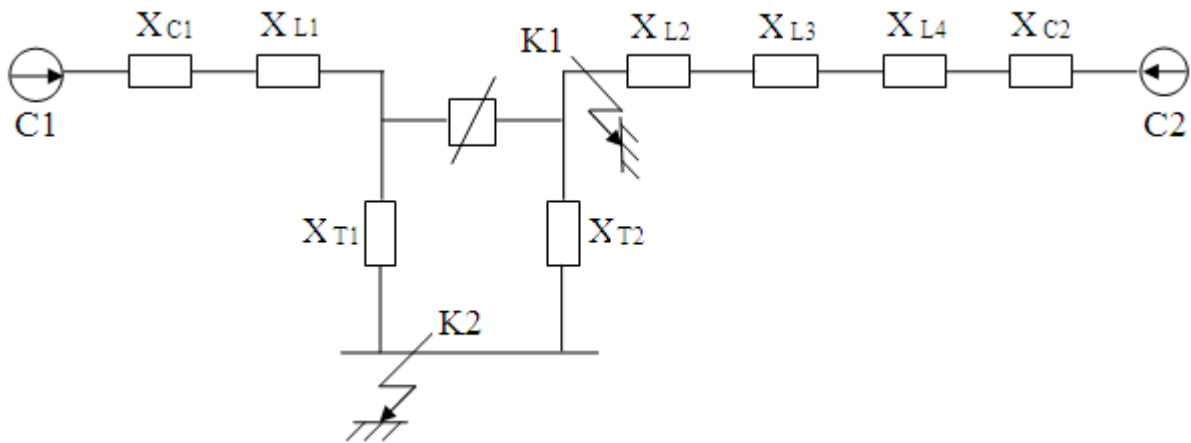


Рисунок А1 - Схема замещения для расчета токов к.з

Токи короткого замыкания рассчитываем в программе Electronic Workbench

Найдем ток кз в точке К1(110 кВ):

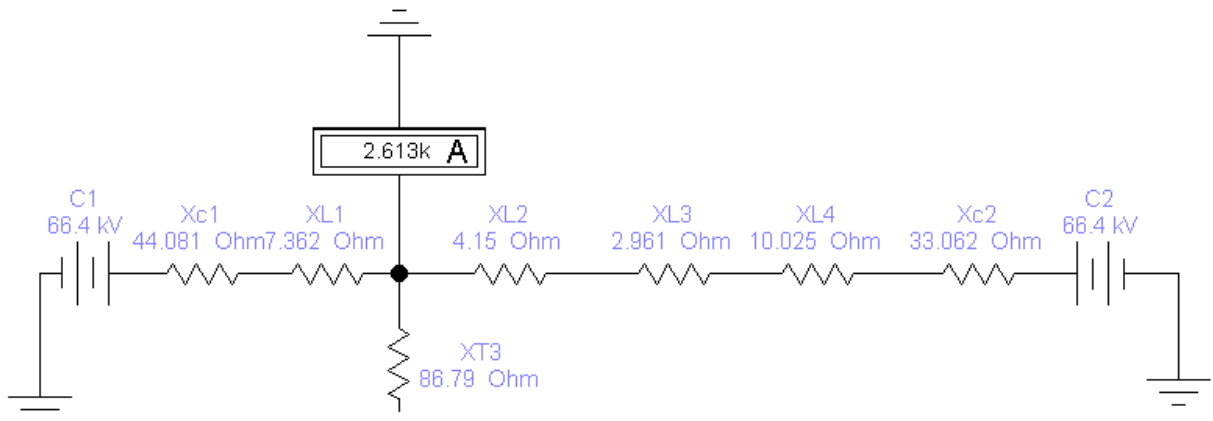


Рисунок А2 - Схема замещения для расчета токов кз в точке К1

$$I_K = 2,613 \text{ кА}$$

$$i_o = \sqrt{2} \cdot I_{\hat{E}} \cdot 1,83 \quad (\text{A.1.9})$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 2,63 \cdot 1,83 = 6,762 \text{ кА.}$$

$$I_K = 6,470 \text{ кА}$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 6,470 \cdot 1,83 = 16,744 \text{ кА.}$$