

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой ЭПП
Бакенов К.А. к.т.н., доцент
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
« » 2014 г.
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Расчет релейной защиты подстанции 110/10 кВ «Тасбулак»
ВК РЭК

Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Выполнил (а) Әшім О.Ғ., РЗ - 10 - 03
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Масленников А.А., начальник электроучастка ТОО
«Универсал Энерго Снаб»
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Валиева Л.Ш., к.э.н., доцент

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Л.Ш. « 26 » мае 2014 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Санатова Т.С., к.т.н., доцент

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Т.С. « 27 » мае 2014 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:

Масленников А.А., начальник электроучастка ТОО «Универсал Энерго Снаб»

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
А.А. « 26 » мая 2014 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Ефимова О.Н., к.т.н., доцент

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
О.Н. « » 20 г.
(подпись)

Рецензент: Черныш Д.В., ведущий специалист ПТО ТОО «Компания «Сәтті
Жол»

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Д.В. « » 20 г.
(подпись)

Алматы 2014 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетический
 Специальность 5B071800 - Электроэнергетика
 Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

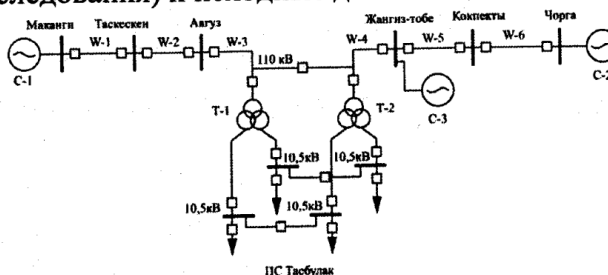
ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Әшім Олжас Ғалымұлы
 (фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Расчет релейной защиты подстанции 110/10 кВ «Тасбулак» ВКРЭК

утверждена приказом ректора № 115 от «24» сентября 2013 г.
 Срок сдачи законченной работы « ___ » _____ 20__ г.
 Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта



Мощность трансформатора: $S_{НОМ} = 80$ МВА.
 Мощности систем: $S_{кзс1} = 600$ МВА, $S_{кзс2} = 570$ МВА, $S_{кзс3} = 300$ МВА.
 Параметры линии:

| Линия | Длина, км | Мощность на линии, МВА |
|-------|-----------|------------------------|
| W1 | 45 | 160 |
| W2 | 40 | 150 |
| W3 | 35 | 120 |
| W4 | 48 | 100 |
| W5 | 53 | 120 |
| W6 | 50 | 140 |

Отмечены точки КЗ:

- К1 – трёхфазное на стороне ВН (110 кВ);
- К2 – однофазное на стороне ВН (110 кВ);
- К3 – трёхфазное на стороне НН (10 кВ);
- К4 – однофазное на ПС Жангиз-тобе (110 кВ);

– К5 – однофазное на ПС Кокпекты (110 кВ).

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

- 1) Разработка главной электрической схемы соединений подстанции;
- 2) Расчет токов короткого замыкания и выбор оборудования;
- 3) Проектирование релейной защиты;
- 4) Параметрирование центральной сигнализации на базе устройства «БМЦС»;
- 5) Техничко-экономическое обоснование;
- 6) Разработка мероприятий по улучшению условий труда

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- 1) 5BO71800.14.ЭЭ.94.Э3 - Принципиальная однолинейная схема подстанции «Тасбулак» 110/10кВ;
- 2) 5BO71800.14.ЭЭ.94.Э5 - Однолинейная схема подключения токовых цепей защит трансформатора;
- 3) 5BO71800.14.ЭЭ.94.Э5 - Однолинейная схема подключения токовых цепей защит линии W3 (W4);
- 4) 5BO71800.14.ЭЭ.94.Э5 - Бинарные входа и выхода 7SA611 ВЛ 110кВ W3(W4);
- 5) 5BO71800.14.ЭЭ.94.Э5 –Схема подключения БМЦС для организации аварийной и вызывной сигнализации;
- 6) 5BO71800.14.ЭЭ.94.С0 – Центральная сигнализация и параметрирование устройства БМЦС.

Рекомендуемая основная литература:

1. Федосеев А. М., Федосеев М. А. Релейная защита электроэнергетических систем: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.
2. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем: Учебное пособие для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.
3. Шабад М.А. Расчеты РЗ и А распределительных сетей: Монография. – СПб.: ПЭИПК, 2003г. – 350с.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

| Раздел | Консультант | Сроки | Подпись |
|---------------------|-----------------|------------------|---------|
| Экономическая часть | Вашева Д.Ш. | 02.04 - 23.05.14 | |
| БМЦС | Санахова Т.С. | 01.04 - 24.05.14 | |
| Внешнетелица защита | Масженишов А.А. | 02.04 - 23.05.14 | |
| | | | |
| | | | |

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

| № п/п | Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов | Сроки представления руководителю | Примечание |
|-------|--|----------------------------------|------------|
| 1 | Разработка шаблонной схемы электрических соединений подстанции | 9.10.13 | выполнено |
| 2 | Расчет токов короткого замыкания выбор электрического оборудования | 24.11.13 | выполнено |
| 3 | Проектирование релейной защиты | 14.01.14 | выполнено |
| 4 | Специальная часть Параметрирование центральной сигнализации на базе устройства «БМЧС» | 14.03.14 | выполнено |
| 5 | Техническая часть | 23.05.14 | выполнено |
| 6 | Безопасность обслуживающего персонала | 24.05.14 | выполнено |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |

Дата выдачи задания «01» октября 2013 г.

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

Руководитель _____ Масленникова А.А.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент _____ Дшим О.Ф.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аңдатпа

Бұл дипломдық жобада 110/10/10кВ қосалқы стансасының релелік қорғанысы және автоматикасы жасалды.

Желінің алмастыру схемасы, релелік қорғаныс, электр құрал-жабдықтарын тандауы орындалып дипломдық жобаның басты бағыттарын растайтын графикалық сұлбалар орындалған.

Сонымен қатар, экономика мен өміртіршілік қауіпсіздігі мәселелері қарастырылған.

Аннотация

В данном дипломном проекте была разработана релейная защита и автоматика подстанции 110/10/10кВ.

Составлена схема замещения сети, выбрано силовое оборудование, а также оборудование релейной защиты.

Выполнены графические схемы, подтверждающие основные направления дипломного проекта.

Также рассмотрены вопросы экономики и безопасности жизнедеятельности.

Annotation

This thesis is devoted to research of relay protection and automation of 110/10/10kV substation.

There are equivalent circuits projected and power and commutation equipment is chosen, as well as relay protection equipment.

Also graphic items are represented, which serve the proof of work's main directions.

Moreover, consideration is given to aspects of economic research and safety at work places.

Содержание

| | | |
|-----|--|----|
| | Перечень сокращений и обозначений | 8 |
| | Введение | 10 |
| 1 | Исходные данные к дипломному проекту | 11 |
| 2 | Разработка главной схемы электрических соединений подстанции | 12 |
| 2.1 | Общие положения | 12 |
| 2.2 | Выбор принципиальной схемы подстанции | 13 |
| 2.3 | Выбор схемы распределительных устройств подстанции. | 14 |
| 3 | Расчет токов короткого замыкания. Выбор электрического оборудования | 19 |
| 3.1 | Общее положение расчета токов короткого замыкания | 19 |
| 3.2 | Расчет условия для выбора аппаратов по продолжительным режимам работы | 23 |
| 3.3 | Выбор выключателей на ОРУ 110 кВ | 24 |
| 3.4 | Выбор разъединителей на ОРУ 110кВ | 26 |
| 3.5 | Выбор измерительных трансформаторов тока на ОРУ 110 кВ | 28 |
| 3.6 | Выбор измерительного трансформатора напряжения на ОРУ 110 кВ | 30 |
| 3.7 | Выбор КРУ 10 кВ | 31 |
| 3.8 | Выбор плавкого предохранителя в цепи трансформаторов собственных нужд | 35 |
| 3.9 | Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН) для защиты электрооборудования подстанции | 37 |
| 4 | Проектирование релейной защиты | 38 |
| 4.1 | Основные положения | 38 |
| 4.2 | Расчет дифференциальной защиты трансформатора | 39 |
| 4.3 | Газовая защита трансформатора | 43 |
| 4.4 | Расчет резервных защит трансформаторов | 45 |
| 4.5 | Релейная защита линий 110 кВ | 47 |
| 4.6 | Токовая направленная защита нулевой последовательности линии W4 | 52 |
| 5 | Специальная часть. Параметрирование центральной сигнализации На базе устройства «БМЦС» | 57 |
| 5.1 | Центральная сигнализация | 57 |
| 5.2 | Назначение ОПУ | 57 |
| 5.3 | Определение количества сигналов | 59 |
| 5.4 | Описание БМЦС | 60 |
| 6 | Экономическая часть | 69 |
| 6.1 | Бизнес план строительства подстанции «Гасбулак» | 69 |
| 6.2 | Расчет технико-экономических показателей подстанции и ЛЭП | 70 |
| 6.3 | Расчет эксплуатационных издержек | 73 |

| | | |
|-----|---|-----|
| 6.4 | Расчет себестоимости и прибыли при передаче электроэнергии | 75 |
| 6.5 | Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций | 77 |
| 7 | Безопасность жизнедеятельности | 79 |
| 7.1 | Общие положения | 79 |
| 7.2 | Анализ условий труда в помещениях подстанции | 79 |
| 7.3 | Разработка мероприятий по улучшению условий труда | 80 |
| 7.4 | Расчет заземляющего устройства | 84 |
| | Заключение | 93 |
| | Список литературы | 94 |
| | Приложение А. Описание терминалов защит | 96 |
| | Приложение Б. Описание программного обеспечения «МТ Реле Монитор» | 100 |

Перечень сокращений и обозначений

АПВ - автоматическое повторное включение
ВЛ - воздушная линия
ВН - высокое напряжение
ВЧ - высокая частота
ГЗ - газовая защита
ДФЗ - дифференциально-фазная защита
КЗ - короткое замыкание
ЛЭП - линия электропередач
МТЗ - максимальная токовая защита
НН - низкое напряжение
ОПН - ограничитель перенапряжения
ОРУ - открытое распределительное устройство
ПС - подстанция
ПУЭ - правила устройства электроустановок
РЗ - релейная защита
РПН - регулирование под нагрузкой
РУ - распределительное устройство
РЭК - региональная электросетевая компания
СН - собственные нужды
ТЗНП - токовая защита нулевой последовательности
ТЗОП - токовая защита обратной последовательности
ТОО - товарищество с ограниченной ответственностью
ТТ - трансформатор тока
ТЭО - технико – экономическое обоснование
УРОВ - устройство резервирования отказа выключателя
ЧПС - чистая приведенная стоимость
СФ - денежный поток
БВ - бесконтактный выход
БМРЗ - Блок микропроцессорный релейной защиты
БМЦС - Блок микропроцессорный центральной сигнализации
БШР - Блок резисторов шунтирующих
ВКЛ - Включение
ВОЛС - Волоконно-оптическая линия связи
Вх. - Вход
Вых. – Выходной
Д.Вход - Дискретный вход
ЗИП - Запасные части и принадлежности
ЗК - Замыкающий контакт (тип датчика)
ЗС - Звуковой сигнал
ЗШ - Загрузка шинки (признак наличия сигнала на шинкеКИС)
Исправ - Исправность

Квит. - Квитирование
КИС - Канал импульсной сигнализации
КНП - Вход контроля напряжения питания
МВ1, МВ2 - Модуль ввода
МВых - Модуль выходных сигналов
МГ - Модуль генераторный
МД - Модулятор КИС
Мест.КВИТИР - Местное квитирование (квитирование с пульта блока)
МП - Модуль питания
МРИС - Модуль реле импульсной сигнализации
МУИ - Модуль управления и индикации
МЦП - Модуль центрального процессора
НАК. - Накопительная информация
НАКОП - Накопительная информация
НАСТР - Настройка
НД - Реле "Неисправность датчика"
Неисп. - Неисправность
ОС - Обобщенная сигнализация
ОТКЛ - Отключение
Очист ЖУРН - Очистка журнала
ПИТАН. - Питание (снятие или появление оперативного питания)
ПО - Пороговый орган
Про - Программное обеспечение
ПС - Паспорт
ПЭВМ - Персональная электронно-вычислительная машина
ПЭО-П - Преобразователь электронно-оптический – повторитель
Реж. - Режим
РЗА - Релейная защита и автоматика
РК - Размыкающий контакт (тип датчика)
РЭ - Руководство по эксплуатации
Сбр. - Сброс
СПИ - Сигнал на подъеме импульса (тип датчика)
СПСИ - Сигнал на подъеме и спаде импульса (тип датчика)
ССИ - Сигнал на спаде импульса (тип датчика)
СШ - Сигнал на шинке
УСТ АСУ - Ввод уставок АСУ
ЦРЗА - Цифровые устройства релейной защиты и автоматики
ШЗА - Шинка звуковой аварийной сигнализации
ШЗП – Шинка звуковой предупредительной сигнализации
ЯИС - Ячейка импульсной сигнализации.

Введение

В данном дипломном проекте необходимо рассчитать релейную защиту подстанции напряжением 110/10/10 кВ. В ходе работы нужно спроектировать электрическую часть подстанции и, соответственно, произвести выбор ячеек КРУ, необходимого электрического оборудования.

В данном дипломном проекте изложен расчёт основной и резервной защит трансформатора и основные и резервные защиты линии.

Предлагаемый дипломный проект содержит 7 разделов, краткая характеристика которых представлена ниже.

В разделе «Разработка главной схемы электрических соединений подстанции» разрабатывается главная электрическая схема подстанции.

В разделе «Расчет токов короткого замыкания. Выбор электрического оборудования» рассчитываются токи короткого замыкания и выбираются основные электрооборудования, устанавливаемые на проектируемой подстанции: трансформаторы, выключатели, разъединители, ограничители перенапряжения, трансформаторы тока и напряжения и др.

В разделе «Проектирование релейной защиты» рассчитываются все основные и резервные защиты установленные на подстанции.

В этом разделе рассмотрены в качестве основных защит трансформатора: газовая защита и дифференциальная токовая защита, выполненная на терминалах релейной защиты производства Siemens. Основные защиты, установленные на линии, представлены следующими видами защит: дистанционная защита, максимальной токовой защитой и т.д.

В разделе «Параметрирование центральной сигнализации на базе устройства «БМЦС» определяются количество сигналов, которые нужно установить в устройстве «БМЦС» составляется схема подключения сигналов.

В разделе «Экономическая часть» дипломного проекта произведена экономическая оценка инвестиций в строительство подстанции.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» произведен анализ условий труда в помещениях подстанции и разработаны мероприятия по улучшению условий труда, а также проведен расчет заземляющего.

При разработке данного дипломного проекта были использованы следующие программные комплексы: АРМ СРЗА - для расчета токов короткого замыкания и моделирования энергосистемы; Autocad, Paint - для выполнения, чертежей и рисунков, Microsoft Excel-для арифметических расчетов, касающихся основной и специальной частей.

В приложении А приведено описание терминалов защит.

В приложении Б приведено описание программного обеспечения «МТ Реле Монитор».

1 Исходные данные к дипломному проекту

Исходная схема подстанции «Тасбулак» показана на рисунке 1.1. Данные о протяженности линий, мощностях систем и трансформатора приведены в таблицах 1.1 – 1.3 соответственно.

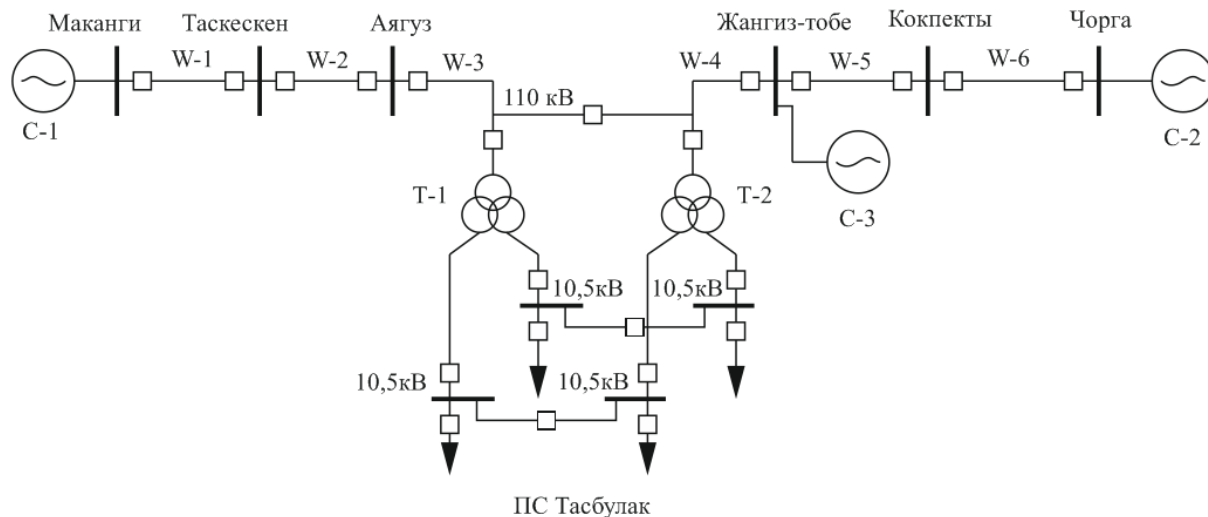


Рисунок 1.1 – Исходная схема подстанции «Тасбулак» ВК РЭК.

Таблица 1.1 – Исходные данные ЛЭП

| Линия | W ₁ | W ₂ | W ₃ | W ₄ | W ₅ | W ₆ |
|-----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Длина линии, км | 45 | 40 | 35 | 48 | 53 | 50 |
| Марка провода | АС-400 | АС-400 | АС-240 | АС-185 | АС-240 | АС-300 |

Таблица 1.2 – Исходные данные системы

| S _{кз} системы, МВА | | |
|------------------------------|-------------------|-------------------|
| S _{кзс1} | S _{кзс2} | S _{кзс3} |
| 600 | 570 | 300 |

Таблица 1.3 – Исходные данные трансформаторов

| № | Тип трансформатора | Каталожные данные | | | | | | Расчетные данные | |
|--------|--------------------|-------------------|---------------------|--------------------|------------------------|------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| | | ВН, кВт | НН, кВт | U _к , % | ΔP _{кз} , кВт | ΔP _{хх} , кВт | I _{хх} , % | R _т , Ом | X _т , Ом |
| T1, T2 | ТРДЦН-80000/110 | 115 | 6,3; 10,5; 6,3-10,5 | 10,5 | 310 | 70 | 0,6 | 0,64 | 17,4 |

2 Разработка главной схемы электрических соединений подстанции

2.1 Общие положения

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части электростанции (подстанции), так как он определяет полный состав элементов и связей между ними. Выбранная главная схема является исходной при составлении принципиальных схем электрических соединений, схем собственных нужд, схем вторичных соединений, монтажных схем и т.д.

При выборе схем электроустановок должны учитываться следующие факторы:

- значение и роль подстанции для энергосистемы. Подстанции могут предназначаться для питания отдельных потребителей или крупного района, для связи частей энергосистемы или различных энергосистем, т.е. роль подстанции определяет ее схему;

- положение подстанции в энергосистеме, схемы и напряжения прилегающих сетей. Шины высшего напряжения подстанции могут быть узловыми точками энергосистемы, осуществляя объединение на параллельную работу нескольких электростанций. В этом случае через шины происходит переток мощности из одной части энергосистемы в другую – транзит мощности. При выборе схем таких электроустановок в первую очередь учитывается необходимость сохранения транзита мощности. Подстанции могут быть тупиковыми, проходными, отпаечными, и схемы таких подстанций будут различными даже при одном и том же числе трансформаторов одинаковой мощности;

- категория потребителей по степени надежности электроснабжения;

- перспектива расширения и промежуточные этапы развития подстанции и прилегающего участка сети. Схема и компоновка распределительного устройства (РУ) должны выбираться с учетом возможного увеличения количества присоединений при развитии энергосистемы [2].

Для выбора схемы подстанции важно учесть количество линий высшего и среднего напряжения, степень их ответственности. Поэтапное развитие РУ подстанции не должно сопровождаться коренными переделками, что возможно лишь в том случае, когда при выборе схемы учитываются перспективы ее развития.

При выборе схем электроустановок учитывается допустимый уровень токов короткого замыкания. При необходимости решаются вопросы секционирования сетей, деления электроустановки на независимо работающие участки, установки специальных токоограничивающих устройств. Схема подстанций тесно увязывается с назначением и способом присоединения подстанции к питающей сети и должна:

- обеспечивать надежность электроснабжения потребителей подстанции и перетоков мощности по межсистемным или магистральным связям в нормальном и в послеаварийном режиме;
- учитывать перспективу развития;
- допускать возможность постепенного расширения РУ всех напряжений;
- учитывать требования противоаварийной автоматики;
- обеспечивать возможность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схем без отключения соседних присоединений.

Проектирование главной схемы подстанции осуществляется в ходе выполнения следующих процедур:

- выбора принципиальной схемы;
- выбора схем электрических соединений РУ всех напряжений;
- выбора электрооборудования;
- выбора схемы резервирования питания собственных нужд [2].

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 следующие требования:

- надежность транзита мощности к потребителям с учетом особенностей проектируемой подстанции;
- ограничение токов короткого замыкания.

Число трансформаторов определяется требованиями надежности электроснабжения. Так, для электроснабжения потребителей I и II категорий, как правило, устанавливают два трансформатора. Установка большего числа трансформаторов допускается только при соответствующем технико-экономическом обосновании.

В случае установки двух трансформаторов на подстанции при правильном выборе мощности трансформаторов обеспечивается надежное электроснабжение потребителей даже при аварийном отключении одного из них.

В данном дипломном проекте принимается, что выбраны два трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения типа ТРДЦН-80000/110 (номинальная мощность одного трансформатора составляет 80 МВ·А). Для ограничения токов короткого замыкания на стороне низшего напряжения подстанции часто пренебрегают к трансформаторам особого типа, получившие название трансформаторов с расщепленной обмоткой. Такой трансформатор представляет собой трехобмоточный трансформатор с двумя обмотками низшего напряжения.

2.3 Выбор схемы распределительных устройств подстанции

Выбор схемы распределительных устройств начинается с рассмотрения технически возможных и экономически целесообразных вариантов.

В соответствии с "Нормами технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ", главная схема электрических соединений выбирается с использованием типовых схем РУ. Нетиповые схемы могут быть применены только при наличии ТЭО.

При выборе электрических схем РУ должны обеспечиваться следующие требования:

- повреждения выключателя или сборных шин не должны приводить к потере транзита мощности или двух цепей двухцепной линии;
- ремонт сборных шин или выключателя, как правило не должен приводить к отключению одноцепной линии;
- отказ выключателя не должен приводить к потере мощности, превышающей мощность аварийного резерва системы;
- желательно, чтобы отказ секционного выключателя не приводил к отключению всего РУ;
- количество отключаемых присоединений, особенно однородных, при различных повреждениях, сопровождающихся отказом выключателя, а также отказом одного выключателя во время ремонта других должно быть наименьшим;
- при производстве режимных переключений, выводе в ремонт оборудования отключении поврежденного участка в аварийных режимах, необходимо наименьшее количество и наименьшая сложность операций с выключателями и разъединителями;
- возможность поэтапного развития РУ с переходом от одного типа к другому без значительных работ по реконструкции и перерывов в питании потребителей.

Проектирование (выбор) схемы РУ начинают с рассмотрения технически возможных и целесообразных вариантов. Далее, на основании анализа и сопоставления схем выбирают наиболее полно удовлетворяющую данным требованиям схему [2].

К основным требованиям, по которым оценивают возможность применения данной схемы, относятся:

- надежность;
- простота и оперативная гибкость;
- возможность расширения.

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.

В качестве РУ ВН рассматриваются:

- Схема мостика;
- Схема четырехугольника.

Далее рассмотрим вариант схемы мостика РУ ВН (рисунок 2.1).

Мостиковая схема применяется на стороне ВН подстанции 35, 110 и 220 кВ при 4-х присоединениях (2ВЛ+2Т) и необходимости осуществления секционирования сети.

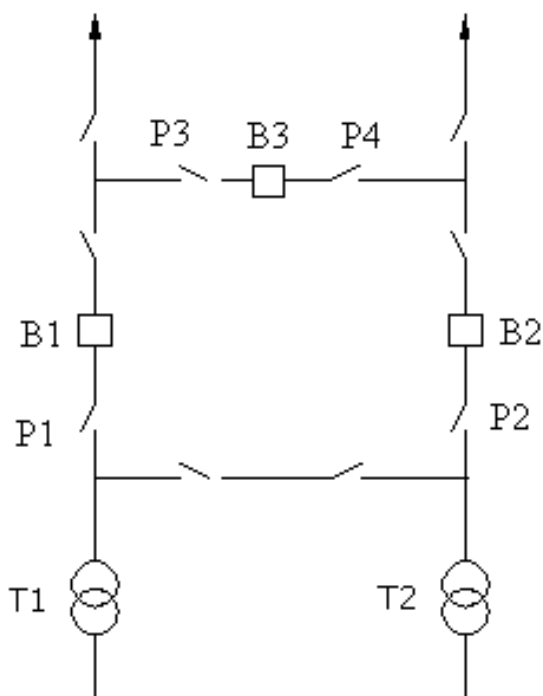


Рисунок 2.1 – Схема мостика РУ ВН

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 В3 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 6 кВ и выключатели В1 и В3. В этом случае линия Л1 оказалась отключенной, хотя никаких повреждений на ней нет, что является недостатком схемы мостика.

Если учесть, что аварийное отключение трансформаторов бывает редко,

но с таким недостатком схемы можно мириться, тем более что после отключения В1и В3 и при необходимости вывода в ремонт поврежденного трансформатора отключают разъединитель Р1 и включают В1 и В3, восстанавливая работу линии Л1. Основным достоинством схемы является экономичность (три выключателя на четыре присоединения) и простота [2].

Рассмотрим вариант схемы четырехугольника РУ ВН (рисунок 2.2).

Схемы четырехугольника применяются в РУ напряжением 110...750 кВ для двух трансформаторных подстанций, питаемых по 2 ВЛ. В этих схемах каждое присоединение коммутируется двумя выключателями.

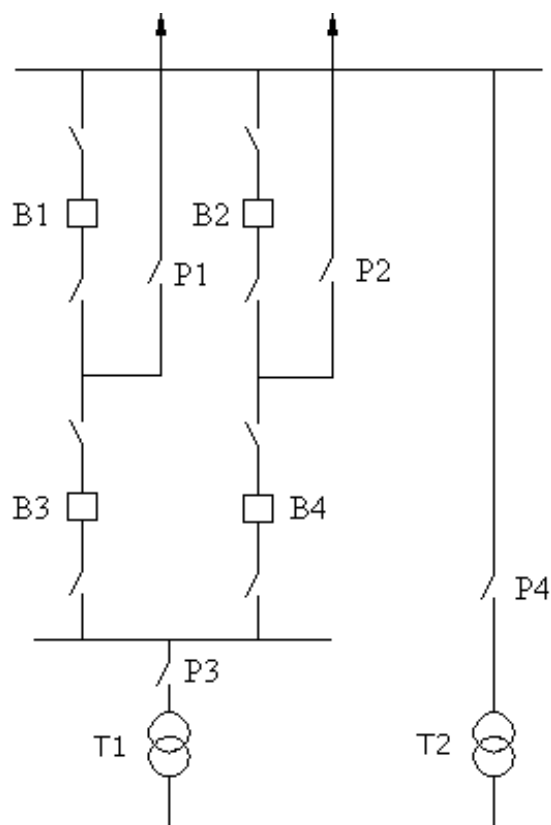


Рисунок 2.2 – Схема четырехугольника РУ ВН

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

- схема представляет собой кольцо или несколько связанных между собой колец с ответвлениями к источникам энергии и нагрузкам;
- отключение каждой ветви (каждого присоединения) производится двумя и даже тремя выключателями;
- отключение любого выключателя для ремонта не нарушает работы ветвей, хотя нормальное состояние схемы при этом нарушается;
- при повреждениях в пределах РУ или внешних КЗ и отказах выключателей отключение всего устройства практически исключено;
- 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.

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 [2].

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.

Выбор электрической схемы РУ 10 кВ.

Схемы РУ 6–10 кВ практически не зависят от схем подстанций со стороны высокого напряжения, число секций, напряжение, количество отходящих линий на РУ 6–10 кВ определяется в большей степени требованиями потребителей. При выборе схемы подключения решающими можно считать следующие показатели: мощность подстанции, определяющую число выводов и секций шин 6–10 кВ; наличие, единичную мощность и напряжение крупных потребителей; мощность КЗ на стороне 6–10 кВ, от которой зависит необходимость установки реакторов; характер нагрузок, определяющих подпитку места КЗ и число секций на стороне 6–10 кВ.

На низшем напряжении 10 кВ подстанций применяют схему с одной или с двумя системами сборных шин. На двухтрансформаторных подстанциях шины всегда секционированы, при этом число секций равно двум или четырем. Схема с одной секционированной системой сборных шин наиболее наглядна и проста. Причем авария на сборной шине приводит к отключению только одного источника и половины потребителей, поскольку вторая секция остается в работе. При двух секциях секции работают, как известно, отдельно и реже – параллельно. При использовании четырех секции, используют

трансформаторы с расщепленной обмоткой или в цепи трансформаторов устанавливают сдвоенные групповые реакторы, секции работают только отдельно. Выбор той или иной схемы связан с вопросом ограничения токов КЗ [2].

Для РУ 10 кВ выбирается схема четыре одиночные, секционированные выключателями системы шин показанная на рисунке 2.3.

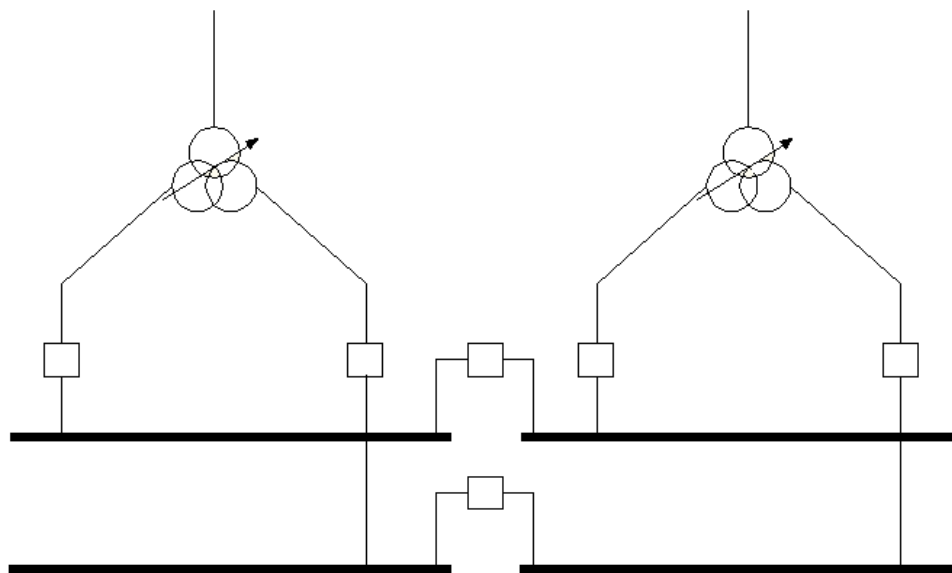


Рисунок 2.3 – Схема четыре одиночные, секционированные выключателями, системы шин для РУ НН

Выбор трансформаторов 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 [2].

Номинальная мощность трансформатора СН составляет 1-2% от номинальной мощности трансформатора. Следовательно, $S_{НОМ} = 800$ кВА, так как трансформатора СН с такой мощностью нет, выбираем ближайшую наибольшую мощность $S_{НОМ} = 1000$ кВА, трансформаторы типа ТСЗ-1000/УЗ.

3 Расчет токов короткого замыкания. Выбор электрического оборудования

3.1 Общее положение расчета 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.

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 [1].

Расчет токов короткого замыкания на высокой и низких сторонах напряжения.

Схема замещения исходной подстанции показана на рисунке 3.1.

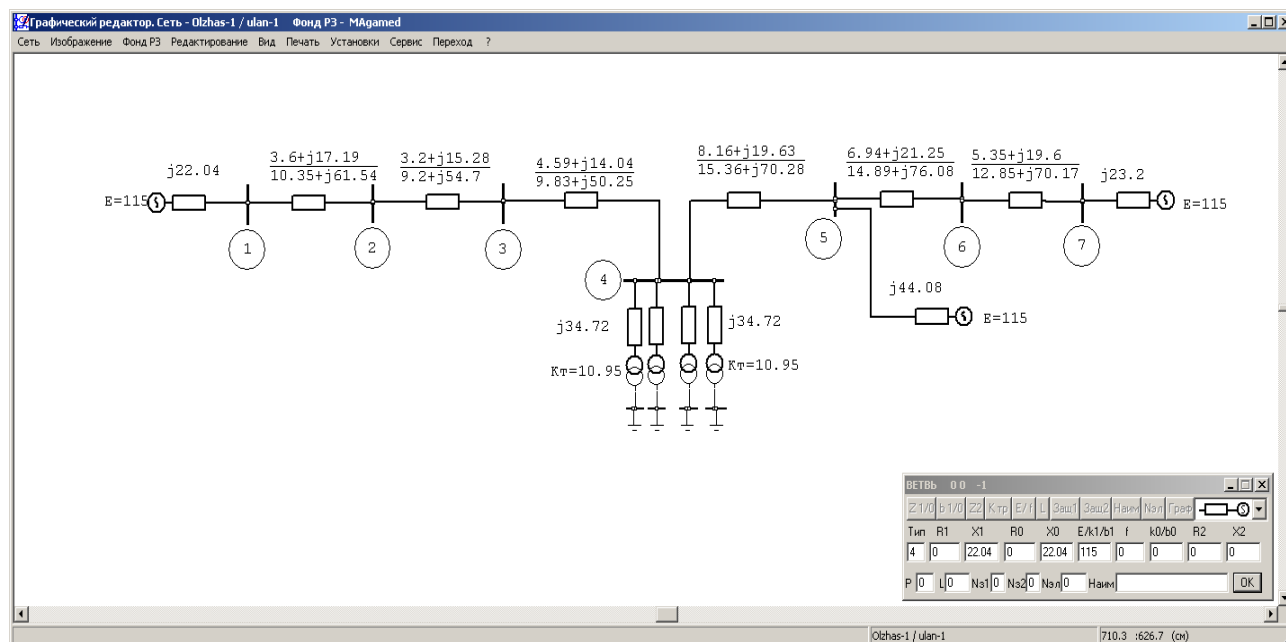


Рисунок 3.1 – Схема замещения

Расчет токов КЗ проведем в системе именованных единиц.

Расчет сопротивления системы:

$$x_{C1} = \frac{U_B^2}{S_{S1}} = \frac{115^2}{600} = 22,04 \text{ Ом},$$

$$x_{C2} = \frac{U_B^2}{S_{S2}} = \frac{115^2}{570} = 23,2 \text{ Ом},$$

$$x_{C3} = \frac{U_B^2}{S_{S3}} = \frac{115^2}{300} = 44,08 \text{ Ом}.$$

Расчет сопротивления ЛЭП прямой последовательности:

$$Z_{Л1} = (r_0 + j \cdot x_0) \cdot l = (0,08 + j \cdot 0,382) \cdot 45 = 3,6 + j \cdot 17,19 \text{ Ом},$$

$$Z_{Л2} = (r_0 + j \cdot x_0) \cdot l = (0,08 + j \cdot 0,382) \cdot 40 = 3,2 + j \cdot 15,28 \text{ Ом},$$

$$Z_{Л3} = (r_0 + j \cdot x_0) \cdot l = (0,131 + j \cdot 0,401) \cdot 35 = 4,585 + j \cdot 14,035 \text{ Ом},$$

$$Z_{Л4} = (r_0 + j \cdot x_0) \cdot l = (0,17 + j \cdot 0,409) \cdot 48 = 8,16 + j \cdot 19,632 \text{ Ом},$$

$$Z_{Л5} = (r_0 + j \cdot x_0) \cdot l = (0,131 + j \cdot 0,409) \cdot 53 = 6,943 + j \cdot 21,253 \text{ Ом},$$

$$Z_{Л6} = (r_0 + j \cdot x_0) \cdot l = (0,107 + j \cdot 0,392) \cdot 50 = 5,35 + j \cdot 19,6 \text{ Ом}.$$

Расчет сопротивления ЛЭП обратной последовательности:

$$Z_{01} = (l \cdot 0,15 + r_0) + j \cdot 3,58 \cdot x_0 = (0,15 \cdot 45 + 3,6) + j \cdot 3,58 \cdot 17,19 = 10,35 + j \cdot 61,54 \text{ Ом},$$

$$Z_{02} = (l \cdot 0,15 + r_0) + j \cdot 3,58 \cdot x_0 = (0,15 \cdot 40 + 3,2) + j \cdot 3,58 \cdot 15,28 = 9,2 + j \cdot 54,7 \text{ Ом},$$

$$Z_{03} = (l \cdot 0,15 + r_0) + j \cdot 3,58 \cdot x_0 = (0,15 \cdot 35 + 4,585) + j \cdot 3,58 \cdot 14,03 = 9,83 + j \cdot 50,24 \text{ Ом},$$

$$Z_{04} = (l \cdot 0,15 + r_0) + j \cdot 3,58 \cdot x_0 = (0,15 \cdot 48 + 8,16) + j \cdot 3,58 \cdot 19,63 = 15,36 + j \cdot 70,2 \text{ Ом},$$

$$Z_{05} = (l \cdot 0,15 + r_0) + j \cdot 3,58 \cdot x_0 = (0,15 \cdot 53 + 6,94) + j \cdot 3,58 \cdot 21,25 = 14,89 + j \cdot 76,09 \text{ Ом},$$

$$Z_{06} = (l \cdot 0,15 + r_0) + j \cdot 3,58 \cdot x_0 = (0,15 \cdot 50 + 5,35) + j \cdot 3,58 \cdot 19,6 = 12,85 + j \cdot 70,16 \text{ Ом}.$$

Расчет сопротивления трансформатора:

$$x_T = \frac{U_K \cdot U_H^2}{100 \cdot S_T} = \frac{10,5 \cdot 115^2 \cdot 10^6}{100 \cdot 80 \cdot 10^6} = 17,358 \text{ Ом},$$

$$X_{H1} = X_{H2} = 2 \cdot 17,358 = 34,72 \text{ Ом}.$$

Для расчета токов КЗ используем программу АРМ – СРЗА.

Автоматизированное рабочее место служб расчетов уставок релейной защиты ОДУ и энергосистем - АРМ СРЗА - это новый программный продукт, который разрабатывается в графической среде WINDOWS. Моделирование сети практических ограничений не имеет; Обозначение узлов сети имеет пяти символьный алфавитно-цифровой код; Максимальное количество ветвей в одной группе ветвей с взаимной индукцией – 30.

Данный комплекс программ АРМ СРЗА состоит из 10 приложений:

- графический редактор схем замещения электрической сети;
- программа расчета электрических величин при повреждениях сети;
- программа подготовки файла коррекции;
- релейная защита;
- программа расчета ТКЗ по месту повреждения;
- программа расчета эквивалентов сети;
- программа расчета параметров производной схемы замещения повреждений любой сложности;
- программа создания новой сети на базе эквивалента;
- программа расчета электрических величин при повреждениях сети, выполненная как подпрограмма для посторонних пользователей.

Токи короткого замыкания во всех 11 узлах показаны на рисунке 3.2.

Рассчитываем ударные токи КЗ по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{кз} \cdot \kappa_{y\partial} , \quad (3.1)$$

где $\kappa_{y\partial}$ - ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания цепи КЗ, определяемый по формуле:

$$\kappa_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} , \quad (3.2)$$

где $T_a = 0,05$ - постоянной времени затухания цепи КЗ.

$$\kappa_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,05}} = 1,825 ,$$

$$i_{y\partial вн} = \sqrt{2} \cdot I_{кз вн} \cdot \kappa_{y\partial} = 1,414 \cdot 2,365 \cdot 1,825 = 6,1 \text{ кА} ,$$

$$i_{y\partial нн} = \sqrt{2} \cdot I_{кз нн} \cdot \kappa_{y\partial} = 1,414 \cdot 11,633 \cdot 1,825 = 30,02 \text{ кА} .$$

Результаты расчета токов короткого замыкания во всех узлах показаны на рисунке 3.2.

УЗЕЛ-КЗ 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

| Узла | Наименование Узла | 3х-фазное КЗ | | Одно-фазное КЗ (А0) | | | | | |
|------------|-------------------|------------------|---------------|---------------------|-----|------------------|-----|-----------|-----|
| | | I1 (мод/фаза) | I2 (мод/фаза) | I1 (мод/фаза) | | I2 (мод/фаза) | | ЗИ0 (м/ф) | |
| U=115.0/-0 | | Z1=0.771+j17.944 | | Z2=0.771+j17.944 | | Z0=0.362+j19.623 | | | |
| 1- | | 3697 | 92 | 1195 | 92 | 1195 | 92 | 3586 | 92 |
| 0 | Общая нейтраль | 3012 | 90 | 974 | 90 | 974 | 90 | 3193 | 91 |
| 2 | | 699 | 103 | 226 | 103 | 226 | 103 | 398 | 100 |
| U=115.0/-0 | | Z1=3.642+j25.912 | | Z2=3.642+j25.912 | | Z0=6.874+j48.065 | | | |
| 2- | | 2537 | 98 | 658 | 98 | 658 | 98 | 1974 | 98 |
| 1 | | 1685 | 95 | 437 | 95 | 437 | 95 | 1138 | 97 |
| 3 | | 858 | 103 | 222 | 103 | 222 | 103 | 837 | 100 |
| U=115.0/0 | | Z1=5.194+j28.665 | | Z2=5.194+j28.665 | | Z0=6.629+j41.009 | | | |
| 3- | | 2279 | 100 | 665 | 100 | 665 | 100 | 1996 | 100 |
| 2 | | 1209 | 97 | 353 | 97 | 353 | 97 | 594 | 99 |
| 4 | | 1074 | 104 | 314 | 103 | 314 | 103 | 1402 | 100 |
| U=115.0/0 | | Z1=5.478+j27.536 | | Z2=5.478+j27.536 | | Z0=0.134+j7.711 | | | |
| 4- | | 2365 | 101 | 1041 | 100 | 1041 | 100 | 3123 | 100 |
| 3 | | 955 | 99 | 421 | 98 | 421 | 98 | 126 | 107 |
| 5 | | 1410 | 102 | 621 | 101 | 621 | 101 | 226 | 107 |
| 8 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 694 | 99 |
| 9 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 694 | 99 |
| 10 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 694 | 99 |
| 11 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 694 | 99 |
| U=115.0/-0 | | Z1=2.216+j20.355 | | Z2=2.216+j20.355 | | Z0=2.007+j24.413 | | | |
| 5- | | 3243 | 96 | 1015 | 96 | 1015 | 96 | 3044 | 96 |
| 0 | Общая нейтраль | 1506 | 90 | 471 | 89 | 471 | 89 | 1691 | 91 |
| 4 | | 735 | 103 | 230 | 102 | 230 | 102 | 931 | 102 |
| 6 | | 1018 | 101 | 319 | 100 | 319 | 100 | 434 | 100 |
| U=115.0/-0 | | Z1=3.467+j23.277 | | Z2=3.467+j23.277 | | Z0=7.335+j49.332 | | | |
| 6- | | 2821 | 98 | 685 | 98 | 685 | 98 | 2055 | 98 |
| 5 | | 1283 | 100 | 311 | 100 | 311 | 100 | 968 | 99 |
| 7 | | 1539 | 97 | 374 | 97 | 374 | 97 | 1087 | 98 |
| U=115.0/0 | | Z1=0.862+j17.592 | | Z2=0.862+j17.592 | | Z0=0.399+j20.541 | | | |
| 7- | | 3770 | 93 | 1191 | 92 | 1191 | 92 | 3572 | 92 |
| 0 | Общая нейтраль | 2862 | 90 | 904 | 89 | 904 | 89 | 3163 | 91 |
| 6 | | 922 | 102 | 291 | 101 | 291 | 101 | 414 | 101 |
| U=10.5/0 | | Z1=0.046+j0.519 | | Z2=0.046+j0.519 | | Z0=0.000-j-0.000 | | | |
| 8- | | 11633 | 95 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 0 | Общая нейтраль | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | | 11633 | 95 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| U=10.5/0 | | Z1=0.046+j0.519 | | Z2=0.046+j0.519 | | Z0=0.000-j-0.000 | | | |
| 9- | | 11633 | 95 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 0 | Общая нейтраль | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | | 11633 | 95 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| U=10.5/0 | | Z1=0.046+j0.519 | | Z2=0.046+j0.519 | | Z0=0.000-j-0.000 | | | |
| 10- | | 11633 | 95 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 0 | Общая нейтраль | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | | 11633 | 95 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| U=10.5/0 | | Z1=0.046+j0.519 | | Z2=0.046+j0.519 | | Z0=0.000-j-0.000 | | | |
| 11- | | 11633 | 95 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 0 | Общая нейтраль | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | | 11633 | 95 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Рисунок 3.2 – Результат расчета токов КЗ во всех узлах.

3.2 Расчетные условия для выбора аппаратов по продолжительным режимам работы

Рабочий ток на стороне 110 кВ:

$$I_{\text{раб}} = 0,7 \cdot \frac{S_{\text{НОМ.ТР.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 0,7 \cdot \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 110} = 294 \text{ А}$$

Номинальный ток на стороне 110 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{НОМ.ТР.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 110} = 401,64 \text{ А}$$

Рабочий максимальный ток на стороне 110 кВ:

$$I_{\text{макс}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{НОМ.ТР.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 1,4 \cdot \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 110} = 587,85 \text{ А}$$

Рабочий ток на стороне 10 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{НГ.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.}}} = 0,7 \cdot \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1616,6 \text{ А},$$

где $S_{\text{НГ}}$ – персональная загрузка на стороне НН.

Номинальный ток на стороне 10 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{НГ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2199,43 \text{ А}$$

Рабочий максимальный ток на стороне 10 кВ:

$$I_{\text{макс}} = 2 \cdot I_{\text{раб}} = 2 \cdot 1616,6 = 3233,2 \text{ А}$$

Импульс квадратичного тока КЗ:

$$B_k = I_{\text{п.о.}}^2 \cdot [t_{\text{откл}} + T_a] \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (3.3)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время отключения КЗ.

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{вык}}, \quad (3.4)$$

где $t_{рз}$ – время действия релейной защиты принимается 0,4 с.,
 $t_{вык}$ – собственное время отключения выключателя, с.

Импульс квадратичного тока КЗ для 110 кВ:

$$B_k = 2,365^2 \cdot [0,44 + 0,05] = 2,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Импульс квадратичного та КЗ для 10 кВ:

$$B_k = 11,633^2 \cdot [0,42 + 0,05] = 63,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

3.3 Выбор выключателей на ОРУ 110 кВ

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения тока. Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на существующее короткое замыкание.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- а) надежное отключение любых токов (от 10А до $I_{откл}$);
- б) быстрота действия, то есть наименьше время отключения;
- в) пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- г) возможность по фазного управления для выключателя 110 кВ и выше;
- д) легкость ревизии и осмотра контактов;
- е) взрыво- и пожаробезопасность;
- ж) удобство транспортировки и эксплуатации [2].

Выбор выключателей производится по следующим условиям:

$$U_{ном} \geq U_{уст.ном} \quad \text{кВ}, \quad (3.5)$$

$$I_{ном} \geq I_{макс} \quad \text{А}, \quad (3.6)$$

$$I_{вкл} \geq i_y \quad \text{кА}, \quad (3.7)$$

$$I_{откл} \geq I_{п0} \quad \text{кА}, \quad (3.8)$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \quad \text{кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (3.9)$$

где $U_{уст.ном}$ – номинальное напряжение установленного оборудования;
 $I_{макс}$ – наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима;
 $I_{п0}$ – периодическая составляющая тока КЗ;
 i_y – ударный ток КЗ;
 $I_{тер}^2$ – ток термической стойкости;
 $t_{тер}$ – время действия тока термической стойкости;
 B_k – импульс квадратичного тока КЗ.

При выборе выключателя для РУ 110 кВ сравним выключатель типа ЗАР1FG-145/ЕК фирмы SIEMENS, и выключатель типа 100-SFMT-40E фирмы Mitsubishi Electric.

ЗАР1 FG – трехполюсный автоматический компрессионный выключатель в исполнении для наружной установки, производства Siemens. Опорные изоляторы заполнены элегазом, который служит изоляционной и дугогасительной средой.

В выключателе ЗАР1 FG использован самокомпрессионный принцип гашения дуги, что сделало возможным снизить необходимую для коммутаций энергию привода. Пружинный привод с цельнолитым компактным корпусом, который не требует техобслуживания, экономичен, и имеет длительный срок службы. Гарантируемый уровень утечки элегаза ниже 0,5% в год. Верхнее и нижнее значения температуры окружающего воздуха: +40... –55 °С.

Возможны два варианта исполнения элегазовых выключателей ЗАР1:

- FG - один пружинный привод для всех 3-х полюсов выключателя и одна общая несущая рама (пример обозначения: ЗАР1FG-245);
- FE - три пружинных привода для одно- или трехполюсной коммутации на общей несущей раме (пример обозначения: ЗАР1FE-72,5) [7].

Элегазовые выключатели серии 100-SFMT-40E представляют собой отдельные для каждого полюса баки поддерживаемые конструкцией из нержавеющей стали. Корпус бака не находится под напряжением, содержит одну дугогасительную камеру и два фарфоровых проходных изолятора. Изолирующей и дугогасящей средой служит элегаз (SF₆). На конструкции, также, размещен шкаф управления выключателем, включающий пружинно-двигательный привод, цепи управления. Пружинный привод не требует фактически никакого технического обслуживания в течение всего срока эксплуатации выключателя. Контактные компоненты прерывателя (неподвижные и подвижные дугогасительные контакты и сопла) должны быть осмотрены после 2000 операций при номинальном токе нагрузки. Компоненты легко удалить, просто сняв крышку бака. В отличие от других выключателей, нет никаких клапанов прерывателя, уплотнительных колец, основной изоляции или экранов, для осмотра [8].

Параметры и расчетные значения выключателей для проверки сведем в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Выбор выключателя 110 кВ

| Условия выбора | Расчетные значения | Выключатель 3AP1FG-145/ЕК (Siemens) | Выключатель 100-SFMT-40E (Mitsubishi Electric) |
|------------------------------------|---|--|--|
| $U_{ном} \geq U_{уст.ном}$ | $U_{уст} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{ном.} = 126 \text{ кВ}$ | $U_{ном.} = 123 \text{ кВ}$ |
| $I_{ном} \geq I_{раб}$ | $I_{раб.} = 587,85 \text{ А}$ | $I_{ном.} = 1600 \text{ А}$ | $I_{ном.} = 1200 \text{ А}$ |
| $I_{дин} \geq I_{уд}$ | $I_{уд.} = 6,1 \text{ кА}$ | $I_{дин} = 100 \text{ кА}$ | $I_{дин} = 40 \text{ кА}$ |
| $I_{отк} \geq I_n$ | $I_n = 2365 \text{ А}$ | $I_{отк} = 40 \text{ кА}$ | $I_{отк} = 40 \text{ кА}$ |
| $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$ | $B_k = 2,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$ | $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$ | $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$ |

Выбираем силовой выключатель 3AP1FG-145/ЕК фирмы Siemens, т.к. выключатель удовлетворяет всем расчетным условиям и обладает высокой надежностью.

3.4 Выбор разъединителей на ОРУ 110кВ

Разъединители служат для создания видимого разрыва, отделяющего выведенное из работы оборудование от токопроводящих частей, находящихся под напряжением.

Разъединители не имеют дугогасительных устройств и поэтому предназначаются, главным образом, для включения и отключения электрических цепей при отсутствии тока нагрузки и находящихся только под напряжением или даже без напряжения.

Требования, предъявляемые к разъединителям с точки зрения обслуживания их оперативным персоналом, заключаются в следующем:

- разъединители должны создавать ясно видимый разрыв цепи, соответствующий классу напряжения установки;
- приводы разъединителей должны иметь устройства жесткой фиксации ножей в каждом из двух оперативных положений: включенном и отключенном. Кроме того, они должны иметь надежные упоры, ограничивающие поворот ножей на угол, больший заданного;
- разъединители должны включаться и отключаться при любых наихудших условиях окружающей среды (например, обледенении);
- опорные изоляторы и изоляционные тяги должны выдерживать механические нагрузки, возникающие при выполнении операций;
- главные ножи разъединителей должны иметь блокировку с ножами заземляющего устройства, исключающую возможность одновременного включения тех и других [10].

Выбор разъединителей производится по следующим условиям:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.ном}} \quad \text{кВ}, \quad (3.10)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}} \quad \text{А}, \quad (3.11)$$

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{у}} \quad \text{кА}, \quad (3.12)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} \quad \text{кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (3.13)$$

При выборе разъединителей для РУ 110 кВ сравним разъединитель DBF2-123N+2AE фирмы Siemens и разъединитель типа SGF-123 фирмы АВВ.

Центральный разъединитель RURHTAL типа DBF2-123 является двухколонковым горизонтально - поворотным разъединителем. Он состоит из трех отдельных полюсов, соединенных между собой межполюсными тягами для передачи приводного момента. Разъединитель разработан для наружной установки на подстанции.

SGF-123 является двухколонковым горизонтально - поворотным разъединителем. Разъединители SGF предназначены для создания видимых разрывов в электрических цепях и, в случае необходимости, заземления участков. Они так же пригодны для коммутации малых токов, при которых на их выводах не происходит значительного изменения напряжения.

Двухколонковые разъединители SGF горизонтально-поворотного типа могут быть применены на высоковольтных подстанциях любого номинальным напряжением 110, 150, 220, 330 и 500 кВ. Они выпускаются на номинальные токи от 1600 до 4000 А (в зависимости от типа). Для заземления отключенных участков цепи каждый полюс разъединителя может оборудоваться одним или двумя заземляющими ножами.

Параметры разъединителя и расчетные параметры сведем в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Выбор разъединителя 110 кВ

| Условия выбора | Расчетные значения | Разъединитель DBF2-123N+2AE (Siemens) | Разъединитель SGF-123 (ABB) |
|---|--|---|---|
| $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.ном}}$ | $U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном.}} = 123 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном.}} = 123 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб}}$ | $I_{\text{раб.}} = 587,85 \text{ А}$ | $I_{\text{ном.}} = 1600 \text{ А}$ | $I_{\text{ном.}} = 1600 \text{ А}$ |
| $I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$ | $I_{\text{уд.}} = 6,1 \text{ кА}$ | $I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$ | $I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$ |
| $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ | $B_{\text{к}} = 2,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$ | $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$ | $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$ |

На РУ 110 кВ выбираем разъединитель DBF2-123N+2AE фирмы Siemens ввиду его экономической целесообразности.

3.5 Выбор измерительных трансформаторов тока на ОРУ 110 кВ

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для создания гальванической связи.

Трансформаторы тока выбираются:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст.НОМ}} \quad \text{кВ}, \quad (3.14)$$

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{макс}} \quad \text{А}, \quad (3.15)$$

$$(k_{\text{тер}} \cdot I_{1\text{НОМ}})^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} \quad \text{кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (3.16)$$

$$Z_{2\text{НОМ}} \geq Z_{2\text{расч}} \quad \text{Ом}. \quad (3.17)$$

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_{2\text{расч}} = r_{2\text{расч}}$.

Для определения сопротивления нагрузки вторичной обмотки пользуясь каталогами приборов, определяем нагрузку по фазам и вносим в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Вторичная нагрузка ТТ на стороне 110 кВ

| Прибор | Тип | Потребляемая мощность, ВА | | |
|-----------------|-------------|---------------------------|--------|--------|
| | | Фаза А | Фаза В | Фаза С |
| Амперметр | Э-365 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Счетчик энергии | Альфа А1800 | 0,003 | 0,003 | 0,003 |
| РЗиА | | 0,05 | 0,05 | 0,05 |
| Итого | | 0,553 | 0,553 | 0,553 |

Определим сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,553}{1^2} = 0,553 \text{ Ом}.$$

Трансформатор тока, соединенный с цифровым терминалом, подключен по схеме полной звезды. Длина соединительного провода для данной схемы составляет 70 м. Применяем провод с медными жилами, так как данное требование предъявляется при подключении терминала. Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5 составляет 1,2 Ом. Сопротивление контактов принимаем 0,1, тогда сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр1}} = Z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,553 - 0,1 = 0,547 \text{ Ом}$$

Зная $r_{пр1}$ можно определить сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot I_{расч}}{r_{пр1}} = \frac{0,0175 \cdot 70}{0,547} = 2,24 \text{ мм}^2$$

Принимаем контрольный кабель КВВГ с жилами сечением 2,5 мм².
Окончательно сопротивление провода определяем:

$$r_{пр2} = \rho \cdot \frac{l}{S} = 0,0175 \cdot \frac{70}{2,5} = 0,49 \text{ Ом}$$

Определяем расчетное сопротивление вторичной нагрузки:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр2} + r_k = 0,553 + 0,49 + 0,1 = 1,143 \text{ Ом}$$

Выбор трансформатора тока показан на рисунках 3.3 и 3.4. В качестве трансформаторов тока, устанавливаемых на РУ ВН, выбираем ТФНД-110М. Параметры трансформатора тока и расчетные данные сведем в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Выбор трансформатора тока РУ 110 кВ

| Расчетные данные | | Трансформатор тока ТФНД-110М | |
|--------------------------------------|--------|---|-------|
| $U_{уст.ном}$, кВ | 110 | $U_{ном}$, кВ | 110 |
| $I_{раб}$, А | 401,64 | $I_{ном}$, А | 600 |
| B_k , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ | 2,75 | $(k_{тер} \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_{тер}$, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ | 26,04 |
| $Z_{2расч}$, Ом | 1,143 | $Z_{2ном}$, Ом | 1,2 |

| Тип ТТ | $I_{1ном}$ (А) | $I_{2ном}$ (А) | Кл (%) | K_{10} | $K_{терм}$ | R_2 (Ом) | X_2 (Ом) | $Z_{ном}$ (Ом) |
|-----------|----------------|----------------|--------|----------|------------|------------|------------|----------------|
| ТОЛ-10 | 1000 | 5 | P | 18 | 36 | 0.342 | 0 | 0.6 |
| ТОЛ-10 | 1000 | 5 | 0.5 | 14 | 36 | 0.225 | 0 | 0.4 |
| ТОЛ-10 | 1500 | 5 | P | 29 | 36 | 0.537 | 0 | 0.6 |
| ТОЛ-10 | 1500 | 5 | 0.5 | 17 | 36 | 0.363 | 0 | 0.4 |
| ТФНД-110М | 600 | 1 | Д | 20 | | 0.48 | 0 | 1.2 |
| ТФНД-110М | 600 | 1 | 0.5 | 12 | | 0.33 | 0 | 1.2 |
| ТФНД-110М | 1000 | 5 | Д | 10 | | 0.8 | 1.2 | 4 |
| ТФНД-110М | 1000 | 5 | 0.5 | 6 | | 0.6 | 0.4 | 4 |
| ТФНД-110М | 750 | 5 | Д | 8 | | 0.6 | 0.6 | 4 |
| ТФНД-110М | 750 | 5 | 0.5 | 5 | | 0.5 | 0 | 4 |
| ТФНД-110М | 600 | 5 | 0.5 | 3.7 | | 0.4 | 0 | 4 |
| ТФНД-110М | 2000 | 1 | Д | 10 | | 11 | 30 | 100 |
| ТФНД-110М | 1000 | 1 | 0.5 | 6 | | 8.8 | 10 | 100 |
| ТФНД-110М | 750 | 1 | 0.5 | 5 | | 6.3 | 0 | 100 |
| ТФНД-110М | 750 | 1 | Д | 8 | | 8.2 | 15 | 100 |
| ТФНД-110М | 600 | 1 | 0.5 | 3.8 | | 5.25 | 0 | 100 |
| ТФНД-110М | 100 | 5 | P | 30 | | 0.45 | 0 | 0.8 |
| ТФНД-110М | 100 | 5 | 0.5 | 10 | | 0.33 | 0 | 1.2 |
| ТФНД-110М | 800 | 1 | P | 20 | | 0.52 | 0.39 | 1.2 |
| ТФНД-110М | 800 | 1 | 0.5 | 10 | | 0.5 | 0 | 1.2 |

Рисунок 3.3 – Выбор трансформатора тока на стороне 110 кВ

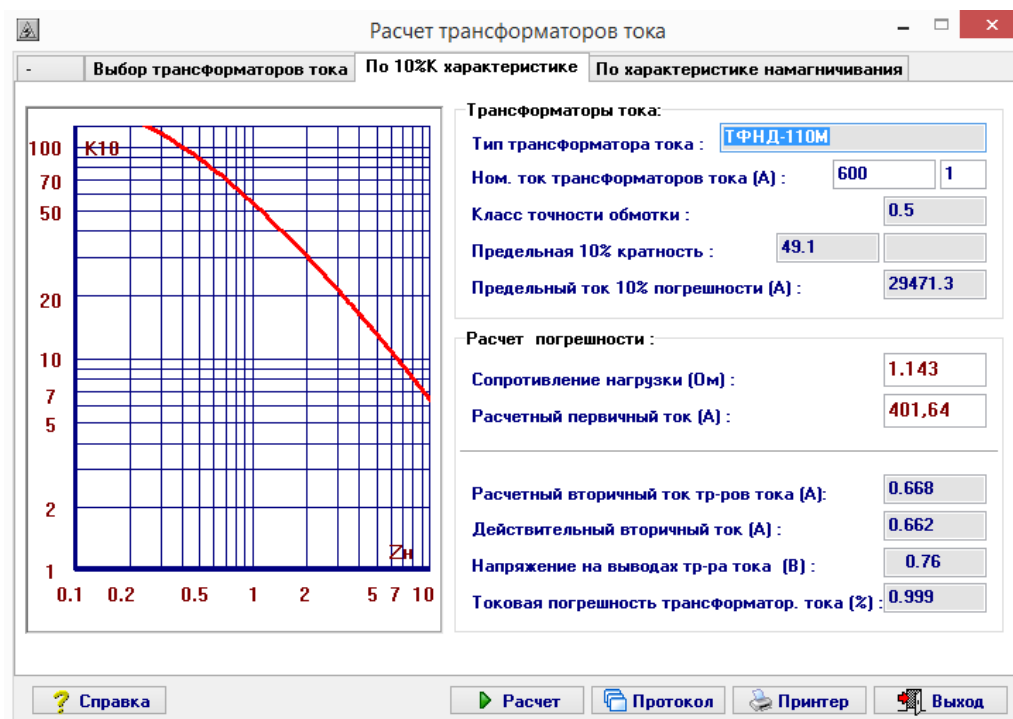


Рисунок 3.4 – Выбор трансформатора тока на стороне 110 кВ

3.6 Выбор измерительного трансформатора напряжения на ОРУ 110 кВ

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей ВН.

Трансформаторы напряжения выбираются:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст.НОМ}} \quad \text{кВ}, \quad (3.18)$$

$$S_{2\Sigma} \geq S_{\text{НОМ}} \quad \text{Ом}. \quad (3.19)$$

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждой секции или системе сборных шин низшего и все катушки напряжения приборов этой секции или системы сборных шин подключаются к этому трансформатору напряжения.

Выбираем трансформаторы напряжения фирмы Siemens, т.к. все оборудование, установленное на данной подстанции, является продукцией фирмы Siemens.

Вторичная нагрузка рассчитана в таблице 3.5. Для РУ 110 кВ выбираем ТН типа VEOT 123. Параметры трансформатора напряжения и расчетные данные сведем в таблицу 3.6.

Таблица 3.5 – Вторичная нагрузка ТН РУ 110 кВ

| Прибор | Тип | Потребляемая мощность, ВА |
|-----------------|-------------|---------------------------|
| Вольтметр | Э-350 | 2 |
| Счетчик энергии | Альфа А1800 | 3,6 |
| РЗиА | | 0,03 |
| Итого: | | 5,63 |

Таблица 3.6 – Выбор ТН РУ 110 кВ

| Расчетные данные | Каталожные данные |
|-------------------------|--------------------|
| $U_{уст} = 110$ кВ | $U_{ном} = 123$ кВ |
| $S_{2\Sigma} = 5,63$ ВА | $S_{ном} = 200$ ВА |
| Класс точности 0,5 | |

3.7 Выбор КРУ 10 кВ

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

С целью уменьшения размеров, улучшения эксплуатационных характеристик и повышения надежности к электрическим аппаратам КРУ предъявляются следующие требования:

- выключатели должны обладать малыми габаритами и встроенным приводом, высокой износостойкостью, пожаро- и взрывобезопасностью. Они должны снабжаться розеточными или пальцевыми контактами. С учетом этих требований в КРУ применяются маломасляные, электромагнитные, элегазовые и вакуумные выключатели;

- трансформаторы тока и напряжения применяются с литой изоляцией, обладающей высокой электрической и механической прочностью;

- разъединители должны быть механически связаны с выключателем и обеспечивать электробезопасность при выкатывании выключателя, смонтированного на тележке.

Комплектные устройства по сравнению с обычными конструкциями электротехнических установок обладают следующими основными преимуществами:

- значительно уменьшаются объемы строительного-монтажных работ и сокращаются сроки их выполнения;

- достигается большая экономия трудозатрат;

- улучшается качество электроустановок, увеличивается надежность и безопасность их обслуживания и сокращаются эксплуатационные расходы;

- обеспечивается удобство и быстрота при расширении и

реконструкции;

- упрощается комплектация и снабжение при производстве
строительно-монтажных работ;

- сокращаются объемы и сроки проектирования.

Применение комплектных устройств является основой
индустриализации строительно-монтажных работ при сооружении
электрических станций, трансформаторных подстанций и электроустановок
промышленных предприятий [2].

Номинальные параметры КРУ NXAIR P12 показаны в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Номинальные параметры NXAIR P12

| Наименование параметров | Единица измерений | Величина |
|---|-------------------|----------|
| Напряжение | кВ | 12 |
| Частота | Гц | 50/60 |
| Одноминутное испытательное напряжение («фаза-фаза», «фаза-земля») | кВ | 28 |
| Импульсное испытательное напряжение («фаза-фаза», «фаза-земля») | кВ | 75 |
| Ток отключения КЗ | кА | 50 |
| Кратковременный ток, 3 с | кА | 50 |
| Ток включения при коротком замыкании | кА | 125/130 |
| Ударный ток | кА | 125/130 |
| Ток сборных шин | А | 4000 |
| Ток присоединений: | | |
| Ячейка силового выключателя | А | 4000 |
| Ячейка контактора | А | 400 |
| Ячейка разъединителя | А | 4000 |
| Ячейка секционного выключателя-разъединителя | А | 4000 |
| Ячейка подключения сборных шин | А | 4000 |

Выбор ячейки выключателя КРУ.

Параметры выключателей и расчетные данные сведем в таблицу 3.8.

Таблица 3.8 – Выбор ячейки выключателя КРУ 10 кВ

| Условия выбора | Расчетные значения | Выключатель NXAIR P (Siemens) |
|---|--|--|
| $U_{ном} \geq U_{уст.ном}$ | $U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{ном.} = 12 \text{ кВ}$ |
| $I_{ном} \geq I_{раб}$ | $I_{раб.} = 3233,2 \text{ А}$ | $I_{ном.} = 4000 \text{ А}$ |
| $I_{дин} \geq I_{уд}$ | $I_{уд.} = 30,02 \text{ кА}$ | $I_{дин} = 125 \text{ кА}$ |
| $I_{отк} \geq I_n$ | $I_n = 11,633 \text{ кА}$ | $I_{отк} = 50 \text{ кА}$ |
| $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{\kappa}$ | $B_{\kappa} = 63,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$ | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$ |

Выбор разъединителей КРУ.

Параметры разъединителей и расчетные данные сведем в таблицу 3.9.

Таблица 3.9 – Выбор разъединителя КРУ 10 кВ

| Условия выбора | Расчетные значения | Разъединитель NXAIR P (SIEMENS) |
|------------------------------------|----------------------------|--|
| $U_{ном} \geq U_{уст.ном}$ | $U_{уст} = 10 кВ$ | $U_{ном.} = 12 кВ$ |
| $I_{ном} \geq I_{раб}$ | $I_{раб.} = 3233,2 А$ | $I_{ном.} = 4000 А$ |
| $I_{дин} \geq I_{уд}$ | $I_{уд.} = 30,02 кА$ | $I_{дин} = 125 кА$ |
| $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$ | $B_k = 63,6 кА^2 \cdot с;$ | $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 7500 кА^2 \cdot с;$ |

Выбор трансформаторов тока для КРУ 10 кВ.

Для определения сопротивления нагрузки вторичной обмотки пользуясь каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам, данные сведем в таблицу 3.10.

Таблица 3.10 – Вторичная нагрузка ТТ на стороне 10 кВ

| Прибор | Тип | Потребляемая мощность, ВА | | |
|-----------------|-------------|---------------------------|--------|--------|
| | | Фаза А | Фаза В | Фаза С |
| Амперметр | Э-365 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Счетчик энергии | Альфа А1800 | 0,003 | 0,003 | 0,003 |
| РЗиА | | 0,05 | 0,05 | 0,05 |
| Итого | | 0,553 | 0,553 | 0,553 |

Определим сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{0,553}{1^2} = 0,553 \text{ Ом}$$

Трансформаторы тока соединены по схеме полной звезды. Длина соединительного провода для данной схемы составляет 70 м. Применяем провод с медными жилами, так как данное требование предъявляется при подключении терминала. Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5 составляет 1,2 Ом. Сопротивление контактов принимаем 0,1, тогда сопротивление проводов:

$$r_{пр1} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k = 1,2 - 0,553 - 0,1 = 0,547 \text{ Ом}$$

Зная $r_{пр1}$ можно определить сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot I_{\text{расч}}}{r_{\text{пр1}}} = \frac{0,0175 \cdot 70}{0,547} = 2,24 \text{ мм}^2$$

Принимаем контрольный кабель КВВГ с жилами сечением 2,5 мм².
Окончательно сопротивление провода определяем:

$$r_{\text{пр2}} = \rho \cdot \frac{l}{S} = 0,0175 \cdot \frac{70}{2,5} = 0,49 \text{ Ом}$$

Определяем расчетное сопротивление вторичной нагрузки:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр2}} + r_{\text{к}} = 0,553 + 0,49 + 0,1 = 1,143 \text{ Ом}$$

Выбор трансформатора тока показан на рисунках 3.5 и 3.6. В качестве трансформаторов тока, устанавливаемых на РУ 10 кВ, выбираем трансформаторы тока типа ТПЛ-10. Параметры трансформатора тока и расчетные данные сведем в таблицу 3.11.

Таблица 3.11 – Выбор трансформатора тока РУ 10 кВ

| Расчетные данные | | Трансформатор тока ТПЛ-10 | |
|--------------------------------------|--------|---|--------|
| U _{уст.ном} , кВ | 10 | U _{ном} , кВ | 10 |
| I _{макс} , А | 3233,2 | I _{ном} , А | 4000 |
| B _к , кА ² · с | 63,6 | (k _{тер} · I _{1ном}) ² · t _{тер} , кА ² · с | 376,32 |
| Z _{2расч} , Ом | 1,143 | Z _{2ном} , Ом | 1,2 |

| Тип ТТ | I1ном (А) | I2ном (А) | Кл (%) | K10 | Ктерм | R2 (Ом) | X2 (Ом) | Zном (Ом) |
|-----------|-----------|-----------|--------|-----|-------|---------|---------|-----------|
| ТВД-35МКП | 300 | 5 | - | 12 | | 0.07 | 0.3 | 0.8 |
| ТВД-35МКП | 400 | 5 | - | 7 | | 0.095 | 0.31 | 2 |
| ТВД-35МКП | 600 | 5 | - | 20 | | 0.142 | 0.1 | 1.2 |
| ▶ ТПЛ-10 | 4000 | 1 | - | 7 | | 0.23 | 0.22 | 1.2 |
| ТПЛ-10 | 1000 | 5 | - | 10 | | 0.29 | 0.24 | 1.2 |
| ТПЛ-10 | 1500 | 5 | - | 14 | | 0.435 | 0.85 | 1.2 |
| ТПЛ-10 | 2000 | 5 | - | 11 | | 0.58 | 0.84 | 1.2 |
| ТПЛ-10 | 3000 | 5 | - | 16 | | 0.87 | 1.27 | 1.2 |
| ТПЛ-10 | 4000 | 5 | - | 12 | | 1.15 | 1.62 | 1.2 |
| ТПЛ-10 | 3000 | 5 | - | 16 | | 0.87 | 1.01 | 1.2 |
| ТПЛ-10 | 4000 | 5 | - | 12 | | 1.15 | 1.5 | 1.2 |
| ТПЛ-10 | 5000 | 5 | - | 10 | | 1.45 | 1.56 | 1.2 |
| ТВТ-10 | 400 | 5 | - | | 28 | 0.014 | 0.2 | 1.2 |
| ТВТ-10 | 5000 | 5 | - | 10 | 28 | 0.94 | 0.5 | 1.2 |
| ТВТ-10 | 6000 | 5 | - | 12 | 28 | 1.14 | 1 | 1.2 |
| ТВТ-10 | 12000 | 5 | - | 24 | 28 | 1.8 | 2 | 1.2 |
| ТПЛ-10 | 100 | 5 | P | 13 | 45 | 0.22 | 0 | 0.6 |
| ТПЛ-10 | 100 | 5 | 0.5 | 5 | 45 | 0.18 | 0.22 | 0.4 |
| ТПЛ-10К | 300 | 5 | 0.5 | 12 | 16.7 | 0.123 | 0.02 | 0.4 |
| ТПШЛ-10 | 2000 | 5 | P | 24 | | 0.65 | 0 | 1.2 |

Рисунок 3.5 – Выбор трансформатора тока на стороне 10 кВ

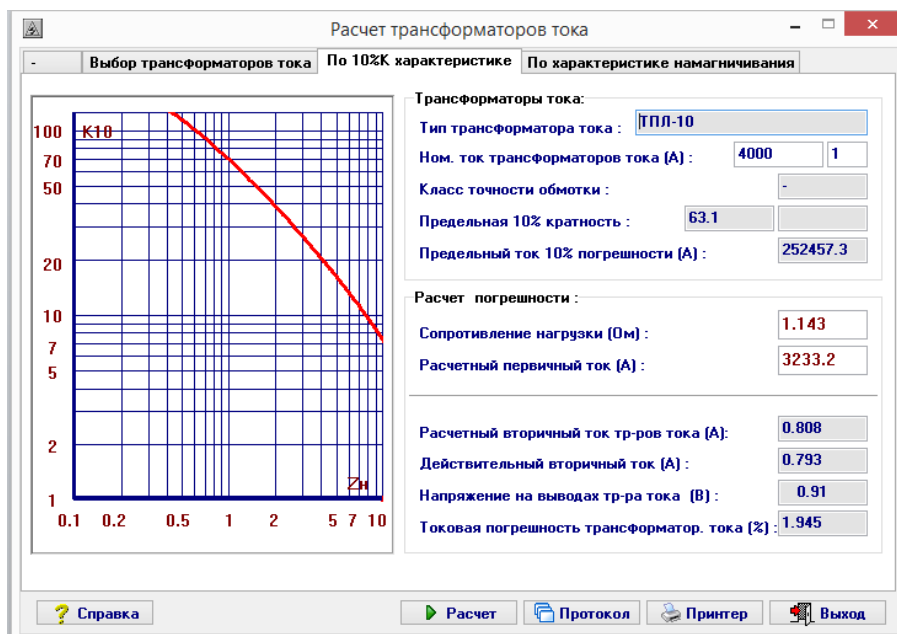


Рисунок 3.6 – Выбор трансформатора тока на стороне 10 кВ

Выбор трансформаторов напряжения для КРУ 10 кВ.

Вторичная нагрузка рассчитана в таблице 3.12. Для КРУ 10 кВ выбираем ТН типа ЗТЛ6/8.

Параметры трансформатора напряжения и расчетные данные сведем в таблицу 3.13.

Таблица 3.12 – Вторичная нагрузка ТН РУ 10 кВ

| Прибор | Тип | Потребляемая мощность, ВА |
|-----------------|-------------|---------------------------|
| Вольтметр | Э-350 | 2 |
| Счетчик энергии | Альфа А1800 | 3,6 |
| РЗиА | | 0,03 |
| Итого: | | 5,63 |

Таблица 3.13 – Выбор ТН КРУ 10 кВ

| Расчетные данные | Каталожные данные |
|-------------------------|--------------------|
| $U_{уст} = 10$ кВ | $U_{ном} = 12$ кВ |
| $S_{2\Sigma} = 5,63$ ВА | $S_{ном} = 100$ ВА |
| Класс точности 0,5 | |

3.8 Выбор плавкого предохранителя в цепи трансформаторов собственных нужд

Для защиты трансформаторов собственных нужд (ТСН) и трансформаторов напряжения 10 кВ (ТВ) используем плавкие

предохранители, которые должны удовлетворять следующим условиям:

1) Номинальное напряжение предохранителя должно соответствовать номинальному напряжению установки:

$$U_{ном} \geq U_{уст.ном} \quad (3.20)$$

2) Номинальный ток вставки должен быть выбран так, чтобы она не расплавилась в утяжеленном режиме, когда рабочий ток имеет наибольшее значение:

$$I_{ном} \geq I_{раб} \quad (3.21)$$

Рабочий ток установленного оборудования, находится по формуле:

$$I_{раб} = \frac{S_{ном.тр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.}} \quad (3.22)$$

3) Номинальный ток отключения предохранителя не должен быть меньше периодической составляющей тока КЗ (действующего значения за первый период):

$$I_{откл.ном} \geq I_{п.о.} \quad (3.23)$$

Исходя из формулы (3.22) определяем $I_{раб}$:

$$I_{раб} = \frac{S_{ном.тр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.}} = \frac{800 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 43,99 A$$

Для защиты ТСН выбираем предохранитель типа ПКТ 102-10-50-31,5 УЗ.

Параметры и расчетные значения предохранителя для трансформатора собственных нужд сведем в таблицу 3.14.

Таблица 3.14 – Выбор предохранителя для ТСН

| Условия выбора | Расчетные значения | Параметры предохранителя |
|------------------------------|---------------------|--------------------------|
| $U_{ном} \geq U_{уст.ном}$ | $U_{уст} = 10 кВ$ | $U_{ном} = 10 кВ$ |
| $I_{ном} \geq I_{раб}$ | $I_{раб} = 43,99 A$ | $I_{ном} = 50 A$ |
| $I_{откл.ном} \geq I_{п.о.}$ | $I_{п.о} = 11633 A$ | $I_{отк} = 31,5 кА$ |

3.9 Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН) для защиты электрооборудования подстанции

Ограничители перенапряжения (ОПН) — аппараты современного поколения, пришедшие на смену вентильным разрядникам, предназначены для защиты электрооборудования от коммутационных и грозовых перенапряжений.

Для защиты изоляции РУ и трансформаторов от атмосферных перенапряжений выбираем следующие ОПН по каталогу продукции фирмы Siemens.

На стороне ВН: ЗЕР1 123 – 1PL1.

На стороне НН: ЗЕР1 012 – 1PL1.

4 Проектирование релейной защиты

4.1 Основные положения

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

а) 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;

б) 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:

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

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

- а) в качестве основных защит:
- продольная дифференциальная токовая защита трансформатора – защита от всех видов КЗ в обмотках и на выводах трансформатора, включая витковые замыкания в обмотках;
 - газовая защита – защита от замыканий внутри бака трансформатора и в контакторном объеме РПН, сопровождающихся выделением газа;
- б) в качестве резервных защит:
- максимальная токовая защита в однофазном исполнении от симметричных перегрузок трансформатора обмоток ВН и НН;
 - двухступенчатая токовые защиты нулевой последовательности от КЗ землю на сторонах высшего и среднего напряжений;
 - токовая направленная защита обратной последовательности от несимметричных внешних КЗ и максимальная токовая защита с пуском по

напряжению от трехфазных КЗ.

В том числе на сторонах высшего и среднего напряжений предусматривается установка устройств резервирования отказов выключателей (УРОВ) [1].

При проектировании подстанции согласно требованию СНиП и ПУЭ должны обеспечить эффективную защиту, что достигается путем внедрения новых технологий. В данном дипломном проекте в качестве основной и резервной защиты выбраны терминалы защит SIPROTEC производства SIEMENS. Для основной защиты трансформатора выбран терминал 7UT613, для резервной защиты трансформатора выбран терминал 7SJ6, в качестве основной защиты линии – терминал 7SA632, резервной защиты – терминал 7SJ6. Подробное описание терминалов приведен в приложении А.

4.2 Расчет дифференциальной защиты трансформатора

Исходные данные для расчета дифференциальной защиты трансформатора приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные для расчета

| Наименование величины | Обозначение и метод определения | Числовые значения для сторон | |
|---|---|------------------------------|---------|
| | | 110 кВ | 10 кВ |
| Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его проходной мощности, А | $I_{\text{номп}} = \frac{S_{\text{ном.прох}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$ | 401,64 | 2199,43 |
| Коэффициент трансформации трансформаторов тока | $K_{\text{ТА}}$ | 600/1 | 3000/1 |
| Схема соединения трансформаторов тока | — | Y | Y |
| Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий проходной мощности защищаемого трансформатора, А | $I_{\text{ном}} = \frac{I_{\text{номп}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{ТА}}}$ | 0,67 | 0,63 |

Расчет чувствительного органа.

1) Отстройка от расчетного первичного тока небаланса в режиме, соответствующем «началу торможения»:

$$I_{\text{сз.мин}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб тормначп}} = K_{\text{отс}} \cdot (I_{\text{нб тормначп}}^I + I_{\text{нб тормначп}}^II), \quad (4.1)$$

$$I_{\text{нб тормначп}}^I = K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{номп}}, \quad (4.2)$$

$$I_{\text{нб тормнач п}}^{\text{II}} = (U_{\alpha} \cdot K_{\text{ток}\alpha} + U_{\beta} \cdot K_{\text{ток}\beta}) \cdot I_{\text{номп}} , \quad (4.3)$$

$$I_{\text{нб тормнач п}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,03 + 0,126) \cdot 401,64 = 62,65 \text{ А} ,$$

$$I_{C3_{\text{min}}} = 1,5 \cdot 62,65 = 93,975 \text{ А} ,$$

где $I_{\text{нб торм. нач.п.}}^{\text{I}}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью трансформаторов тока;

$I_{\text{нб торм. нач.п.}}^{\text{II}}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием напряжения трансформатора;

$K_{\text{отс}}=1,5$ – коэффициент отстройки от максимального тока небаланса;

$K_{\text{пер}}=1$ – коэффициент, учитывающий переходной режим;

$K_{\text{одн}}=0,5 \div 1$ – коэффициент однотипности, учитывающий различие в погрешности трансформаторов тока, образующих дифференциальную схему.

Для ДЗТ принимается равным $K_{\text{одн}}=1$;

$\varepsilon=0,1$ – коэффициент, учитывающий погрешность в 10% ТА.

2) Отстройка от броска тока намагничивания при включении ненагруженного трансформатора под напряжение или при восстановлении напряжения после отключения короткого замыкания, а также от переходных токов небаланса при внешних коротких замыканиях.

$$I_{C3_{\text{min}}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{ном}} , \quad (4.4)$$

$$I_{C3_{\text{min}}} = 0,2 \cdot 401,64 = 80,328 \text{ А} .$$

За расчетное значение $I_{C3_{\text{min}}}$ принимается большее из полученных значений, т.е. $I_{C3_{\text{min}}} = 93,975 \text{ А}$.

Ток срабатывания защиты в относительных единицах:

$$I_{C3_{\text{min}}}^* = \frac{I_{C3_{\text{min}}}}{I_{\text{номп}}} , \quad (4.5)$$

$$I_{C3_{\text{min}}}^* = \frac{93,975}{401,64} = 0,234 \text{ о.е.}$$

Расчет коэффициента торможения.

За расчетный выбор коэффициента торможения $K_{\text{торм}}$ принимается режим, при котором он получается максимальным:

$$K_{\text{торм}} = \frac{\Delta I_{\text{дифф}}}{\Delta I_{\text{торм}}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб. расч.п.}} - I_{\text{СЗ min}}}{\sum I_{\text{торм. расч.п.}} - I_{\text{торм. нач.}}} = \text{tg } \alpha, \quad (4.6)$$

где $I_{\text{нб. расч.п.}}$ – относительный максимальный расчетный первичный ток небаланса при расчетном внешнем коротком замыкании, при котором $K_{\text{торм}}$ получается максимальным.

Составляющие тока небаланса рассчитываются для плеча 10,5 кВ:

$$I_{\text{нб. расч.отн}}^* = I_{\text{торм. расч.1отн}} + I_{\text{торм. расч.2отн}}, \quad (4.7)$$

где $I_{\text{торм. расч.1отн}}$, $I_{\text{торм. расч.2отн}}$ – относительные токи при расчетном внешнем КЗ, подводимые к цепям торможения от плеч защиты защищаемого трансформатора.

$$K_{\text{торм}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{нб. расч.п.}} - I_{\text{СЗ min}}}{\sum I_{\text{торм. расч.п.}} - I_{\text{торм. нач.}}} = \text{tg } \alpha \quad (4.8)$$

Опробование проводим для двух режимов и сведем расчетные данные в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Расчет коэффициента торможения

| Режим | Расчетная точка КЗ и вид КЗ | $I_{\text{КЗ}}, \text{ А}$ | $I_{\text{нб. расч.отн.}}, \text{ А}$ | $\sum I_{\text{торм. расч.п.}}, \text{ о.е.}$ | $K_{\text{торм}}$ |
|---------------------------------|-----------------------------|----------------------------|--|---|--|
| Опробование от сети 110 кВ: 3-4 | На вводе 115 кВ, 2-х ф. КЗ | 709,92 | $\frac{0,16 \cdot 709,92}{401,64} = 0,282$ | $\frac{709,92}{401,64} = 1,77$ | $\frac{1,5 \cdot 0,282 - 0,234}{1,77 - 1} = 0,245$ |
| Опробование от сети 110 кВ: 4-5 | На вводе 115 кВ, 2-х ф. КЗ | 555,93 | $\frac{0,16 \cdot 555,93}{401,64} = 0,22$ | $\frac{555,93}{401,64} = 1,38$ | $\frac{1,5 \cdot 0,22 - 0,234}{1,38 - 1} = 0,25$ |

Принимается коэффициент торможения $K_{\text{торм.}}=0,25$.

Оценка чувствительности дифференциальной защиты.

Двухфазное КЗ на стороне 110 кВ:

$$I^{(2)} = 0,87 \cdot I^{(3)}, \quad (4.9)$$

$$I^{(2)} = 0,87 \cdot 816 = 709,92 \text{ А.}$$

а) без учета торможения:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I^{(2)}}{I_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{сз min отн}}^*}, \quad (4.10)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{709,92}{401,64 \cdot 0,234} = 7,55.$$

б) с учетом торможения током плеча 110 кВ:

$$\sum I_{\text{торм.расч.отн.}} = \frac{I^{(2)}}{I_{\text{НОМ}}}, \quad (4.11)$$

$$\sum I_{\text{торм.расч.отн.}} = \frac{709,92}{401,64} = 1,77 \text{ о.е.},$$

$$I_{\text{С.Р.торм.}}^* = K_{\text{торм.}} \cdot (\sum I_{\text{торм.расч.отн.}} - 1), \quad (4.12)$$

$$I_{\text{С.Р.торм.}}^* = 0,25 \cdot (1,77 - 1) = 0,1925 \text{ о.е.},$$

$$I_{\text{С.Р.}}^* = I_{\text{С.Р. min}}^* + I_{\text{С.Р.торм.}}^*, \quad (4.13)$$

$$I_{\text{С.Р.}}^* = 0,234 + 0,1925 = 0,4265,$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sum I_{\text{торм.расч.отн.}}}{I_{\text{С.З.отн}}} > 2, \quad (4.14)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{1,77}{0,4265} = 4,15 > 2.$$

Коэффициент чувствительности согласно ПУЭ должен быть не меньше 2, т.е. чувствительность дифференциальной защиты достаточна.

Расчет ДЗТ сведен в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Расчет дифференциальной защиты трансформатора

| Наименование | Значения |
|--|---|
| Отстройка от номинального тока Т | $I_{\text{НОМ}} = 401,64 \text{ А}$ |
| Подъем 1 (коэффициент торможения) | 0,25 |
| Значение срабатывания дифференциального тока $I_{\text{diff>}}$ (чувствительного органа) | 93,975 А |
| Значение срабатывания дифференциального тока $I_{\text{diff>>}}$ | $7,5 \cdot I_{\text{НОМ}} = 3012,3 \text{ А}$ |

4.3 Газовая защита трансформатора

Принцип действия и область применения.

Газовая защита предназначена для защиты силовых трансформаторов с масляным заполнением, снабженных расширителями, от всех видов внутренних повреждений, сопровождающихся выделением газа, ускоренным перетеканием масла из бака в расширитель, а также от утечки масла из бака трансформатора.

Измерительным органом газовой защиты является газовое реле. Газовое реле представляет собой металлический сосуд с двумя поплавками (элементами), который врезается в наклонный трубопровод, связывающий бак трансформатора с расширителем. При нормальной работе трансформатора газовое реле заполнено трансформаторным маслом, поплавки находятся в поднятом положении и связанные с ними электрические контакты разомкнуты. При незначительном повреждении в трансформаторе (например, витковое замыкание) под воздействием местного нагрева из масла выделяются газы, которые поднимаются вверх, к крышке бака, а затем скапливаются в верхней части газового реле, вытесняя из него масло. При этом верхний из двух поплавков (элементов) опускается вместе с уровнем масла, что вызывает замыкание его контакта, а следовательно, предупредительный сигнал. При серьезном повреждении внутри трансформатора происходит бурное газообразование и под воздействием выделившихся газов масло быстро вытесняется из бака в расширитель. Поток масла проходит через газовое реле и заставляет сработать нижний поплавок (элемент), который дает команду на отключение поврежденного трансформатора. Этот элемент срабатывает также и в том случае, если в баке трансформатора сильно понизился уровень масла, например при повреждении бака и утечке масла.

Газовая защита является очень чувствительной и весьма часто позволяет обнаружить повреждение в трансформаторе в самой начальной стадии. При серьезных повреждениях трансформатора газовая защита действует достаточно быстро: 0,1—0,2 с (при скорости потока масла не менее чем на 25 % выше уставки). Благодаря этим достоинствам газовые реле обязательно устанавливаются на трансформаторах мощностью 1 МВ-Л и более.

Все газовые реле должны иметь два элемента и обеспечивать замыкание двух независимых электрических цепей: сигнальной и отключающей. В схеме газовой защиты должна быть предусмотрена возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал.

Источниками оперативного тока для газовой защиты могут служить аккумуляторные батареи, блоки питания, предварительно заряженные конденсаторы и трансформатор собственных нужд ТСН или трансформатор напряжения ТН. Последние используются в тех случаях, когда другие защиты трансформатора (токовая отсечка, дифференциальная и максимальная

токовая)

Газовое реле Бухгольца: двухпоплачковое реле ВF-80/Q (символ В указывает на наличие двух элементов (поплачков), F — на способ крепления — фланцем, Q — на квадратную форму фланца, цифра 80 — внутренний диаметр, в миллиметрах, трубопровода, в который врезается газовое реле).

Встроенный блок двухпоплачкового реле (рисунок 4.1) состоит из двух элементов: верхнего (сигнального) и нижнего (отключающего). К верхнему поплавку 3 сигнального элемента жестко прикреплен постоянный магнит 6. При уходе масла из корпуса реле верхний поплавок 3 поворачивается в направлении, показанном стрелкой, магнит 6 приближается к магнитоуправляемому контакту 5, что вызывает замыкание цепи сигнализации (два правых зажима 4).

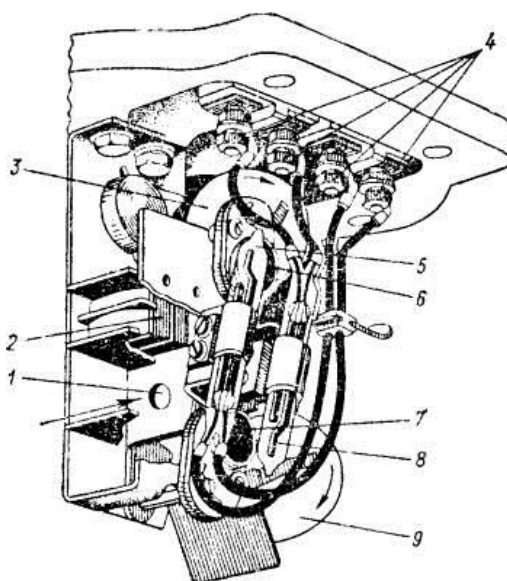


Рисунок 4.1 – Двухпоплачковый блок газового реле типа ВF-80/Q (Бухгольца)

Нижний (отключающий) элемент состоит из поплавка 9, жестко прикрепленного к нему постоянного магнита 7, магнитоуправляемого контакта 5, а также напорного клапана (заслонки), который удерживается в исходном состоянии батареей постоянных магнитов 2. Зазор между магнитами и напорным клапаном может изменяться в зависимости от того, при какой скорости потока масла (уставке) должно срабатывать реле. Для газовой защиты трансформаторов 10 кВ используется наименьшая уставка 0,65 м/с.

При серьезном повреждении трансформатора, которое сопровождается бурным газообразованием и ильным перетоком масла из бака в расширитель, поток масла входит в газовое реле и опрокидывает напорный клапан (заслонку) 1 (направление потока масла показано стрелкой). При этом поворачиваются нижний (отключающий) поплавок 9 и жестко прикрепленный

к нему постоянный магнит 7. После приближения магнита 7 к магнитоуправляемому контакту 8 замыкается цепь отключения газовой защиты (два левых зажима 4). При уходе масла из бака трансформатора и, следовательно, из газового реле, отключающий поплавков 9 опускается, поворачиваясь таким образом, что постоянный магнит 7 приближается к магнитоуправляемому контакту 8, в результате чего замыкается цепь отключения от газовой защиты.

4.4 Расчет резервных защит трансформаторов

В качестве резервной защиты трансформатора устанавливается защита от перегрузки, максимальная токовая защита трансформатора (МТЗ). Исходные данные для расчета резервных защит приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Исходные данные для расчета резервных защит

| Наименование величины | Обозначение и метод определения | Числовые значения для стороны | | |
|--|---|-------------------------------|---------|---------|
| | | 115 кВ | 10,5 кВ | 10,5 кВ |
| Первичные токи защищаемого трансформатора, соответствующий его проходной мощности, А | $I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ.ПРОХ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$ | 401,64 | 2199,43 | 2199,43 |

Расчет МТЗ на высокой стороне.

МТЗ на ВН отстраивается от номинального тока:

$$I_{С.З.} = 1,3 \cdot I_{НОМ.ВН.},$$

$$I_{С.З.} = 1,3 \cdot I_{НОМ.ВН.} = 1,3 \cdot 401,64 = 522,132 \text{ А.}$$

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

Сторона ВН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗПРИВН}}^{(2)}}{I_{\text{СЗ}}}, \quad (4.15)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗПРИВН}}^{(2)}}{I_{\text{СЗ}}} = \frac{2365 \cdot 0,87}{522,132} = 3,94.$$

Расчет МТЗ на низкой стороне.

МТЗ на НН отстраивается от номинального тока:

$$I_{с.з.} = 1,3 \cdot I_{н.н.н.},$$

$$I_{с.з.} = 1,3 \cdot I_{н.н.н.} = 1,3 \cdot 2199,43 = 2859,26 \text{ А.}$$

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

Сторона НН:

$$K_{ч} = \frac{I_{кз.вн}^{(2)}}{I_{сз}}, \quad (4.16)$$

$$K_{ч} = \frac{I_{кз.приввн}^{(2)}}{I_{сз}} = \frac{11633 \cdot 0,87}{2199,43} = 3,54.$$

По ПУЭ коэффициент чувствительности при КЗ в конце зоны защиты должен быть порядка 1,5.

Условие выполняется, т.е. чувствительность достаточна.

Защита от перегрузки.

Защита от перегрузки, устанавливаемая на стороне ВН с действием на сигнал.

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

$$I_{с.з.} = k_{н} \cdot \frac{I_{н.н.н.}}{k_{в}},$$

$$I_{с.з.} = k_{н} \cdot \frac{I_{н.н.н.}}{k_{в}} = 1,05 \cdot \frac{401,64}{0,95} = 443,92 \text{ А},$$

где $K_{н} = 1,05$ – коэффициент отстройки, равный 5% перегрузке трансформатора сверх номинального;

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

$$I_{сззвтор} = \frac{I_{сз}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{443,92}{600} \cdot 1 = 0,74 \text{ А}$$

Защита от перегрузки, устанавливаемая на стороне НН с действием на

сигнал.

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

$$I_{с.з.} = k_n \cdot \frac{I_{НОМ.НН}}{k_g},$$

$$I_{с.з.} = k_n \cdot \frac{I_{НОМ.НН}}{k_g} = 1,05 \cdot \frac{2199,43}{0,95} = 2430,95 \text{ А},$$

$$I_{сззВтор} = \frac{I_{сз}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{2430,95}{4000} \cdot 1 = 0,61 \text{ А}.$$

Защита от охлаждения.

На стороне ВН:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{НОМ.ВН},$$

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{НОМ.ВН} = 0,8 \cdot 401,64 = 321,312 \text{ А},$$

$$I_{сззВтор} = \frac{I_{сз}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{321,312}{600} \cdot 1 = 0,54 \text{ А}.$$

На стороне НН:

$$I_{с,з.} = k_n \cdot I_{НОМ.НН},$$

$$I_{с,з.} = k_n \cdot I_{НОМ.НН} = 0,8 \cdot 2199,43 = 1759,55 \text{ А},$$

$$I_{сззВтор} = \frac{I_{сз}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{1759,55}{4000} \cdot 1 = 0,44 \text{ А}.$$

4.5 Релейная защита линий 110 кВ

Для линий в сетях 110-500 кВ с эффективно заземленной нейтралью согласно ПУЭ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю и защита от неполнофазного режима.

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 встроенным в грозозащитный трос или выполнено самонесущим кабелем [11].

При расчете дистанционной защиты используют полные сопротивления линий Z_w , которые имеют активно-индуктивный характер, поэтому сопротивление от места установки защиты до места к.з. задается в комплексной форме.

Расчет уставок срабатывания дистанционной защиты отходящей линии 110 кВ.

Исходные данные для расчета дистанционной защиты линий приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Исходные данные для дистанционной защиты линий

| № ЛЭП | Марка провода | Длина линий, км | Полное сопротивление линий, Ом |
|----------------|---------------|-----------------|---|
| W ₄ | АС-185 | 48 | $Z_{Л4} = 8,16 + j19,632 = 21,26e^{j67,5^0}$ |
| W ₅ | АС-240 | 53 | $Z_{Л5} = 6,943 + j21,253 = 22,36e^{j71,9^0}$ |
| W ₆ | АС-300 | 50 | $Z_{Л6} = 5,35 + j19,6 = 20,32e^{j74,7^0}$ |

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

$$z_{с.з.}^I = K_3 \cdot Z_{Л4}, \quad (4.17)$$

где $K_3=0,85$ – коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность защиты совместно с трансформаторами тока и напряжения;
 $Z_{Л4}$ – полное сопротивление линии W4.

По формуле (4.17) определяется уставка срабатывания I ступени:

$$z_{C,3}^I = 0,85 \cdot (8,16 + j19,632) = 6,936 + j16,6872 = 18,07e^{j67,43^\circ} \text{ Ом}$$

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.

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

$$z_{C,3}^{II} = K_3 \cdot z_{Л4} + \frac{K_3'}{K_{\text{ток}}} \cdot z_{Л5}^I, \quad (4.18)$$

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

$K_{\text{ток}} = \frac{I_{Л4}^{(3)}}{I_{Л5}^{(3)}}$ – коэффициент токораспределения, определяемый по трехфазному КЗ в конце зоны действия той защиты, с которой производится согласование;

$I_{Л4}^{(3)}$ – ток, протекающий через трансформаторы тока той защиты, для которой выбирается уставка;

$I_{Л5}^{(3)}$ – ток, протекающий через трансформаторы тока смежной защиты, с которой производится согласование;

$Z_{Л5}^I$ – уставка срабатывания первой ступени защиты смежной линии W5.

Для расчета $K_{\text{ток}}$ сделаем КЗ на 6 узле показанный на рисунке 4.2.

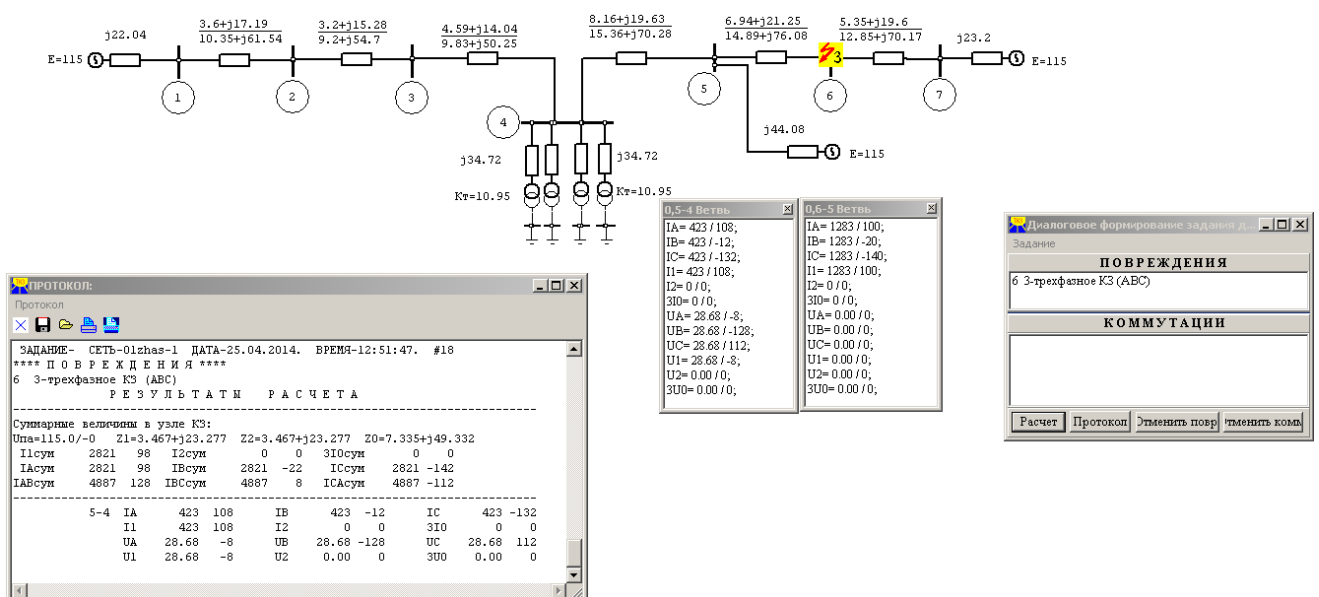


Рисунок 4.2 – Расчет второй ступени дистанционной защиты

$$K_{ток} = \frac{I^{(3)}_{Л4КЗ}}{I^{(3)}_{Л5КЗ}} = \frac{423}{1283} = 0,33,$$

$$\begin{aligned} Z_{C.3.W4}^{II} &= (6,936 + j16,6872) + \frac{0,78}{0,33} \cdot [0,85 \cdot (6,943 + j21,253)] = \\ &= 20,85 + j59,387 = 62,9e^{j70,6^\circ} \text{ Ом}, \end{aligned}$$

$$K_{\varphi} = \frac{Z_{C.3.W4}^{II}}{Z_{W4}} > 1,25,$$

$$K_{\varphi} = \frac{62,9e^{j70,6^\circ}}{21,26e^{j67,5^\circ}} = 2,9 > 1,25.$$

т.е. вторая ступень защиты проходит по чувствительности.

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности ($\Delta t=0,3$ с) больше выдержек времени второй ступени линии W2:

$$t_{C.3.}^{II} = t_{C.3.см}^{I(II)} + \Delta t, \quad \dots(4.19)$$

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

Уставка срабатывания третьей ступени защиты выбирается, как правило, по условиям отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки задается диспетчерской службой энергосистемы и указывается $\cos\varphi$ нагрузки:

$$Z_{C.3.W4}^{III} = \frac{U_{\min \text{ экпл.}}}{\sqrt{3} \cdot K_H \cdot K_B \cdot I_{\text{нагр.мах}} \cdot \cos(\varphi_{\text{м.ч.}} - \varphi_{\text{нагр.}})}, \quad (4.20)$$

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

$K_H=1,2$ – коэффициент надежности;

$K_B=1,05$ – коэффициент возврата для реле сопротивления;

$\varphi_{\text{м.ч.}}=65 \div 80^\circ$ – угол максимальной чувствительности;

$\varphi_{\text{нагр.}} \leq 30 \div 45$ – угол сопротивления, обусловленного нагрузкой;

$I_{\text{нагр.}}$ – максимальный ток нагрузки.

$$I_{\text{нагр.}} = \frac{S_{\text{ном. линии}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{P_{\text{ном. линии}}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi}, \quad \dots\dots\dots(4.21)$$

$$I_{нагр.max} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,9} = 557,83 \text{ A},$$

$$\varphi_{нагр} = \arctg\left(\frac{R}{X}\right) = \arctg\left(\frac{8,16}{19,632}\right) = 22,6^\circ,$$

$$Z_{C.3.}^{III} = \frac{0,9 \cdot 115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,05 \cdot 557,83 \cdot \cos(80^\circ - 22,6^\circ)} = j157,8 = 157,8e^{j90^\circ} \text{ Ом},$$

$$K_u = \frac{Z_{C.3.Л4}^{III}}{Z_{Л4}} > 1,25, \quad (4.22)$$

$$K_u = \frac{157,8e^{j90^\circ}}{21,26e^{j67,4^\circ}} = 7,43e^{j22,6^\circ} > 1,25.$$

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

$$t_{c.з.}^{III} = t_{c.з.}^{II} + \Delta t, \quad (4.23)$$

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

Уставки срабатывания реле сопротивления для различных ступеней определяются следующим образом:

$$Z_{c.p.} = Z_{c.з.} \cdot \frac{n_{ТА}}{n_{ТВ}}, \quad (4.24)$$

где $n_{ТА}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока типа ТФНД-110, 600/1. ($I_{НОМ}=600 \text{ A}$, $I_{ВТОР}=1 \text{ A}$);

$n_{ТВ}$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения типа ВЕОТ 123 ($U_{НОМ}=110 \text{ кВ}$, $U_{ВТОР}=100 \text{ В}$).

Уставка срабатывания реле сопротивления I ступени дистанционной защиты:

$$z_{C.P.}^I = (6,936 + j16,6872) \cdot \frac{600}{1100} = 3,78 + j9,1 = 9,85e^{j67,4^\circ} \text{ Ом},$$

$$n_{\text{та}} = \frac{600}{1} = 600,$$

$$n_{\text{TV}} = \frac{110 \cdot 10^3}{100} = 1100.$$

Уставка срабатывания реле сопротивления II ступени дистанционной защиты:

$$Z_{\text{C.P.}}^{\text{II}} = (20,885 + j59,387) \cdot \frac{600}{1100} = 11,392 + j32,393 = 34,34e^{j70,6^\circ} \text{ Ом}$$

Уставка срабатывания реле сопротивления III ступени дистанционной защиты:

$$z_{\text{c.p.}}^{\text{III}} = j157,8 \cdot \frac{600}{1100} = j86,07 = 86,07e^{j90^\circ} \text{ Ом}$$

4.6 Токовая направленная защита нулевой последовательности линии W4

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыканий на землю применяют максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП). Эти защиты выполняют многоступенчатыми с органом направления мощности или без него (в данном случае при его наличии). В качестве токового органа защиты используется реле тока, которое включается на выход фильтра тока нулевой последовательности. В качестве такого фильтра часто используется нулевой провод трансформаторов тока, соединенных по схеме полной звезды. Для обеспечения абсолютной селективности защиты вторая ступень выполняется ускоренной, по каналу связи [11].

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:

$$I_{\text{сзW4}}^I = K_{\text{отс}} \cdot 3I_0, \quad (4.25)$$

где $K_{\text{отс}} = 1,3$ – коэффициент отстройки по избирательности, учитывающий погрешность реле, ошибки расчета, влияние апериодической составляющей и необходимый запас;

$3I_0$ – максимальное значение периодической составляющей утроенного начального тока нулевой последовательности.

КЗ на землю может быть двух видов: однофазное КЗ на землю и двухфазное КЗ на землю, соответственно появляются два условия:

$$I'_{c3W4} = K_{OTC} \cdot 3I_0^{(1)}, \quad (4.26)$$

$$I'_{c3W4} = K_{OTC} \cdot 3I_0^{(1,1)}. \quad (4.27)$$

Расчет токов КЗ нулевой последовательности смоделируем в программе АРМ-СРЗА и показаны на рисунках 4.3 и 4.4.

Результаты моделирования тока КЗ:

$$3I_0^{(1)} = 931 \text{ A},$$

$$3I_0^{(1,1)} = 877 \text{ A}.$$

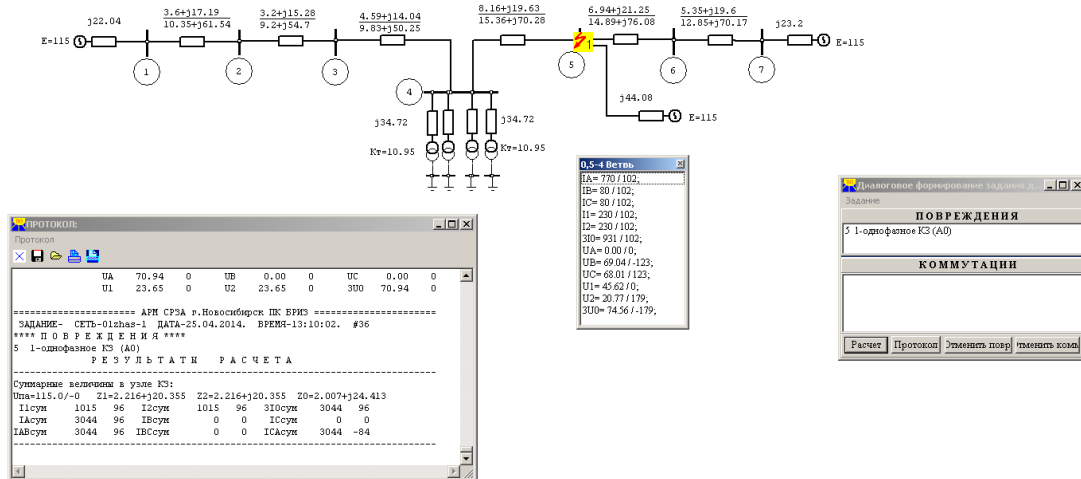


Рисунок 4.3 – Однофазное КЗ в конце защищаемой линии W4

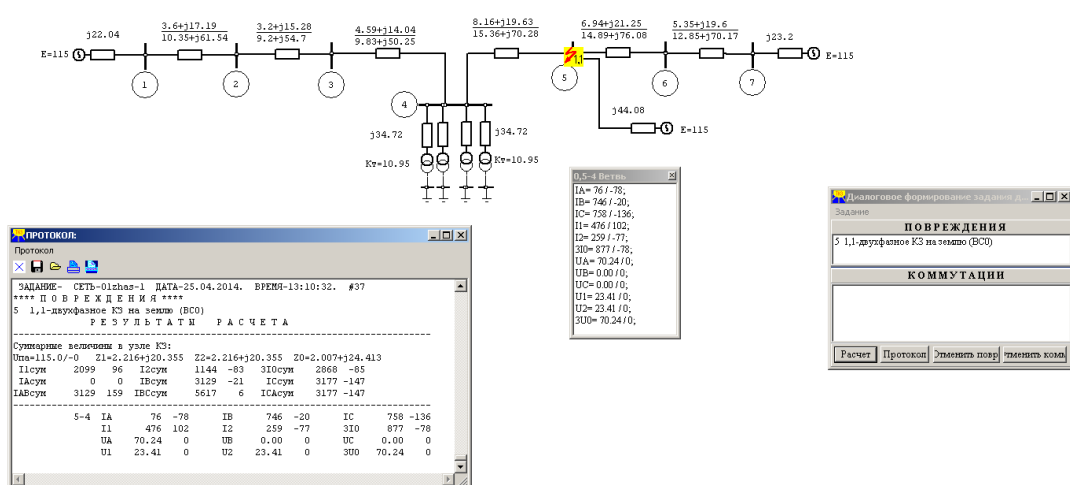


Рисунок 4.4 – Двухфазное КЗ в конце защищаемой линии W4

Ток срабатывания второй ступени защиты линии W4 защиты (отсечки с выдержкой времени) выбирается по условию согласования с первой ступенью защиты предыдущей линии или защиты от замыканий на землю стороне смежного напряжения как показана на рисунке 4.5.

$$I_{сзW4}^{II} = K_{отс} \cdot K_{ток} \cdot I_{с.з.W5}^I, \quad (4.28)$$

где $K_{отс} = 1,1$ – коэффициент отстройки по избирательности, учитывающий погрешность реле, ошибки расчета, влияние апериодической составляющей и необходимый запас;

$K_{ток}$ – максимальный коэффициент токораспределения для защищаемой линии при замыкании на землю в конце зоны, защищаемой той ступенью защиты предыдущего элемента, с которой производится согласование, равен отношению токов в месте установки рассматриваемой защиты и защиты, с которой производится согласование;

$I_{с.з.W5}^I$ – ток срабатывания ступени защиты предыдущего элемента, с которой производится согласование.

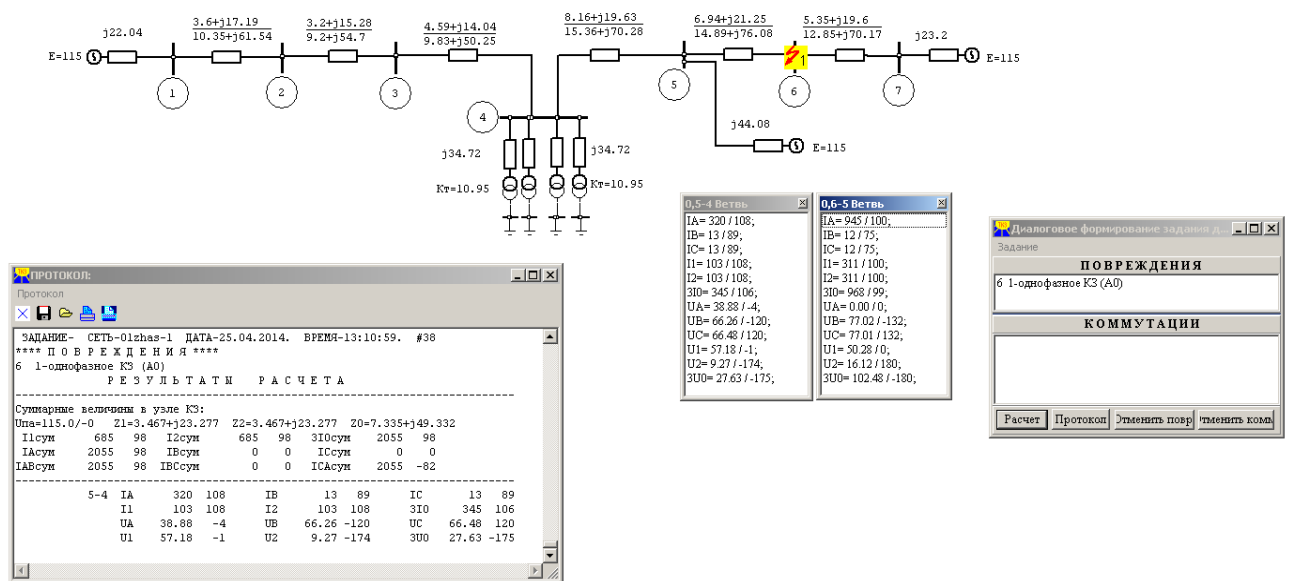


Рисунок 4.5 – Однофазное КЗ в конце защищаемой линии W5

Ток срабатывания первой ступени защиты линии W5 равен:

$$I_{сзW5}^I = K_{отс} \cdot 3I_0^{(1)}, \quad (4.29)$$

где $K_{отс} = 1,3$ – коэффициент отстройки по избирательности, учитывающий погрешность реле, ошибки расчета, влияние апериодической составляющей и необходимый запас.

$$I_{c3W5}^I = 1,3 \cdot 968 = 1258,4 \text{ A},$$

$$k_{\text{ток}} = \frac{3I_{03.внб}}{3I_{03.см}} = \frac{345}{968} = 0,36.$$

тогда, ток срабатывания второй ступени защиты линии W4:

$$I_{c33\ 4}^{II} = 1,1 \cdot 0,36 \cdot 1258,4 = 498,33 \text{ A}$$

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

$$K_q = \frac{I_{K3}}{I_{c3L5}^{II}} > 1,5, \quad (4.30)$$

$$K_q = \frac{931}{498,33} = 1,87 > 1,5.$$

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

Выдержка времени второй ступени принимается равной ступени селективности:

$$t_{W5}^{II} = \Delta t, \quad (4.31)$$

где $\Delta t = 0,5 \text{ c}$

Третья ступень отстраивается от тока небаланса возникающего в фильтре $3I_0$, к которому подключается ТЗНП.

$$I_{c3W4}^{III} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{пер}} \cdot I_{\text{нб}}, \quad (4.32)$$

где $K_{\text{отс}} = 1,25$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб}}$ – ток небаланса;

$K_{\text{пер}}$ – коэффициент учитывающий увеличения тока небаланса в переходном режиме, принимается равным 1 – при выдержке времени выше 0,5-0,6 с

Результаты моделирования тока КЗ приведем к именованным единицам:

$$I_{НБ} = K_{НБ} \cdot I_{КЗ} = 2365 \cdot 0,05 = 118,25 \text{ А},$$

где $K_{НБ}$ – коэффициент небаланса принимается равным 0,05 – при небольших кратностях до (2-3) $I_{НОМ}$.

$$I_{сзW1}^{III} = 1,25 \cdot 1 \cdot 118,25 = 147,82 \text{ А}$$

Расчет токов срабатывания реле ступеней ТЗНП.

ТЗНП подключается к линии через фильтр $3I_0$ собранный из трансформаторов тока, поэтому уставки срабатывания реле ТЗНП должны задаваться во вторичных токах [11].

$$i_{C.P.}^I = \frac{I_{сзW4}^I}{n_{ТА}}, \quad (4.33)$$

где $n_{та}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока типа ТФНД-110, 600/1. ($I_{НОМ}=600 \text{ А}$, $I_{ВТОР}=1\text{А}$):

$$n_{та} = \frac{600}{1} = 600$$

$$i_{C.P.}^I = \frac{I_{сзW4}^I}{n_{ТА}} = \frac{1210,3}{600} = 2,02 \text{ А};$$

$$i_{C.P.}^{II} = \frac{I_{сзW4}^{II}}{n_{ТА}} = \frac{498,33}{600} = 0,83 \text{ А};$$

$$i_{C.P.}^{III} = \frac{I_{сзW1}^{III}}{n_{ТА}} = \frac{147,82}{600} = 0,246 \text{ А}.$$

5 Специальная часть. Параметрирование центральной сигнализации на базе устройства «БМЦС»

5.1 Центральная сигнализация

Для осуществления постоянного контроля за надежной, согласованной и бесперебойной работой основного и вспомогательного оборудования электроподстанций щиты управления оснащаются комплексом технических средств, позволяющим дежурному персоналу в любой момент иметь перед глазами ясную картину состояния оборудования и в случае необходимости принимать меры к устранению ненормальных или аварийных режимов его работы.

Органическим звеном указанного комплекса средств, кроме контрольно-измерительных приборов и аппаратуры дистанционного управления, являются устройства автоматической сигнализации. На подстанции обычно имеется центральная сигнализация.

Центральная сигнализация включает в себя элементы, общие для всего щита управления подстанции:

- реле и коммутационные устройства, с помощью которых производятся пуск и останов звуковой сигнализации;
- сирену аварийной сигнализации;
- звонок предупредительной сигнализации;
- устройство мигающего света;
- световые табло, установленные на панели центральной сигнализации.

Аппаратура схем сигнализации питается оперативным током, постоянным или переменным. На средних и крупных подстанциях используется постоянный оперативный ток напряжением 110 или 220 В, получаемый от аккумуляторных батарей.

5.2 Назначение ОПУ

Общеподстанционный пункт управления (ОПУ) - это отдельное помещение с состыкованными внутри шкафами и панелями.

ОПУ предназначены для осуществления управления, защиты, автоматики и сигнализации на подстанциях. ОПУ комплектуются низковольтными комплектными устройствами для питания оперативным током собственных нужд подстанций, в частности:

- цепей релейной защиты;
- цепей автоматики и управления;
- цепей электромагнитной блокировки;
- цепей завода пружин высоковольтных выключателей;
- зарядно-подзарядных агрегатов;

- аппаратуры связи;
- пожарной сигнализации;
- электроотопления;
- электропитания вентиляционных систем и т.д.

ОПУ представляют собой утепленные блок-боксы, поставляемые полностью укомплектованными низковольтными комплектными устройствами. Блок-боксы имеют высокую степень заводской готовности, что позволяет сократить сроки монтажа на месте эксплуатации. Конструкция модуля представляет собой сварной металлический каркас, обшитый снаружи «сэндвич» - панелями с толщиной утепленной части от 100 до 120 мм (утепленный вариант), либо стальными листами с антикоррозионной защитой (неутепленный вариант). Крыша имеет угол ската 5°. «Сэндвич» - панели применяются с негорючим минераловатным (базальтовым) утеплителем. По выбору заказчика ОПУ могут быть изготовлены в различных исполнениях. В зависимости от вида встраиваемого оборудования блок-бокс может состоять из нескольких модулей с полностью смонтированными в пределах модуля электрическими соединениями.

Отдельные модули многомодульного блок-бокса стягиваются между собой с помощью шпилек через сквозные отверстия в трубах крыши, внешних и внутренних трубах здания. После стяжки модулей стыки между ними закрываются стеновыми нащельниками. Стыки модулей на кровле закрываются доборными элементами температурного шва. Сверху доборный элемент температурного шва закрывается нащельником конька. Все нащельники крепятся глухими заклепками. Максимальная длина модуля – 12,5м. Модульное здание в случае необходимости комплектуется лестницами и площадками как показана на рисунке 5.1. Схема расположения щитов управления в ОПУ показана на рисунке 5.2.

В состав ОПУ входит следующая продукция:

- щиты собственных нужд переменного тока;
- ящики и панели щитов собственных нужд или новые разработки с микропроцессорным управлением;
- щиты постоянного тока;
- устройства РЗА;
- пункты распределительные;
- ящики собственных нужд и др.

В следствии того что новая подстанция полностью автоматизирована. В частности, она оснащена новейшими технологиями релейной защиты, учета электроэнергии и управления технологическими процессами. На подстанции нужно использовать самое современное оборудование: общеподстанционный пункт управления и центральную сигнализацию.

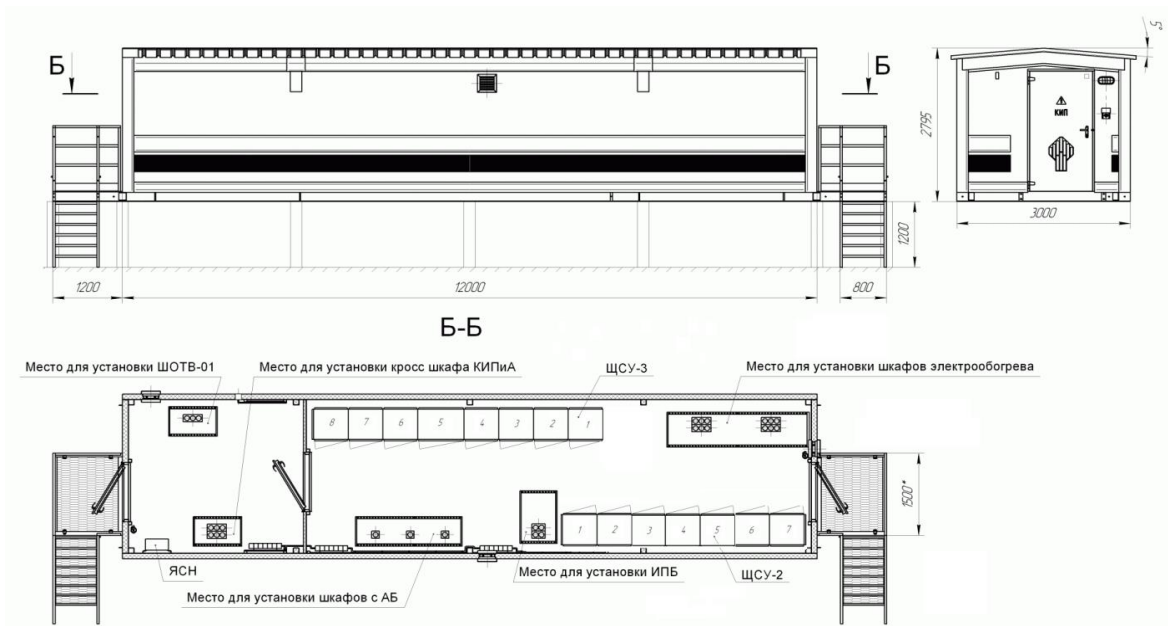


Рисунок 5.1 – ОПУ и схема расположения шкафов и ящиков

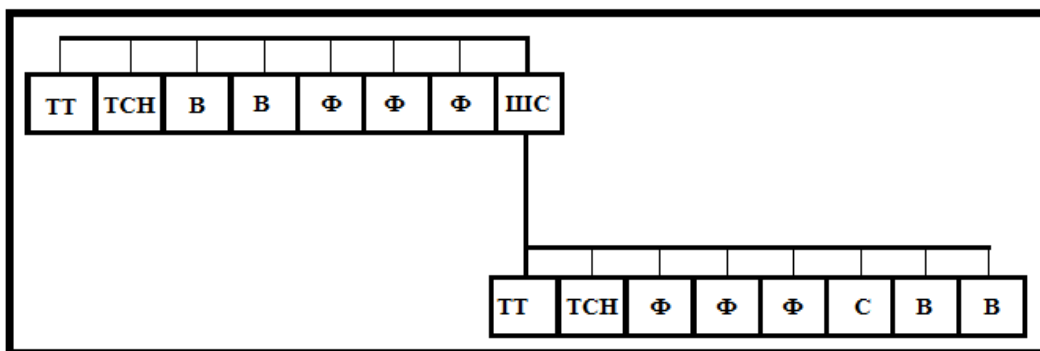


Рисунок 5.2 – Схема расположения щитов управления в ОПУ

5.3 Определение количества сигналов

Защита линии:

- 1) Дистанционная защита;
- 2) Максимальная токовая отсечка;
- 3) Максимальная токовая защита;
- 4) Максимальная токовая отсечка на землю;
- 5) Максимальная токовая защита на землю;
- 6) Устройство резервирования отказа выключателя;
- 7) Автоматическое повторное включение;

Защита трансформатора:

- 8) Дифференциальная защита;
- 9) Газовая защита;

- 10) Максимальная токовая защита;
 - 11) Перегрузка;
- Защита низкой стороны 10 кВ и отходящих фидеров:
- 12) Ввод №1;
 - 13) Трансформатор напряжения I секции шин;
 - 14) Трансформатор собственных нужд №1;
 - 15) Фидер 1;
 - 16) Фидер 2;
 - 17) Секционный выключатель;
 - 18) Фидер 3;
 - 19) Ввод №2;
 - 20) Фидер 4;
 - 21) Трансформатор напряжения II секции шин;
 - 22) Трансформатор собственных нужд №2;

5.4 Описание БМЦС

Технические характеристики.

Питание блока в зависимости от исполнения осуществляется:

- от источника постоянного или выпрямленного тока с номинальным напряжением 220 В, переменного тока частотой от 42,5 до 57,5 Гц с номинальным напряжением 230 В;

диапазон напряжения питания от 176 до 264 В;

- от источника постоянного или выпрямленного тока с номинальным напряжением 110 В, переменного тока частотой от 42,5 до 57,5 Гц с номинальным напряжением 100 В;

диапазон напряжения питания от 88 до 132 В.

Время готовности блока к работе не превышает 1 с после подачи напряжения питания.

Пусковой ток при включении оперативного питания не превышает 20 А в течение 10 мс.

С учетом пускового тока необходимо выбирать автомат питания блока с номинальным током не менее 2 А для временной характеристики отключения "С". Кроме того, автомат должен пройти проверки на номинальное напряжение, номинальный ток отключения, чувствительность, быстродействие и селективность с учетом требований действующих нормативных документов.

Блок нечувствителен к перерывам питания длительностью 1 с.

Блок не срабатывает ложно и не повреждается:

- при снятии и подаче оперативного тока, а также при перерывах питания любой длительности с последующим восстановлением;

- при подаче напряжения постоянного и выпрямленного тока обратной полярности;

- при замыкании на землю цепей оперативного тока.

При снижении напряжения питания блока до $0,75U_{НОМ}$ мигает светодиод "ГОТОВ" с частотой 5 Гц.

Время и дата снижения напряжения питания ниже $0,7U_{НОМ}$ и восстановления напряжения выше $0,8U_{НОМ}$ фиксируются в журнале сообщений.

В дежурном режиме максимальная потребляемая мощность не превышает 8 Вт.

Блок обеспечивает сохранение хода часов:

- при наличии оперативного тока - в течение всего срока службы;

- при отсутствии оперативного тока - не менее 200 часов.

Габаритные размеры блока не более 355x113,2x205 мм.

Масса блока без упаковки - не более 3,5 кг.

Технические характеристики входных - выходных цепей блока приведены в таблице 5.2.

Характеристики показателей назначения соответствуют указанным в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Характеристика блока БМЦС

| Наименование параметра | Значение |
|--|--------------|
| 1 | 2 |
| 1 Входы сигналов типа "потенциальный вход": | |
| род тока | постоянный |
| количество входов для подключения датчиков | 32 |
| количество входов квитирования | 2 |
| диапазон уставок выдержек времени на трогание, с | 0,03 - 99,99 |
| диапазон уставок выдержек времени на возврат, с | 0,03 - 99,99 |
| дискретность уставок выдержек времени, с | 0,01 |
| пределы допускаемой основной погрешности выдержек времени, не более: | |
| абсолютной в диапазоне уставок от 0,03 до 10,00 с, мс | ± 10 |
| относительной в диапазоне уставок от 10,01 до 99,99 с, % | $\pm 0,1$ |
| номинальное напряжение, В | 220 или 110* |
| напряжение устойчивого срабатывания, В | 170 или 80* |
| напряжение устойчивого несрабатывания, В | 140 или 70* |
| предельное напряжение, В | 264 или 132* |
| входной ток при номинальном значении напряжения входного сигнала, мА | 2,5 |
| - дискретность фиксации моментов времени, мс | 1 |

Продолжение таблицы 5.1

| 1 | 2 |
|--|---------------|
| - разрешающая способность по времени для любой пары входов, мс, не более | 2 |
| минимальная длительность сигнала, мс | 20 ± 2 |
| 2 Входы групповой сигнализации (токовые): | |
| количество входов | 4 |
| род тока | постоянный |
| номинальная амплитуда импульса тока, мА | 50 |
| амплитуда импульса тока устойчивого срабатывания, мА, не менее | 40 |
| длительность импульса, мс, не менее | 50 |
| количество четко принимаемых сигналов, не менее | 30 |
| диапазон уставок выдержек времени, с | 00,0 - 99,9 |
| дискретность уставок выдержек времени, с | 0,1 |
| пределы допускаемой абсолютной основной погрешности выдержек времени, с, не более | ± 0,1 |
| термическая стойкость длительно, А, не менее | 1,8 |
| дискретность фиксации моментов времени, мс | 40 |
| разрешающая способность по времени (по одному входу), мс, не более | 80 |
| диапазон значений тока возврата, мА | 65 - 70 |
| входное сопротивление, Ом, не более | 2 |
| 3 Выходы дискретные сигналов управления и сигнализации: | |
| релейные выходы: | |
| количество релейных выходов | 7 |
| тип контактов | переключающий |
| коммутируемый ток размыкания при активно-индуктивной нагрузке с постоянной времени L/R 20 мс и напряжении до 250 В, мА, не более | 150 |
| бесконтактные выходы: | |
| количество бесконтактных выходов | 1 |
| коммутируемое напряжение, В, не более: | |
| постоянного тока | 400 |
| переменного тока (действующее значение) | 280 |
| ток при активной нагрузке, мА, не более | 120 |
| максимальная частота коммутации, Гц | 10 |

Входные и выходные цепи.

Блок обеспечивает ввод уставок и программных ключей, а также просмотр журнала сообщений и накопительной информации по

последовательным каналам связи с помощью ПЭВМ и АСУ.

Блок обеспечивает хранение параметров программной настройки, журнала сообщений, накопительной информации и осциллограмм в течение всего срока службы.

Электрическое сопротивление изоляции между независимыми электрическими цепями и между этими цепями и корпусом в холодном состоянии в соответствии с ГОСТ 12434-83 составляет:

- не менее 100 МОм при нормальных климатических условиях по ГОСТ 20.57.406-81;

- не менее 1 МОм при повышенной влажности.

Блок соответствует критерию качества функционирования А и IV группе исполнения по устойчивости к помехам по ГОСТ Р 50746-2000.

Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой БМЦС, по ГОСТ 14254-96:

- IP54 - лицевая панель;
- IP00 - соединители под "винт";
- IP31 – остальное.

Питание блока может производиться от источника переменного (от 45 до 55 Гц), постоянного или выпрямленного тока. Номинальное напряжение питания 220 В. Диапазон напряжения питания от 88 до 264 В. Возможно подключение блока к любому из перечисленных источников оперативного тока.

Блок нечувствителен к перерывам питания длительностью до 0,5 с, при подключении блока конденсаторного ДИВГ.673841.001 (поставляется по отдельному заказу) - длительностью до 10 с.

Мощность, потребляемая блоком от источника оперативного тока, не превышает 10 Вт.

Габаритные размеры блока - не более 355x257x205 мм.

Масса блока без упаковки - не более 8 кг.

Блок не срабатывает ложно и не повреждается:

- при снятии и подаче оперативного тока, а также при перерывах питания любой длительности с последующим восстановлением;

- при подаче напряжения оперативного постоянного тока обратной полярности;

- при замыкании на землю цепей оперативного тока.

Блок обеспечивает функцию календаря и часов с индикацией на дисплее года, месяца, дня месяца, часа, минуты и секунды.

Погрешность хода часов при нормальных климатических условиях (НКУ) без корректировки по последовательному каналу - не более ± 3 с/сут.

Нормальными климатическими условиями считаются:

- температура окружающего воздуха - плюс (25 ± 10) -С;

- относительная влажность - от 45 до 80 %;

- атмосферное давление - от 84 до 106,7 кПа (от 630 до 800 мм рт. ст).

Блок обеспечивает "местный" и "дистанционный" ввод параметров

настройки (уставок и программных ключей). Настройка производится только после ввода пароля. Для просмотра действующих параметров настройки ввод пароля не требуется.

Блок обеспечивает хранение параметров программной настройки, журнала событий и накопительной информации в течение всего срока службы.

Блок обеспечивает ход часов:

- при наличии оперативного тока - неограниченно;
- при отсутствии оперативного тока - не менее 200 ч.

Электрическое сопротивление изоляции между независимыми внешними электрическими цепями и между этими цепями и корпусом в холодном состоянии составляет:

- не менее 100 МОм - при НКУ;
- не менее 1 МОм - при повышенной влажности.

Электрическая изоляция между независимыми внешними электрическими цепями и между этими цепями и корпусом в холодном состоянии при НКУ без пробоя и перекрытия выдерживает:

- испытательное напряжение переменного тока 2000 В (действующее значение) частотой (50 ± 1) Гц в течение 1 мин;
- импульсное испытательное напряжение трех положительных и трех отрицательных импульсов с параметрами:

- амплитуда от 4,5 до 5 кВ;
- энергия импульса $(0,50 \pm 0,05)$ Дж;
- крутизна фронта волны $(1,20 \pm 0,36)$ мкс;
- время спада волны (50 ± 10) мкс;
- сопротивление источника импульсного напряжения (500 ± 10) Ом;
- длительность интервала между импульсами не менее 5 с.

Электрическая изоляция контактов соединителя "3" связи с АСУ относительно корпуса блока и других цепей блока в холодном состоянии при НКУ без пробоя и перекрытия выдерживает 1000 В (действующее значение) переменного тока частотой (50 ± 1) Гц в течение 1 мин.

Показатели надежности.

Блок относится к восстанавливаемым на объекте изделиям.

Средняя наработка на отказ (T_0) - не менее 18000 ч.

Среднее время восстановления работоспособного состояния ($T_в$) блока при наличии полного комплекта запасных съемных модулей - не более 2 ч.

Средний срок службы ($T_{сл}$) блока - не менее 15 лет.

Входы блока.

Блок имеет три группы входов:

- 32 входа ("потенциальный вход") для подключения дискретных датчиков типа "потенциальный выход" или "сухой контакт";
- четыре токовых входа каналов импульсной сигнализации (КИС) для подключения шин обобщенной сигнализации;

- два входа квитирования.

16 входов для подключения дискретных датчиков объединены в пары, имеющие общий контакт. Блок обеспечивает гальваническую развязку всех независимых цепей между собой и с процессорной частью устройства. Питание входов осуществляется от внешнего источника постоянного оперативного тока.

Для каждого из 32 "потенциальных входов" программным способом задаются:

- тип датчика;
- выдержка времени на трогание;
- выдержка времени на возврат (кроме СПИ, ССИ, СПСИ);
- действие на реле звуковой и обобщенной сигнализации.

По каждому входу обеспечивается возможность выбора одного из следующих типов датчиков:

- замыкающий контакт (ЗК);
- размыкающий контакт (РК);
- импульсный сигнал с фиксацией на подъеме импульса (СПИ);
- импульсный сигнал с фиксацией на спаде импульса (ССИ);
- импульсный сигнал с фиксацией на подъеме или спаде импульса (СПСИ).

Тип датчика задается установкой программного ключа в соответствующее положение. Вход может быть отключен установкой программного ключа типа датчика в положение "ОТКЛ".

Для датчиков ЗК и РК в журнале событий фиксируется появление и возврат сигнала, для датчиков СПИ, ССИ, СПСИ - только появление сигнала.

Для всех типов датчиков задается выдержка времени на трогание в диапазоне от 0,03 до 99,99 с при дискретности 0,01 с. Для датчиков ЗК и РК задается выдержка времени на возврат в диапазоне от 0,03 до 99,99 с при дискретности 0,01 с.

Для датчиков СПИ и ССИ выдержка на возврат фиксированная и ее значение не превышает 30 мс. Датчик СПСИ при любом изменении сигнала срабатывает с задержкой, равной выдержке времени на трогание.

Каждый вход может действовать на реле управления звуковой сигнализации "ЗС" и на одно или несколько реле обобщенной сигнализации "ОС-1" - "ОС-5". Действие канала на выходные реле задается установкой программных ключей.

Сопротивление токоограничивающих резисторов не должно превышать 4,3 или 2,2 кОм (в зависимости от номинального напряжения оперативного питания соответственно 220 В или 110 В).

Допускается использовать токоограничивающие резисторы с меньшим номинальным значением при условии, что предельный ток на аналоговом входе (от одновременно подключенных датчиков) не превысит 1,8 А.

Для контроля исправности шин и КИС к каждой шинке должно быть

подключено по одному дополнительному резистору (резистор контроля шинки R_k на рисунке 5.3). При этом блок обеспечивает обнаружение обрыва шинки, ее обесточивание или неисправность внутренних цепей аналогового входа. Рекомендуется устанавливать резистор R_k на удаленном конце шинки КИС.

Событие в КИС фиксируется при скачкообразном увеличении тока шинки, если за время 60 мс произошло изменение значения входного тока более $0,9 I_{НОМ}$. Блок не реагирует на медленное изменение входного тока менее $0,65 I_{НОМ}$. Этим обеспечивается нечувствительность КИС к изменениям напряжения питания шинок от минус 20 до плюс 10 % номинального напряжения. Возврат КИС происходит при снижении тока шинки до значения менее 65 мА (контакты всех датчиков разомкнуты).

События в канале импульсной сигнализации регистрируются с выдержкой времени в зависимости от значения уставки выдержки времени канала.

Для каждого КИС программными ключами задается действие на реле управления звуковой сигнализацией "ЗСА 1", "ЗСА 2", "ЗСП 1", "ЗСП 2", выходы обобщенной сигнализации "ОС-1" - "ОС-3" и реле мигания "РМ".

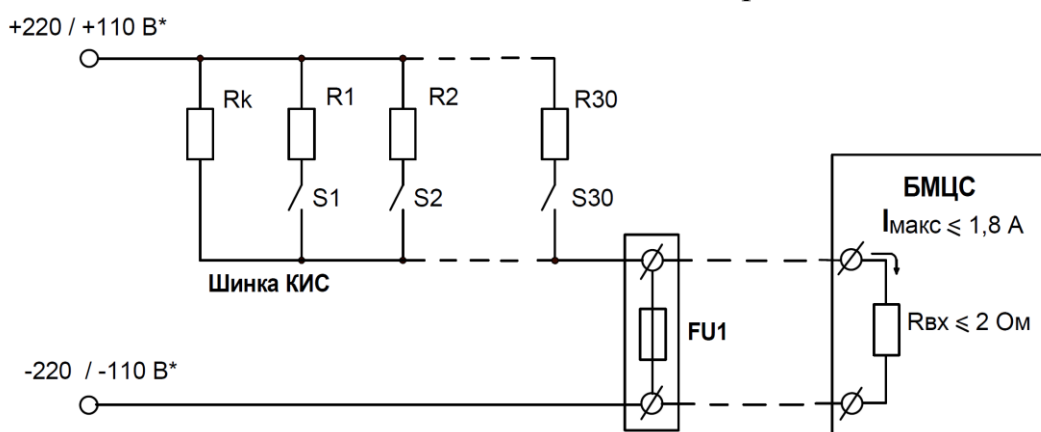


Рисунок 5.3 - Подключение датчиков к шинкам КИС

Каждый КИС может быть выведен из действия установкой соответствующего программного ключа.

Блок имеет два входа квитирования: "Квитирование ЗС" и "Квитирование". Электрические характеристики входов квитирования такие же, как и у "потенциальных входов". Функционирование входов квитирования зависит от выбранного метода индикации и звуковой сигнализации.

Для реализации шинки мигания в блоке предусмотрен специализированный выход "РМ". Выход "РМ" производит периодическое замыкание цепи с частотой 2 Гц со скважностью 2.

Индикация состояния входов осуществляется с помощью светодиодов, расположенных на лицевой панели блока. Каждому входу (каналу)

соответствует светодиодам с номером канала. Справа от светодиодов предусмотрены специальные вставки файлы под этикетки для нанесения маркировки светодиодов потребителем.

Работа светодиодов определяется выбранными типами датчиков и заданным методом индикации. В блоке реализовано три метода индикации "И1" - "И3" показанные на рисунке 5.4. Выбор метода производится установкой программного ключа. Выбор нескольких методов индикации для одного светодиода приведет к неправильной работе светодиода.

Метод "И1" обеспечивает индикацию текущего состояния входных сигналов с учетом выбранных типов датчиков.

Метод "И2" обеспечивает индикацию текущего состояния входных сигналов с учетом выбранных типов датчиков. При получении аварийного сигнала на один или несколько входов, светодиоды соответствующих входов начинают светиться мигающим светом (частота мигания 2,5 Гц). После получения сигнала квитирования светодиоды светятся ровным светом, если сигнал на входе сохраняется. Светодиоды гаснут, если к моменту получения сигнала квитирования произошел возврат сигналов. Мигающий режим свечения сохраняется при возврате сигнала до момента квитирования световой индикации.

Метод "И3" обеспечивает индикацию текущего состояния входных сигналов с учетом выбранных типов датчиков. После получения сигнала светодиод соответствующего входа начинает светиться мигающим светом (частота мигания 2,5 Гц). После квитирования светодиод светится ровным светом до возврата сигнала и последующего повторного квитирования.

Работа звуковой сигнализации определяется выбранными типами датчиков и заданным методом звуковой сигнализации. В блоке реализовано два метода звуковой сигнализации "ЗС1" и "ЗС2" для каждого выхода "ЗСА 1", "ЗСА 2", "ЗСП 1" и "ЗСП 2". Выбор метода производится установкой программного ключа.

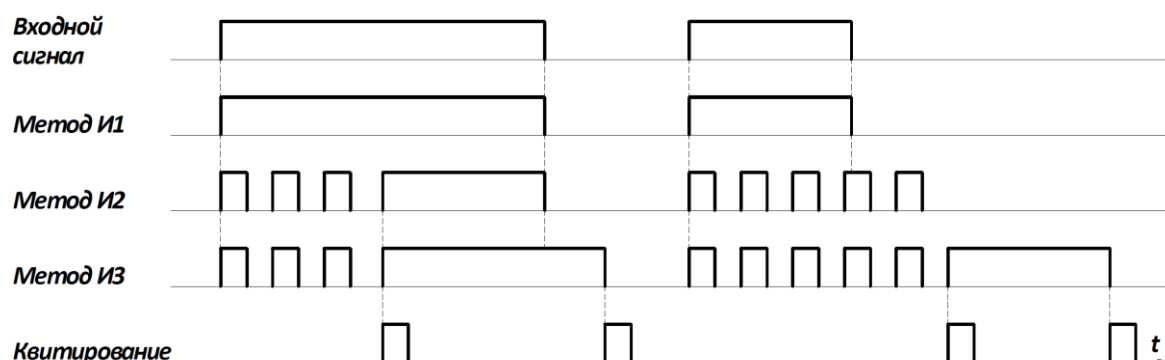


Рисунок 5.4 – Временные диаграммы управления индикацией

Состав изделия и комплект поставки.

В состав блока входят следующие модули:

- модуль питания и входов-выходов (МПВВ);
- модуль процессора и индикации (МПИ).

МПВВ имеют два исполнения, отличающиеся номинальным значением напряжения оперативного питания, - на 220 В и на 100 (110) В.

В комплект поставки блока входят:

- блок соответствующего исполнения с установленным БФПО;
- комплект монтажных частей;
- комплект крепежных изделий;
- эксплуатационная документация.

В комплект поставки на партию блоков входят:

- комплект инструмента и принадлежностей:

- 1) отвертка для монтажа внешних связей;
- 2) кабель USB;

- комплект программного обеспечения (на компакт-диске):

- 1) "Монитор-100";
- 2) "FastView";
- 3) базовое функциональное программное обеспечение (БФПО).

Комплект поставки блока указан в паспорте ДИВГ.421452.006 ПС.

6 Экономическая часть

6.1 Бизнес план строительства подстанции «Тасбулак»

Резюме.

Целью разработки проекта строительства подстанции «Тасбулак» 110/10/10 кВ и прилегающих к ней сетей 110 и 10 кВ является развитие электрической сети Восточно-Казахстанской области.

Строящаяся подстанция предназначена для реализации электроэнергии потребителям данного района со стороны 10 кВ.

Проектируемую подстанцию и прилегающие к ней сети предполагается разместить вне населенных пунктов в равнинной местности. Для строительства подстанции, передачи электроэнергии по тарифу, который ниже действующего, создается ТОО «Шыгыс Энергосбыт», чтобы создать конкуренцию на розничном рынке по передаче электроэнергии.

В состав ПС входят два трансформатора напряжением 110/10/10 кВ мощностью 80 МВА, открытые распределительные устройства (ОРУ) 110 кВ, комплектное распределительное устройство (КРУ) 10 кВ и здание общеподстанционного пункта управления (ОПУ).

Капиталовложения в подстанцию: 938,025 млн. тенге.

Срок окупаемости подстанции: 3 года.

Анализ рынка сбыта.

В связи с выявленным дефицитом в энергоснабжении потребителей рассматриваемого района в перспективе, строительство ПС позволит ТОО «Шыгыс Энергосбыт» реализовать дополнительную электроэнергию потребителям.

Основной переток мощности приходит через подстанцию «Аягоз» и снабжает потребителей со стороны 10кВ, где основным потребителем является КС-7 (компрессорная станция №7 АО «КазТрансГаз»), где необходимо обеспечивать бесперебойную поставку электроэнергии. Также данная подстанция будет обеспечивать электроэнергией близ лежащих населенных пунктов, как коммунально-бытовые так и небольшие производственные цеха.

Тарифы на электроэнергию.

Применительно к электросетевым объектам оценка результатов производственной деятельности образуется от продажи дополнительно поступающей электроэнергии в сеть.

Для стоимостной оценки результата строительства ПС используются действующий тариф на электроэнергию для Восточно-Казахстанской области 13,56 тенге/кВт.

Тариф складывается из сквозных составляющих: производство электроэнергии на электростанции, ее транспортировка по высоковольтным сетям АО «KEGOC» и сетям региональной энергетической компании. Кроме

этих затрат, есть еще затраты энергоснабжающей организации, необходимые для осуществления своей деятельности.

План производства.

В соответствии со строительными нормами срок реконструкции ПС «Тасбулак» принят равным 12 месяцам.

Годовой объем передаваемой электроэнергии подстанции «Тасбулак» составляет около 453,6 млн. кВт·ч. Объем передаваемой энергии определяется из расчета мощности устанавливаемых понижающих трансформаторов суммарной мощностью 160 МВА, коэффициента мощности $\cos \varphi = 0,9$, коэффициента загрузки $K_z = 0,7$ и планируемого количества часов использования максимума загрузки для данной подстанции, которое составляет 4500 часов.

Организационный план.

Проект производства работ на сооружение подстанции разрабатывается на основе следующих исходных материалов: рабочих чертежей и смет, утвержденного проектного задания, данных о рабочих кадрах и организационной структуре строительства, метеорологических, почвенно-грунтовых и гидрологических условий строительства, исполнительных схем прохождения подземных коммуникаций для реконструируемых подстанций (кабели, заземления, водопровод, канализация).

Организационная структура управления ТОО «Шыгыс Энергосбыт»: генеральный директор, исполнительный директор, главный инженер, служба подстанции, служба линий, служба релейной защиты и автоматики, экономический отдел, главный бухгалтер, отдел капитального строительства.

Юридический план.

Строительство и эксплуатация рассматриваемых энергообъектов осуществляется за счет привлечения собственных средств организации и заемного капитала потенциальных инвесторов.

100% акций подстанции принадлежат ТОО «Шыгыс Энергосбыт».

Схема выплаты процентов за кредит принимаем из расчета 15 % годовых, начиная с первого года эксплуатации. Кредит на строительство ПС берется в Банк Центр Кредит.

Экологическая информация.

Экологическая ситуация в районе размещения электросети находится в пределах установленных санитарных норм. Строительство подстанции и прилегающих сетей не приведет к ухудшению экологической ситуации в районе.

6.2 Расчет технико-экономических показателей подстанции и ЛЭП

Определение капитальных вложений в строительство подстанции.

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.

Капитальные затраты на сооружение подстанции определяются составом оборудования:

$$K_{П/СТ} = (\sum K_i \cdot n_i + K_{пост}) \cdot \alpha_p, \quad (6.1)$$

где K_i – расчетные стоимости распределительных устройств, трансформаторов, токоограничивающих реакторов, а также дополнительные капиталовложения линейных ячеек, оборудованных высокочастотной связью;

n_i – соответственно число единиц перечисленного оборудования;

$K_{пост}$ – постоянная часть затрат по подстанции, мало зависящая от мощности подстанции;

α_p – коэффициент, учитывающий район сооружения.

Расчетная стоимость ячеек РУ должна учитывать стоимость выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения, ОПН, аппаратуры управления, сигнализации, релейной защиты и автоматики, контрольных кабелей, ошиновки, строительных конструкций и фундаментов, а также соответствующих строительно-монтажных работ.

Расчетная стоимость автотрансформаторов и трансформаторов должна включать затраты на ошиновку, шинопроводы, грозозащиту, заземление, контрольные кабели, релейную защиту, строительные конструкции и строительно-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, компрессорной, подъездных и внутриплощадочных дорог, средств связи и телемеханики, маслохозяйства, водопровода, канализации, наружного освещения и прочих общеподстанционных элементов.

Все расчеты капиталовложения в подстанции сводятся в таблицы 6.1, 6.2, 6.3 соответственно.

Таблица 6.1 - Капитальные вложения в силовые трансформаторы

| Наименование оборудования | Количество, шт. | Цена за единицу, млн. тенге | Всего, млн. тенге |
|--|-----------------|-----------------------------|-------------------|
| трансформатор ТРДЦН-80000/110/10/10 | 2 | 100 | 200 |

Таблица 6.2- Капитальные вложения в распределительные устройства

| Наименование оборудования | Количество, шт. | Цена за единицу, млн. тенге | Всего, млн. тенге |
|------------------------------------|-----------------|-----------------------------|-------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Выключатель 110 кВ | 3 | 7,675 | 23,025 |
| Разъединитель 110 кВ | 10 | 1,43 | 14,3 |
| Трансформаторы тока 110 кВ | 14 | 0,2 | 7 |
| Трансформатор напряжения 110 кВ | 2 | 0,12 | 0,24 |
| Ограничители перенапряжений 110 кВ | 4 | 0,74 | 2,96 |
| КРУ 10 кВ | 1 | 12 | 12 |
| Итого | | | 59,525 |

Таблица 6.3 - Капитальные вложения в подстанцию (РЗ и А)

| Наименование оборудования | Количество, шт. | Цена за единицу, млн. тенге | Всего |
|---|-----------------|-----------------------------|-------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Шкаф релейной защиты линии 110 кВ фирмы «SIEMENS» | 2 | 4,5 | 9 |
| Шкаф релейной защиты Т фирмы «SIEMENS» | 4 | 4,5 | 18 |
| Итого | | | 27 |

Постоянная часть капиталовложений ($K_{\text{пост}}$)=120 млн. тенге.

Суммарные капитальные вложения на оборудование подстанции составят

$$K_{\text{пс}} = 59,525 + 27 + 200 + 120 = 406,525 \text{ млн. тенге}$$

Определение капитальных вложений в строительство прилегающих сетей.

Стоимость сооружения ЛЭП определяется основными ее параметрами: напряжением, типом опор, маркой проводов и конструкцией фазы, районом строительства, характеристикой трассы и климатическими условиями.

Зная стоимость 1 км воздушных линий и их длину L, находятся затраты на сооружение линии

$$K_{\text{ЛЭП}} = K \cdot L, \quad (6.2)$$

где K – удельные капитальные затраты на сооружение ВЛ, учитывающие затраты на провод, опоры, строительные-монтажные работы;
 L - протяженность ВЛ.

Все расчеты капиталовложений в линии электропередач сводятся в форму таблицы 6.4

Таблица 6.4 – Капитальные вложения в ЛЭП

| Линия | Общая длина линии, км | Стоимость одного км. длины линии, млн. тенге | Общая стоимость линии, млн. тенге (с учетом рем.баз и линий связи) |
|-----------|-----------------------|--|--|
| ВЛ 110 кВ | 20 | 5,65 | 113 |
| ВЛ 10 кВ | 90 | 4,65 | 418,5 |
| Итого | | | 531,5 |

Общие капитальные вложения в строительство энергообъекта составляют:

$$K_{ЭС} = K_{ПС} + K_{ЛЭП}, \quad (6.3)$$

$$K_{ЭС} = 406,525 + 531,5 = 938,025 \text{ млн. тенге.}$$

6.3 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$I_{экс} = I_{ам} + I_{об/рем}, \quad (6.4)$$

где $I_{ам}$ – ежегодные издержки на амортизацию, тенге;
 $I_{об/рем}$ – издержки на обслуживание и ремонты (капитальный и текущие), тенге.

$$I_{ам} = \frac{\alpha_{ам}}{100} \cdot K_{ПС}, \quad (6.5)$$

где $\alpha_{ам}$ – нормы отчислений на амортизацию, %;

$$I_{об/рем} = \frac{\alpha_{об/рем}}{100} \cdot K_{ПС}, \quad (6.6)$$

где $\alpha_{об/рем}$ – нормы отчислений на обслуживание электрических сетей и

ремонт, % (в таблице 6.5).

Показатели стоимости ОРУ 110 кВ и КРУ 10 кВ учитывают установленное оборудование (выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, ОПН), панели управления защиты и автоматики, установленные в ОПУ, относящиеся к ОРУ или ячейке; кабельное хозяйство в пределах ячейки и до панелей ОПУ и др., а также строительный и монтажные работы.

Расчет эксплуатационных издержек сводится в виде таблицы 6.5 и 6.6.

Таблица 6.5 – Расчет эксплуатационных издержек п/ст

| Элемент | Капитальные вложения, млн.тенге | $\alpha_{ам},\%$ | $\alpha_{об/рем},\%$ | $I_{ам},$ млн. тенге | $I_{об/рем},$ млн. тенге | $I_{экс},$ млн. тенге |
|----------------|---------------------------------|------------------|----------------------|----------------------|--------------------------|-----------------------|
| РУ 110 кВ | 116,525 | 6,7 | 2,5 | 7,81 | 2,92 | 10,73 |
| КРУ 10 кВ | 72 | 6,7 | 2,5 | 4,83 | 1,8 | 6,63 |
| Трансформаторы | 218 | 5 | 3 | 10,9 | 6,54 | 17,44 |
| Итого: | | | | 23,54 | 11,26 | 34,8 |

Таблица 6.6 – Расчет эксплуатационных издержек ЛЭП

| Элемент | Капитальные вложения, млн.тенге | $\alpha_{ам},\%$ | $\alpha_{об/рем},\%$ | $I_{ам},$ млн. тенге | $I_{об/рем},$ млн. тенге | $I_{экс},$ млн. тенге |
|-----------|---------------------------------|------------------|----------------------|----------------------|--------------------------|-----------------------|
| ВЛ 110 кВ | 113 | 2,0 | 0,8 | 2,26 | 0,904 | 3,164 |
| ВЛ 10 кВ | 418,5 | 2,0 | 0,8 | 13,56 | 5,424 | 18,984 |
| Итого: | | | | 15,82 | 6,33 | 22,15 |

Таким образом ежегодные издержки на амортизацию составляют:

$$I_{ам} = I_{ам.ПС} + I_{ам.ЛЭП}, \quad (6.7)$$

$$I_{ам} = 23,54 + 15,82 = 39,36 \text{ млн. тенге,}$$

$$\Sigma I = I_{ам} + I_{др}, \quad (6.8)$$

где $I_{ам}$ – ежегодные издержки на амортизацию (составляют 45% от общих затрат);

$I_{др}$ – прочие издержки (составляют 55% от общих затрат).

$$I_{\text{др}} = \frac{39,36 \cdot 0,55}{0,45} = 48,1 \text{ млн. тенге,}$$

$$\Sigma I = 39,36 + 48,1 = 87,46 \text{ млн. тенге.}$$

6.4 Расчет себестоимости и прибыли при передаче электроэнергии

Для ПС составляющими эксплуатационных расходов являются:

- энергия на хозяйственные нужды (обогрев помещений, монтерских пунктов, освещение всех зданий, помещений предприятия, ремонтных баз);
- ремонт (капитальные, текущие ремонты и техобслуживание оборудования, нуждающегося в данном виде ремонта согласно графику);
- энергия на компенсацию технических потерь;
- 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);
- расходы на оплату труда (складываются из оплаты труда производственного и административного персонала);
- износ основных средств;
- командировочные расходы (командировочные расходы для административного и производственного персонала);
- канцелярские расходы;
- 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.);
- 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).

Себестоимость электроэнергии определится из выражения:

$$S = \frac{\sum И}{\mathcal{E}}, \quad (6.9)$$

где $\sum И$ – суммарные издержки;

\mathcal{E} – объем отпущенной электроэнергии.

Объем выпущенной электроэнергии определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = n \cdot P \cdot \cos \varphi \cdot K_3 \cdot T_{\max}, \quad (6.10)$$

где P – мощность трансформаторов;

K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов;

T_{\max} – число часов максимума нагрузки.

$$\mathcal{E} = 2 \cdot 80 \cdot 10^3 \cdot 0,9 \cdot 0,7 \cdot 4500 = 453,6 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Тогда себестоимость составит:

$$S = \frac{87,46}{453,6} = 0,19 \frac{\text{тенге}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

Стоимость электроэнергии:

- $T = 12,565$ тенге/кВт · ч – тариф за электроэнергию в Восточно-Казахстанской области;

- $T_{\text{ЭПО}} = 5,5$ тенге/кВт · ч – тариф за электроэнергию, установленный энергопроизводящей организацией;

- $T_{\text{КЕГОС}} = 1,685$ тенге/кВт · ч – тариф АО «КЕГОС» за передачу электроэнергии;

- $T_{\text{РЭК}} = 3,3$ тенге/кВт · ч – тариф РЭК за передачу электроэнергии.

Выручка от прогнозируемого объема передачи электроэнергии составит:

$$V_{\text{реал}} = \mathcal{E} \cdot T, \quad (6.11)$$

$$V_{\text{реал}} = 453,6 \cdot 12,565 = 5 \text{ млрд. } 700 \text{ млн. тенге.}$$

Из прогнозируемой выручки завод произведет следующие выплаты:

- выплаты энергопроизводящим предприятиям:

$$V_{\text{ЭПО}} = 453,6 \cdot 5,5 = 2 \text{ млрд. } 495 \text{ млн. тенге}$$

- выплаты KEGOC:

$$V_{\text{KEGOC}} = 453,6 \cdot 1,685 = 764 \text{ млн. тенге}$$

- выплаты региональной компании:

$$V_{\text{РЭК}} = 453,6 \cdot 3,3 = 1 \text{ млрд. } 497 \text{ млн. тенге}$$

Остаток из прогнозируемой выручки за передачу электроэнергии:

$$\Pi = 5,700 - 2,495 - 0,764 - 1,497 = 944 \text{ млн. тенге}$$

С учетом налогообложения (налог на прибыль составляет 20%) чистая прибыль составит:

$$\text{ЧП} = 944 \cdot 0,8 = 755,2 \text{ млн. тенге.}$$

60% полученной чистой прибыли будет направлена на погашения инвестиционных средств:

$$\text{ЧП}_{\text{инв}} = 0,6 \cdot 755,2 = 453,12 \text{ млн. тенге}$$

Денежный поток определяется по формуле:

$$CF = \text{ЧП}_{\text{инв}} + I_{\text{ам}}, \quad (6.12)$$

$$CF = 453,12 + 39,36 = 492,48 \text{ млн. тенге.}$$

6.5 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

ЧПС "Чистая приведенная стоимость".

Этот метод основан на сопоставлении дисконтированных денежных потоков с инвестициями. Для определения ЧПС необходимо спрогнозировать величину финансовых потоков в каждый год проекта, а затем привести их к

общему знаменателю для возможности сравнения во времени. Чистая приведенная стоимость определяется по формуле

$$\text{ЧПС} = \sum_{t=1}^n \frac{\text{CF}}{(1+r)^n} - I_c \quad (6.13)$$

где I_c – инвестиции в данный проект, млн. тенге,

r – ставка дисконтирования, $r = 15\%$.

n – время реализации проекта, год.

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

- ЧПС > 0 и по максимальной его величине, следовательно фирма получает дополнительную рыночную стоимость;

- ЧПС $= 0$, то аналитик обязан провести дополнительные исследования по рассматриваемым проектам с учетом выплачиваемых налогов;

- ЧПС < 0 , то проект отвергается, т.к. рыночная стоимость имущества уменьшается;

Допускаем, что CF не изменяется со временем. Расчет сводится в таблицу 6.7.

Таблица 6.7 – Расчет ЧПС

| Год | CF, млн. тенге | $\frac{\text{CF}}{(1+r)^n}$, млн. тенге | ЧПС, млн. тенге |
|-----|----------------|--|-----------------|
| 0 | -938,03 | - | - |
| 1 | 492,48 | 428,24 | -509,78 |
| 2 | 492,48 | 372,39 | -137,40 |
| 3 | 492,48 | 323,81 | 186,42 |
| 4 | 492,48 | 281,58 | 467,99 |
| 5 | 492,48 | 244,85 | 712,84 |

Расчет ведется до первого положительного значения ЧПС. ЧПС больше нуля, следовательно, при данной ставке дисконтирования проект является выгодным для предприятия, поскольку генерируемые им приток дохода превышают норму доходности в настоящий момент времени.

Из приведенных расчетов видно, что срок окупаемости инвестиций составил около 3 лет.

7 Безопасность жизнедеятельности

7.1 Общие положения

Подстанция является понижающей, имеет два расщепленных трансформатора 110/10/10 кВ; для питания собственных нужд имеется трансформатор 10/0,4 кВ; распределительные устройства 110 кВ открытого типа, 10 кВ КРУ.

Диспетчер по релейной защите проводит свой рабочий день в зале панелей релейной защиты и для обеспечения нормальной работы работникам службы РЗА необходимо произвести анализ условий труда на их рабочем месте.

7.2 Анализ условий труда в помещениях подстанции

На действующих подстанциях работа считается опасной из-за того, что теплосиловое оборудование находится под высоким давлением, применяется огневая техника, горючие газы; имеется значительное количество действующего электрооборудования, и поэтому в современном автоматизированном производстве, и в частности в производстве и распределении энергии, особенно велика роль психологии и физиологии человека-оператора, поскольку производственный процесс, как правило, протекает с большой скоростью. К числу таких быстропротекающих процессов в энергетике можно отнести операции по вводу в параллельную работу синхронного генератора, оперативные переключения в распределительных устройствах (РУ), ввод в работу резервного электрооборудования, электрические испытания изоляции и др.

На подстанции диспетчер в процессе технической эксплуатации осуществляет управление огромными потоками электрической энергии. Малейшие ошибки в действии операторов, вызванные, например, чрезмерным утомлением, могут привести к тяжелым авариям, пожарам, несчастным случаям и др.

Одна из основных задач анализа условий труда на подстанции - организация рабочего места. Организация рабочего места заключается в выполнении ряда мероприятий, обеспечивающих рациональный и безопасный трудовой процесс и эффективное использование орудий и предметов труда, что повышает производительность и способствует снижению утомляемости работающих.

Удобное и рациональное расположение органов управления позволяет исключить лишние движения. Рабочие места операторов выполняем также с учетом требований технической эстетики.

Планировка рабочего места избавляет работающих от лишних и

утомительных трудовых движений и обеспечивать удобную рабочую позу.

Рабочее место в соответствии с санитарными нормами освещено и провентилировано, постоянно содержится в чистоте; не захламлено, нет хаотичного хранения инструмента и материалов.

Любой процесс при работе различных машин и эксплуатации технологических систем вызывает механическое колебание. Кроме основной частоты колебания, равной числу оборотов двигателя с секунду, возникает колебания отдельных деталей, имеющие собственную частоту. Механическая энергия работающих машин преобразуется в звуковую, излучаемую колеблющимися деталями в воздух помещения, и в энергию упругих колебаний, распространяющихся по конструкции здания. Так появляется механический шум, который ухудшает условия труда, оказывая вредное воздействие на организм человека. При длительном воздействии на организм человека происходят нежелательные явления: снижается острота зрения, слуха повышается кровяное давление, понижается внимание. Поэтому я рассчитываю уровень звукового давления на рабочем месте и разрабатываю меры защиты от воздействия шума.

7.3 Разработка мероприятий по улучшению условий труда

Шум оказывает на человека вредное физиологическое воздействие, которое заключается не только в повреждении слухового аппарата, но и в отрицательном влиянии на нервную систему, вызывая замедление психологической реакции. А на частоте 500, 1000, 2000, 4000, 8000 Гц уровень звукового давления превышает допустимых значений. Поэтому необходимо разработать меры защиты от шума, целью которых является снижение уровня шума ниже нормативных.

Строительные нормы и правила (СНиП РК 3.01-01-2002) предусматривает защиту от шума строительными-акустическими методами. При этом для снижения уровня шума предусматриваются следующие меры:

а) звукоизоляция ограждающих конструкций; уплотнение по периметру притворов окон, ворот, дверей; звукоизоляция мест пересечения ограждающих конструкций инженерными коммуникациями; устройство звукоизолированных кабин наблюдения и дистанционного управления; укрытия; кожухи;

б) звукопоглощающие конструкции и экраны;

в) глушители шума, звукопоглощающие облицовки в газоздушных трактах вентиляционных систем с механическим побуждением и систем кондиционирования воздуха, а также газодинамических установок.

Все эти мероприятия по предупреждению возникновения шума дают в сумме значительный эффект.

В звукопоглощающих преградах звуковая энергия, проникая в толщу

материала, трансформируется в тепловую. Этот процесс происходит за счет вязкого трения воздуха в узких порах рыхлого материала или за счет внутреннего трения в материале гибких панельных конструкций, колеблющихся под действием звуковых волн.

Для предотвращения распространения шумов, генерируемых реакторами и трансформаторами, при проектировании подстанций предусматриваются шумозащитные ограждения, которые в обязательном порядке устанавливаются на ПС, расположенных в жилых зонах и уровень шума от которых превышает допустимые нормы на границе ПС.

Шумозащитное ограждение (экран) представляет собой конструкцию, состоящую из колон и стены, выполненной из железобетонных панелей для неотопливаемых зданий из шумопоглощающей кладки с резонансными полостями, настроенные на частоты 100 и 200 Гц, прикрепляемой к панелям с помощью выпусков. Для восприятия ветровых нагрузок предусматривается установка ригелей.

Колонны приняты в двух вариантах:

- 1) Колонны типа К72-2 устанавливаются в фундамент;
- 2) Колонны типа ВС-2 устанавливаются в сверленные котлованы на щебеночное основание с заполнением пазух бетоном.

Между блоками ФБС и стенкой устанавливается вибропрокладка из пропитанного битумом строительного войлока.

Шум трансформатора вызывается воздействием вибрации сердечника на стенки бака. Вибрация сердечника, в свою очередь, вызывается магнитострикцией, в результате чего в шуме трансформатора преобладает основная частота, равная удвоенной частоте напряжения в сети 100 Гц, а также гармоники 200, 300, 400, 800 Гц.

В создании шума трансформатора участвуют также устройства охлаждения масла - насосы и вентиляторы, что в соответствии с нормативам повышает общий уровень на 3 дБ.

Исходные данные: подстанция 110/10 кВ с двумя трансформаторами (Т1, Т2) мощностью 80 МВА, типа ТРДЦН-80000/110 с навесными охладителями. Габаритные размеры трансформатор показаны на рисунке 7.1.

Расположение трансформатор на площадке подстанции относительно ОПУ (общеподстанционный пункт управления) показано на рисунке 7.2.

ОПУ - одно этажное здание с высотой расчетной точки РТ над поверхностью земли – 3м. Трансформатор и жилые дома расположены на одинаковых отметках 40 м.

По нормативам нормируемый уровень шума в РТ (расчетной точке) составляет 45 дБА. Считая, что оба трансформатора создадут в расчетной точке примерно одинаковый уровень шума, в соответствии с СНиП $L_{\text{тр.тер}}=45-3=42\text{дБА}$ для каждого трансформатора. Где $L_{\text{тр.тер}}$ - уровень звука в дБА в расчетной точке защищаемого от шума объекта, создаваемый трансформатором.

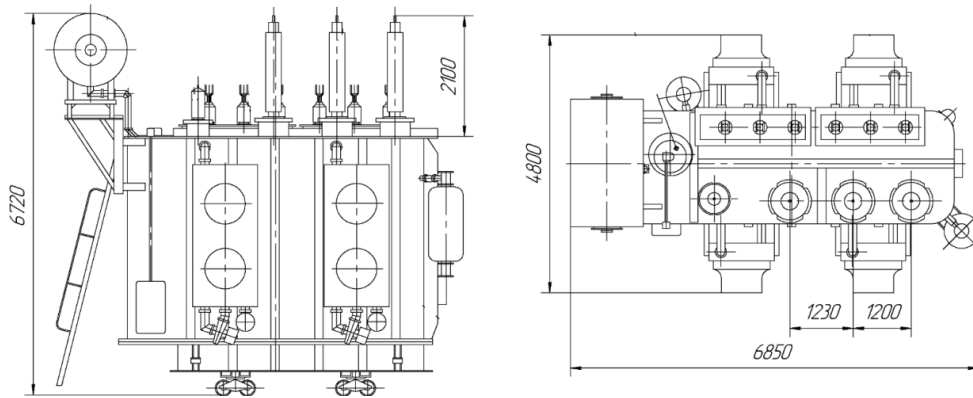


Рисунок 7.1 - Габаритные размеры трансформатора ТРДЦН-80000/110

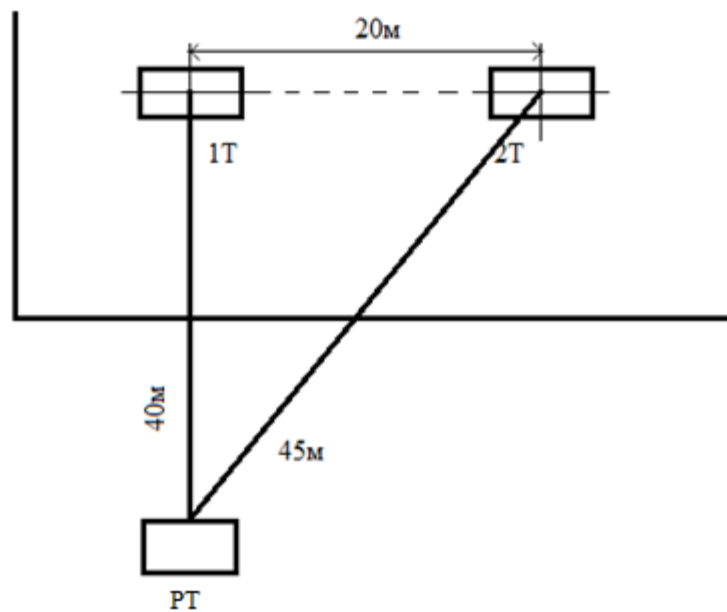


Рисунок 7.2 - План расположения площадки ПС и трансформаторов относительно застройки

Типовая мощность трансформатора:

$$S_T = S_H \cdot K_{\text{выг}}, \quad (7.1)$$

где S_H - номинальная мощность трансформатора, $K_{\text{выг}}$ - коэффициент выгоды, равный:

$$K_{\text{выг}} = \frac{U_{\text{ВН}} - U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{110 - 10}{110} = 0,9,$$

$$S_T = 80 \cdot 0,9 = 72 \text{ МВА}.$$

Снижение уровня звука с расстояние должно составить:

$$\Delta L_{\text{Арас}} = L_{\text{АЭКВ}} - L_{\text{тр.тер}}, \quad (7.2)$$

где $L_{\text{АЭКВ}}$ - шумовая характеристика трансформатора или уровень звука трансформатора, определяется по заводским данным или в зависимости от типовой мощности. Для этой типовой мощности $L_{\text{АЭКВ}} = 103 + 3 = 106$ дБА, +3 на шум охладителей;

$\Delta L_{\text{Арас}}$ - снижение уроня звука в дБА в зависимости от расстояние между источником и расчетной точкой.

$$L_{\text{Атр.тер}} = 106 - 42 = 64 \text{ дБА}$$

Такое снижение уровня шума обеспечивается в соответствии с рисунком 7.3 на расстоянии более 1000 м от трансформатора.

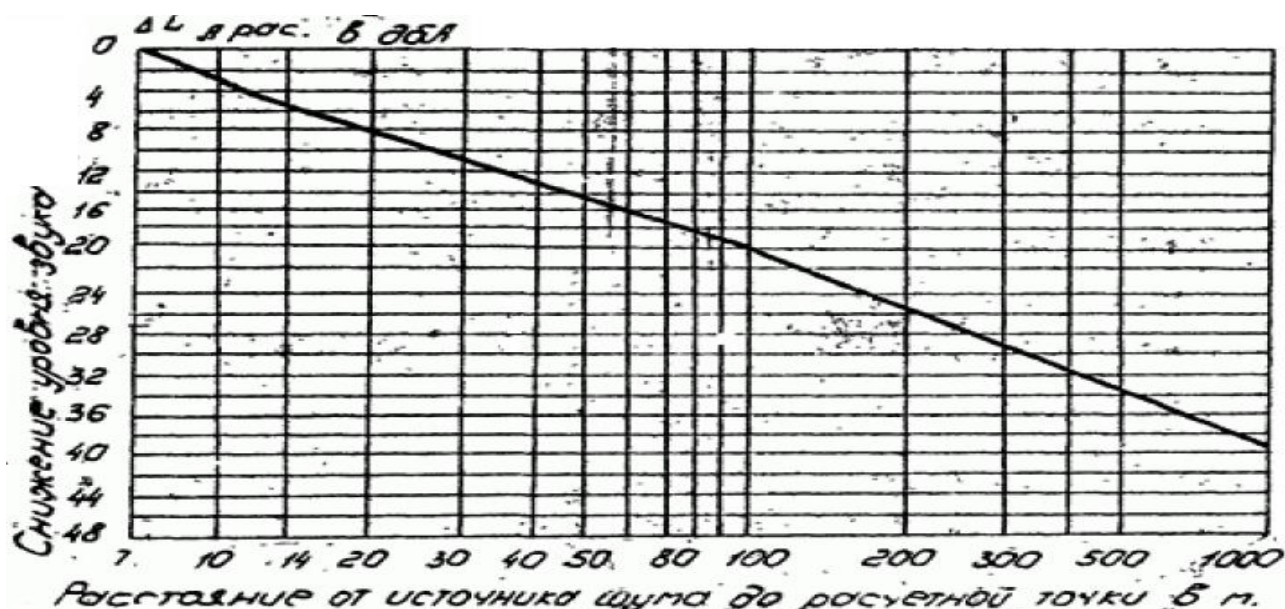


Рисунок 7.3 - График для определения снижения уровня звука в дБА в зависимости от расстоянии между источником шума и расчетной точкой.

По условиям размещения площадки подстанции удаление составляет 40 м до ОПУ, в связи, с чем требуется создание шумозащиты [19].

Расчет требуемого снижение уровня шума проводится следующим образом:

Для ближайшего к 1-му трансформатору ОПУ, снижение уровня звука, в расчетной точке, по рисунку 7.3 равен:

$$\Delta L_{\text{Арас}} = 13,5 \text{ дБА}$$

Тогда уровень звука в расчетной точке (РТ) составит:

$$L_{\text{тр.тер}1} = 106 - 13,5 = 92,5 \text{ дБА}$$

Для 2-го трансформатора аналогично снижение уровня звука, в расчетной точке:

$$\Delta L_{\text{Арас}} = 14 \text{ дБ}$$

Уровень звука для Т2 в расчетной точке (РТ) составит:

$$L_{\text{тр.тер}2} = 106 - 14 = 92 \text{ дБА}$$

Сложение уровней звука $L_{\text{тр.тер}1}$ и $L_{\text{тр.тер}2}$ дает нам результирующий:

$$L_{\text{Аэкв}} = 92 + 2,75 = 94,75 \text{ дБА}$$

Требуемое снижение уровня шума определяется по формуле:

$$\Delta L_{\text{Арас}} = L_{\text{Аэкв}} - L_{\text{тр.тер}}, \quad (7.3)$$

$$\Delta L_{\text{Арас}} = 94,75 - 42 = 52,75 \text{ дБА.}$$

На эту величину $\Delta L_{\text{Арас}} = 52,75$ дБА требуется снизить уровень звука от каждого трансформатора. Так как $\Delta L_{\text{Арас}} = 52,75 > 20$ дБА, то эффективная шумозащита с помощью экранов обычно не сможет быть обеспечена и требуется сооружение полностью закрытых камер для трансформаторов или перемещение подстанции на более удаленную от территории с нормируемым уровнем шума площадку.

7.4 Расчет заземляющего устройства

Подстанция является понижающей, расположенная в II климатической зоне, имеет два трансформатора напряжением 110/10/10 кВ, для питания собственных нужд имеется два трансформатора 10/0,4 кВ; распределительные устройства 110 и 10кВ открытого типа, 10 кВ - закрытого.

Ожидаемый ток короткого замыкания на стороне 10кВ $I_{\text{кз}} = 11633$ А, получен путем расчета в программе АРМ СРЗА.

Площадь подстанций Тасбулак 110/10/10 кВ $S = 28000$ м².

Грунт двухслойный: удельное сопротивление верхнего слоя $\rho_{1\text{изм}} = 100$ Ом · м, нижнего $\rho_{2\text{изм}} = 80$ Ом · м [23].

По периметру контура в грунт забиты вертикальные элементы (стержни) диаметром $d = 0,04$ м и длиной $l = 5$ м, соединенные стальной полосой сечением 40×4 мм, горизонтальная сетка внутри контура состоит из полос сечением 4×40 мм.

Толщина верхнего слоя земли $h_1 = 3$ м.

Глубина погружения электрода в землю - расстояние от поверхности земли до электрода $t_0 = 0,6$ м.

Составляем предварительную схему заземлителя, по которой определяем площадь территории, занимаемой заземлителем, S , m^2 .

Сетка заземления не должна пролегать непосредственно под оборудованием, поэтому, рассчитав количество электродов, необходимо сгустить линии сетки там, где нет оборудования, и, наоборот, разредить там, где находится оборудование.

$$\rho_{1\text{расч}} = \rho_1 \cdot \psi \quad (7.4)$$

где $\psi = 2,7$ – коэффициент сезонности для слоя сезонных изменений в многослойной земле, для II климатической зоны.

$$\rho_{1\text{расч}} = 100 \cdot 2,7 = 270 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Так как условная толщина слоя сезонных изменений в II климатической зоне $h = 2$ м, что меньше толщины верхнего слоя земли $h_1 = 3$ м, то

$$\rho_{2\text{расч}} = \rho, \quad (7.5)$$

$$\rho_{2\text{расч}} = 80 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Отношение ρ_1 / ρ_2 с учетом коэффициента сезонности:

$$\frac{\rho_{1\text{расч}}}{\rho_{2\text{расч}}} = \frac{\rho_{1\text{изм}} \cdot \psi}{\rho_{2\text{изм}}} = \frac{100 \cdot 2,7}{80} = 3,375$$

Примем расстояние между электродами в модели заземлителя $a = 7$ м. Определим число вертикальных электродов при известном a :

$$n = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (7.6)$$

где S – площадь территории, занимаемой заземлителем, m^2 ;
 n – число вертикальных электродов.

$$n = \frac{4 \cdot \sqrt{28000}}{5} = 136$$

или можно определить по следующей формуле:

$$n = \frac{P}{a}, \quad (7.7)$$

где P – периметр контура заземлителя.

Относительная длина верхней части вертикального электрода, то есть части находящейся в верхнем слое земли, $l_{\text{отн}}$, определяется из выражения

$$l_{\text{отн}} = \frac{h_1 - t_0}{l_{\text{в}}} = \frac{3 - 0,6}{5} = 0,48 \text{ м}$$

Эквивалентное удельное сопротивление $\rho_{\text{э}}$ двухслойной земли для сплошного заземлителя в виде горизонтальной сетки с вертикальными электродами может быть определено по формуле:

$$\rho_{\text{э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k \quad (7.8)$$

где k - показатель степени.

$$k = 0,43 \cdot \left(l_{\text{отн}} + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_{\text{в}}} \right), \quad (7.9)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(0,48 + 0,272 \cdot \ln \frac{5 \cdot \sqrt{2}}{5} \right) = 0,25,$$

$$\rho_{\text{э}} = 80 \cdot \left(\frac{270}{80} \right)^{0,25} = 108,4 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Определим сопротивление сплошного заземлителя, состоящего из контура вертикальных заземлителей, соединенных горизонтальными электродами и сетки, которая находится внутри контура.

Сопротивление сложного заземлителя, состоящего из сетки и ряда вертикальных проводников, может быть определено из следующего выражения:

$$R_3 = 0,443 \cdot \frac{\rho_2}{\sqrt{S}} \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right)^g + \frac{\rho_1}{L + n \cdot l_B} \quad (7.10)$$

$$g = \frac{2 \cdot h_1}{\sqrt{S} + n \cdot l_e}, \quad (7.11)$$

$$l_e = l_1 + l_2 \cdot \frac{\rho_1}{\rho_2}, \quad (7.12)$$

где n – число вертикальных проводников;
 L – общая длина проводников.

Для расчета примем двухслойную модель земли показанной на рисунке 7.4.

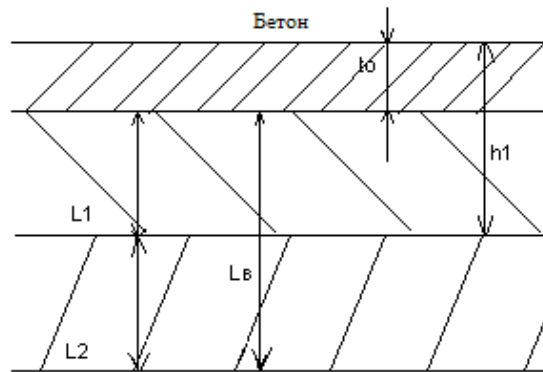


Рисунок 7.4 - Двухслойная модель земли

$$l_e = 2,5 + 2,5 \cdot \frac{270}{80} = 10,94 \text{ м,}$$

$$g = \frac{2 \cdot 3}{\sqrt{28000} + 136 \cdot 10,94} = 0,003,$$

$$L = 28 \cdot 140 + 40 \cdot 200 = 11920 \text{ м,}$$

$$R_3 = 0,443 \cdot \frac{80}{\sqrt{28000}} \cdot \left(\frac{270}{80}\right)^{0,003} + \frac{270}{11920 + 136 \cdot 5} = 0,23 \text{ Ом.}$$

Коэффициент напряжения прикосновения α_1 может быть определен из следующего приближенного выражения для заземлителей типа сетки с равномерным распределением проводников и дополненной вертикальными проводниками.

$$a_1 = M \cdot \left(\frac{a \cdot \sqrt{S}}{l_B \cdot L} \right)^{0,45}, \quad (7.13)$$

где $a = \frac{P}{n}$ – расстояние между вертикальными проводниками, м;

P – периметр сетки, м;

$M = 0,55$ – функция отношения $\frac{\rho_1}{\rho_2}$.

$$a_1 = 0,55 \cdot \left(\frac{7 \cdot \sqrt{28000}}{5 \cdot 11920} \right)^{0,45} = 0,09$$

Коэффициент снижения напряжения прикосновения, зависящий от удельного сопротивления верхнего слоя земли, может быть определен из формулы:

$$a_2 = \frac{R_h}{R_h + 1,5 \cdot \rho_1}, \quad (7.14)$$

где R_h – сопротивление тела человека;

ρ_1 – удельное сопротивление верхнего слоя земли.

$$a_2 = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 270} = 0,71$$

Напряжение прикосновения определяется по следующей формуле:

$$U_{\text{пр}} = I_{\text{кз}} \cdot R_3 \cdot a_1 \cdot a_2 \quad (7.15)$$

Допустимое напряжение при $t = 0,15$ с с учетом АПВ, рекомендуемом времени для расчета напряжения прикосновения и напряжения шага, составляет 450 В.

Потенциал заземлителя определяется по формуле:

$$\varphi_3 = I_{\text{кз}} \cdot R_3 = 11633 \cdot 0,23 = 2675,59 \text{ В}$$

Находим максимальное напряжение прикосновения:

$$U_{\text{пр.max}} = \varphi_3 \cdot a_1 = 2675,59 \cdot 0,09 = 240,8 \text{ В}$$

Из условия безопасности прикосновения человека к заземленным предметам в зоне ЗУ в эффективно заземленной сети:

$$U_{\text{пр}} = U_{\text{пр.max}} - I_h \cdot 1,5 \cdot \rho_c \leq U_{\text{доп}}, \quad (7.16)$$

где I_h – ток через человека.

Следует:

$$I_h = \frac{U_{\text{пр.max}}}{R_h + 1,5 \cdot \rho_1} = \frac{240,8}{1000 + 1,5 \cdot 270} = 0,17 \text{ A}$$

Проверим условие безопасности, где $U_{\text{пр}} = 450 \text{ В}$, определяемое ГОСТ 12.1.038 – 82.

$$U_{\text{пр}} = 240,8 - 0,17 \cdot 1,5 \cdot 270 \leq 450,$$

$$171,95 \text{ В} \leq 450 \text{ В}.$$

Условие выполняется.

Коэффициент напряжения шага для сложного заземлителя, состоящего из сетки и ряда вертикальных проводников, может быть определен в зависимости от типа заземлителя. Принимаем $\beta_1 = 0,15$. Определяем коэффициент β_2 – коэффициент снижения напряжения шага, зависящий от удельного сопротивления верхнего слоя земли согласно следующей формуле:

$$\beta_2 = \frac{R_h}{R_h + 6 \cdot \rho_1} = \frac{1000}{1000 + 6 \cdot 270} = 0,38$$

По следующей формуле определяем напряжение шага:

$$U_{\text{ш}} = I_{\text{кз}} \cdot R_3 \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 11633 \cdot 0,23 \cdot 0,15 \cdot 0,38 = 152,5 \text{ В}$$

Условие безопасности для человека, шагающего в зоне распространения тока:

$$U_{\text{ш}} = U_{1-2\text{max}} - I_h \cdot 6 \cdot \rho_c \leq U_{\text{доп}}, \quad (7.17)$$

где $U_{\text{пр}} = 450 \text{ В}$, согласно ГОСТ для времени действия короткого замыкания с учетом АПВ $t = 0,15 \text{ с}$.

$$U_{1-2\text{max}} = \varphi_3 \cdot \beta_1 = 2675,59 \cdot 0,15 = 401,34 \text{ В}$$

Ток через человека находим по формуле:

$$I_h = \frac{U_{1-2max}}{R_h + 6 \cdot \rho_c} = \frac{401,34}{1000 + 6 \cdot 270} = 0,15 \text{ A}$$

Проверим условие безопасности:

$$U_{пр} = 401,34 - 0,15 \cdot 6 \cdot 270 \leq 450,$$

$$158,34 \text{ В} \leq 450 \text{ В}.$$

Условие выполняется.

Рассмотрим возможность использования данного заземлителя по требованиям R_3 .

$$R_3^I = \frac{U_{пр,доп}}{I_{кз} \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2} = \frac{450}{11633 \cdot 0,09 \cdot 0,71} = 0,6 \text{ Ом},$$

$$R_3^{II} = \frac{U_{ш,доп}}{I_{кз} \cdot \beta_1 \cdot \beta_2} = \frac{450}{11633 \cdot 0,15 \cdot 0,38} = 0,68 \text{ Ом}.$$

Полученное в результате расчетов сопротивление заземления $R_3 = 0,23 \text{ Ом}$, удовлетворяет условиям $R_3 < R_3^I$ и $R_3 < R_3^{II}$.

Рассмотрим возможность использования заземляющего устройства ОРУ 110кВ в качестве выносного для РУ СН 10/0,4 кВ и сети 10/0,4 кВ.

Протяженность кабелей составляет 15 м. Длина отдельных кабелей достигает 20 м на 1 блок, соответственно длина увеличивается в 3 раза. Необходимо учесть, что ответственные механизмы собственных нужд имеют резервные двигатели, которые питаются по своим отдельным кабелям, с учетом этого имеем длину кабелей:

$$l_k = 3 \cdot (4 \cdot 0,02 + 0,015) = 0,285 \text{ км}$$

В электроустановках выше 1000 В с изолированной нейтралью в качестве расчетного тока можно принять ток, вычисленный приближенно по формуле:

$$I_3 = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot (35 \cdot l_k + l_B)}{350} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot (35 \cdot 0,285 + 0)}{350} = 0,49 \text{ A},$$

где U – фазное напряжение сети, кВ;

l_k – общая длина подключенных к сети кабельных линий, км;

l_B – общая длина подключенных к сети воздушных линий, км.

При выносном исполнении заземления заземлители располагаются на некотором удалении от заземляемого оборудования. Поэтому заземленные корпуса находятся вне поля растекания – на земле, и человек, касаясь корпуса, оказывается под полным напряжением относительно земли, если не учитывать коэффициент α_2 , $U_{\text{пр}} = U_3$. Так как $\alpha_1 = 1$, ток через человека.

$$I_h = I_3 \cdot \frac{R_3}{R_h} \quad (7.18)$$

Примем, что

$$\begin{aligned} a_1 &= 0,09; & \beta_2 &= 0,38; & R_3 &= 0,23 \text{ Ом}; \\ a_2 &= 0,71; & R_h &= 1000 \text{ Ом}; \\ \beta_1 &= 0,15; & I_3 &= 0,49 \text{ А}. \end{aligned}$$

$$I_h = 0,49 \cdot \frac{0,23}{1000} = 0,00011 \text{ А}$$

Находим $U_{\text{пр}}$:

$$U_{\text{пр}} = I_3 \cdot R_3 \cdot a_1 \cdot a_2 = 0,49 \cdot 0,23 \cdot 0,09 \cdot 0,71 = 0,007 \text{ В}$$

Находим $U_{\text{ш}}$:

$$U_{\text{ш}} = I_3 \cdot R_3 \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 0,49 \cdot 0,23 \cdot 0,15 \cdot 0,38 = 0,006 \text{ В}$$

Ток через человека:

$$I_h = I_3 \cdot \frac{R_3}{R_h} \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 0,49 \cdot \frac{0,23}{1000} \cdot 0,15 \cdot 0,38 = 0,006 \text{ мА}$$

Допустимые значения напряжения прикосновения $U_{\text{пр}}$ и проходящего через человека тока для сети выше 1000 В с изолированной нейтралью при $t = 1 \text{ с}$ и более $U_{\text{пр}} = 36 \text{ В}$ и $I_h = 6 \text{ мА}$, то есть условия безопасности выполнены и существует возможность использования заземляющего устройства ОРУ 110 кВ в качестве выносного для РУ НН 10/0,4 кВ и сети 10/0,4 кВ. Расчетная модель заземлителя показана на рисунке 7.5.

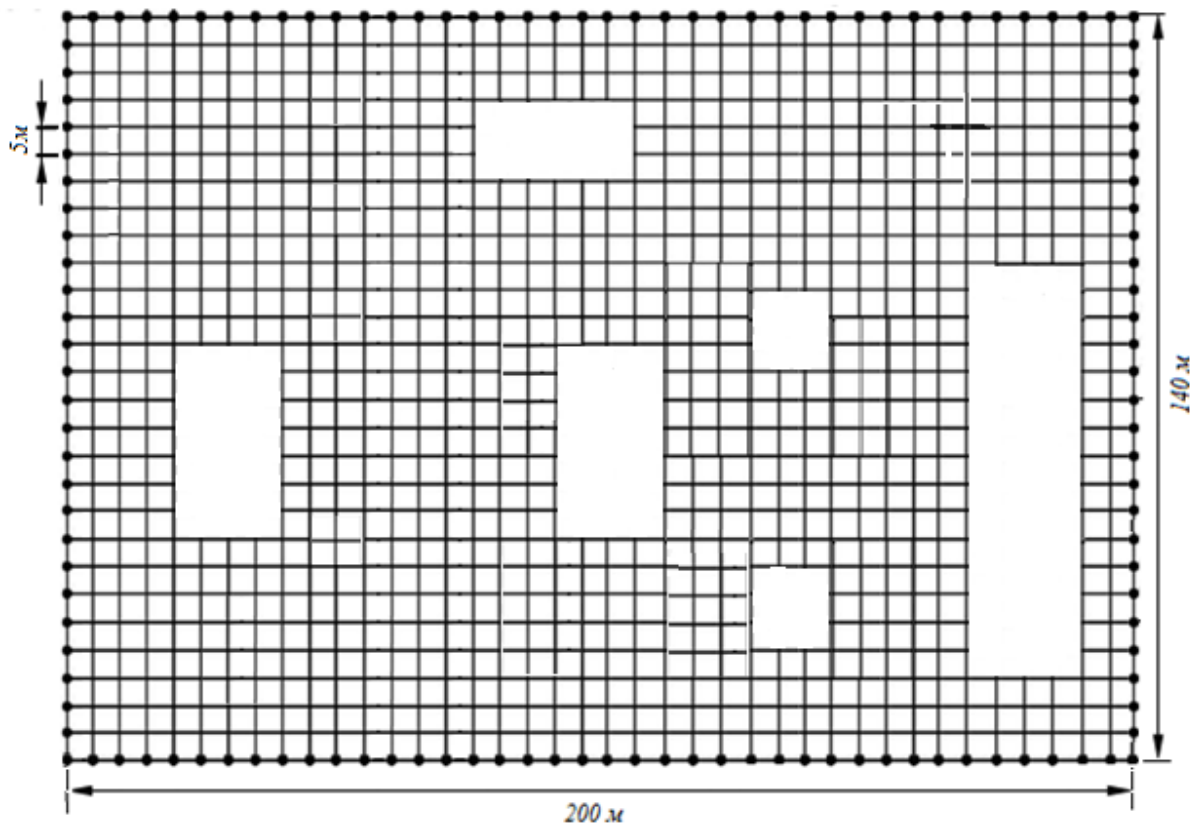


Рисунок 7.5 - Расчетная модель заземлителя

Заключение

В ходе выполнения дипломного проекта нами была спроектирована подстанция 110/10 «Тасбулак». Была выбрана схема питания подстанции посредством двух трансформаторов, мощностью 80 МВА.

Составлена схема замещения для данного региона. Произведен расчёт токов короткого замыкания в программе АРМ СРЗА. По токам короткого замыкания выбрано силовое оборудование подстанции.

В качестве защит трансформатора и линии 110 кВ были выбраны микропроцессорные блоки защиты фирмы «SIEMENS». По результатам проверки защит, установлено, что все защиты проходят по надёжности и чувствительности.

В качестве специального вопроса была рассмотрена параметрирование центральной сигнализации на базе устройства «БМЦС». В данном разделе речь шла о применении, принципе действия и функциях данного блока микропроцессорной центральной сигнализации. Также проведено параметрирование устройства «БМЦС».

В разделе «Безопасность жизнедеятельности человека» был произведен расчёт заземления подстанции. В результате были выбраны заземлители, рассчитано их количество и расположение их по территории подстанции.

В разделе «Экономическая часть» рассматривалась инвестиционная привлекательность проекта. Для расчетов использовалась современный метод оценки эффективности инвестиций, основанный на определении чистого дисконтированного дохода. Расчеты показали, что срок окупаемости проекта составляет около 3 лет.

Список литературы

1. Правила устройства электроустановок – 648 с.
2. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648с.
3. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые решения
4. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: Учеб. пособие. – М.: ИНФРА-М, 2006. – 480 с. – (Высшее образование).
5. Неклепаев Б.И., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 608с.
6. Справочник по проектированию электроэнергетических систем./Под ред. Рокотяна С.С., Шапиро И.М. – 3-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352с.
7. Каталог высоковольтных выключателей SIEMENS 3AP1/2 на напряжения от 72,2 кВ до 500 кВ.
8. Каталог элегазовых выключателей Mitsubishi Electric.
9. Каталог SIEMENS SIPROTEC.
10. Красник В.В. Эксплуатация электрических подстанций и распределительных устройств. Справочник. – М.: ЭНАС, 2011
11. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110—500 кВ. — М.: Энергия, 1980. 88с.
12. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110—500 кВ: Расчеты.—М.: Энергоатомиздат. 1985.96с.
13. Федосеев А. М., Федосеев М. А. Релейная защита электроэнергетических систем: Учебник для вузов. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1992. 528 с.
14. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита электроэнергетических систем. - М. Энергоатомиздат. 1998. 800 с.
15. Инвестиционное проектирование: практическое руководство по экономическому обоснованию инвестиционных проектов. Под редакцией Шумилина СИ. М.: Финстатинформ, 1995. -234 с.
16. Баканов М.И., Шеремет А.Д. Теория экономического анализа. - М.: Финансы и статистика, 1998.
17. А.А. Жакупов: «Организация и планирование производства, управление предприятием.» Методические указания к выполнению курсовой работы Алматы 2004г.
18. А.А. Жакупов, Р.С. Хижняк.: Методические указания по выполнению расчетно-графической работы на тему: «Определение основных

технико-экономических показателей деятельности энергокомпаний в условиях рынка», Алматы 2008 г.

19. Санатова Т.С., Мананбаева С.Е. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к выполнению раздела «Электробезопасность в электроустановках» в выпускных работ.

20. Князевский Б.А. «Охрана труда в электроустановках».— 3 изд., перераб. и доп. – Энергоатомиздат, 1983. – 336 с.

21. СНиП РК 3.01-01-2002.

22. Методическое пособие для выполнения расчетов по охране труда в дипломных проектах. Н. Новгород, 2000. 67 с.

23. Долин П.А. Справочник по технике безопасности. -6-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 824 с.

Приложение А

Описание терминалов защит

Устройство основной защиты трансформатора 7UT613.

Дифференциальная токовая защита, выполненная с использованием терминала цифровой релейной защиты фирмы «SIEMENS» 7UT613, обладает высокой чувствительностью, достаточной для отключения повреждений, сопровождающихся токами в защите, меньшими номинальных.

Устройство дифференциальной защиты 7UT613 осуществляет функции основных защит трансформатора – дифференциальной токовой защиты, резервной МТЗ и защиты от перегрузки.

Краткое описание терминала защиты 7UT613.

Система цифровой дифференциальной защиты 7UT6 является быстрой и селективной защитой от коротких замыканий в трансформаторах всех уровней напряжения, во вращающихся машинах, в последовательных и шунтирующих реакторах, или на коротких линиях и минишинах с количеством отходящих линий от 2 до 5 (в зависимости от версии устройства). Так же, она может быть использована в качестве однофазной защиты шин с количеством отходящих линий от 9 до 12 (в зависимости от версии устройства). Можно выполнить индивидуальное конфигурирование, которое будет подходить для защищаемого объекта.

Устройство также может использоваться при двухфазных подключениях и в тяговых системах с номинальной частотой 16,7 Гц.

Основным преимуществом принципа действия дифференциальной защиты является мгновенное отключение в случае короткого замыканий в любой точке защищаемой зоны. Трансформаторы тока по концам сети ограничивают защищаемую зону. Этот твердый предел является причиной абсолютной селективности схемы дифференциальной защиты.

При использовании терминала в качестве защиты трансформатора, устройство обычно подключается к выводам трансформаторов тока, которые отделяют силовой трансформатор от энергосистемы. Смещение фаз и межцепление токов, возникающие благодаря соединению обмоток трансформатора, обрабатываются в устройстве с помощью расчетных алгоритмов. Условия заземления нейтрали(ей) могут быть адаптированы по желанию пользователя, они автоматически учитываются в алгоритмах расчетов. Более того, с помощью внутренних расчетов, существует возможность комбинирования токов, протекающих по разным выводам трансформатора тока с токами обмотки силового трансформатора.

При использовании терминала в качестве защиты генератора или двигателя, сравниваются токи, протекающие в нейтрали машины и ее зажимах. То же самое относится и к последовательным реакторам.

Терминал также может быть использован для защиты коротких линий

или минишин с количеством отходящих линий от 3 до 5 (в зависимости от версии устройства). “Короткие” означает, что соединения ТТ с устройством не приведут к увеличению нагрузки трансформаторов тока.

При защите трансформаторов, генераторов, двигателей или шунтирующих реакторов с заземленными нейтралями, ток, протекающий между нейтралью и землей может быть измерен и использован для высокочувствительной защиты от замыканий на землю.

Стандартные входы по току устройства, количеством от 9 до 12 (в зависимости от версии устройства), позволяют выполнять однофазную защиту шин с количеством отходящих линий от 9 до 12. В этом случае, на одной фазе устанавливается один терминал. В противном случае, может быть организована защита шин с количеством отходящих линий от 6 до 12, при использовании одного единственного реле 7UT6. Для этого необходимо установить (внешние) суммирующие трансформаторы.

Устройство имеет функции резервной максимальной токовой защиты с выдержкой времени для всех типов защищаемых объектов. Эти функции могут быть использованы для любой стороны или точки замера.

Термическая защита от перегрузки доступна при любом типе машины.

Назначение внутренних функций устройства.

87T - Продольная дифференциальная токовая защита, срабатывает при междуфазных и однофазных КЗ в зоне ограниченной трансформаторами тока. Защита действует на отключение всех выключателей трансформатора без выдержки времени, пуск УРОВ.

87N – Дифференциальная токовая защита от замыкания на землю, срабатывает при однофазных КЗ в защищаемой зоне, ограниченной трансформаторами тока.

Действует без выдержки времени – на отключение выключателей трансформатора, пуск УРОВ.

50, 51. Максимальная токовая защита имеет 3 ступени и используется как токовая защита от перегрузки ($I>$, $I>>$, 51) на стороне 110 кВ, на выводах общей обмотки трансформатора.

Устройство измерения аналоговых величин токов, с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных.

FR. Регистратор аварийных событий, фиксирует с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных.

ER. Регистратор внутренних событий (устройства) для запоминания отображения на дисплее устройства и дистанционной передачи событий срабатывания и неисправности внутренних функций и пусковых сигналов бинарных входов по заданному (минимальному) перечню.

Переключение групп уставок защит устройства с помощью клавиатуры.

Устройство резервной защиты 7SA611.

Назначение внутренних функций устройства:

21, 21N. Дистанционная направленная защита, имеет 5 ступеней по сопротивлению срабатывания при междуфазных и однофазных КЗ в защищаемых зонах, имеющих полигональную характеристику, с автоматической блокировкой (выводом) действия, в случаях: неисправности, исчезновения и сигнализации одной или нескольких фаз цепей напряжения – для всех ступеней защиты;

Для второй (или третьей) ступени защиты выполняется автоматическое ускорение действия в течение заданного времени после включения выключателя трансформатора на шины без напряжения.

Каждая ступень действует с первой выдержкой времени: на отключение шиносоединительного выключателя, со второй выдержкой времени – на отключение выключателя 110 кВ трансформатора пуск АПВ и пуск УРОВ.

50N, 51N, 67N. Токовая направленная защита нулевой последовательности, имеет 4 ступени по току срабатывания при КЗ на землю в защищаемых зонах.

Для третьей (или четвертой) ступени защиты выполняется автоматическое ускорение действия в течение заданного времени после включения выключателя.

Каждая ступень действует с первой выдержкой времени: на отключение шиносоединительного выключателя, со второй выдержкой времени – на отключение выключателя 110 кВ трансформатора пуск АПВ и пуск УРОВ.

50, 51. Максимальная токовая защита (аварийная), имеет 3 ступени по току срабатывания при междуфазных КЗ в защищаемых зонах. Вводится в действие автоматически в случае неисправности (исчезновения) цепей напряжения дистанционной защиты и автоматически выводится из действия при их восстановлении.

Каждая из ступеней действует с заданной выдержкой времени: на отключение выключателя, пуск АПВ и пуск УРОВ.

50BF. Устройство резервирования отказа выключателя, пускается при срабатывании защит на отключение выключателя трансформатора, с контролем наличия минимального тока в его цепи.

Действует с заданными независимыми выдержками времени в схему ДЗШ 110 кВ на отключение и запрет АПВ присоединений шин 110 кВ.

25. Устройство контроля наличия (отсутствия) и синхронизма напряжений системы шин 110 кВ и ввода 10 кВ трансформатора. Имеет заданные минимальные и /или максимальные уставки контролируемых параметров.

Действует:

- на блокирование (запрещение действия) оперативного включения

выключателя трансформатора при отсутствии синхронизма напряжений;
- на блокирование (запрещение действия) АПВ выключателя трансформатора (при отсутствии заданных условий его срабатывания - контроль отсутствия напряжения ввода, контроль отсутствия напряжения шин, контроль наличия синхронизма напряжений).

79. Устройство автоматического повторного включения выключателя, имеет 1 или более циклов срабатывания, пускается по факту срабатывания защит трансформатора на отключение выключателя (за исключением УРОВ, защиты от внутренних повреждений трансформатора, газовой защиты), с проверкой его отключенного положения и наличия заданных условий срабатывания АПВ. Действует с заданной выдержкой времени на включение выключателя.

74ТС. Устройство контроля исправности цепей отключения выключателя. Действует на сигнал и блокирование автоматического повторного включения.

FR. Регистратор аварийных событий, фиксирует с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных:

- фазные токи, ток нулевой последовательности;
- фазные напряжения, напряжение нулевой последовательности.

ER. Регистратор внутренних событий (устройства) для запоминания, отображения на дисплее устройства и дистанционной передачи событий срабатывания и неисправности внутренних функций и пусковых сигналов бинарных входов по заданному перечню.

Устройство резервной защиты 7SJ613

Назначение внутренних функций устройства:

50, 51. Максимальная токовая защита на стороне 10 кВ имеет 3 ступени по току срабатывания при междуфазных КЗ в защищаемой зоне.

Действует с независимой выдержкой времени на отключение выключателя, блокирование его включения, пуск УРОВ.

50N, 51N. Максимальная токовая защита от замыканий на землю имеет 3 ступени по току срабатывания при однофазных КЗ в защищаемой зоне. В данном случае не используется.

FR. Регистратор аварийных событий. Фиксирует с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных.

ER. Регистратор внутренних событий (устройства) для запоминания отображения на дисплее устройства и дистанционной передачи событий срабатывания и неисправности внутренних функций и пусковых сигналов бинарных входов по заданному перечню. Переключение групп уставок защит устройства. Для отстройки от броска намагничивающего тока при включении ненагруженного трансформатора под напряжение в защите используется принцип блокирования защиты при появлении токов второй гармоники.

Приложение Б

Описание программного обеспечения "МТ Реле Монитор"

Общие сведения.

Для работы с блоком по последовательному каналу может быть использовано программное обеспечение "МТ Реле Монитор".

Описание главного окна программы "МТ Реле Монитор".

В верхней части главного окна программы находится заголовок, в котором указаны логотип программы, название программы (рисунок Б1).

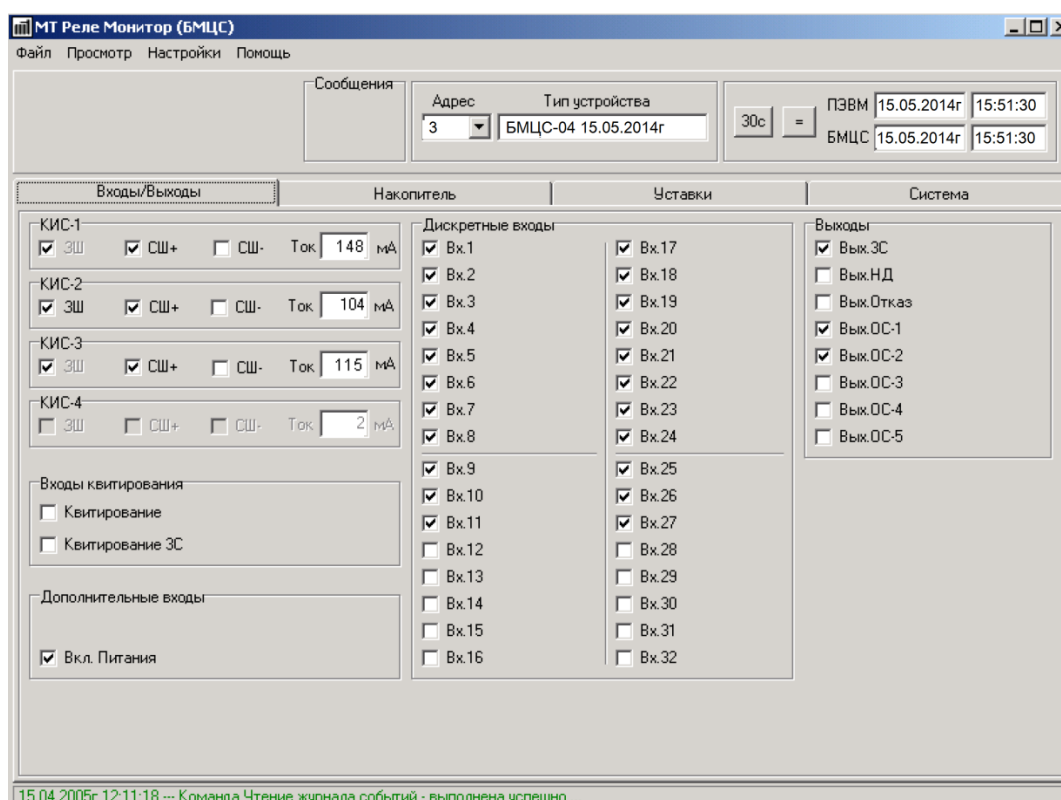


Рисунок Б1 - Вкладка "Входы/Выходы" главного окна программы "МТ Реле Монитор"

Ниже заголовка расположена строка главного меню программы:

- "Файл", в котором содержатся пункты меню: "Открыть уставки" (для загрузки файла с уставками), "Сохранить уставки" (для сохранения файла с текущими уставками) и "Выход" (выход из программы);
- "Просмотр", содержит пункты меню "Статистика" (вызов окна "Статистика", в котором можно просмотреть статистику обмена) и "Сообщения" (вызов окна "Сообщения");
- "Настройки", содержит пункт меню "Связь";
- "Помощь", содержит пункт меню "О программе".

На верхней панели главного окна размещены:

- адрес и тип устройства защиты;
- кнопка "30 с" (30-ти секундная коррекция часов устройства);
- кнопка коррекции даты и времени БМЦС (запись текущего времени и даты блока с компьютера).

Программа "МТ Реле Монитор" содержит следующие вкладки:

- "Входы/Выходы", где на полях окна приведены состояния дискретных входных и выходных сигналов;
- "Накопитель", где приведена накопительная информация – количество событий по каждому входу, срабатываний выходных реле;
- "Уставки", где выставляются параметры настройки блока, содержит кнопки "Чтение" и "Запись" уставок в блок;
- "Система", где приведена информация о системе.

Описание вкладки "Входы/Выходы".

Во вкладке "Входы/Выходы" приведена информация о состоянии четырех КИС:

- загрузка шинки "ЗШ" (наличие сигнала на шинке отмечено флажком);
- признак наличия несквирированного сигнала "СШ" (наличие сигнала на шинке отмечено флажком);
- значение суммарного тока на шинке.

В поле "Дискретные входы" отражается состояние дискретных входов (наличие сигнала на входе отмечено флажком), а в поле "Выходы" – дискретных выходов.

В поле "Входы квитирования" отображается состояние дискретных входов квитирования "Квитирование" и "Квитирование ЗС".

Вкладка "Накопитель".

В программе "МТ Реле Монитор" состав накопительной информации тот же, что и в кадрах подменю "накопительная информация".

Пример вкладки "Накопитель" приведен на рисунке Б2.

Вкладка "Уставки".

Вкладка "Уставки" (рисунок Б3) содержит четыре вкладки с параметрами настройки для 32 дискретных входов. В них задаются тип датчика, выдержка на трогание и возврат, а также подключение входов к выходным реле/БВ ОС и ЗС. Тип датчика выбирается из окна списка "Тип датчика", а подключение входов к выходным реле/БВ осуществляется установкой флажка.

Вкладка "Уставки" содержит четыре вкладки с параметрами настройки КИС, в которых можно включить/отключить любой КИС ("ВКЛ" или "ОТКЛ" в окне списка "Тип датчика"), ввести выдержку срабатывания, подключить КИС к выходным реле и ЗС.

В поле "Выходы" происходит установка методов управления выходами ОС и ЗС и длительности звукового сигнала.

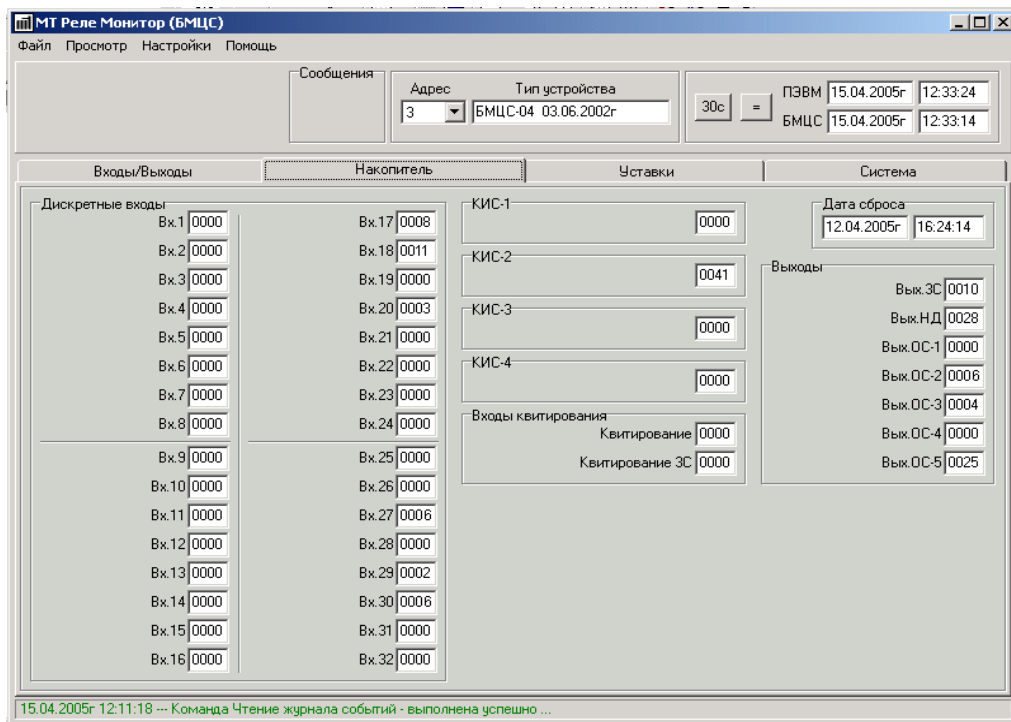


Рисунок Б2 – Вкладка "Накопитель" главного окна программы "MT Реле Монитор"

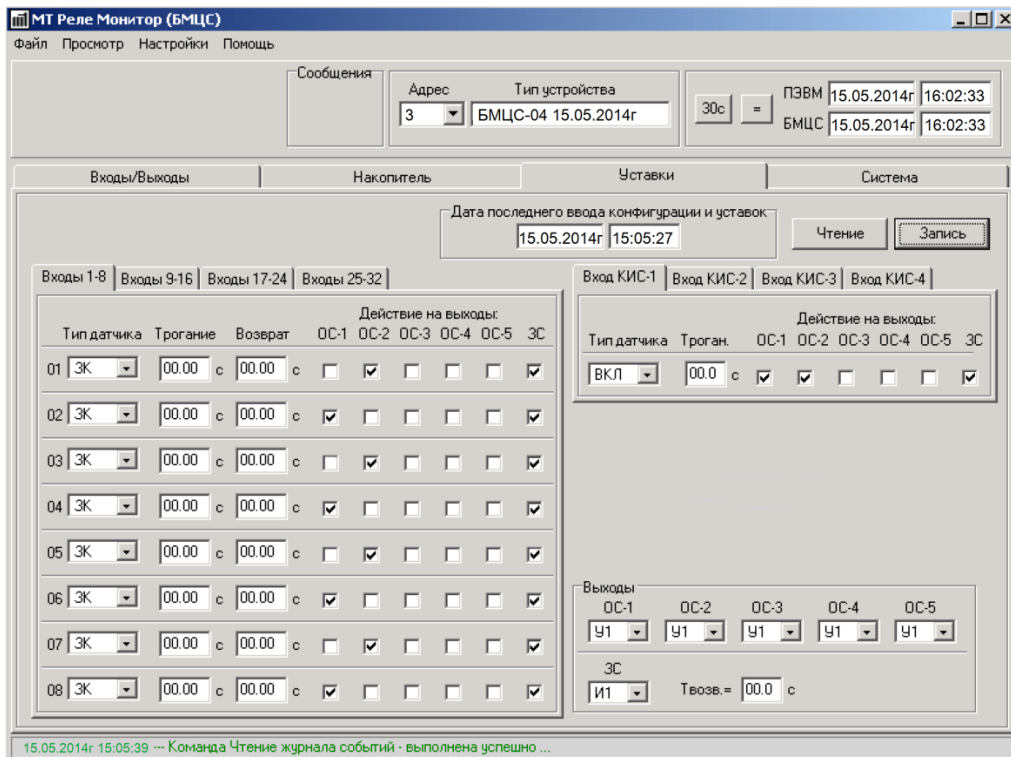


Рисунок Б3 – Вкладка "Уставки" главного окна программы "MT Реле Монитор"

Программа "МТ Реле Монитор" позволяет подготовить параметры настройки блока и сохранить их в памяти ПЭВМ. Для этого необходимо открыть вкладку "Уставки" и ввести параметры настройки блока. Войдя в меню "Файл", пункт "Сохранить уставки", необходимо выбрать директорию и сохранить файл. Для чтения сохраненного файла с уставками необходимо войти в меню "Файл", выбрать пункт "Открыть уставки" и загрузить файл из той директории, куда он был ранее записан.

После того, как параметры настройки введены или загружены в программу "МТ Реле Монитор", необходимо их записать в память блока, нажав кнопку "Запись", при этом в поле "Дата последнего ввода конфигурации и уставок" обновятся дата и время. Для чтения параметров настройки с блока в ПЭВМ необходимо нажать кнопку "Чтение".

Вкладка "Система".

Вкладка "Система" главного окна программы содержит информацию о результатах самодиагностики блока, кнопки управления блоком, индикацию состояния дискретных сигналов и КИС (рисунок Б4).

В поле "Команды" находятся кнопки управления блоком:

- кнопка "Сброс накопительной информации";
- кнопка "Сброс неисправностей входных каналов";
- кнопка "Квитирование" (назначение кнопки аналогично назначению кнопки;
 - квитирование на лицевой панели блока);
 - кнопка "Очистка журнала событий";
 - кнопка "Маска событий";
 - индикатор чтения журнала событий.

Кнопка "Сброс неисправностей входных каналов" позволяет квитировать выходной сигнал "Вых. НД".

Примечание – Если на вход КИС подан ток, а индикатор данного КИС часто мигает и на выходе присутствует сигнал "Вых. НД" необходимо нажать кнопку "Сброс неисправностей входных каналов".

После установки флажков опций ("✓") на тех входах и выходах по которым должно регистрироваться событие, необходимо данные ввести в память блока, нажав кнопку "Запись". Произвести чтение данных из памяти блока можно нажав кнопку "Чтение".

В поле "Наличие сбоев устройства" приведены вкладки с информацией о возможных причинах неисправности блока, распределенной по модулям, в которых они возникают. При получении сигнала о неисправности блока от системы самодиагностики во вкладке "БМЦС" напротив неисправного модуля ставится флажок опций "✓". Войдя во вкладку с наименованием неисправного

модуля можно узнать в каком конкретном узле модуля произошла неисправность.

Для просмотра статистики обмена между блоком и ПЭВМ необходимо в меню "Просмотр" выбрать пункт "Статистика" и просмотреть в окне "Статистика обмена" текущие результаты тестирования.

В программе "МТ Реле Монитор" можно просмотреть запись последнего события и получить информацию о пополнении журнала событий новой информацией.

При появлении в журнале событий нового события в окне "Сообщения" и в строке состояния внизу окна программы будет появляться сообщение о выполнении команды чтения журнала событий с текущими датой и временем. Для просмотра всего содержимого журнала событий необходимо войти в кадры подменю "ЖУРНАЛ СОБЫТИЙ" блока.

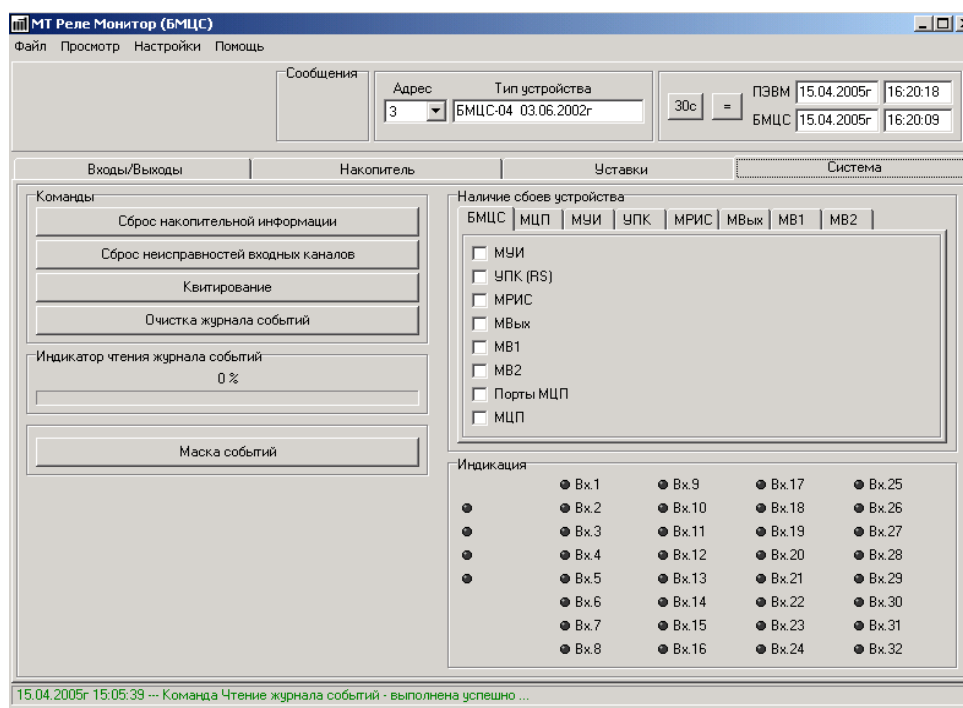


Рисунок Б4 – Вкладка "Система" главного окна программы "МТ Реле Монитор"