

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Псковский государственный университет»

Институт инженерных наук
Кафедра электроэнергетики, электропривода и систем автоматизации

Пояснительная записка к выпускной квалификационной работе

**Реконструкция трансформаторной подстанции 110/10 кВ
№172 «Писковичи»**

Допустить к защите

Заведующий кафедрой _____ (Бандурин
И.И.)

Руководитель работы _____ (Григорьев
О.И.)

Консультанты:

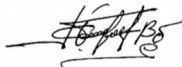
по экономической части _____ (Гальдикас
В.А.)

по охране труда и экологии _____ (Иванов В.А.
)

по нормативному контролю _____ (Какурин
А.С.)

Контроль на плагиат: _____ (Хаймин
А.Ю.)
(% оригинальности 71,22)

Студент


(Турсинбаев
А.А.)

Псков
2020

Министерство науки и высшего образования Российской
Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение
высшего образования
«Псковский государственный университет»

Институт инженерных наук
Кафедра электроэнергетики, электропривода и систем
автоматизации

Задание

на выполнение выпускной квалификационной работы

Турсинбаев Акмалжон Адхам угли

16002088

Фамилия, Имя, Отчество
Шифр

I. Тема выпускной квалификационной работы

Реконструкция трансформаторной подстанции 110/10 кВ №172
«Писковичи»

II. Содержание пояснительной записки

Содержание

Введение

1. Характеристика района электроснабжения
2. Технический расчет
3. Расчет надёжности главной схемы электрических соединений подстанции
4. Охрана труда
5. Организационно- экономическая часть

III. Содержание графического материала (листы стандартного размера)

1. Главная схема электрических соединений ПС №172 «Писковичи»
2. Главная схема электрических соединений модернизированной подстанции №172 «Писковичи»

IV. Основная литература

1. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей ВУЗов: Учебное пособие для студентов ВУЗов/ В. М. Блок, Г. К. Обущев, Л. Б. Паперно и др.: Под ред. В. М. Блок- М.: Высш. Школа, 1990-383 с.
2. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для ВУЗов. - 4- е изд., перераб. и доп.- М.: Энергоатомиздат, 1989-608 с.
3. Правила устройства электроустановок. ПУЭ -7-е изд
4. Рыжов Е. В. Методические рекомендации по разработке организационной и экономической частей дипломных проектов по тематике электроснабжение.- Псков: 2006.

V. Руководство выпускной квалификационной работой

Руководитель выпускной квалификационной работы Григорьев О.И.

Консультант по нормативному контролю Какурин А.С.

Заведующий кафедрой _____ (Бандурин И.И)

Министерство науки и высшего образования Российской
Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение
высшего образования
«Псковский государственный университет»

Институт инженерных наук
Кафедра электроэнергетики, электропривода и систем
автоматизации

ЗАДАНИЕ

по экономическому разделу

Турсинбаев Акмалжон Адхам угли

16002088

Фамилия, Имя, Отчество

Шифр

Тема: Реконструкция трансформаторной подстанции 110/10 кВ
№172 «Писковичи»

I. Содержание раздела:

1. Сметно- финансовый расчет
2. Расчет численности персонала
3. Смета затрат на эксплуатацию
4. Себестоимость трансформации единицы электроэнергии
5. Определение экономического эффекта и срока окупаемости

II. Основная литература по вопросам экономического раздела:

1. Кожевникова. Экономика и управление энергетическим предприятием.- М.: 2004.
2. Рыжов Е. В. Методические рекомендации по разработке организационной и экономической частей дипломных проектов по тематике электроснабжение.- Псков: 2006.

Консультант по экономическому разделу _____
(Гальдикас В.А.)

“ ___ ” _____ 2020 г.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Псковский государственный университет»

Институт инженерных наук
Кафедра электроэнергетики, электропривода и систем автоматизации

ЗАДАНИЕ

по разделу охраны труда и экологии

Турсинбаев Акмалжон Адхам угли

16002088

Фамилия, Имя, Отчество

Шифр

Тема: Реконструкция трансформаторной подстанции 110/10 кВ №172 «Писковичи»

I. Содержание раздела:

1. Защитное заземление на подстанции
2. Грозозащита на подстанции и защита от перенапряжений
3. Охрана труда при выполнении работ на коммутационных аппаратах
4. Техника безопасности
5. Масляное хозяйство подстанции
6. Мероприятия по защите окружающей среды
7. Основные требования пожарной безопасности

II. Основная литература по вопросам охраны труда и экологии

1. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок: Последние изменения внесены приказом Минтруда России от 15.11.2018 г. № 704н.- М.: Действует в новой редакции с 25.01.2019 г.- 52 с.
2. Правила устройства электроустановок. -7-с изд.

3. Новые правила противопожарного режима в Российской Федерации (с изменениями на 23 апреля 2020г).

Консультант по разделу охраны труда и экологии _____
(Иванов В.А.)

“ ____ ” _____ 2020 г.

РЕФЕРАТ

Дипломный проект содержит:

Страниц- 96

Рисунков- 13

Таблиц- 19

Используемых источников- 12

В пояснительной записке используются следующие ключевые слова:

Подстанция, расчётная нагрузка, трансформатор, ток короткого замыкания, основное оборудование, релейная защита, оперативный ток.

Подстанция № 172 «Писковичи» предназначена для электроснабжения частного сектора, промышленных предприятий и автопредприятия.

В соответствии с заданием на реконструкцию выполнен расчет нагрузок, выбрана высоковольтного оборудования, а также выбрана главная схема подстанции, произведен расчет токов к.з. и произведён выбор коммутационной аппаратуры, рассчитана релейная защита. Выполнено экономическая часть, а также рассказано о мерах предпринятых для безопасности работы подстанции и обслуживающего персонала.

Основная задача проекта замена морально и физически устаревшего оборудования на современные.

Содержание

Введение	9
1 Характеристика района электроснабжения	14
1.2 Характеристика подстанции №172 «Писковичи».....	14
2 Технические расчеты	17
2.1 Расчет электрических нагрузок.....	17
2.2 Выбор мощности трансформаторов.....	19
2.3 Выбор и основание схемы электрических соединений подстанции.....	20
2.4 Расчет токов короткого замыкания.....	24
2.4.1 Раздельная работа ШИН 110 и 10 кВ.....	26
2.4.2 Параллельная работа ШИН 110 и 10 кВ.....	32
2.5 Выбор коммутационной аппаратуры.....	39
2.5.1 Замена отделителей и короткозамыкателей на силовые выключатели на высокой стороне трансформаторов.....	39
2.5.2 Замена выключатели на низкой стороне трансформаторов.....	47
2.5.3 Замена вентильных разрядников на ограничители перенапряжений.....	51
3 Расчет надежности главной электрических соединений подстанции	52
3.1. Основные этапы расчета надежности аналитическим методом.....	52
3.2. Расчёт надёжности главной схемы электрических соединений подстанции до реконструкции.....	54
3.2.1 Вероятность отказа схемы в нормальном режиме.....	56
3.2.2 Относительные длительности нахождения схемы подстанции в нормальном и ремонтных режимах.....	56
3.2.3 Условный недоотпуск электроэнергии с шин подстанции.....	57
3.3 Расчёт надёжности главной схемы электрических соединений подстанции после реконструкции.....	57

3.3.1. Вероятность состояния отказа схемы подстанций в нормальном режиме.....	59
3.3.2 Относительные длительности нахождения схемы подстанции в нормальном и ремонтных режимах.....	59
3.3.3 Условный недоотпуск электроэнергии с шин подстанции.....	60
4 Охрана труда и экология.....	61
4.1 Защитное заземление на подстанции.....	61
4.2 Грозозащита на подстанции и защита от перенапряжений.....	67
4.3 Охрана труда при выполнении работ.....	69
на коммутационных аппаратах.....	69
4.4 Техника безопасности.....	72
4.4.1 Меры и средства защиты на подстанции.....	72
4.5 Масляное хозяйство подстанции.....	75
4.6 Мероприятия по защите окружающей среды.....	76
4.7 Основные требования пожарной безопасности.....	77
5 Организационно- экономическая часть.....	80
5.1. Сметно-финансовый расчет.....	80
5.2 Расчет численности персонала.....	83
5.3 Смета затрат на эксплуатацию.....	85
5.4 Себестоимость трансформации единицы электроэнергии.....	86
5.5 Определение экономического эффекта и срока окупаемости.....	87
Заключение.....	90
Список используемой литературы.....	91
Приложение А.....	92

Введение

Электроэнергетика России сегодня – это единая энергетическая система, которая представляет собой постоянно развивающийся комплекс, объединенный общим режимом работы и едином централизованным диспетчерским и автоматическим управлением. По своим масштабам единая энергетическая система России является крупнейшей в мире, а по мощности сопоставимая с западноевропейским энергетическим объединением.

Псковская энергосистема входящая, в состав СЭС Северо-запада, осуществляет централизованное электроснабжение потребителей на территории Псковской области.

Зарождение электроэнергетики на Псковской земле положили первые маломощные электростанции, которые появились в начале 1900-х годов. Первая крупная по тому времени электростанция мощностью 600 кВт была построена в 1906 году в Пскове на месте существующие ныне Псковской ТЭЦ.

22 декабря 1920 года VIII Всероссийский съезд советов утвердил Ленинский план электрификации России. В 1927 году тогдашней Псковской губернии уже насчитывалось 42 электростанции мощностью 1727 кВт, из них 4 электростанции работали на сельскохозяйственные нужды.

Послевоенные годы, кроме восстановления и развития промышленности, уделяется большое внимание развитию сельского хозяйства. Для электрификации колхозов и совхозов области Правительством утверждается план строительство каскада гидроэлектростанций на реке Великой и её притоках. В

соответствии с этим планом вводится в эксплуатацию следующие ГЭС:

- В 1957 году – Максютинская (мощностью 1520 кВт);
- В 1958 году – Поддубская (мощностью 220 кВт), Шильская (мощностью 1520 кВт);
- В 1960 году – Копылковская (мощностью 449 кВт);
- В 1961 году – Рубиловская (мощностью 1020 кВт).

Однако строительство маломощных гидро- тепло- дизельных электростанций не могло решить проблему полной электрификации области. Она стала возможной только с подключения потребителей к государственной энергосистеме. В 1958 году приказом МСХ РСФСР для управления развивающихся электрических сетей была создана Псковская областная эксплуатационная контора «Сельэлектро», реорганизованная в 1960 году в Псковское областное эксплуатационное управление «Сельэнерго». Основная задача, стоящая на этот период энергетиками области – обеспечить сплошную электрификацию сельского хозяйства – была успешно решена в 1970 году к 100-летию со дня рождения В.И. Ленина. Все колхозы и совхозы, все населённые пункты были подключены к единой электрической системе области.

Псковские электрические сети (ПЭС), входящие в Ленэнерго организованы в 1964 году. Зона обслуживания распространяется на 55,3 тыс. км территории Псковской области. Предприятие обслуживало электрические сети в более чем 9300 населенных пунктах, входящих в состав 184 колхозов и 161 совхозов. В состав ПЭС входили 12 районов электрических сетей.

В 1986 году они были выделены из состава Ленэнерго и преобразованы в Псковское районное энергетическое управление «Псковэнерго». На их базе в 1988 году была создана Псковская производственное объединение энергетики и электрификации «Псковэнерго», правопреемником которого явилось созданное в 1993 году по указу Президента РФ № 922 от 14 августа 1992 года акционерное общество открытого типа (ныне открытое акционерное общество) «Псковэнерго».

Основными видами деятельности ОАО «Псковэнерго» являются:

- Обеспечение энергоснабжения потребителей, подключенных к сетям энергосистемы в соответствии с заключенными договорами;
- Реализация электрической и тепловой энергии по установленным тарифам, обеспечение своевременных расчетов с потребителями, на ФОРЭМ, и по абонентной плате РАО «ЕЭС России» и получение прибыли;
- Производство, передача и распределение электрической и тепловой энергии;
- Выполнение работ, определяющих условия параллельной работы в соответствии с режимами ЕЭС России в рамках договорных отношений;
- Обеспечение эксплуатации энергетического оборудования в соответствии с действующими нормативными требованиями, проведения своевременного и качественного ремонта энергетического оборудования, технического перевооружения и реконструкции энергетических объектов;

- Эксплуатация по договорам с собственниками энергетических объектов, не находящихся на балансе ОАО «Псковэнерго»;
- Ремонт, техническое перевооружения, и реконструкция и развитие региональной энергосистемы;
- Организация и проведение оборонных мероприятий по вопросам мобилизационной подготовки, гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и защиты сведений, составляющих государственную тайну, в соответствии с действующим законодательством.

ОАО «Псковэнерго» обслуживает более 8 тысяч населенных пунктов Псковской области с населением 820 тысяч человек. Общее количество потребителей энергосистемы, включая население, составляет почти 207 тыс. шт., количества договоров, заключённых с потребителями более 2,5 тыс. шт.

ОАО «Псковэнерго» Состоит из пяти филиалов электрических сетей. Это Северный ФЭС, Южный ФЭС, центральный ФЭС, Западный ФЭС и Восточный ФЭС.

Основной целью создания и деятельности Северного филиала электрических сетей является: обеспечение электрической энергией потребителей области с наименьшими материальными затратами и получение прибыли от хозяйственной деятельности.

В структуру филиала входят район электрических сетей:

- 1- й район электрических сетей Северного ФЭС (1- й РЭС Северного ФЭС), обслуживает Псковский район;

- 2-й район электрических сетей Северного ФЭС (2-й РЭС Северного ФЭС), обслуживает Псковский район и Палкинский район;
- 3-й район электрических сетей Северного ФЭС (3-й РЭС Северного ФЭС), обслуживает Стругокрасненский район и Плюсский район;
- 4-й район электрических сетей Северного ФЭС (4-й РЭС Северного ФЭС), обслуживает Гдовский район;
- Высоковольтный район электрических сетей Северного ФЭС (Высоковольтный РЭС Северного ФЭС).

Протяженность воздушных линий электропередачи в Псковской области напряжением 110 кВ составляет 2,45 тыс. км., 35 кВ- 1,77 тыс. км., 10- 6 кВ- 24,06 тыс. км., 0,4 кВ- 17,05 тыс. км. Кроме того, имеются кабельные линии в крупных городах г. Псков- 1121 км, г. Великие Луки- 309 км. Количество подстанций 110/10 кВ- 99 шт., 35/10 кВ- 70 шт., 10/0,4 кВ- 10989 шт.

С каждым годом всё острее становится одной из первоочередных проблем энергетики- проблемы надежности электрических станций, и подстанций, линий электропередачи, электрических сетей и систем.

Для повышения надежности на подстанциях выполняется замена морально и физически устаревшего оборудования на оборудование более современное и надежное, отвечающее требованиям совершенствования электрических сетей.

В данном дипломном проекте предлагается реконструкция подстанции №172 «Писковичи». Целью реконструкции подстанции является обновление оборудования главной схемы электрических соединений подстанции путем замены

короткозамыкателей и отделителей на стороне ВН силовых трансформаторов на элегазовые выключатели, обладающие более быстрым временем включения и более эффективным устройством дугогашения, и установка секционного элегазового выключателя 110 кВ а также замена в ячейках КРУН маломасляных выключателей (выключателей на стороне НН силового трансформатора, секционного выключателя 10 кВ, выключателей нагрузки 10 кВ) на вакуумные выключатели, обладающие более эффективному устройством дугогашения и отвечающим требованиям совершенствования электрических сетей. Данные мероприятия позволяют увеличить надежность электроснабжения потребителей.

1 Характеристика района электроснабжения

Проектируемый район электроснабжения расположен в центральной части Псковского района в 15 км от города Пскова. Рельеф местности равнинный. Механический состав почвы- суглинистый. Самый тёплый месяц в году- июль со средней температурой + 16,9 °, а самый холодный январь- 10 °.

1.2 Характеристика подстанции №172 «Писковичи»

От подстанции питаются по:

Линии 172-01- Автопредприятия «Псковинтеравто»

Линии 172-03- Птицефабрика «Первомайская»

Линии 172-04- Овощеконсервный цех, Цех яичного порошка

Линии 172-05- КНС п. Писковичи, Ферма, КНС поселок Родина

Линии 172-10- Насосная станция, Психбольница

Линии 172-11- Насосная станция

Линии 172-12- Тепличный комбинат, котельная

Линии 172-13- П/Ф «Псковская», п/ф котельная

Линии 172-05- Ферма, Котельная, СЭС, Санветэкология, Спецтехника, В/часть, Сельхозтехника, В/Ч, Котельная.

На подстанции установлено два силовых трансформатора ТДН 10000/110/10. Применена одиночная секционированная система шин на стороне 10 кВ с использованием секционного выключателя марки ВМПП-10, разомкнутого в нормальном режиме. На низкой стороне установлены также выключатели марок ВМГ- 10- 630 и ВМГ- 133. Номинальные токи

трансформаторов на низкой и высокой сторонах составляют соответственно 525 и 52,5 А.

Сторона ВН подстанции выполнена по упрощенной схеме: отделитель и короткозамыкатель. Применена схема мостика с ремонтной перемычкой для сохранения в работе двух линий и трансформаторов при ремонтах на стороне ВН.

На подстанции применения следующие виды защит:

- дифференциальная защита силового трансформатора;
- максимальная токовая защита: отдающих линий 10 кВ, секционного выключателя 10 кВ, ввода трансформатора 10 кВ на стороне 110 кВ;
- защита от перегрузки силового трансформатора;
- газовая защита силового трансформатора.

Питание подстанции «Писковичи» происходит от двух источников питания (линии ЗП- 2 и ПСКЗ 110 кВ), она включается в рассечку линии с двухсторонним питанием и является проходной по способу присоединения подстанции к сети.

Общая протяженность линии 10 кВ составляет 120,5 км, длина самой короткой отходящей линии составляет 3,15 км, самый протяженный 25 км.

Воздушные линии выполнены на железобетонных и стальных опорах алюминиевыми проводами сечением 25, 35, 50, 70 мм².

Большая часть потребителей подстанции относится к III категории, для которых допустимы перебои в электроснабжении на время ликвидации аварии, но не более суток. Потребителей II- ой категории с перерывом в

электроснабжении необходимым для включения резервного питания действием дежурного персонала. В число потребителей входят как коммунально- бытовые, так и производственные. Из наиболее крупных производственных потребителей можно отметить: Птицефабрика «Первомайская», п/ф «Псковская».

Главная схема электрических соединений приведена на рисунке 1.

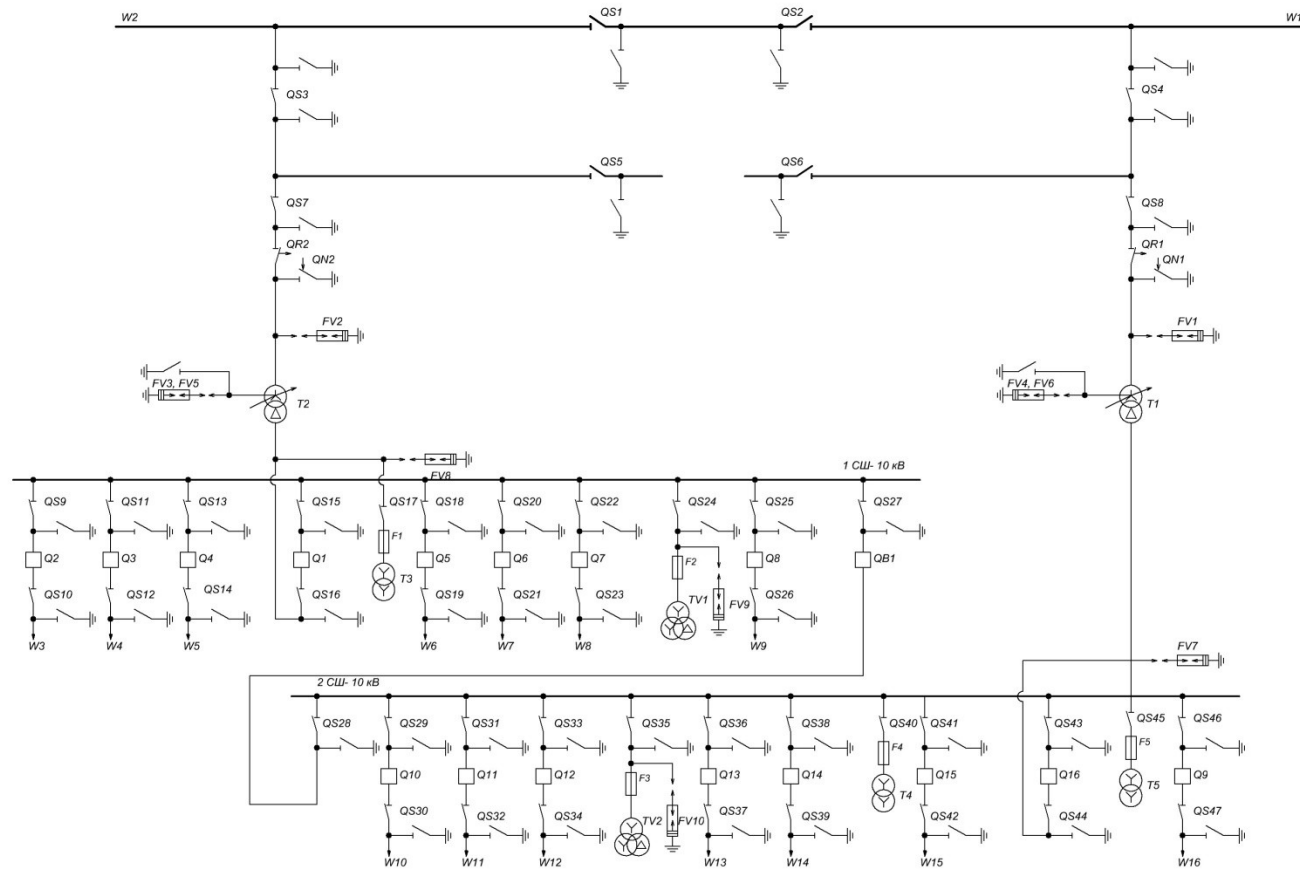


Рисунок 1- Главная схема электрических соединений ПС №172 «Писковичи»

2 Технические расчеты

В техническом расчёте выполнена проверка анализа соответствия существующей схемы электрических соединений на предмет необходимости ее изменения. Для реализации этой задачи в дипломном проекте выполнен расчет электрических нагрузок для дальнейшей проверки выбора силовых трансформаторов напряжения. Также произведен расчет токов короткого замыкания, который необходим для выбора аппаратуры подстанции и проверки элементов электроустановок (шин, изоляторов, кабелей) на электродинамическую стойкость и термическую устойчивость, проектирования и наладки релейной защиты, выбора средств и схем грозозащиты, выбора и расчета токоограничивающих и заземляющих устройств. Произведен расчет релейной защиты и автоматики для проверки защиты силовых трансформаторов и элементов схемы подстанции. Описана система собственных нужд подстанции и система оперативного тока подстанции.

2.1 Расчет электрических нагрузок

Расчет электрических нагрузок выполнен по результатам показаний (табл.1), полученных с помощью измерительных приборов специалистами Северного ФЭС 19 марта 2020 года.

Таблица 1- Результаты измерений параметров линий

Время	с 0. 00 до 5. 00			с 9. 00 до 12.00			с 20. 00 до 22. 00		
Номер линии	U _{ли} кВ	I _i А	S _i кВА	U _{ли} кВ	I _i А	S _i кВА	U _{ли} кВ	I _i А	S _i кВА
I секция шин									
172-04	10,6	10,2	187,26	10,2	14,7	259,71	10,2	16,76	296,09
172-05		23,6	433,28		30	530,01		30,52	539,19
172-10		9,48	174,05		20,58	363,58		18,15	320,65
172-11		0,18	3,31		0,32	5,65		0,23	4,06
172-12		2,4	44,06		4,2	74,21		2,5	44,17
172-13		1,2	22,03		1,2	21,20		1,62	28,62
172-15		2,1	38,55		2,74	48,41		3	53,01
172-14		0	0		0,8	0		0	0
Сумма			902,54			1302,77			1285,79
II секция шин									
172-01	10,6	8,8	161,56	10,2	13,8	243,804	10,2	10	176,67
172-02		2,1	38,55		2,4	42,40		4,86	85,86
172-03		0	0		0	0		0	0
172-06		0	0		0	0		0	0
172-07		0	0		0	0		0	0
172-08		9,6	176,25		14,7	259,71		16,18	285,85
172-09		0	0		0	0		0	0
172-18		0	0		1,2	21,20		0	0
172-19		1,85	33,96		4,45	78,62		4,5	79,51
Сумма			410,32			645,74			627,89
S _i , кВА			1312,86			1948,51			1913,68

В таблице 1 также приведены значения суммарной потребляемой мощности секциями шин подстанции. При расчёте суммарной потребляемой мощности электрическая нагрузка каждого фидера определялась по формуле:

$$S_i = \sqrt{3} \cdot I_i \cdot U_i \quad (2.1.1)$$

где I_i – фазный ток i -й линии; U_i – линейное напряжение i -й линии; электрическая нагрузка всей подстанции по формуле:

$$S = \sum_{i=1}^n S_{imax} \quad (2.1.2)$$

Из полученных мощностей выбираем наибольшую:

$$\sum_{i=1}^n S_{imax} = 1948 \text{ кВА}$$

Расчет нагрузок по сетям 10 кВ дает возможность выбрать номинальную мощность трансформаторов.

2.2 Выбор мощности трансформаторов

Число и мощность понижающих трансформаторов на подстанции выбирают по расчётной мощности на шинах низкого напряжения с учётом перегрузочной способности трансформаторов.

В соответствии с правилами, изложенными в руководящих материалах по проектированию электроснабжения сельского хозяйства, на понижающих подстанциях (из условий надежности) требуется установка двух трансформаторов:

- Невозможно произвести замену поврежденного трансформатора в течение 24 часов;

- Число отходящих линий от подстанции больше шести.

Оптимальный коэффициент загрузки одного трансформатора подстанции:

$$k_3 = 0,7$$

Коэффициент перегрузки при аварийном отключении одного из трансформаторов, работающих в период максимальной загрузки, составляет:

$$k_{\text{ПЕР}} = 1,4$$

Может одного трансформатора выбираем по условию:

$$S_{\text{ТР}} > 0,7 \times S_{\text{РАСЧ.ПС}} \quad (2.2.1)$$

$$S_{\text{РАСЧ.ПС}} = 1,948 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$S_{\text{РАСЧ.ПС}}$ – расчетная мощность подстанции.

$$S_{\text{ТР}} > 0,7 \times S_{\text{РАСЧ.ПС}} = 1,3636 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

В соответствии с заданием на проектирование установки приняты два трансформатора напряжением 110/10 кВ мощностью по 10000 кВА. Замена уже установленных трансформаторов экономически нецелесообразно.

ТДН- 10000/110/10, силовые трехфазные трансформаторы у которых масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла и оборудованные устройством РПН.

Проверяем загрузка трансформаторов в нормальном режиме:

$$k_3 = S_{\text{РАСЧ.ПС}} / n \times S_{\text{НОМ.ТР}} \quad (2.2.2)$$

$S_{\text{НОМ.ТР}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА

n – число трансформаторов.

$$k_3 = 1,948 / 2 \times 10 = 0,097 < 0,7 \text{ что допустимо.}$$

Аварийный режим:

$$k_{3.АВ} = 1,948 / 10 = 0,195 < 1,4 \text{ что допустимо.}$$

Характеристики трансформаторов приведены в таблице 2
Таблица 2- Номинальные данные трансформатора ТДН-10000/110/10

Тип трансформатора	S _{ном} МВА	U _{ном} обмоток		U _к %	ΔP _к кВт	ΔP _х кВт	I _{хх} %
		НН	ВН				
ТДН-10000/110/10	10	11	115	10,5	58	14	0,9

2.3 Выбор и основание схемы электрических соединений подстанции

Главная схема электрических соединений подстанции выбирается с учетом схемы электроснабжения района и должна обеспечить следующие функции:

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

Питание подстанции «Писковичи» происходит от двух источников питания, она включается в рассечку линии с

двухсторонним питанием и является проходной по способу присоединения подстанции к сети.

При таком присоединении подстанций к сети рекомендуется использовать главную электрическую схему типа «мостика».

В реально существующей схеме на вводах трансформатора стоит отделители и короткозамыкатели. Для увеличения требуемой степени надёжности в данном дипломном проекте, короткозамыкатели и отделители на стороне ВН силовых трансформаторов будут заменены на элегазовые выключатели, обладающие более быстрым временем включения и более эффективным устройством дугогашения.

Следует также отметить, что отпадает необходимость в капитальном ремонте, так как в реальной схеме подстанции с отделителем и короткозамыкателем требуется выполнять капитальные ремонты по плану за срок эксплуатации. Современные же выключатели не требуют капитального ремонта.

Современные выключатели имеют значительно меньшее время срабатывания (время срабатывания отделителя 0,5–0,3 сек; выключателя 0,12–0,1 сек.), что приводит к уменьшению прохождения сверхтоков в аварийных режимах через оборудование подстанции.

В РУ 110 кВ предусматривается установка секционного элегазового выключателя современного типа. Кроме того предусмотрена ремонтная перемычка из разъединителей, дублирующая перемычку с выключателем, для вывода выключателя в ремонт.

А также предполагается замена в ячейках КРУН маломасляных выключателей (выключателей на стороне НН силового трансформатора, секционного выключателя 10 кВ, выключателей нагрузки 10 кВ) на вакуумные выключатели, обладающие более эффективным устройством дугогашения и отвечающим требованиям совершенствования электрической сетей.

Достоинством схемы является простота, экономичность, достаточно большая надежность, позволяет использовать КРУ, что снижает стоимость монтажа, позволяет сократить время сооружения электроустановки. Схема обладает рядом недостатков:

- При повреждении и ремонте одной секции ответственные потребители, нормально питающиеся в обеих секций, остаются без резерва, а потребители, резервированные по сети, отключается она всё время ремонта.

Данная схема электрических соединений подстанции № 172 «Писковичи» является проходной по способу присоединения подстанций к сети и обеспечивает все необходимые функции, предъявляемые к подстанции, таким образом, анализируя соответствие существующей схемы электрических соединений подстанции нет необходимости в её изменении по способу присоединения к сети.

Главная схема электрических соединений модернизированной подстанции приведена на рисунке 2

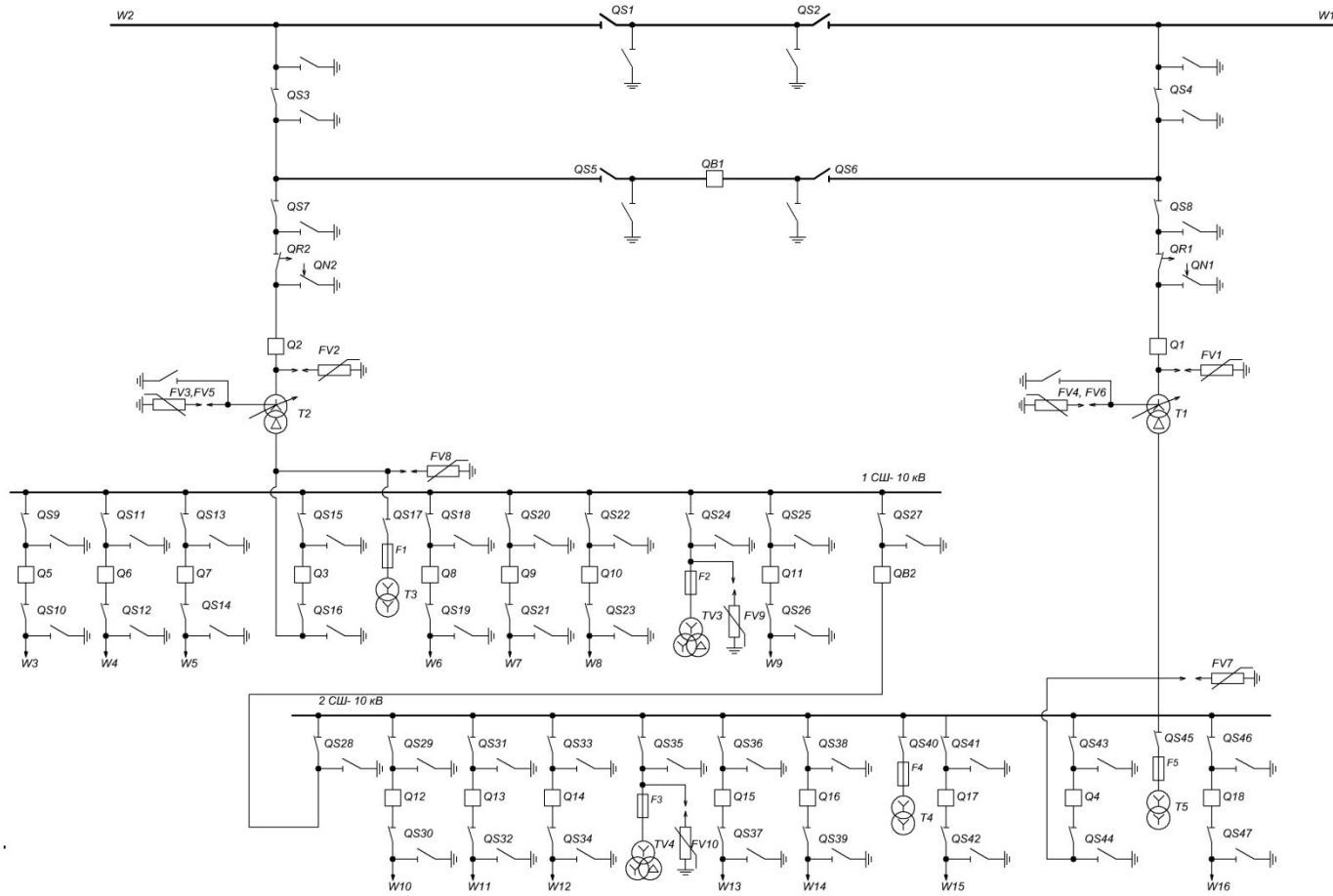


Рисунок 2- Главная схема электрических соединений модернизированной подстанции №172
«Писковичи»

2.4 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора аппаратуры подстанции и проверки элементов электроустановок (шин, изоляторов, кабелей) на электродинамическую стойкость и термическую устойчивость, проектирования и наладки релейной защиты, выбора средств и схем грозозащиты, выбора и расчета токоограничивающих и заземляющих устройств.

Расчёт проводится в именованных единицах. Исходными данными являются параметры расчетной схемы. На расчётной схеме указывается все элементы схемы, влияющие на ток КЗ. По расчётной схеме составляется схема замещения, где указываются номинальные параметры элементов, определяются характерные точки, где рассматриваются КЗ.

Для облегчения практических расчётов КЗ в электрических сетях возможны следующие допущения (при этом погрешности незначительны):

- сопротивление всех трёх фаз различных элементов сети (линий, трансформаторов, и т.д.) считают одинаковыми;
- пренебрегает только меня намагничивания трансформаторов;
- не учитывает ёмкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;
- при вычислении тока КЗ обычно пренебрегают активными сопротивлениями (в цепи выше 1кВ) и если X_r больше трех (относиться к трансформатору) полное сопротивление равно индуктивному;

- не учитываются переходные сопротивления вместе КЗ;
- подпитка место КЗ токами асинхронных двигателей не учитывается.

Сопротивление энергосистемы определяем из-за того, что на линии связи подстанции установлено силовые выключатели с

$I_{\text{ном.откл}} = 31,5$ кА следовательно:

$$X_c = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ном.откл}}} = 2,1 \text{ Ом}$$

$$X_c = 2,1 \text{ Ом}$$

Определим сопротивление линий, связывающих подстанцию с энергосистемой. Это линии ЗП- 2 и ПСК- 3.

Линии проведены проводами марки АС- 120 с удельными параметрами

$$r_0 = 0.249 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0.423 \text{ Ом/км}$$

Длина линии:

$$\text{для ЗП- 2 } L_1 = 11,73 \text{ км}$$

$$\text{для ПСК- 3 } L_2 = 11,73 \text{ км}$$

Линии ЗП- 2 и ПСК- 3: так как удельные параметры и длины линии одинаковы, то их сопротивления будут одинаковы

$$R_l = r_0 \cdot L_1 = 2,92 \text{ Ом}$$

$$X_l = x_0 \cdot L_1 = 4,96 \text{ Ом}$$

Сопротивление трансформатора приведённое к стороне низкого напряжения рассчитываем по формуле:

$$X_{\text{мн}} = \frac{U_k}{100\%} \cdot \frac{U_{\text{нн}}^2}{S_{\text{ном.т}}} \quad (2.4.1)$$

где U_k - напряжение короткого замыкания трансформатора;

$U_{\text{нн}}$ - напряжение на обмотке НН;

$S_{\text{ном.т}}$ - номинальная мощность трансформатора.

$$X_{mn} = \frac{10,5}{100\%} \cdot \frac{(11)^2}{10} = 1,27 \text{ Ом}$$

Сопротивление трансформатора приведённое к стороне высокого напряжения рассчитываем по формуле:

$$X_{mn} = \frac{U_k}{100\%} \cdot \frac{U_{нн}^2}{S_{ном.т}} \quad (2.4.2)$$

$$X_{mn} = \frac{10,5}{100\%} \cdot \frac{(115)^2}{10} = 138,86 \text{ Ом}$$

$E_c = U_{ср.ном} = 115 \text{ кВ}$ – ЭДС системы

При учете обобщенной нагрузки:

$E_n^{i/i} = 0,85 \cdot U_{ср.ном} = 0,85 \cdot 10,5 = 8,925 \text{ кВ}$ – сверхпереходная э. д. с. обобщенной нагрузки

$$X_{н1} = 0,35 \cdot \frac{U_{ср.ном}^2}{S_{ном1}} \quad (2.4.3)$$

$$X_{н2} = 0,35 \cdot \frac{U_{ср.ном}^2}{S_{ном2}} \quad (2.4.4)$$

$S_{ном1}$ и $S_{ном2}$ – номинальные мощности 1 и 2 секции шин

$$X_{н1} = 0,35 \cdot \frac{10,5^2}{3,018} = 12,78 \text{ Ом}$$

$$X_{н1} = 0,35 \cdot \frac{10,5^2}{1,362} = 28,33 \text{ Ом}$$

Так как данная подстанция может работать в двух режимах, с отдельной и параллельной работе шин 110 и 10 кВ, то с целью определения наибольших значений токов КЗ выполнили расчёт для следующих режимов:

- отдельная работа ШИН 110 и 10 кВ,
- параллельная работа ШИН 110 и 10 кВ.

2.4.1 Раздельная работа ШИН 110 и 10 кВ

Схема замещения без учёта обобщенной нагрузки представлены на рисунке 3.

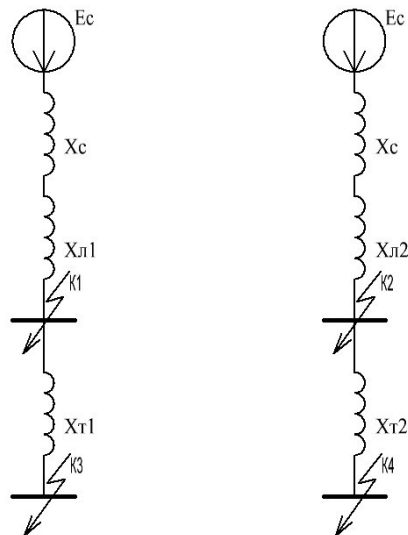


Рисунок 3- Схема замещения без учёта обобщенной нагрузки
Схема замещения с учётом обобщенной нагрузки представлены на рисунке 4.

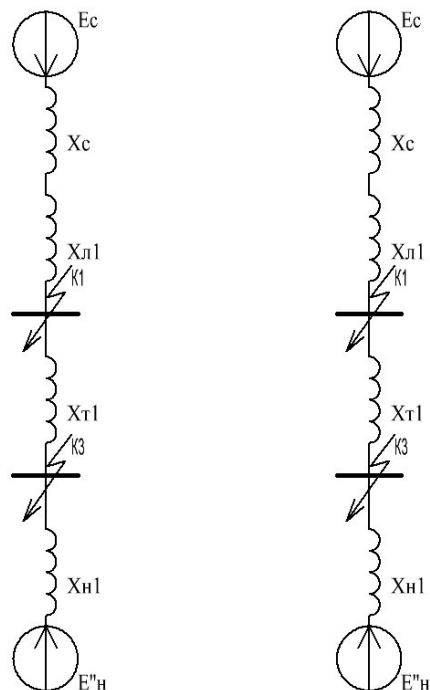


Рисунок 4- Схема замещения с учётом обобщенной нагрузки

а) Трехфазное КЗ в точке K_1 при учете обобщенной нагрузки
 κ_T - коэффициент трансформации

$$\kappa_m = \frac{U_{вн}}{U_{нн}} = \frac{115}{11} = 10,45 \quad (2.4.1.1)$$

$X_{н1 \text{прив}}$ - сопротивление нагрузки 1й секции шин приведенное к основной ступени напряжения

$$X_{н1 \text{прив}} = X_{н1} \cdot \kappa_m^2 = 12,78 \cdot 10,45^2 = 1396 \text{ Ом} \quad (2.4.1.2)$$

$E_{н \text{прив}}$ - приведенное значение ЭДС нагрузки к основной ступени напряжения

$$E_{н \text{прив}} = E_{н'} \cdot \kappa_m = 8,925 \cdot 10,45 = 93,26 \text{ кВ} \quad (2.4.1.3)$$

$$X_1 = X_c + X_l = 2,1 + 4,96 = 7,06 \text{ Ом} \quad (2.4.1.4)$$

$$X_2 = X_{тв} + X_{н1 \text{прив}} = 138,86 + 1396 = 1534,86 \text{ Ом} \quad (2.4.1.5)$$

$$X_{\text{эkv}} = \frac{X_1 \cdot X_2}{(X_1 + X_2)} = \frac{7,06 \cdot 1534,86}{(7,06 + 1534,86)} = 7,02 \text{ Ом} \quad (2.4.1.6)$$

$$\mathcal{E}_{\text{эkv}} = X_{\text{эkv}} \cdot \left(\frac{E_c}{X_1} + \frac{E_{н \text{прив}}}{X_2} \right) = 7,02 \cdot \left(\frac{115}{7,06} + \frac{93,26}{1534,86} \right) = 114,77 \text{ кВ} \quad (2.4.1.7)$$

$I_{к1}^{(3)}$ - начальное значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в точке K_1

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{E_{\text{эkv}}}{\sqrt{3}} \cdot X_{\text{эkv}} = \frac{114,77}{\sqrt{3} \cdot 7,02} = 9,45 \text{ кА} \quad (2.4.1.8)$$

б) Трехфазное КЗ в точке K_3 при учете обобщенной нагрузки

$$\kappa_m = \frac{U_{нн}}{U_{вн}} = \frac{11}{115} = 0,095 \quad (2.4.1.9)$$

$$X_{с \text{прив}} = X_c \cdot \kappa_m^2 = 2,1 \cdot 0,095^2 = 0,01895 \text{ Ом} \quad (2.4.1.10)$$

$$X_{л \text{прив}} = X_l \cdot \kappa_m^2 = 4,96 \cdot 0,095^2 = 0,0447 \text{ Ом} \quad (2.4.1.11)$$

$$E_{с \text{прив}} = E_c \cdot \kappa_m = 115 \cdot 0,095 = 10,925 \text{ кВ} \quad (2.4.1.12)$$

$$X_1 = X_{н1} = 12,78 \text{ Ом} \quad (2.4.1.13)$$

$$X_2 = X_{с \text{прив}} + X_{л \text{прив}} + X_{тн} = 0,01895 + 0,0447 + 1,27 = 1,33 \text{ Ом} \quad (2.4.1.14)$$

$$X_{\text{эkv}} = \frac{X_1 \cdot X_2}{(X_1 + X_2)} = \frac{12,78 \cdot 1,33}{(12,78 + 1,33)} = 1,2 \text{ Ом} \quad (2.4.1.15)$$

$$\mathcal{E}_{\text{экв}} = X_{\text{экв}} \cdot \left(\frac{E_{\text{сприв}}}{X_2} + \frac{E_{\text{н}}''}{X_1} \right) = 1,2 \cdot \left(\frac{10,925}{1,33} + \frac{8,925}{12,78} \right) = 10,96 \text{ кВ}$$

(2.4.1.16)

$$I_{\text{к1}}^{(3)} = \frac{E_{\text{экв}}}{\sqrt{3}} \cdot X_{\text{экв}} = \frac{10,69}{\sqrt{3}} \cdot 1,2 = 5,15 \text{ кА} \quad (2.4.1.17)$$

в) Трехфазное КЗ в точке К₂ при учете обобщенной нагрузки

к- коэффициент трансформации

$$\kappa_m = \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} = \frac{115}{11} = 10,45 \quad (2.4.1.18)$$

X_{н2прив}- сопротивление нагрузки 2й секции шин приведенное к основной ступени напряжения

$$X_{\text{н2прив}} = X_{\text{н2}} \cdot \kappa_m^2 = 28,33 \cdot 10,45^2 = 3093 \text{ Ом} \quad (2.4.1.19)$$

E_{нприв}- приведенное значение ЭДС нагрузки к основной ступени напряжения

$$E_{\text{нприв}} = E_{\text{н}}' \cdot \kappa_m = 8,925 \cdot 10,45 = 93,26 \text{ кВ} \quad (2.4.1.20)$$

$$X_1 = X_{\text{с}} + X_{\text{л}} = 2,1 + 4,96 = 7,06 \text{ Ом} \quad (2.4.1.21)$$

$$X_2 = X_{\text{тв}} + X_{\text{н2прив}} = 138,86 + 3093 = 3231,86 \text{ Ом} \quad (2.4.1.22)$$

$$X_{\text{экв}} = \frac{X_1 \cdot X_2}{(X_1 + X_2)} = \frac{7,06 \cdot 3231,86}{(7,06 + 3231,86)} = 7,04 \text{ Ом} \quad (2.4.1.23)$$

$$\mathcal{E}_{\text{экв}} = X_{\text{экв}} \cdot \left(\frac{E_{\text{с}}}{X_1} + \frac{E_{\text{нприв}}}{X_2} \right) = 7,04 \cdot \left(\frac{115}{7,06} + \frac{93,26}{3231,86} \right) = 114,8 \text{ кВ} \quad (2.4.1.24)$$

I_{к2}⁽³⁾- начальное значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в точке К₂

$$I_{\text{к2}}^{(3)} = \frac{E_{\text{экв}}}{\sqrt{3}} \cdot X_{\text{экв}} = \frac{114,8}{\sqrt{3} \cdot 7,04} = 9,42 \text{ кА} \quad (2.4.1.25)$$

г) Трехфазное КЗ в точке К₄ при учете обобщенной нагрузки

$$\kappa_m = \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}} = \frac{11}{115} = 0,095$$

$$(2.4.1.26)$$

$$X_{снрив} = X_c \cdot \kappa_m^2 = 2,1 \cdot 0,095^2 = 0,01895 \text{ Ом} \quad (2.4.1.27)$$

$$X_{лнрив} = X_l \cdot \kappa_m^2 = 4,96 \cdot 0,095^2 = 0,0447 \text{ Ом} \quad (2.4.1.28)$$

$$E_{снрив} = E_c \cdot \kappa_m = 115 \cdot 0,095 = 10,925 \text{ кВ} \quad (2.4.1.29)$$

$$X_1 = X_{н2нрив} = 28,33 \text{ Ом} \quad (2.4.1.30)$$

$$X_2 = X_{снрив} + X_{лнрив} + X_{тн} = 0,01895 + 0,0447 + 1,27 = 1,33 \text{ Ом} \quad (2.4.1.31)$$

$$X_{эkv} = \frac{X_1 \cdot X_2}{(X_1 + X_2)} = \frac{28,33 \cdot 1,33}{(28,33 + 1,33)} = 1,27 \text{ Ом} \quad (2.4.1.32)$$

$$E_{эkv} = X_{эkv} \cdot \left(\frac{E_{снрив}}{X_2} + \frac{E_{н'}}{X_1} \right) = 1,27 \cdot \left(\frac{10,925}{1,33} + \frac{8,925}{28,33} \right) = 10,83 \text{ кВ}$$

$$(2.4.1.33)$$

$$I_{к4}^{(3)} = \frac{E_{эkv}}{\sqrt{3}} \cdot X_{эkv} = \frac{10,83}{\sqrt{3} \cdot 1,27} = 4,9 \text{ кА} \quad (2.4.1.34)$$

д) Трехфазное КЗ в точке К₁ без учета обобщенной нагрузки

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot (X_{снрив} + X_l)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (2,1 + 4,96)} = 9,41 \text{ кА} \quad (2.4.1.35)$$

Трехфазное КЗ в точке К₂ будет таким же, так как аналогичная схема с аналогичными параметрами

$$I_{к2}^{(3)} = I_{к1}^{(3)} = 9,41 \text{ кА}$$

е) Трехфазное КЗ в точке К₃ без учета обобщенной нагрузки

$$\kappa_m = \frac{U_{нн}}{U_{ен}} = \frac{11}{115} = 0,095 \quad (2.4.1.36)$$

$$X_{снрив} = X_c \cdot \kappa_m^2 = 2,1 \cdot 0,095^2 = 0,01895 \text{ Ом} \quad (2.4.1.37)$$

$$X_{лнрив} = X_l \cdot \kappa_m^2 = 4,96 \cdot 0,095^2 = 0,0447 \text{ Ом} \quad (2.4.1.38)$$

$$E_{снрив} = E_c \cdot \kappa_m = 115 \cdot 0,095 = 10,925 \text{ кВ} \quad (2.4.1.39)$$

$$X_{эkv} = X_{снрив} + X_{лнрив} + X_{тн} = 0,01895 + 0,0447 + 1,27 = 1,33 \text{ Ом} \quad (2.4.1.40)$$

$$I_{к3}^{(3)} = \frac{E_{снрив}}{\sqrt{3} \cdot X_{эkv}} = \frac{10,925}{\sqrt{3} \cdot 1,33} = 4,75 \text{ кА} \quad (2.4.1.41)$$

Трёхфазное КЗ в точке К₄ будет таким же, так как аналогичная схема с аналогичными параметрами

$$I_{к3}^{(3)} = I_{к4}^{(3)} = 4,75 \text{ кА}$$

Так как разница между расчётным значением периодической составляющей трехфазного тока КЗ с учетом и без учета обобщенной нагрузки незначительна, то расчёты двухфазного и однофазного тока КЗ будем проводить без учёта обобщенной нагрузки.

ж) Двухфазное КЗ в точке К₁

X_{л1}- индуктивное сопротивление линии току прямой последовательности

X_{л2}- индуктивное сопротивление линии току обратной последовательности

$$X_{л1} = X_{л2} = 4,96 \text{ Ом}$$

$$I_{к1}^{(2)} = \frac{E_c}{(X_{л1} + X_{л2})} = \frac{115}{(4,96 + 4,96)} = 11,6 \text{ кА} \quad (2.4.1.42)$$

Двухфазное КЗ в точке К₂ будет таким же, так как аналогичная схема с аналогичными параметрами

$$I_{к2}^{(2)} = I_{к1}^{(2)} = 11,6 \text{ кА}$$

з) Двухфазное КЗ в точке К₃

$$\kappa_m = \frac{U_{нн}}{U_{вн}} = \frac{11}{115} = 0,095 \quad (2.4.1.43)$$

X_{т1}- сопротивление трансформатора току прямой последовательности

X_{т2}- сопротивление трансформатора току обратной последовательности

$$X_{m1} = X_{m2} = X_{mн} = 1,27 \text{ Ом} \quad (2.4.1.44)$$

$$X_{л1\text{прив}} = X_{л2\text{прив}} = X_{л} \cdot \kappa_m^2 = 4,96 \cdot 0,095^2 = 0,0447 \text{ Ом} \quad (2.4.1.45)$$

$$E_{с\text{прив}} = E_c \cdot \kappa_m = 115 \cdot 0,095 = 10,925 \text{ кВ} \quad (2.4.1.46)$$

$$X_{\text{экв}} = X_{\text{л1прив}} + X_{\text{л2прив}} + X_{\text{m1}} + X_{\text{m2}} = 0,0447 + 0,0447 + 1,27 + 1,27 = 2,63 \text{ Ом} \quad (2.4.1.47)$$

$$I_{\text{к3}}^{(2)} = \frac{E_{\text{сприв}}}{X_{\text{экв}}} = \frac{10,925}{2,63} = 4,15 \text{ кА} \quad (2.4.1.48)$$

Двухфазное КЗ в точке К₄ будет таким же, так как аналогичная схема с аналогичными параметрами

$$I_{\text{к3}}^{(2)} = I_{\text{к4}}^{(2)} = 4,15 \text{ кА}$$

и) Однофазное КЗ в точке К₁

X_{л1} – индуктивное сопротивление линии току прямой последовательности

X_{л2} – индуктивное сопротивление линии току обратной последовательности

X_{л0} – индуктивное сопротивление линии току нулевой последовательности

$$X_{\text{л1}} = X_{\text{л2}} = 4,96 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{л0}} = 3 \cdot X_{\text{л1}} = 3 \cdot 4,96 = 14,88 \text{ Ом} \quad (2.4.1.49)$$

$$I_{\text{к1}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot E_c}{(X_{\text{л1}} + X_{\text{л2}} + X_{\text{л0}})} = \frac{\sqrt{3} \cdot 115}{(4,96 + 4,96 + 14,88)} = 8,03 \text{ кА} \quad (2.4.1.50)$$

Однофазное КЗ в точке К₂ будет таким же, так как аналогичная схема с аналогичными параметрами

$$I_{\text{к2}}^{(1)} = I_{\text{к1}}^{(1)} = 8,03 \text{ кА}$$

к) Однофазное КЗ в точке К₃

$$\kappa_m = \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}} = \frac{11}{115} = 0,095 \quad (2.4.1.51)$$

X_{т1} – сопротивление трансформатора току прямой последовательности

X_{т2} – сопротивление трансформатора току обратной последовательности

$$X_{\text{m1}} = X_{\text{m2}} = X_{\text{m0}} = X_{\text{мн}} = 1,27 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{л1прив}} = X_{\text{л2прив}} \dot{\iota} X_{\text{л}} \cdot \kappa_m^2 = 4,96 \cdot 0,095^2 = 0,0447 \text{ Ом} \quad (2.4.1.52)$$

$$X_{\text{л0}} = 3 \cdot X_{\text{л1}} = 3 \cdot 4,96 = 14,88 \text{ Ом} \quad (2.4.1.53)$$

$$X_{\text{л0прив}} \dot{\iota} X_{\text{л0}} \cdot \kappa_m^2 = 14,88 \cdot 0,095^2 = 0,13 \text{ Ом} \quad (2.4.1.54)$$

$$E_{cnppue} = E_c \cdot \kappa_m = 115 \cdot 0,095 = 10,925 \text{ кВ} \quad (2.4.1.55)$$

$$X_{\text{эке}} = X_{л1npue} + X_{л2npue} + X_{л0npue} + X_{m1} + X_{m2} + X_{m0} = 0,0447 + 0,0447 + 0,13 + 1,27 + 1,27 + 1,27 = \dots \quad (2.4.1.56)$$

$$I_{к3}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot E_{cnpue}}{X_{\text{эке}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10,925}{4,02} = 4,7 \text{ кА}$$

(2.4.1.57)

Однофазное КЗ в точке К₄ будет таким же, так как аналогичная схема с аналогичными параметрами

$$I_{к3}^{(1)} = I_{к4}^{(1)} = 4,7 \text{ кА}$$

2.4.2 Параллельная работа ШИН 110 и 10 кВ

Схема замещения без учёта обобщенной нагрузки представлены на рисунке 5.

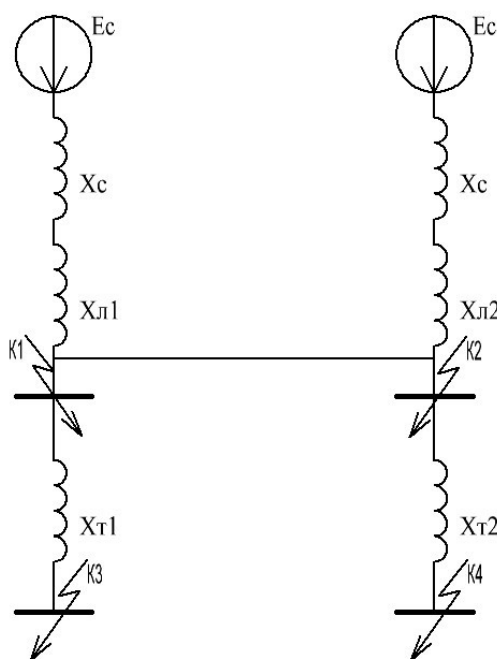


Рисунок 5- Схема замещения без учёта обобщенной нагрузки
Схема замещения с учётом обобщенной нагрузки представлены на рисунок 6.

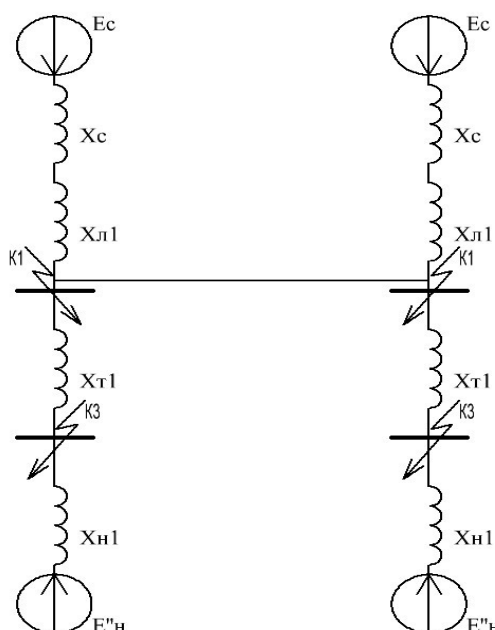


Рисунок 6- Схема замещения с учётом обобщенной нагрузки
 а) Трёхфазное КЗ в точке K_1 при учете обобщенной нагрузки,
 при питании от ПЗ 2

$\kappa_{т}$ - коэффициент трансформации

$$\kappa_m = \frac{U_{вн}}{U_{нн}} = \frac{115}{11} = 10,45 \quad (2.4.2.1)$$

$X_{н1 \text{ прив}}$ - сопротивление нагрузки 1й секции шин приведенное к основной ступени напряжения

$$X_{н1 \text{ прив}} = X_{н1} \cdot \kappa_m^2 = 12,78 \cdot 10,45^2 = 1396 \text{ Ом} \quad (2.4.2.2)$$

$X_{н2 \text{ прив}}$ - сопротивление нагрузки 2й секции шин приведенное к основной ступени напряжения

$$X_{н2 \text{ прив}} = X_{н2} \cdot \kappa_m^2 = 28,33 \cdot 10,45^2 = 3093 \text{ Ом} \quad (2.4.2.3)$$

$E_{н \text{ прив}}$ - приведенное значение ЭДС нагрузки к основной ступени напряжения

$$E_{н \text{ прив}} = E''_н \cdot \kappa_m = 8,925 \cdot 10,45 = 93,26 \text{ кВ} \quad (2.4.2.4)$$

$$X_1 = X_c + X_{л1} = 2,1 + 4,96 = 7,06 \text{ Ом} \quad (2.4.2.5)$$

$$X_2 = X_{т1} + X_{н2 \text{ прив}} = 138,86 + 3093 = 3231,86 \text{ Ом} \quad (2.4.2.6)$$

$$X_3 = \frac{X_1 \cdot X_2}{(X_1 + X_2)} = \frac{7,06 \cdot 3231,86}{(7,06 + 3231,86)} = 7,04 \text{ Ом}$$

(2.4.2.7)

$$E_2 = X_3 \cdot \left(\frac{E_c}{X_1} + \frac{E_{нприв}}{X_2} \right) = 7,04 \cdot \left(\frac{115}{7,06} + \frac{93,26}{3231,86} \right) = 114,88 \text{ кВ} \quad (2.4.2.8)$$

$$X_4 = X_{мв} + X_{н1прив} = 138,86 + 1396 = 1534,86 \text{ Ом} \quad (2.4.2.9)$$

$$X_{экв} = \frac{X_3 \cdot X_4}{(X_3 + X_4)} = \frac{7,04 \cdot 1534,86}{(7,04 + 1534,86)} = 7 \text{ Ом} \quad (2.4.2.10)$$

$$E_{экв} = X_{экв} \cdot \left(\frac{E_2}{X_3} + \frac{E_{нприв}}{X_4} \right) = 7 \cdot \left(\frac{114,88}{7,04} + \frac{93,26}{1534,86} \right) = 114,7 \text{ кВ} \quad (2.4.2.11)$$

$I_{к1}^{(3)}$ – начальное значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в точке К1

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{E_{экв}}{\sqrt{3} \cdot X_{экв}} = \frac{114,7}{\sqrt{3} \cdot 7} = 9,47 \text{ кА} \quad (2.4.2.12)$$

Трехфазное КЗ в точке К₂ при учете обобщенной нагрузки, при питании от ПСК 3 будет таким же, так как аналогичная схема с аналогичными параметрами

$$I_{к2}^{(3)} = I_{к1}^{(3)} = 9,47 \text{ кА}$$

б) Трехфазное КЗ в точке К₃ при учете обобщенной нагрузки, при питании от ЗП 2

$$\kappa_{m1} = \frac{U_{нн}}{U_{вн}} = \frac{11}{115} = 0,095 \quad (2.4.2.13)$$

$$\kappa_{m2} = \frac{U_{вн}}{U_{нн}} = \frac{115}{11} = 10,45 \quad (2.4.2.14)$$

$$X_{сприв} = X_c \cdot \kappa_{m1}^2 = 2,1 \cdot 0,095^2 = 0,01895 \text{ Ом} \quad (2.4.2.15)$$

$$X_{лприв} = X_l \cdot \kappa_{m1}^2 = 4,96 \cdot 0,095^2 = 0,0447 \text{ Ом} \quad (2.4.2.16)$$

$$E_{сприв} = E_c \cdot \kappa_{m1} = 115 \cdot 0,095 = 10,925 \text{ кВ} \quad (2.4.2.17)$$

$$X_{н2прив} = X_{н2} \cdot \kappa_{m1}^2 \cdot \kappa_{m2}^2 = 28,33 \text{ Ом} \quad (2.4.2.18)$$

$$E_{нприв} = E_{н'} \cdot \kappa_{m1} \cdot \kappa_{m2} = 8,925 \text{ кВ} \quad (2.4.2.19)$$

$$X_1 = X_{сприв} + X_{лприв} = 0,0447 + 0,01895 = 0,06365 \text{ Ом} \quad (2.4.2.20)$$

$$X_2 = X_{мн} + X_{н2прив} = 1,27 + 28,33 = 29,6 \text{ Ом} \quad (2.4.2.21)$$

$$X_3 = \frac{X_1 \cdot X_2}{(X_1 + X_2)} = \frac{0,06365 \cdot 29,6}{(0,06365 + 29,6)} = 0,06351 \text{ Ом} \quad (2.4.2.22)$$

$$E_2 = X_3 \cdot \left(\frac{E_{снрив}}{X_1} + \frac{E_{нприв}}{X_2} \right) = 0,06351 \cdot \left(\frac{10,925}{0,06365} + \frac{8,925}{29,6} \right) = 10,92 \text{ кВ}$$

(2.4.2.23)

$$X_4 = X_3 + X_{мн} = 0,06351 + 1,27 = 1,333 \text{ Ом} \quad (2.4.2.24)$$

$$X_{экр} = \frac{X_{н1} \cdot X_4}{(X_{н1} + X_4)} = \frac{12,78 \cdot 1,333}{(12,78 + 1,333)} = 1,21 \text{ Ом} \quad (2.4.2.25)$$

$$E_{экр} = X_{экр} \cdot \left(\frac{E_2}{X_4} + \frac{E_{нприв}}{X_{н1}} \right) = 1,21 \cdot \left(\frac{10,82}{1,333} + \frac{8,925}{12,78} \right) = 10,66 \text{ кВ} \quad (2.4.2.26)$$

$$I_{к3}^{(3)} = \frac{E_{экр}}{\sqrt{3} \cdot X_{экр}} = \frac{10,66}{\sqrt{3} \cdot 1,21} = 5,09 \text{ кА} \quad (2.4.2.27)$$

в) Трехфазное КЗ в точке K_4 при учете обобщенной нагрузки, при питании от ПСК 3

$$\kappa_{m1} = \frac{U_{нн}}{U_{вн}} = \frac{11}{115} = 0,095 \quad (2.4.2.28)$$

$$\kappa_{m2} = \frac{U_{вн}}{U_{нн}} = \frac{115}{11} = 10,45 \quad (2.4.2.29)$$

$$X_{снрив} = X_c \cdot \kappa_{m1}^2 = 2,1 \cdot 0,095^2 = 0,01895 \text{ Ом} \quad (2.4.2.30)$$

$$X_{лприв} = X_l \cdot \kappa_{m1}^2 = 4,96 \cdot 0,095^2 = 0,0447 \text{ Ом} \quad (2.4.2.31)$$

$$E_{снрив} = E_c \cdot \kappa_{m1} = 115 \cdot 0,095 = 10,925 \text{ кВ} \quad (2.4.2.32)$$

$$X_{н1прив} = X_{н1} \cdot \kappa_{m1} \cdot \kappa_{m2} = 12,78 \text{ Ом} \quad (2.4.2.33)$$

$$E_{нприв} = E_{н1} \cdot \kappa_{m1} \cdot \kappa_{m2} = 8,925 \text{ кВ} \quad (2.4.2.34)$$

$$X_1 = X_{снрив} + X_{лприв} = 0,0447 + 0,01895 = 0,06365 \text{ Ом} \quad (2.4.2.35)$$

$$X_2 = X_{мн} + X_{н1прив} = 1,27 + 12,78 = 14,05 \text{ Ом} \quad (2.4.2.36)$$

$$X_3 = \frac{X_1 \cdot X_2}{(X_1 + X_2)} = \frac{0,06365 \cdot 14,05}{(0,06365 + 14,05)} = 0,063 \text{ Ом} \quad (2.4.2.37)$$

$$E_2 = X_3 \cdot \left(\frac{E_{снрив}}{X_1} + \frac{E_{нприв}}{X_2} \right) = 0,063 \cdot \left(\frac{10,925}{0,06365} + \frac{8,925}{14,05} \right) = 10,85 \text{ кВ}$$

(2.4.2.38)

$$X_4 = X_3 + X_{мн} = 0,063 + 1,27 = 1,33 \text{ Ом} \quad (2.4.2.39)$$

$$X_{экр} = \frac{X_{н2} \cdot X_4}{(X_{н2} + X_4)} = \frac{28,33 \cdot 1,33}{(28,33 + 1,33)} = 1,27 \text{ Ом} \quad (2.4.2.40)$$

$$E_{\text{экв}} = X_{\text{экв}} \cdot \left(\frac{E_2}{X_4} + \frac{E_{\text{нприв}}}{X_{\text{н2}}} \right) = 1,27 \cdot \left(\frac{10,82}{1,33} + \frac{8,925}{28,33} \right) = 10,74 \text{ кВ} \quad (2.4.2.41)$$

$$I_{\text{к4}}^{(3)} = \frac{E_{\text{экв}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{экв}}} = \frac{10,74}{\sqrt{3} \cdot 1,27} = 4,9 \text{ кА} \quad (2.4.2.42)$$

г) Трёхфазное КЗ в точке K_1 при учете обобщенной нагрузки, при питании от ЗП 2

$$I_{\text{к1}}^{(3)} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot (X_c + X_l)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot (2,1 + 4,96)} = 9,41 \text{ кА} \quad (2.4.2.43)$$

Трёхфазное КЗ в точке K_2 при учете обобщенной нагрузки, при питании от ПСК 3 будет таким же, так как аналогичная схема с аналогичными параметрами

$$I_{\text{к2}}^{(3)} = I_{\text{к1}}^{(3)} = 9,41 \text{ кА}$$

д) Трёхфазное КЗ в точке K_3 при учете обобщенной нагрузки, при питании от ЗП 2

$$\kappa_{m1} = \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}} = \frac{11}{115} = 0,095 \quad (2.4.2.44)$$

$$X_{\text{сприв}} = X_c \cdot \kappa_{m1}^2 = 2,1 \cdot 0,095^2 = 0,01895 \text{ Ом} \quad (2.4.2.45)$$

$$X_{\text{лприв}} = X_l \cdot \kappa_{m1}^2 = 4,96 \cdot 0,095^2 = 0,0447 \text{ Ом} \quad (2.4.2.46)$$

$$E_{\text{сприв}} = E_c \cdot \kappa_{m1} = 115 \cdot 0,095 = 10,925 \text{ кВ} \quad (2.4.2.47)$$

$$X_{\text{экв}} = X_{\text{сприв}} + X_{\text{лприв}} + X_{\text{мн}} = 0,01895 + 0,0447 + 1,27 = 1,33 \text{ Ом} \quad (2.4.2.48)$$

$$I_{\text{к3}}^{(3)} = \frac{E_{\text{сприв}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{экв}}} = \frac{10,925}{\sqrt{3} \cdot 1,33} = 4,75 \text{ кА} \quad (2.4.2.49)$$

Трёхфазное КЗ в точке K_4 при учете обобщенной нагрузки, при питании от ПСК 3 будет таким же, так как аналогичная схема с аналогичными параметрами

$$I_{\text{к3}}^{(3)} = I_{\text{к4}}^{(3)} = 4,75 \text{ кА}$$

Так как разница между расчётным значением периодической составляющей трёхфазного тока КЗ с учетом и без учета обобщенной нагрузки незначительна, то расчёты двухфазного

и однофазного тока КЗ будем проводить без учёта обобщенной нагрузки.

е) Двухфазное КЗ в точке K_1 при питании ЗП2

$X_{л1}$ – индуктивное сопротивление линии току прямой последовательности

$X_{л2}$ – индуктивное сопротивление линии току обратной последовательности

$$X_{л1} = X_{л2} = 4,96 \text{ Ом}$$

$$I_{к1}^{(2)} = \frac{E_c}{(X_{л1} + X_{л2})} = \frac{115}{(4,96 + 4,96)} = 11,6 \text{ кА} \quad (2.4.2.50)$$

Двухфазное КЗ в точке K_2 при питании от ПСК 3 будет таким же, так как аналогичная схема с аналогичными параметрами

$$I_{к2}^{(2)} = I_{к1}^{(2)} = 11,6 \text{ кА}$$

ж) Двухфазное КЗ в точке K_3 при питании от ЗП 2

$$\kappa_m = \frac{U_{нн}}{U_{вн}} = \frac{11}{115} = 0,095 \quad (2.4.2.51)$$

$X_{т1}$ – сопротивление трансформатора току прямой последовательности

$X_{т2}$ – сопротивление трансформатора току обратной последовательности

$$X_{м1} = X_{м2} = X_{мн} = 1,27 \text{ Ом}$$

$$X_{л1\text{прив}} = X_{л2\text{прив}} = X_{л} \cdot \kappa_m^2 = 4,96 \cdot 0,095^2 = 0,0447 \text{ Ом} \quad (2.4.2.52)$$

$$E_{с\text{прив}} = E_c \cdot \kappa_m = 115 \cdot 0,095 = 10,925 \text{ кВ} \quad (2.4.2.53)$$

$$X_{э\text{кв}} = X_{л1\text{прив}} + X_{л2\text{прив}} + X_{м1} + X_{м2} = 0,0447 + 0,0447 + 1,27 + 1,27 = 2,63 \text{ Ом} \quad (2.4.2.54)$$

$$I_{к3}^{(2)} = \frac{E_{с\text{прив}}}{X_{э\text{кв}}} = \frac{10,925}{2,63} = 4,15 \text{ кА} \quad (2.4.2.55)$$

Двухфазное КЗ в точке K_4 при питании от ПСК 3 будет таким же, так как аналогичная схема с аналогичными параметрами

$$I_{\kappa 3}^{(2)} = I_{\kappa 4}^{(2)} = 4,15 \text{ кА}$$

з) Однофазное КЗ в точке K_1 при питании от ПЗ 2

$X_{\text{л1}}$ – индуктивное сопротивление линии току прямой последовательности

$X_{\text{л2}}$ – индуктивное сопротивление линии току обратной последовательности

$X_{\text{л0}}$ – индуктивное сопротивление линии току нулевой последовательности

$$X_{\text{л1}} = X_{\text{л2}} = 4,96 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{л0}} = 3 \cdot X_{\text{л1}} = 3 \cdot 4,96 = 14,88 \text{ Ом} \quad (2.4.2.56)$$

$$I_{\kappa 1}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot E_c}{(X_{\text{л1}} + X_{\text{л2}} + X_{\text{л0}})} = \frac{\sqrt{3} \cdot 115}{(4,96 + 4,96 + 14,88)} = 8,03 \text{ кА} \quad (2.4.2.57)$$

Однофазное КЗ в точке K_2 при питании от ПСК 3 будет таким же, так как аналогичная схема с аналогичными параметрами

$$I_{\kappa 2}^{(1)} = I_{\kappa 1}^{(1)} = 8,03 \text{ кА}$$

и) Однофазное КЗ в точке K_3 при питании от ПЗ 2

$$\kappa_m = \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}} = \frac{11}{115} = 0,095 \quad (2.4.2.58)$$

$X_{\text{т1}}$ – сопротивление трансформатора току прямой последовательности

$X_{\text{т2}}$ – сопротивление трансформатора току обратной последовательности

$$X_{\text{м1}} = X_{\text{м2}} = X_{\text{м0}} = X_{\text{мн}} = 1,27 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{л1прив}} = X_{\text{л2прив}} \dot{\iota} X_{\text{л}} \cdot \kappa_m^2 = 4,96 \cdot 0,095^2 = 0,0447 \text{ Ом} \quad (2.4.2.59)$$

$$X_{\text{л0}} = 3 \cdot X_{\text{л1}} = 3 \cdot 4,96 = 14,88 \text{ Ом} \quad (2.4.2.60)$$

$$X_{\text{л0прив}} \dot{\iota} X_{\text{л0}} \cdot \kappa_m^2 = 14,88 \cdot 0,095^2 = 0,13 \text{ Ом} \quad (2.4.2.61)$$

$$E_{\text{сприв}} = E_c \cdot \kappa_m = 115 \cdot 0,095 = 10,925 \text{ кВ} \quad (2.4.2.62)$$

$$X_{\text{эkv}} = X_{\text{л1прив}} + X_{\text{л2прив}} + X_{\text{л0прив}} + X_{\text{м1}} + X_{\text{м2}} + X_{\text{м0}} = 0,0447 + 0,0447 + 0,13 + 1,27 + 1,27 + 1,27 = 4,02 \quad (2.4.2.63)$$

$$I_{\kappa 3}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot E_{\text{сприв}}}{X_{\text{эkv}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10,925}{4,02} = 4,7 \text{ кА} \quad (2.4.2.64)$$

Однофазное КЗ в точке K_4 при питании от ПСК 3 будет таким же, так как аналогичная схема с аналогичными параметрами

$$I_{к3}^{(1)} = I_{к4}^{(1)} = 4,7 \text{ кА}$$

Результаты расчетов сведены в таблицы. Здесь и далее в таблицах расчетов токов КЗ приведены значения токов КЗ, проходящие через выключатель при трехфазном коротком замыкании с учетом и без учета обобщенной нагрузки в разных точках.

Таблица 3- Значение токов трехфазного КЗ при учете обобщенной нагрузки

Режим работы	Трехфазное КЗ в точке, кА			
	K_1	K_2	K_3	K_4
Раздельная работа шин 110 кВ	9,45	9,42	5,15	4,9
Параллельная работа шин 110 кВ	9,47	9,47	5,09	4,9

Таблица 4- Значение токов трехфазного КЗ без учета обобщенной нагрузки

Режим работы	Трехфазное КЗ в точке, кА			
	K_1	K_2	K_3	K_4
Раздельная работа шин 110 кВ	9,41	9,41	4,75	4,75
Параллельная работа шин 110 кВ	9,41	9,41	4,75	4,75

Результаты расчетов двухфазного КЗ сведем в таблицу 5

Таблица 5- Значение токов двухфазного КЗ

Режим работы	Двухфазное КЗ в точке, кА			
	K_1	K_2	K_3	K_4

Раздельная работа шин 110 кВ	11,6	11,6	4,15	4,15
Параллельная работа шин 110 кВ	11,6	11,6	4,15	4,15

Результаты расчетов однофазного КЗ сведем в таблицу 6

Таблица 6- Значение токов однофазного КЗ

Режим работы	Однофазное КЗ в точке, кА			
	К ₁	К ₂	К ₃	К ₄
Раздельная работа шин 110 кВ	8,03	8,03	4,7	4,7
Параллельная работа шин 110 кВ	8,03	8,03	4,7	4,7

2.5 Выбор коммутационной аппаратуры

2.5.1 Замена отделителей и короткозамыкателей на силовые выключатели на высокой стороне трансформаторов

Выключатель- это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения электрических цепей с любым током. Это основной аппарат, так как включает и отключает цепь в любом режиме работы: длительные перегрузки, короткие замыкания, холостой ход. Наиболее тяжёлой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на соответствующие короткое замыкание. К выключателям предъявляются следующие требования:

- надёжное отключение любых токов (от десятков ампера до номинального тока отключения);
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для быстродействующего АВП;

- возможность более легкой ревизии и осмотра контактов;
- удобства транспортировки и эксплуатации;
- взрыво и пожаробезопасность.

выбор выключателей проводится по следующим параметрам:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (2.5.1.1)$$

- по длительному току

$$I_{норм} \leq I_{ном} \quad (2.5.1.2)$$

$$I_{max} \leq I_{ном} \quad (2.5.1.3)$$

- по отключающей способности:

В первую очередь проводится проверка на симметричный ток отключения:

$$I_{п.τ} \leq I_{отк.ном} \quad (2.5.1.4)$$

Проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{а.τ} \leq i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк.ном} \quad (2.5.1.5)$$

$i_{а,ном}$ – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

$\beta_{ном} = 0,3$ с – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключающем токе;

$i_{а,τ}$ – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ ;

$$\tau = t_{з,мин} + t_{с,в} \quad (2.5.1.6)$$

$t_{з,мин} = 0,01$ с – минимальное действие релейной защиты;

$t_{с,в}$ – собственное время отключения выключателя.

Если условие: $I_{п.τ} \leq I_{отк.ном}$ – соблюдается, а $i_{а.τ} \leq i_{а.ном}$, то допускается производить проверку по отключающей способности по полному току короткого замыкания:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{п.τ} + i_{а.τ}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot (1 + \beta_n) \quad (2.5.1.7)$$

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_y \leq i_{вкл} \quad (2.5.1.8)$$

$$I_{п.0} \leq I_{вкл} \quad (2.5.1.9)$$

i_y – ударный ток КЗ цепи выключателя;

$I_{п.0}$ – номинальное значение апериодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя;

$I_{вкл}$ – номинальный ток выключателя;

$i_{вкл}$ – наибольший пик тока включения.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется сквозным током КЗ:

$$I_{п.0} \leq I_{дин} \quad (2.5.1.10)$$

$$i_y \leq i_{дин} \quad (2.5.1.11)$$

$i_{дин}$ – ток электродинамической стойкости;

$I_{дин}$ – действующее значение периодической составляющей сквозного тока КЗ

На термическую стойкость

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (2.5.1.12)$$

B_k – тепловой импульс тока КЗ по расчёту;

$I_{тер}^2$ – среднеквадратичное значение тока за время его протекания;

$t_{тер}$ – длительность протекания тока термодинамической стойкости.

Выберем выключатель на напряжение 110 кВ:

Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{п.т} = I_{п.0} = I_{к1}^{(3)} = 9,47 \text{ кА}$$

Расчетный ток продолжительного режима:

$$I_{max} = \left(\frac{K_n \cdot S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}} \right) \quad (2.5.1.13)$$

$$I_{max} = \left(\frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 115} \right) = 70,28 \text{ А}$$

где $K_n=1,4$ - коэффициент допустимой перегрузки трансформатора

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n.0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} \quad (2.5.1.14)$$

$$\tau = t_{з, min} + t_{c, в} \quad (2.5.1.15)$$

$t_{з, min} = 0,01$ с- минимальное действие релейной защиты;

$t_{c, в}$ - собственное время отключения выключателя.

$\tau = 0,08$ с (для масляного выключателя)

$\tau = 0,057$ с (для элегазового выключателя)

$$B_k = I_{n.0}^2 \cdot (\tau + T_a) \quad (2.5.1.16)$$

$T_a = 0,0056$ с- постоянная времени затухания:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 9,47 \cdot e^{\frac{-0,08}{0,0056}} = 0,0083 \text{ А} \quad (\text{для масляного выключателя})$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 9,47 \cdot e^{\frac{-0,057}{0,0056}} = 0,508 \text{ А} \quad (\text{для элегазового выключателя})$$

$$B_k = 9,47^2 \cdot (0,08 + 0,0056) = 7,67 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \quad (\text{для масляного выключателя})$$

$$B_k = 9,47^2 \cdot (0,057 + 0,0056) = 5,61 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \quad (\text{для элегазового выключателя})$$

$$i_{a, ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{отк. ном} = \sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 20 = 8,48 \text{ кА} \quad (\text{для масляного выключателя})$$

$$i_{a, ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{отк. ном} = \sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 40 = 16,97 \text{ кА} \quad (\text{для элегазового выключателя})$$

При данных расчетных значений на стороне 110 кВ подходит выключатели:

1. МКП-110-630-20 -У1-масляный выключатель (технические характеристики сведены в табл. 2.8)
2. ЗАР1ДТ- 145/ЕК- элегазовый выключатель колонкового типа (технические характеристики сведены в таблицу 7 и таблицу 8)

Таблица 7- Расчетные и каталожные данные выключателей

Расчетные данные	Каталожные данные	
	МКП-110-630-20 - У1	ЗАР1ДТ- 145/ЕК
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{мах}} = 70.28 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4 \text{ кА}$
$I_{\text{п,т}} = 9.47 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{а,т}} = 0.0083 \text{ А- для маслен.}$ $i_{\text{а,т}} = 0,508 \text{ А- для элегаз.}$	$I_{\text{а,ном}} = 8.48 \text{ кА}$	$I_{\text{а,ном}} = 16.97 \text{ кА}$
$i_{\text{y}} = 15,62 \text{ А}$	$I_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 108 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 7,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с- для маслен.}$ $B_{\text{к}} = 5,61 \text{ кА}^2 \cdot \text{с- для элегаз.}$	$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 1200$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

На стороне ВН силового трансформатора устанавливаем силовой выключатель ЗАР1ДТ- 145/ЕК- фирмы «Siemens» и также устанавливаем секционный выключатель РУ 110кВ этого же типа. Этот выключатель надежен, безопасен в обслуживании и абсолютно экономичен в работе. Он применяется более чем в 80 странах по всему миру и представляет собой мощный высоковольтный силовой выключатель с пружинным приводом. В числе других преимуществ: высоковольтные силовой выключатель ЗАР надежен в эксплуатации и стоек к экстремальным нагрузкам. Использование особо прочного фарфора для изоляторов и оптимизированная с помощью современной вычислительной техники рама выключателя обеспечивают его высокую сейсмическую стойкость. В данном выключателе применён самокомпрессионный принцип гашения дуги. При этом оптимальным образом используется энергия электрической дуги, что позволяет снизить до минимума необходимую энергию привода.

Силовой выключатель- ЗАР1DT- 145/ЕК имеет по одной дугогасительной камере на каждой полюс, один пружинный привод для всех 3-х полюсов и одна общая несущая рама.

Благодаря применению самокомпрессионного принципа гашения дуги и, вследствие этого- снижению до минимума усилий со стороны привода, представилась возможность применять его тип, опробованный на предприятиях «Siemens» в течение многих лет- пружинный привод. Основной узел выключателя- дугогасительная камера, приводятся в действие от привода посредством коммутационной штанги.

Преимущества пружинного привода:

- высокая надежность за счёт малой энергии привода
- простота принципа действия
- возможность постоянного контроля коммутационного состояния
- отсутствие потребности в техобслуживании, экономичность, длительный срок службы
- неподверженность влияниям окружающей среды

Схема управления содержит все необходимые для работы силового выключателя вторичные технические компоненты, которые в основном, размещены в шкафу управления и в корпусе привода.

Таблица 8– Основные технические данные ЗАР1DT- 145/ЕК

Параметры	Данные
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальный ток, А	до 4000
Номинальный ток отключения, кА	до 40
Ток электродинамической стойкости, кА	108
Ток термической стойкости, (3с)кА	до 40
Полное время отключения не более, с	0,054
Собственное время отключения не более, с	0,034
Собственное время включения не более, с	0,057
Механическая стойкость циклов В- пауза- О	10000
Грозовой импульс, кВ	650
Верхнее и нижнее значение температуры	max+40 min-45
Тип привода	пружинный
Срок службы до среднего ремонта, лет	25
Срок службы, лет(не менее)	40
Гарантии изготовителя, лет (с момента ввода в эксплуатацию)	5
Давления элегаза приведенное к 20°С номинальное, ПМа	0,6
Давление элегаза проведенная к 20°С минимальное, ПМа	0,52
Ток электродинамической стойкости, кА	102
Масса выключателя, кг	1500

Выбранный тип выключателя проходит по всем условиям выбора

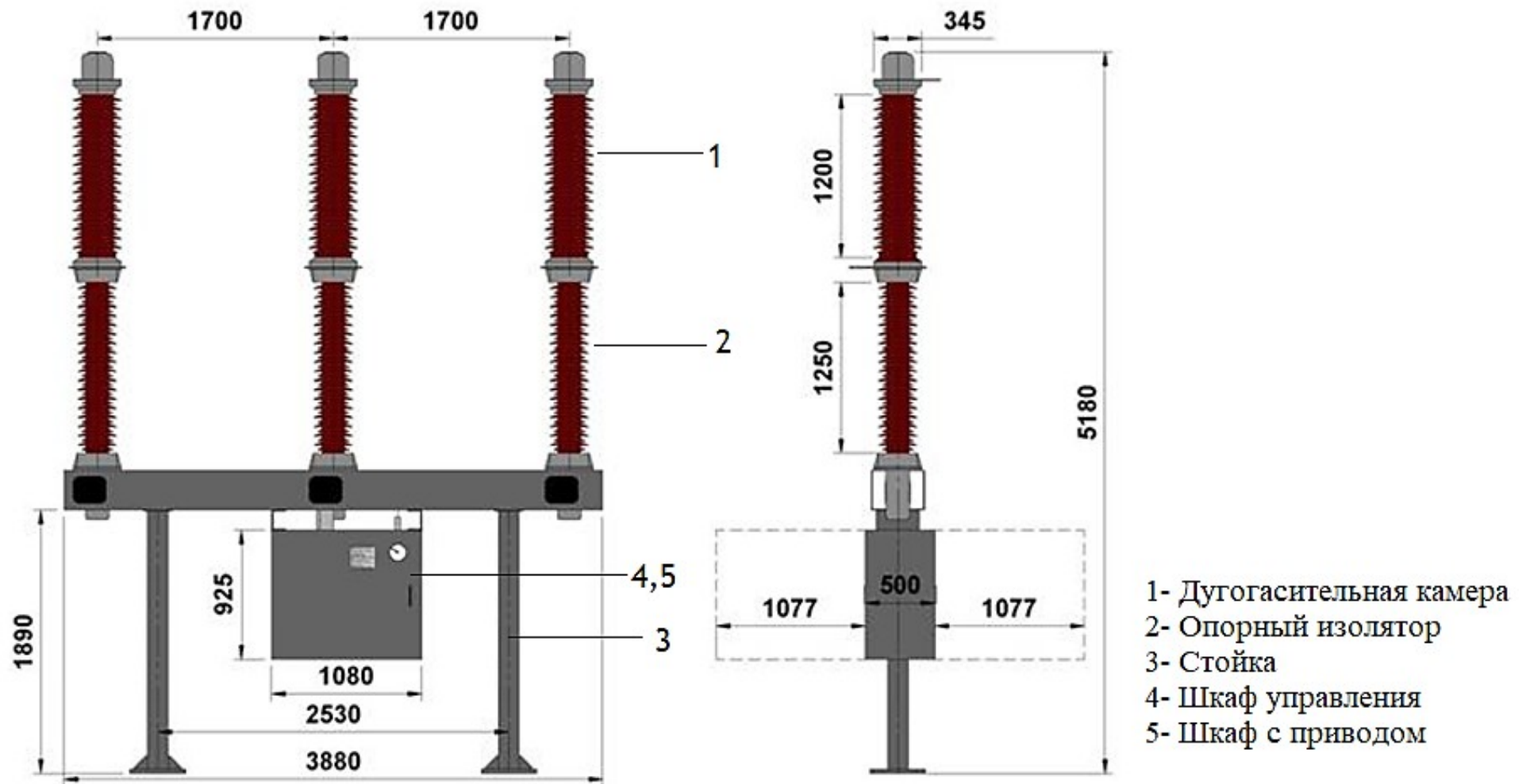


Рисунок 7- Принципиальная схема выключателя ZAP1DT-145/EK

2.5.2 Замена выключателя на низкой стороне трансформаторов

На стороне НН силовых трансформаторов установлены выключатели типа:

ВМПП-10 (выключатель маломасляный подвесной с пружинным приводом) и ВМГ-133 (выключатель маломасляный горшковый). Также установлен секционный выключатель типа ВМПП- 10 соединяет 1- ю и 2- ю секции шин на напряжение 10 кВ. Присоединение нагрузки к шинам НН произведено через выключатели типов ВМГ-10-630 и ВМГ-133. Произведем замену данных типы выключателей на оборудование более современное и надежное, отвечающее требованиям совершенствования электрических сетей, на вакуумные выключатели.

Выберем выключатели на стороне НН силового трансформатора а также секционный выключатель шинах НН: Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{n,\tau} = I_{n,0} = I_{\kappa}^{(3)} = 5.15 \text{ кА}$$

Расчетный ток продолжительного режима:

$$I_{max} = \left(\frac{K_n \cdot S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}} \right)$$

$$I_{max} = \left(\frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 11} \right) = 735 \text{ А}$$

где $K_n = 1,4$ - коэффициент допустимой перегрузки трансформатора

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}$$

$$\tau = t_{з, min} + t_{с, в}$$

$t_{з, min} = 0,01 \text{ с}$ - минимальное действие релейной защиты;

$t_{с, в}$ - собственное время отключения выключателя.

$$\tau = 0,05 \text{ с}$$

$$B_k = I_{n,0}^2 \cdot (\tau + T_a)$$

$T_a = 0,0056$ с – постоянная времени затухания:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 5,15 \cdot e^{\frac{-0,05}{0,0056}} = 0,96 \text{ А}$$

$$B_k = 5,15^2 \cdot (0,05 + 0,0056) = 1,47 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$$

$$i_{a,\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{отк.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 20 = 8,48 \text{ кА}$$

При данных расчетных значениях выбираем вакуумный выключатель серии ВВ/TEL-10-20/1000 украинского производства.

Расчётные и каталожные данные выключателей сведены в таблицу 9

Таблица 9– Расчетные и каталожные данные выключателей

Расчетные данные	Каталожные данные
	ВВ/TEL-10-20/1000
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{мах}} = 735 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{n,t} = 5,15 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} = 20 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} = 0,96 \text{ А}$	$I_{a,\text{ном}} = 8,48 \text{ кА}$
$i_y = 12,99 \text{ А}$	$I_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$
$B_k = 1,47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбираем выключатель на отходящих линиях 10 кВ.

Максимальный рабочий ток на отходящих линиях:

$$I_{\text{раб мах}} = 104 \text{ А}$$

При данных расчётных значениях выбираем вакуумные выключатели серии ВВ/TEL-10-20/630 украинского производства.

Расчётные и каталожные данные выключатели сведены в таблицу 10

Таблица 10– Расчетные и каталожные данные выключателей

Расчетные данные	Каталожные данные
	ВВ/TEL-10-20/630
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 735 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{n,t} = 5,15 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} = 0,96 \text{ А}$	$I_{a,ном} = 8.48 \text{ кА}$
$i_y = 12,99 \text{ А}$	$I_{дин} = 51 \text{ кА}$
$B_k = 1,47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом на подстанции № 172 «Писковичи» в ячейках КРУН на стороне НН силового трансформатора и в ячейке с секционным выключателем на шинах 10 кВ, установили выключатели серии ВВ/TEL-10-20/1000. Также в ячейках КРУН на отходящих линиях нагрузки установили выключатели серии ВВ/TEL-10-20/630. Выбранные выключателя проходят по всем условиям проверки.

Вакуумные выключатели украинского производства предприятия «Таврида Электрик» (ВВ/TEL) предназначены для использования в качестве коммутационного аппарата главных цепей распределительных устройств.

Вакуумные выключатели представляет собой трехфазные вакуумные коммутационные аппараты с пафосным электромагнитным приводом с магнитной защелкой. Данный тип выключателей уже применяется на подстанциях Пскова и Псковской области следовательно, уже имеется опыт их эксплуатации. Также данные ты выключателей имеет не высокую стоимость по сравнению с аналогами. Выключатель представлен на рисунке 8.

Основные технические данные ВВ/TEL-10-20/1000 в таблице 11

Таблица 11- Основные технические данные ВВ/TEL-10-20/1000

Параметры	Данные
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток, А	1000
Номинальный ток отключения, кА	20
Пиковое значение сквозного тока, кА	51
Полное время отключения, мс	25-100
Коммутационная стойкость при отключении: номинального тока, операций номинального тока отключения, операций	100000 100
Ресурсы механической стойкости, "В-О"	50000
Номинальное напряжение питания электромагнитов	220

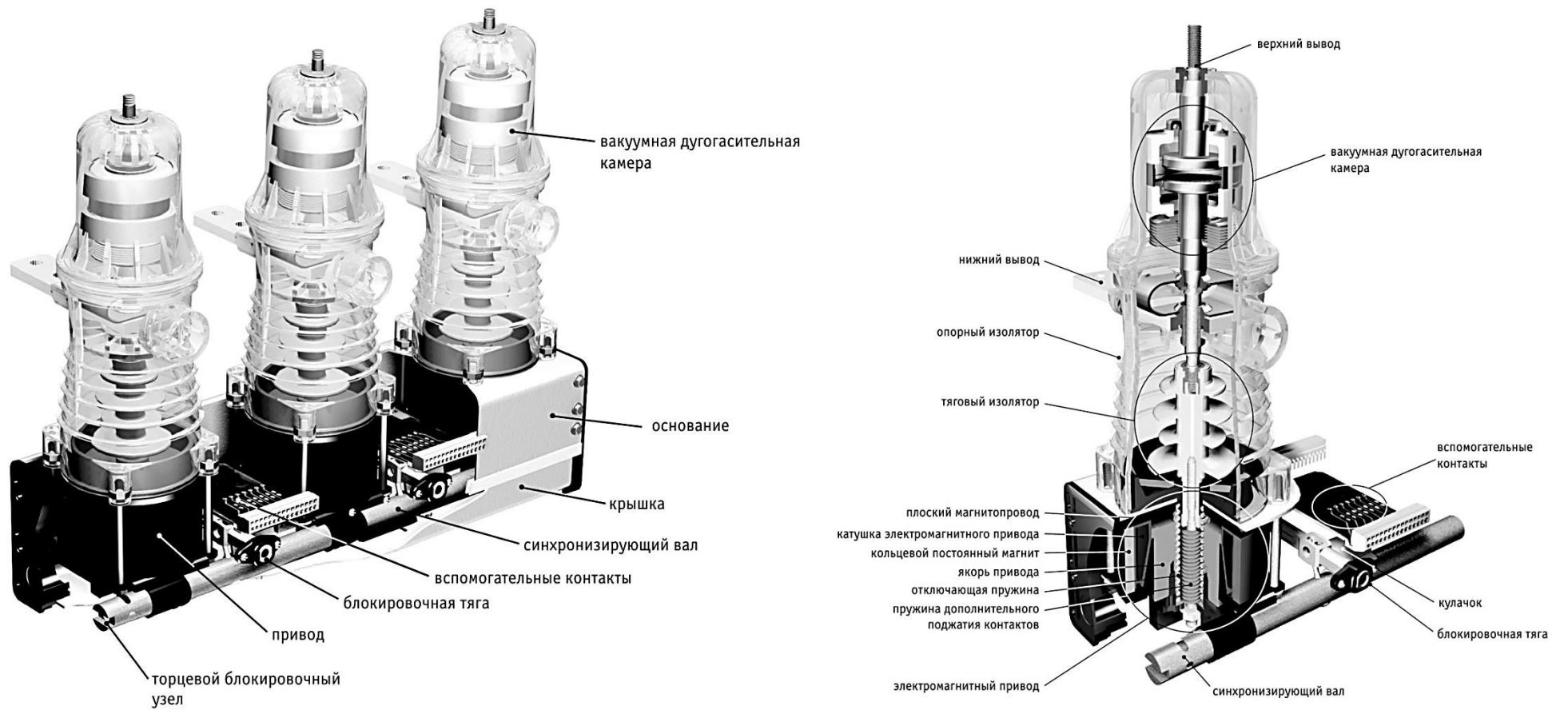


Рисунок 8- Выключатель ВВ/TEL-10-20/1000

2.5.3 Замена вентильных разрядников на ограничители перенапряжений

Для защиты от грозовых и внутренних (коммутационных) перенапряжений на элементах подстанции установлены вентильные разрядники:

- РВС-110 - у силового трансформатора на высокой стороне;
- РВС-10 - у силового трансформатора на низкой стороне;
- РВС 35+15 - для защиты нейтрали силового трансформатора;

В настоящее время вентильные разрядники исчерпали свой нормативный срок службы и по своему исполнению являются устаревшим оборудованием, имеющим ряд недостатков: из-за наличия искровых промежутков и шунтирующих сопротивлений, а также малой нелинейности рабочих сопротивлений они громоздки и не обеспечивают высокой пропускной способности, необходимой для ограничения перенапряжений элементов подстанции. По этим причинам для повышения эффективности системы защиты при построении и реконструкции подстанций используют ограничители перенапряжений (ОПН).

ОПН должен снижать возникающие грозовые и внутренних перенапряжения до значений, при которых обеспечивается нормальная работа изоляции элементов подстанции, а также не терять своих свойств термической устойчивости при длительном воздействии повышенного напряжения [2].

Для выбора ОПН воспользуемся таблицей соответствия для подбора за-

меняемых вентиляных разрядников на ОПН, составленной с учетом расчетов по допустимому рабочему напряжению и номинальному разрядному току.

Таблица 12 – Замена вентиляных разрядников на ОПН

Вентильный разрядник	Ограничитель перенапряжений
РВС-110 (III группа)	ОПН-110-III-УХЛ1
РВС-10(IV группа)	ОПН-10-III-УХЛ1
РВС35+15	ОПН-110-III-УХЛ1

Технические характеристики выбранных ограничителей перенапряжений представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Технические характеристики ОПН

Тип ОПН	$U_{НОМ}$, кВ	$U_{макс.раб}$, кВ	$U_{НОМ.ОГРАН}$, кВ	$I_{НОМ.РАЗРЯД}$, кА
ОПН-110-III-УХЛ1	110	77	91	10
ОПН-10-III-УХЛ1	10	12	15	10

3 Расчет надежности главных электрических соединений подстанции

В дипломном проекте расчёт надёжности главной схемы электрических соединений подстанции до и после реконструкции выполнен аналитическим методом.

3.1. Основные этапы расчета надежности аналитическим методом

Аналитический метод основан на предоставлении функционально-структурных связей в схеме электроснабжения последовательными, параллельными или последовательно-параллельным соединением элементов в смысле надежности, т.е. на представлении функционально-структурных связей в виде структурной схемы надежности.

Основные положения аналитического метода расчета надежности схем электроснабжения таковы:

- Перерывы электроснабжения, в зависимости от положительного отключения потребителей, делятся на длительные, связанные с восстановлением отказавших элементов в течение времени $T_{в}$, и кратковременные, ликвидируемое оперативным персоналом переключений в течении времени $T_{оп}$.

- Перерывы в электроснабжении, ликвидируемые действием АПВ и АВР, не учитываются. Устройства релейной защиты считаются абсолютно надежными.

- Структурная схема надежности составляются отдельно для кратковременных перерывов электроснабжения содержит только элементы, отказ которых вызывает немедленное автоматическое отключение данного потребителя или группы потребителей действием релейной защиты с последующим переводом присоединений на обходную систему шин путем оперативных переключений.

- Структурная схема надежности для длительных перерывов электроснабжения содержит как последовательные, так и параллельные цепи, с помощью которых учитывается возможность совпадение отказов элементов схемы электроснабжения в различных режимах ее работы.

Надежность систем электроснабжения характеризуется в основном её безотказность и ремонтпригодность. При этом под отказом системы электроснабжения понимают события, приводящие к недоотпуску электроэнергии потребителям, как при прекращении, так и при ограничении электроснабжения. Поэтому в качестве показателей надежности N рекомендуется рассматривать условный недоотпуск электроэнергии ΔW_c , определяющий ущерб в системе электроснабжения:

$$\Delta W_c = K_{max} \cdot \Delta P \cdot Q_{cx} \cdot T_{раб},$$

Где K_{max} – коэффициент, учитывающий неравномерности графика нагрузки;

ΔP – средняя отключаемая мощность, кВт;

Q_{cx} – вероятность состояния отказа схемы электроснабжения;

$T_{раб}$ – интервал времени, ч.

С достаточной точностью при инженерных расчетах вероятность наступления максимальных нагрузок может быть учтена коэффициентом:

$$K_{max} = \frac{t_{max}}{(t_{cp} + t_{max})},$$

Где t_{max} – средняя продолжительность интервала максимальной нагрузки; t_{cp} – средняя продолжительность интервала между максимумами;

При выводе в плановый ремонт какого-либо элемента в схеме электроснабжения возникает ремонтный режим. Ремонтный режим возникает также и при осуществлении аварийно-восстановительного ремонта этого же элемента после его отказа с вероятностью $Q = w \cdot T_v$, где w – частота отказов, а T_v – среднее время восстановления элементов.

3.2. Расчёт надёжности главной схемы электрических соединений подстанции до реконструкции

Главная схема электрических соединений подстанции до реконструкции приведена на рисунке. Тип подстанции – ответвительный.

Подстанция имеет:

– ремонтную перемычку выполненную с использованием сборных шин QS1 и QS2;

– секционный выключатель QB1, обеспечивающей автоматическое включение резерва (АРВ) при отказе одного из трансформатора Т1 или Т2.

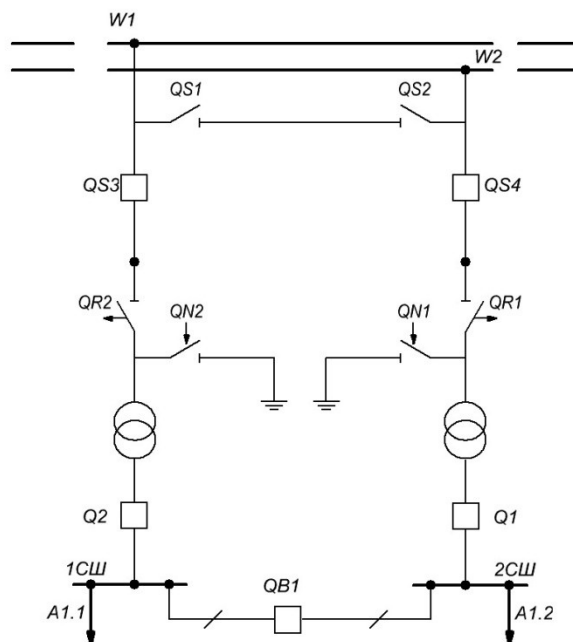


Рисунок 9– Главная схема электрических соединений подстанции

Выключатели QS3 и QS4 снабжены устройствами резервирования отказавшего выключателя (УРОВ), которые, при отказе в отключении КЗ на линиях W1 и W2, обеспечивают отключение линии смежными выключателями (выключателями дальнего резерва). Трансформаторы Т1 и Т2 имеют резервную защиту, приводящую в действие непосредственно отделители 7 и 8 при отказе в срабатывании короткозамыкателей QN1 и QB2 (через 9 с после КЗ в трансформаторе). Выключатели Q2 и Q1 обеспечивают защиту секций 1СШ и 2СШ от минимального напряжения (при КЗ в трансформаторе) и АВР секционным выключателем QB1. На ответвлениях секций A1,1 и A1,2 установлено БМРЗ, обеспечивающие, при отказе выключателей

Q1 и Q2, через 0,3 с их срабатывание и АВР секционным выключателем QB1. Отказ выключателя QB1 в статическом состоянии или при выполнении оперативных переключений приводит к «КЗ по обе стороны», т.е. к отказу системы шин А1.

При расчете надежности главной схемы электрических соединений подстанции считаем устройства релейной защиты действующими безотказно и учитываем только устойчивые отказы элементов схемы, не устраняемые действием АПВ. Единичные показатели надежности элементов главной схемы электрических соединений подстанции приведены в таб.14.

Таблица 14- Показатели надежности элементов

Элемент	№ на схеме	$\omega, 1/\text{год}$	$T_v, \text{час}$	$\mu, 1/\text{год}$	$T_p, \text{час}$	$\alpha^{кз}/\alpha^{оп}, 1/\text{год}$
ВЛ на мет. опорах, одноцепная	W1	0,62	8,8	2,1	14,5	
	W2	0,75				
Выключатель масляный, 110 кВ	QS3, QS4	0,05	20	0,14	30	0,013/0,006
Разъединитель, 110 кВ	QS1, QS2	0,01	11	0,166	8,15	
Короткозамыкатель, 110 кВ	QN1, QN2	0,01	6	0,33	6,3	
Отделитель, 110 кВ	QR1, QR2	0,01	3,5	0,33	9,6	
Трансформатор ТДН-10000/110/10	T1, T2	0,018	40	0,25	28	
Выключатель маломасляный, 10 кВ	Q2, Q1, QB1	0,009	20	0,14	8	0,027/0,0022

Сборные шины	1СШ, 2СШ	0,03	5	0,166	5	
--------------	-------------	------	---	-------	---	--

3.2.1 Вероятность отказа схемы в нормальном режиме

Структурная схема надежности подстанции в нормальном режиме работы приведена на рисунке 10.

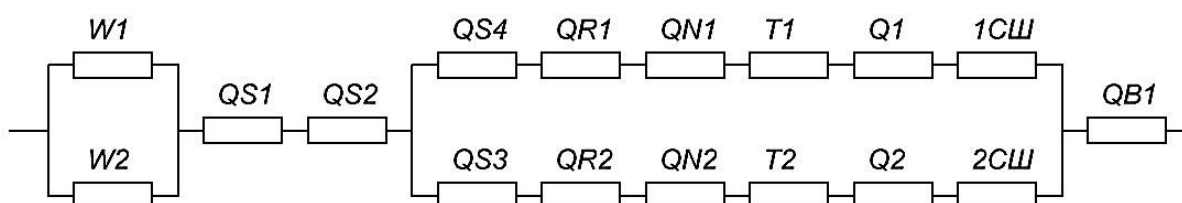


Рисунок 10- Структурная схема надежности для нормального режима

Определяем вероятность состояния отказа схемы в нормальном режиме:

$$Q_{CX}^H = (\omega_{w1} \cdot T_{Bw1}) \cdot (\omega_{w2} \cdot T_{Bw2}) \div 8760^2 + (\omega_{QS1} \cdot T_{BQS1} + \omega_{QS2} \cdot T_{BQS2}) \div 8760 + (\omega_{QS4} \cdot T_{BQS4} + \omega_{QS3} \cdot T_{BQS3}) \div 8760 + \omega_{QB1} \cdot T_{BQB1}$$

$$Q_{CX}^H = 0.000462$$

3.2.2 Относительные длительности нахождения схемы подстанции в нормальном и ремонтных режимах

Относительная длительность режима при выводе в плановый ремонт воздушных линий:

$$P_{CX}^{W1} = (\omega_{w1} \cdot T_{Bw1} + \mu_{W1} \cdot T_{PW1} + \omega_{QS4} \cdot T_{BQS4} + \mu_{QS4} \cdot T_{PQS4}) \div 8760 = (0,62 \cdot 8,8 + 2,1 \cdot 14,5 + 0,03 \cdot 8,8 + 2,1 \cdot 14,5) \div 8760 = 0,000462$$

$$P_{CX}^{W2} = (\omega_{w2} \cdot T_{Bw2} + \mu_{W2} \cdot T_{PW2} + \omega_{QS3} \cdot T_{BQS3} + \mu_{QS3} \cdot T_{PQS3}) \div 8760 = (0,75 \cdot 8,8 + 2,1 \cdot 14,5 + 0,03 \cdot 8,8 + 2,1 \cdot 14,5) \div 8760 = 0,000462$$

Относительная длительность режима при выводе плановый ремонт трансформаторов:

$$P_{CX}^{T1} = P_{CX}^{T2} = (\omega_{QS4} \cdot T_{BQS4} + \mu_{QS4} \cdot T_{PQS4} + \omega_{T1} \cdot T_{BT1} + \mu_{T1} \cdot T_{PT1} + \omega_{Q1} \cdot T_{BQ1} + \mu_{Q1} \cdot T_{PQ1}) \div 8760 =$$

Следовательно, относительная длительность нормального режима работы схема будет равна:

$$P_{CX}^H = 1 - (P_{CX}^{W1} + P_{CX}^{W2} + P_{CX}^{T1} + P_{CX}^{T2}) = 0,987$$

3.2.3 Условный недоотпуск электроэнергии с шин подстанции

Коэффициент максимальной нагрузке принять: $K_{MAX} = 0,6$

$$\Delta W_C = K_{MAX} \cdot \Delta P \cdot Q_{CX} \cdot 8760 = 0,6 \cdot 0,000463 \cdot 16800 \cdot 8760 = 40971,57 \text{ кВт} \cdot \text{час}$$

3.3 Расчёт надёжности главной схемы электрических соединений подстанции после реконструкции

Главная схема электрических соединений подстанции после реконструкции приведена на рис. 2.

Подстанция имеет:

- ремонтную перемычку, выполненную с использованием сборных шин и разъединителей QS1 и QS2;
- автоматическую перемычку с элегазом выключателем Q5;
- секционный выключатель QB1, обеспечивающей автоматическое включение резерва (АРВ) при отказе одного из трансформаторов Т1 или Т2.

Рисунке 11 Главная схема электрических соединений подстанции

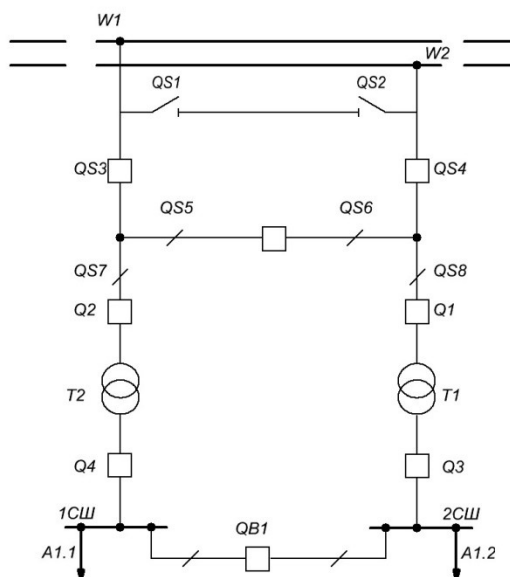


Рисунок 11- Главная схема электрических соединений
подстанции

При расчете надежности главной схемы электрических соединений подстанции считая устройства релейной защиты в действующими безотказно и учитываем только устойчивые отказы элементов схемы, не устраняемые действием АПВ. Единичные показатели надежности элементов главной схемы электрических соединений подстанции приведены в табл. 15.

Таблица 15- Показателей надежности элементов

Элемент	№ на схеме	ω , 1/год	T_b , час	μ , 1/год	T_p , час	$\alpha^{кз}/\alpha^{оп}$, 1/год
ВЛ на мест. опорах, одноцепная	W1	0,62	8,8	2,1	14,5	
	W2	0,7				
Выключатель масляный (110 кВ) Выключатель элегазовый, ЗАР1DT-145/ЕК(110кВ)	QS3, QS4	0,05	20	0,14	30	0,013/0,006
	Q5, Q2, Q1	0,012	15	0,1	25	0,013/0,006
Разъединитель, 110кВ	QS1, QS2, QS5, QS6, QS8	0,01	11	0,166	8,15	
Трансформатор ТДН-10000/110/10	T1, T2	0,018	40	0,25	28	
Выключатель вакуумный, ВВ/TEL-	Q4, Q3, QB1	0,009	20	0,14	8	0,027/0,002

10-20/1000 (10кВ)						2
Сборные шины	1СШ, 2СШ	0,03	5	0,166	5	

3.3.1. Вероятность состояния отказа схемы подстанций в нормальном режиме

Структурная схема надежности подстанции в нормальном режиме работы приведена на рис. 12.

Определяем вероятность состояния отказа схемы в нормальном режиме:

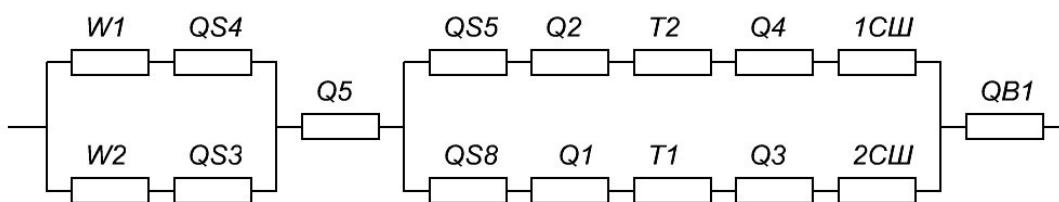


Рисунок 12- Структурная схема надежности подстанции в нормальном режиме

$$Q_{CX}^H = (\omega_{w2} \cdot T_{Bw2} + \omega_{QS3} \cdot T_{BQS3}) \cdot (\omega_{w1} \cdot T_{Bw1} + \omega_{QS4} \cdot T_{BQS4}) \div 8760^2 + (\omega_{Q5} \cdot T_{BQ5}) \div 8760 + (\omega_{QS5} \cdot T_{BQS5}) \div 8760 + (\omega_{Q1} \cdot T_{BQ1} + \omega_{Q2} \cdot T_{BQ2} + \omega_{T1} \cdot T_{BT1} + \omega_{T2} \cdot T_{BT2} + \omega_{Q3} \cdot T_{BQ3} + \omega_{Q4} \cdot T_{BQ4}) \div 8760 + \omega_{QB1} \cdot T_{BQB1} \div 8760$$

$$Q_{CX}^H = 0,000227$$

3.3.2 Относительные длительности нахождения схемы подстанции в нормальном и ремонтных режимах

Относительная длительность режима при выводе в плановый ремонт воздушных линий:

$$P_{CX}^{W1} = (\omega_{w1} \cdot T_{Bw1} + \mu_{W1} \cdot T_{PW1} + \omega_{QS4} \cdot T_{BQS4} + \mu_{QS4} \cdot T_{PQS4}) \div 8760 = (0,62 \cdot 8,8 + 2,1 \cdot 14,5 + 0,03 \cdot 5 + 0,166 \cdot 5) \div 8760 = 0,000227$$

$$P_{CX}^{W2} = (\omega_{w2} \cdot T_{Bw2} + \mu_{W2} \cdot T_{PW2} + \omega_{QS3} \cdot T_{BQS3} + \mu_{QS3} \cdot T_{PQS3}) \div 8760 = (0,75 \cdot 8,8 + 2,1 \cdot 14,5 + 0,03 \cdot 5 + 0,166 \cdot 5) \div 8760 = 0,000227$$

Относительная длительность режима при выводе плановый ремонт трансформаторов:

$$P_{CX}^{T1} = P_{CX}^{T2} = (\omega_{QS4} \cdot T_{BQS4} + \mu_{QS4} \cdot T_{PQS4} + \omega_{T1} \cdot T_{BT1} + \mu_{T1} \cdot T_{PT1} + \omega_{Q1} \cdot T_{BQ1} + \mu_{Q1} \cdot T_{PQ1}) \div 8760 = (0,03 \cdot 5 + 0,166 \cdot 5 + 0,03 \cdot 5 + 0,166 \cdot 5 + 0,03 \cdot 5 + 0,166 \cdot 5) \div 8760 = 0,000227$$

Следовательно, относительная длительность нормального режима работы схема будет равна:

$$P_{CX}^H = 1 - (P_{CX}^{W1} + P_{CX}^{W2} + P_{CX}^{T1} + P_{CX}^{T2}) = 0,987$$

3.3.3 Условный недоотпуск электроэнергии с шин подстанции

Коэффициент максимальной нагрузке принять: $K_{MAX} = 0,6$

$$\Delta W_c = K_{MAX} \cdot \Delta P \cdot Q_{CX} \cdot 8760 = 0,6 \cdot 0,000231 \cdot 16800 \cdot 8760 = 20397,48 \text{ кВт} \cdot \text{час}$$

Вывод: главная схема подстанции рассчитанная после реконструкции, выполненная по схеме «мостик с выключателями в цепи линий и перемычкой со стороны линий», совместно с установленными коммутационным оборудованием обладает большой надежностью по сравнению со схемой до реконструкции. Действительно, если условный недоотпуск электроэнергии с шин подстанции до реконструкции составляет 40971 кВт·ч, то после реконструкции 20397 кВт·ч, что значительно снижает ущерб от недоотпуска электроэнергии.

4 Охрана труда и экология

4.1 Защитное заземление на подстанции

Одной из основных мер обеспечивающих безопасность работ в электроустановках является защитное заземление.

При этом обеспечивается два вида заземления: защитное (для обеспечения электробезопасности) и рабочая (для обеспечения нормальных условий работы электроустановки). Для заземления электроустановок в первую очередь используются естественные заземлители. Однако при этом сопротивление заземляющих устройств или напряжение прикосновения превышают допустимые значения. Поэтому наряду с естественными применяются искусственные заземлители.

К частям, подлежащих заземлению, относятся:

- корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов, светильников и тому подобное;
- приводы электрических аппаратов;
- вторичные обмотки измерительных трансформаторов;
- каркас распределительных щитов, щитов управления, щитков и шкафов;
- металлические конструкции распределительных устройств, металлические кабельные конструкции, металлические кабельные соединительные муфты, металлические оболочки и броня контрольных и силовых кабелей, а также другие металлические конструкции, на которых установлено электрооборудование.

Заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению R_z , должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей.

В цепях выравнивания электрического потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории, занятой оборудованием, прокладываются продольные и поперечные горизонтальные заземлители и соединяются между собой в заземляющую сетку. Горизонтальные заземлители прокладываются по краю территории, занимаемой заземляющим устройством, так, что они в совокупности образуют замкнутый контур.

Продольные заземлители прокладываются вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 1,8 м от фундаментов и оснований оборудования.

Поперечные заземлители прокладываются в удобных местах между оборудованием на глубине 0,7 м от поверхности земли.

При размещении подстанции на достаточной площади расстояние от границ заземляющего устройства до ограды территории объекта должно быть не менее 3 м и ограда в этом случае не заземляется.

В местах, часто посещаемых персоналом и у входа в на подстанцию устраиваются дорожки с асфальтовым покрытием, имеющим малую электрическую проводимость.

Выравнивание потенциалов осуществляется также у входов на рассматриваемую подстанцию путем укладки дополнительных полос с постепенным заглублением.

Возможное напряжение шага и прикосновения в случае необходимости уменьшают за счет применения дополнительных мер защиты (диэлектрической обуви и изолирующих подставок).

Опыт эксплуатации распределительных устройств 110 кВ и выше позволяет перейти к нормированию напряжения прикосновения, а не величины R_3 . Обоснованием этого служат следующие соображения. В момент прикосновения человека к заземленному оборудованию, находящемуся под потенциалом, часть сопротивления заземлителя шунтируется сопротивлением тела человека $R_ч$ и сопротивлением растеканию тока от ступеней на землю $R_с$.

Защитное заземление на подстанции №172 «Писковичи» выполняется с помощью стали полосой 40x4 из стали угловой L50x50x5 $l_в=1,8$ м. Длина принята 1,8 м в связи с тем, что на глубине 2,4- 2,6 м залегает кровля известняков. В расчеах многослойный грунт представляется двухслойным: верхний, с удельным сопротивлением $\rho_1=150$ Ом·м, нижняя с удельным сопротивлением $\rho_2=40$ Ом·м.

Коэффициент прикосновения определяем по формуле:

$$k_{II} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_в \cdot L_г}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}} \quad (4.1.1)$$

где M - параметр зависящий от ρ_1/ρ_2 , $M=0,7$ [2];

S - площадь заземляющего устройства, $S=80 \times 60$ м;

$l_в$ - длина вертикального заземлителя, $l_в=1,8$ м;

$L_г$ - длина горизонтального заземлителя, $L_г=2640$ м;

a - расстояние между вертикальными заземлителями, $a=4$ м;

β - коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека R_q и сопротивление растеканию тока от ступеней R_c .

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c} \quad (4.1.2)$$

В расчётах принимаем $R_q = 1000$ Ом, $R_c = 1,5 \cdot r_{в,с}$.

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 150} = 0,816$$

$$k_{II} = \frac{0,7 \cdot 0,816}{\left(\frac{1,8 \cdot 2640}{4 \cdot \sqrt{80 \cdot 60}} \right)^{0,45}} = 0,16$$

Наибольшее допустимое напряжение прикосновения, $U_{пр} = 400$ В [2].

Зная наибольшее допустимое напряжение прикосновения определяем напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{пр.дон}}{k_{II}} \quad (4.1.3)$$

$$U_3 = \frac{400}{1,6} = 2500 \text{ В}$$

что в пределах допустимого (меньше 10 кВ).

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{з.дон} = \frac{U_3}{I_3} \quad (4.1.4)$$

где I_3 - ток, стекающая заземлителя проектируемого заземляющего устройства при однофазном коротком замыкании

$$I_3 = (0,4 \div 0,6) \cdot I_k^{(1)} \quad (4.1.5)$$

Сопротивление заземляющего устройства равно:

$$R_{з.дон} = \frac{2500}{8030} = 0,622 \text{ Ом}$$

Действительный план заземляющего устройства преобразуем в расчётную квадратную модель.

Число ячеек по стороне квадрата:

$$m = \frac{L_2}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{2640}{2 \cdot \sqrt{80 \cdot 60}} - 1 = 18,05 \quad (4.1.6)$$

принимаем $m=18$.

Длина сторон ячейки:

$$e = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{80 \cdot 60}}{18} = 4 \text{ м} \quad (4.1.7)$$

Число вертикальных заземлителей по периметру контура при $a/l_B=2,22$:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{2,22 \cdot l_B} = \frac{\sqrt{80 \cdot 60} \cdot 4}{2,22 \cdot 1,8} = 69,4 \quad (4.1.8)$$

принимаем $n_B=70$.

Общая длина вертикальных заземлителей по периметру контура равна:

$$L_B = l_B \cdot n_B = 1,8 \cdot 70 = 126 \text{ м} \quad (4.1.9)$$

Относительная глубина:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{1,8 + 0,7}{\sqrt{80 \cdot 60}} = 0,036 < 0,1 \quad (4.1.10)$$

$t=0,7$ м, глубина заложения сетки контура заземления

Тогда сопротивление сложного заземлителя, преобразованного в расчётную модель определяем по формуле:

$$R_3 = A \cdot \frac{P_3}{\sqrt{S}} + \frac{P_3}{L_2 + L_B} \quad (4.1.11)$$

$$\text{где } A = \left(0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \right) = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{1,8 + 0,7}{\sqrt{80 \cdot 60}} = 0,414 \quad (4.1.12)$$

По [2] для $p_1/p_2=3,75$; $a/l_b=2,22$;
определяем: $P_3/p_2=1,5$, тогда $P_3=1,5 \cdot p_2=1,5 \cdot 40=60 \text{ Ом} \cdot \text{м}$

Общее сопротивление сложного заземлителя равно:

$$R_3=0,414 \cdot \frac{60}{\sqrt{80 \cdot 60}} + \frac{60}{2640+126}=0,38 \text{ Ом}$$

что меньше допустимого $R_{3,\text{доп}}=0,622 \text{ Ом}$.

Найдем напряжение прикосновения:

$$U_{np}=k_{\Pi} \cdot I_3 \cdot R_3=0,16 \cdot 4015 \cdot 0,38=244 \text{ В}$$

(4.1.13)

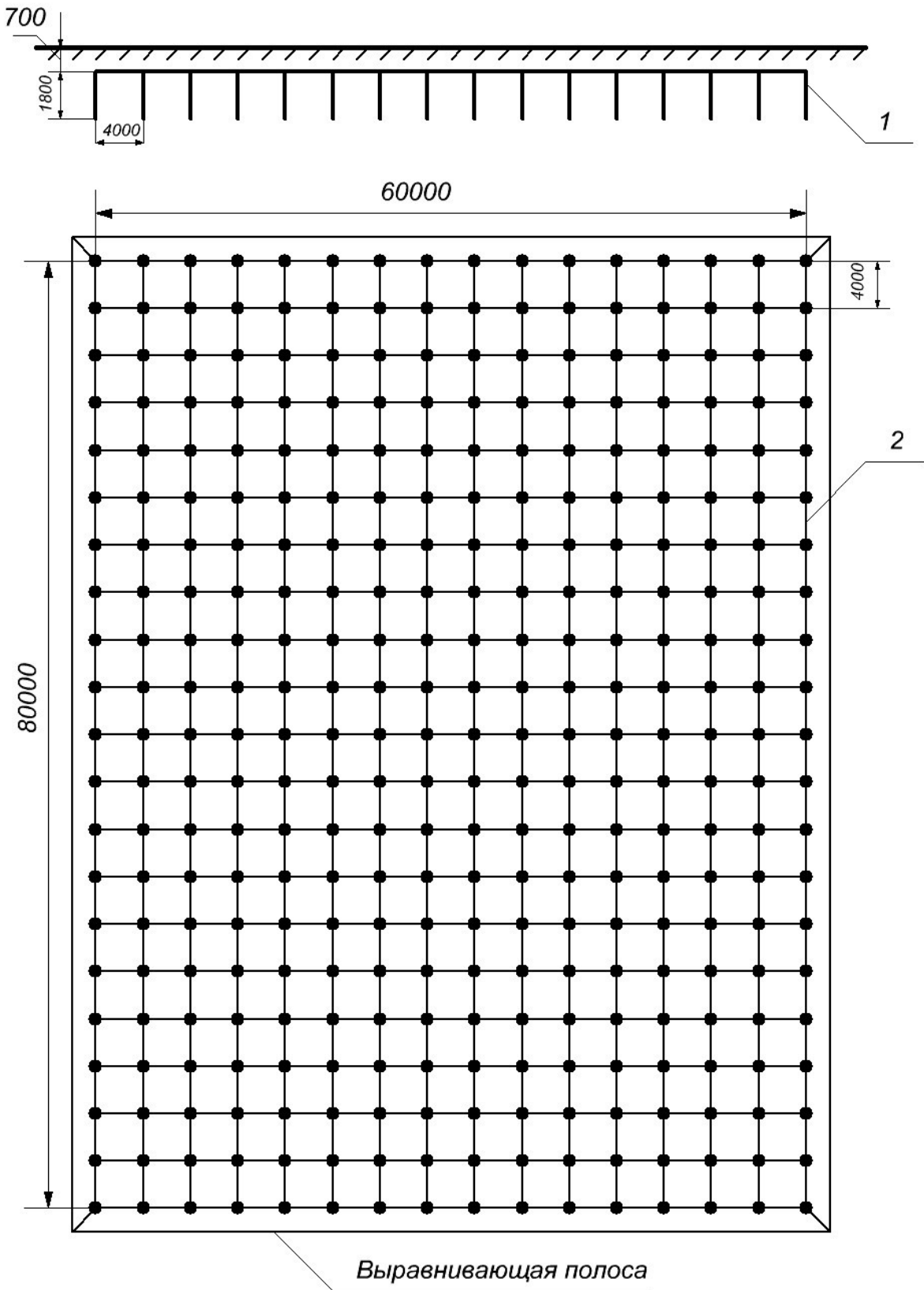
что меньше допустимого значения 400 В.

Определим наибольший допустимый ток, стекающий с заземлителей подстанции при однофазном коротком замыкании:

$$I_{з,\text{max}}=\frac{U_{np,\text{доп}}}{k_{\Pi} \cdot R_3}=\frac{400}{0,16 \cdot 0,38}=6579 \text{ А}$$

(4.1.14)

План модели заземляющего устройства изображён на рисунке 13.



1- вертикальный заземлитель, 2- горизонтальный заземлитель

Рисунок 13- План модели заземляющего устройства

4.2 Грозозащита на подстанции и защита от перенапряжений

В электроустановках различают два вида перенапряжений: внутренние и атмосферные. Внутренние перенапряжения возникают в результате коммутаций нагруженного электрооборудования, отключения коротких замыканий, действия устройства АПВ и т.п. Атмосферные перенапряжения в элементах подстанции возникают как при прямых ударах молнии, такие при разрядах молнии в окрестности проводников (индуцированные при напряжениях). Наиболее опасным проявлением молнии с точки зрения поражения зданий, сооружений и аппаратов является прямой удар молнии.

Для защиты изоляции подстанционного оборудования от коммутационных и атмосферных перенапряжений применяется трубчатые и вентильные разрядники, а также ограничители перенапряжений. На данной подстанции в качестве аппаратов защиты выбраны вентильные разрядники.

На подстанции №172 «Писковичи» вентильные разрядники, типа РВС-110 (станционный), установлены в ОРУ 110 кВ, так как к нему присоединены воздушные линии электропередач, как и полагается по ПУЭ.

Для уменьшения токов однофазного короткого замыкания, нейтрали трансформаторов разземлены. При воздействии волн атмосферных перенапряжений на линейные вводы трансформаторов на нейтрали могут развиваться электромагнитные колебания, приводящие к значительному

повышению напряжения над уровнем инфляции нейтрали. Согласно ПУЭ, для ограничения этих перенапряжений в нейтраль трансформаторов включают вентильные разрядники. На реконструируемой подстанции в нейтраль трансформаторов установлены два вентильных разрядника типа РВС- 35 и РВС-15. На стороне 10 кВ установлены разрядники РВО-10 (облегченный). Для защиты измерительных трансформаторов напряжения на стороне 10 кВ установлены разрядники типа РВО- 10 (подстанционной).

Для защиты электрооборудования рассматриваемой подстанции атмосферных перенапряжений на воздушных линиях, питающих подстанцию, проложены грозозащитные тросы по всей длине. Поэтому специального защищенного подхода от перенапряжений не требуется. За счёт частичного стекания тока молнии с троса по опорам на землю он уменьшится и далее с помощью вентильного разрядника в заземляющее устройство, расположенное на территории подстанции.

При выполнении грозозащиты используются также защитное действие высоких объектов, которые могут играть роль молниеприемников (опоры воздушных линий, прожекторные мачты и т.п.).

Однако наиболее эффективная защита подстанций от прямых ударов молнии, осуществляется стержневыми молниеотводами. С учётом конечных размеров подстанции для её защиты обычно требуется установка нескольких молниеотводов.

На реконструируемой подстанции №172 «Писковичи» грозозащита выполняется с помощью четырех молниеотводов, с высотой каждого

$$h=19,05 \text{ м.}$$

Для расчёта грозозащиты подстанций использовались следующие формулы:

$$r_x = \frac{1,6+h_a}{1+\frac{h_x}{h}} \quad (4.2.1)$$

$$b_x = 2r_x \cdot \frac{7h_a - a}{14h_a - a} \quad (4.2.2)$$

Где:

h_x - зона грозозащиты, м

a - расстояние между молниеотводами, м

h_a - активная высота молниеотвода, м

h - общая высота молниеотвода, м

r_x - радиус защиты молниеотвода, м

b_x - ширина зоны защиты, м

Расчет грозозащиты подстанции сведем в таблицу 16.

Таблица 16- Расчет грозозащиты подстанции

Зона грозозащиты h_x , м	Расстояние между молниеотводами a , м	Активная высота молниеотвода h_a , м	Общая высота молниеотвода h , м	Радиус защиты молниеотвода r_x , м	Ширина зоны защиты b_x , м
на высоте 4 м	$a_{1,4}=29$	15,05	19,05	19,82	16,69
	$a_{1,2}=11$				18,8
на высоте	$a_{1,4}=29$				12,7

6 м	$a_{1,2}=11$	13,05	19,05	15,8	15,4
на высоте 11 м (сборные шины)	$a_{1,2}=11$	8,05	19,05	8,15	7,26
	$a_{2,3}=22$				6,2
	$a_{3,4}=16,3$				6,84
	$a_{1,4}=29$				5,3

Установленные на данный подстанции молниеотводы, разрядники и грозозащитные тросы полностью выполняют свои функции по защите оборудования подстанции от прямых ударов молнии и перенапряжений.

4.3 Охрана труда при выполнении работ на коммутационных аппаратах

1. Допуск к работе на коммутационном аппарате разрешается после выполнения технических мероприятий, предусмотренных Правилами, обеспечивающих безопасность работы, включая мероприятия, препятствующие ошибочному срабатыванию коммутационного аппарата.

2. Подъем на находящийся под рабочим давлением воздушный выключатель разрешается только при проведении наладочных работ и при испытаниях. Запрещается подъем на отключенный воздушный выключатель с воздухом наполненным отделителем, когда отделитель находится под рабочим давлением.

3. Перед подъемом на воздушный выключатель для испытания или наладки следует:

отключить цепи управления;

заблокировать кнопку местного управления или пусковые клапаны путем установки специальных заглушек либо запереть шкафы и поставить около выключателя проинструктированного члена бригады, который допускал бы к оперированию выключателем (после подачи оперативного тока) только одного определенного работника по указанию производителя работ.

Во время нахождения работников на воздушном выключателе, находящемся под давлением, необходимо прекратить все работы в шкафах управления и распределительных шкафах. Выводы выключателя напряжением 220 кВ и выше действующих подстанций для снятия наведенного напряжения должны быть заземлены.

4. Перед допуском к работе, связанной с пребыванием людей внутри воздухооборников, следует:

закрывать задвижки на всех воздухопроводах, по которым предусмотрена подача воздуха, запереть их приводы (штурвалы) на цепь с замком и вывесить на приводах задвижек плакат "Не открывать! Работают люди";

выпустить из воздухооборников воздух, находящийся под избыточным давлением, оставив открытыми спускной дренажный вентиль, пробку или задвижку;

отсоединить от воздухооборников воздухопроводы подачи воздуха и установить на них заглушки.

5. Нулевые показания манометров на выключателях и воздухооборниках не могут служить достоверным признаком отсутствия давления сжатого воздуха.

Перед отвинчиванием болтов и гаек на крышках люков и лазов воздухоборников производителю работ следует лично убедиться в открытом положении спускных задвижек, пробок или клапанов с целью определения действительного отсутствия сжатого воздуха.

Спускные задвижки, пробки (клапаны) разрешается закрывать только после завинчивания всех болтов и гаек, крепящих крышки люков (лазов).

6. Во время отключения и включения воздушных выключателей при опробовании, наладке и испытаниях присутствие работников около выключателей запрещается.

Команду на выполнение операций выключателем производитель работ должен подать после того, как члены бригады будут удалены от выключателя на безопасное расстояние или в укрытие.

7. Для пробных включений и отключений коммутационного аппарата при его наладке и регулировке разрешается при несданном наряде временная подача напряжения в цепи оперативного тока, силовые цепи привода, а также подача воздуха на выключатели.

Установку снятых предохранителей, включение отключенных автоматов и открытие задвижек для подачи воздуха, а также снятие на время опробования плакатов безопасности должен осуществлять оперативный персонал.

Операции по опробованию коммутационного аппарата имеет право осуществлять производитель работ, если на это получено разрешение выдавшего наряд и подтверждено

записью в строке "Отдельные указания" наряда, либо оперативный персонал по требованию производителя работ.

После опробования, при необходимости продолжения работы на коммутационном аппарате, оперативным персоналом должны быть выполнены технические мероприятия, требуемые для допуска бригады к работе.

В электроустановках, не имеющих местного оперативного персонала, повторного разрешения для подготовки рабочего места и допуска к работе после опробования коммутационного аппарата производителю работ не требуется.

4.4 Техника безопасности

4.4.1 Меры и средства защиты на подстанции

Согласно ПТБ на электрических подстанциях должны находиться переносные заземления, средства по оказанию доврачебной помощи пострадавшим от несчастных случаев, защитные противопожарные и вспомогательные средства (песок, огнетушитель и т.п.).

Безопасность обслуживающего персонала и посторонних лиц от поражения электрическим током обеспечивается путем следующих мероприятий:

- применение предупреждающей сигнализации, надписей, плакатов;
- заземление корпусов электрооборудования элементов электроустановок, которые могут оказаться под напряжением вследствие повреждения изоляции;

- применения блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- применение надлежащее изоляции;
- соблюдения соответствующих расстояний до токоведущих частей или закрытие, ограждение токоведущих частей.

Распределительные устройства 3 кВ и выше оборудуются оперативной блокировкой, исключающей возможность:

- включения разъединителей на заземляющие ножи, что достигается жёсткой механической связью между рабочими и заземляющими ножами, препятствующей включению основного ножа при включенном заземляющем, и наоборот;
- отключение и включение отделителями и разъединителями тока нагрузки, что достигается с помощью механической блокировки, не допускающая вкатывания тележки в рабочее положение и выкатывания из рабочего положения при включенном выключателе;
- прикосновения к частям камеры КРУ после выкатывания тележки, оставшимся под напряжением, за счет специальных металлических шторок, закрывающихся автоматически;
- включения выключателя на короткое замыкание (защита от «прыгания» выключателя).

Перечисленные средства относятся к стационарным, то есть является неотъемлемыми частями электроустановок.

На подстанции также должны храниться переносные средства для защиты от поражения электрическим током.

Изолирующие защитные средства изолируют человека от токоведущих частей электрооборудования. К этим средствам относятся:

- штанги различного назначения;
- указатели напряжения;
- диэлектрические перчатки, боты, галоши и ковры;
- клещи различного назначения;
- инструмент с изолирующими ручками.

В электроустановках выше 1000 В к основным защитным средствам, выдерживающем рабочее напряжение, относятся штанги, клещи, указатели напряжения, к дополнительным- перчатки, боты, ковры.

В электроустановках до 1000 В основными защитными средствами являются штанги, клещи, указателей напряжения, перчатки, инструмент с изолирующими ручками, к дополнительным- галоши, ковры.

К ограждающим защитным средством, служащим для временного ограждения токоведущих частей при ремонте электрооборудования, относятся переносные ограждения. К этим средством также обычно относятся закоротки.

Как уже упоминалось, необходимым требованием безопасной эксплуатации оборудования подстанций является наличие вспомогательных средств:

- защитные средства от механических повреждений (каска, предохранительные пояса, лестницы, рукавицы и т.п.);
- защитные средства от световых, тепловых и химических воздействий электрического тока (очки, противогазы, респираторы, костюмы и т.п.).

В электроустановках особое значение имеет защита от пожаров и взрывов.

Существует большое количество причин возникновения данных явлений:

- искрение в результате ударов молнии;
- перегрев изоляции до высоких температур в результате протекания токов перегрузки и токов короткого замыкания;
- плохие контакты, когда вследствие большого переходного сопротивления выделяется значительное количество тепла;
- электрическая дуга;
- аварии с маслонаполненными аппаратами, когда происходит выброс в атмосферу продуктов разложения масла и смеси с воздухом;
- перегрузки и неисправность обмоток трансформаторов при отсутствии надлежащей защиты.

Для устранения причин пожаров и взрывов существуют следующие мероприятия:

- техническое (устройство грозозащиты. правильная настройка релейных защит и т.п.)
- организационные (вывешивание плакатов, нанесение предупреждающих надписей и т.п.)
- режимные (запрещение курения в пожароопасных местах, прохода посторонних на территории подстанции и т.п.)
- эксплуатационные (правильная техническая эксплуатация оборудования, порядок на территории подстанции и т.п.).

Большую опасность распространения пожара представляет маслонаполненные аппараты. С целью ограничения пожара в случае загорания масла под

трансформаторам оборудована маслоприемная яма, покрытая решеткой.

4.5 Масляное хозяйство подстанции

Для обслуживания маслonaполненного оборудования подстанции на предприятии сетевых районов энергосистем предусматриваются централизованные масляные хозяйства, оборудованные резервуарами для хранения и переработки масла, насосами, установками для очистки и регенерации масел, передвижными маслоочистительными и дегазационными установками, емкостями для транспортировки масла.

На данной подстанции после реконструкции остается маслonaполненное оборудование: силовые трансформаторы, трансформаторы напряжения.

На подстанциях без баковых (многообъемных) выключателей не предусматривается сооружение специальных стационарных баков для масла и маслоочистительных устройств. Доставку чистого сухого масла на подстанцию и вывозку обработанного предусматривают в передвижных емкостях, в том числе в мягких оболочках.

Стационарные маслопроводы к трансформаторам всех классов напряжений не прокладываются. Слив и заполнение маслоотражающего оборудования производится с использованием инвентарных маслопроводов и емкостей.

Расход на замену масла зависит от среднего срока его службы, который в электрических аппаратах примерно равен периоду между капитальными ремонтами, то есть 5- 10 лет. Учитывая, что применение термосифонных силикагельевых

фильтров удлиняет срок службы масла, можно принять срок службы изоляционного масла 10 лет.

Под силовыми трансформаторами с количеством масла более 1 т объем маслоприемника рассчитывается на 100% объема содержащихся в них масла.

Превышение размера маслоприемника в плане над размерами трансформатора в каждую сторону не менее 1,5 м. Предусматривается маслоприемник без отвода масла, с металлической решеткой и насыпанным на дно слоем чистого гравия с частицами 30–70 мм.

Удаление воды и масла из маслоприемника предусматривается переносным агрегатом.

4.6 Мероприятия по защите окружающей среды

В соответствии с законом Российской Федерации «Об охране окружающей природной среды» при проектировании, строительстве, реконструкции, эксплуатации и снятии с эксплуатации предприятий, зданий и сооружений необходимо предусматривать мероприятия по охране природы, рациональному использованию и воспроизводству природных ресурсов, а также выполнять требования экологической безопасности проектируемых объектов и охраны здоровья населения.

Подстанции по принципу работы является в нормальном режиме эксплуатации слабо загрязняющими окружающую среду объектами. В экологическом плане их можно отнести к (мягко) влияющим производством.

Согласно ПУЭ в электроустановках должны быть предусмотрены сбор и удаления отходов, возникающие в процессе их эксплуатации. К отходам относятся: отработавшее

минеральное масло, стеклорубом, тряпье, промасленную ветошь, битые изоляторы, сварочные электроды, куски арматуры и провода, металлом и т.д. Должна быть исключена возможность попадания указанных отходов в водоемы, систему отвода ливневых вод (дождевую канализацию), овраги, а также на территорию, не предназначенную для этих отходов.

При проведении сварочных работ на подстанции возможен выброс в атмосферу паров марганца, оксида углерода и других вредных веществ. Однако в силу того, что подобные работы проводятся достаточно редко, специальных мероприятий по уменьшению выбросов не предусматривается.

Аналогичный вывод можно сделать, рассматривая процесс выброса в атмосферу паров минерального масла при аварии с трансформатором.

Что касается электромагнитного загрязнения окружающей среды, то на подстанциях до 330 кВ влиянием электромагнитного поля на живые организмы обычно пренебрегают.

На данной подстанции трансформаторы расположены на улице. Подстанция находится в жилой зоне. Согласно ПУЭ, уровень шума, создаваемого работающим оборудованием, должен быть ограничен до значений, указанных СНиП II- 12-77.

При проектировании выбираются элегазовое и вакуумные выключатели высокого напряжения за счет чего уменьшается объем масляного хозяйства объекта. Это, в свою очередь, приводит к уменьшению возможности загрязнения территории, прилегающей к подстанции, маслом.

Слив технических вод, химических веществ, минерального масла в хозяйство– бытовую канализацию должен предотвращаться организационными мероприятиями с эксплуатационным и ремонтным персоналом энергосистемы. Таким же образом должен решаться вопрос об уменьшении загрязнения территории энергообъекта промышленными и бытовыми отходами.

4.7 Основные требования пожарной безопасности

Основы пожарной безопасности в Российской Федерации законодательно закреплены в Федеральном законе от 21.12.1994 № 69-ФЗ. Требования пожарной безопасности изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России [4]. В этом разделе приведены общие требования к организации работ по обеспечению пожарной безопасности на гидроэлектростанциях. Особые технические требования по пожарной безопасности отдельных видов оборудования и конструкций

«В соответствии с Федеральным законом «О пожарной безопасности» ответственность за нарушение требований пожарной безопасности несут:

Руководители эксплуатирующей организации имеют право:

- должностные лица в пределах своей компетенции.
- создавать, реорганизовывать и ликвидировать в установленном порядке пожарные команды, которые они обслуживают за свой счет;
- вносить предложения в государственные и местные органы власти по обеспечению пожарной безопасности;

- проводить работы по установлению причин и обстоятельств пожаров на предприятиях;
- установить меры социально-экономического стимулирования для обеспечения
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

Все сотрудники, а также те, кто работает на временной работе, студенты, проходящие производственное обучение (практику), должны быть допущены к работе только после прохождения вводного инструктажа по пожарной безопасности, и, если специфика работы меняется, они должны пройти дополнительное обучение предотвращению и тушению возможных пожаров в порядке, установленном руководителем.

На каждой подстанции должны быть разработаны инструкции по пожарной безопасности для каждой пожароопасной и взрывоопасной зоны. В соответствии с требованиями применимых федеральных нормативных документов.

Территория подстанции должна иметь наружное освещение в ночное время для быстрого обнаружения пожарных гидрантов, наружных пожарных выходов и мест противопожарного оборудования, а также входов в опоры пожарных резервуаров, входов в здания и сооружения. Места расположения (расположение) противопожарного оборудования и специально оборудованные места для курения должны быть обозначены

Установленный противопожарный режим на подстанции является обязательным для персонала подрядных, ремонтных,

строительно-монтажных и наладочных организаций, за его соблюдение должностные лица этих организаций несут персональную ответственность.

В случае пожара на объекте первый человек, который заметил пожар, должен немедленно сообщить об этом обслуживающему персоналу или руководству гидроэлектростанции, если есть соединение - пожарной бригаде и, если возможно, начать тушение пожара с помощью Доступное противопожарное оборудование.

Противопожарным подразделениям разрешается тушить пожар с письменного разрешения начальника смены (технического руководителя) гидроэлектростанции. Помимо вышеуказанных требований пожарной безопасности, работники гидроэлектростанции должны также руководствоваться другими правилами пожарной безопасности, утвержденными в установленном порядке, включая установление стандартов для обеспечения объектов основным противопожарным оборудованием, содержащим инструкции по организациям пожарных учений, обучение программы для персонала и др.

5 Организационно- экономическая часть

5.1. Сметно-финансовый расчет

Целью реконструкции подстанции является обновление оборудования главной схемы электрических соединений подстанции, путём замены короткозамкателей и отделителей на стороне ВН силовых трансформаторов на элегазовые выключатели, обладающие более быстрым временем

включения и более эффективным устройством дугогашения, и установка секционного элегазового выключателя 110 кВ. А также замена в ячейках КРУН маломасляных выключателей (выключателей на стороне НН силового трансформатора, секционного выключателя 10 кВ, выключателей нагрузки 10 кВ) на вакуумные выключатели, обладающие более эффективным устройством дугогашения и отвечающим требованиям совершенствования электрических сетей. Данные мероприятия позволят увеличить надежность электроснабжения потребителей.

Стоимость реконструкции подстанции определяется сметно-финансовым расчетам. Согласно ему определяется объем оборудования, монтажных работ и общие размеры капиталовложений.

Смета является основным документом, поскольку в ней отражена совокупность трудовых, материальных и денежных затрат.

Исходными данными для составления сметы являются данные по составу оборудования, объему строительных и монтажных работ. Расчёт произведем в ценах заводоизготовителей за 2019 г., цены взяты с сайтов www.energoportal.ru и www.elec.ru.

Суммарная стоимость основного оборудования подстанции составляет:

$$C=95737 \text{ тыс. руб.}$$

Удельный показатель стоимости подстанции определяется путем деления капитальных вложений в проектируемую подстанцию на суммарную мощность трансформаторов, устанавливаемых на ней.

$$C_{y\partial} = \frac{C}{2 \cdot S_{тр.ном}} = \frac{95737}{2 \cdot 10000} = 4,786 \text{ тыс. руб/кВА} \quad (5.1.1)$$

Выполним сметно- финансовый расчет для реконструкции уже существующих подстанции №172 «Писковичи».

Сметно- финансовый расчет по реконструкции подстанции приведён в таблице 5.1.

Полученная суммарная стоимость по реконструкции подстанции:

$$C_p = 8074,1 \text{ тыс.руб.}$$

Таблица 17- Сметно- финансовый расчет реконструкции

Наименование оборудования	Ко л- во	Сметная стоимость единицы, тыс. руб.				Общая сметная стоимость, тыс. руб.				Поставщик
		Всего	В том числе			Всего	В том числе			
			Обору до вание	Монта ж ные работы	Строи тельны е работы		Обору до вание	Монта ж ные работ ы	Строи тельны е работы	
Выключатель ЗАР1DT-145/ЕК	3	1383 ,1	1257,4	125,7	-	4149, 3	3772,2	377,1	-	ЗАО"Евро- контракт"
Ограничитель перенапряжений 110 кВ ОПН- 110 УХЛ1	6	36,3	33	3,3	-	217,8	198	19,8	-	ООО "Инкомос"
Ограничитель перенапряжений 10 кВ ОПН- 10 УХЛ1	4	1,1	1	0,1	-	4,4	4	0,4	-	ООО "Энергосн аб"
Выключатель ВВ/TEL-10/20	17	217, 8	198	19,8	-	3702, 6	3366	336,6	-	Компания "Таврида"

										Электрик"
Итого		1638 ,3			8074, 1	7340,2	733,9	-		

5.2 Расчет численности персонала

Расчет численности персонала сводится к определению количества рабочих, инженерно-технических работников (ИТР), служащих для выполнения работ по оперативному, техническому обслуживанию и ремонту подстанции.

Оперативное и техническое обслуживание подстанции 110 кВ производят оперативно выездные бригады. Общая численность списочного персонала ($Ч_c$):

$$Ч_c = \frac{Ч_я}{K_u}, \quad (5.2.1)$$

$Ч_я$ – численность явочного состава персонала по ремонту и обслуживанию, чел; K_u – коэффициент использования рабочего времени, $K_u=0,9 \cdot 0,92$.

Численность рабочего состава определяется как сумма количество рабочих для оперативно технического обслуживания, рабочих для ремонта оборудования и инженерно-технических работников.

$$Ч_я = Ч_{обсл} + Ч_{рем} + Ч_{ИТР}, \quad (5.2.2)$$

Где $Ч_{обсл}$, $Ч_{рем}$, $Ч_{ИТР}$ – численность персонала по обслуживанию, ремонту и численность ИТР.

Численность рабочих по обслуживанию ремонта определяется по нормативам численности.

Согласно нормативам на одну подстанцию 110 кВ с количеством присоединение до 20 единиц необходимо:

$$Ч_{обсл} = Ч_o \cdot K_1 \cdot K_3, \quad (5.2.3)$$

$Ч_o$ – норматив численности рабочих по оперативному и техническому обслуживанию подстанций 110 кВ $Ч_o=1,46$

K_1 - коэффициент, учитывающий условия эксплуатации, для Псковской области $K_1=1,03$;

K_3 - коэффициент, учитывающий объем работ по группам устройство подстанции $K_3=1,05$;

$$Ч_{обсл} = Ч_о \cdot K_1 \cdot K_3 = 1,46 \cdot 1,03 \cdot 1,05 = 1,58 \text{ чел.}$$

(5.2.4)

$$Ч_{рем} = (Ч_{ст} \cdot n_m + Ч_{в110} \cdot n_{в110} + Ч_{в10} \cdot n_{в10}) \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3$$

(5.2.5)

Норматив численности рабочих по ремонту подстанции 110 кВ складывается из численности рабочих:

- на ремонт трансформатора- $Ч_{ст} = 0,0946$ чел;
- для присоединения с выключателем 110 кВ- $Ч_{в110} = 0,042$ чел;
- на присоединение с выключателем 10кВ- $Ч_{в10} = 0,0096$ чел.

$n_m, n_{в110}, n_{в10}$ - количество трансформаторов, выключателей на 110 кВ, выключателей на 10 кВ, установленных на подстанции

$K_1 = 1,06$ - коэффициент условия эксплуатации,

$K_2 = 1,38$ - коэффициент трудозатрат на подъезды работников по ремонту,

$K_3 = 1,1$ - при числе рабочих меньше 40 чел,

$$Ч_{рем} = (2 \cdot 0,0946 + 3 \cdot 0,042 + 17 \cdot 0,0096) \cdot 1,06 \cdot 1,38 \cdot 1,1 = 0,77 \text{ чел.}$$

Численность ИТР определяется из соотношения 1 ИТР на 10 рабочих:

$$Ч_{ИТР} = \frac{1}{10} \cdot (Ч_{обсл} + Ч_{рем}),$$

(5.2.6)

$$Ч_{ИТР} = \frac{1}{10} \cdot (Ч_{обсл} + Ч_{рем}) = \frac{1}{10} \cdot (1,58 + 0,77) = 0,235 \text{ чел.}$$

Численность явочного состава:

$$Ч_я = Ч_{обсл} + Ч_{рем} + Ч_{ИТР} = 1,58 + 0,77 + 0,235 = 2,35 \text{ чел.}$$

(5.2.7)

Общая численность списочного персонала ($Ч_c$):

$$Ч_c = \frac{Ч_я}{K_u} = \frac{2,35}{0,9} = 2,6 \text{ чел.}$$

Согласно нормативам на ремонт и обслуживание проектируемой подстанции приняли персонал численностью 3 человека.

5.3 Смета затрат на эксплуатацию

Смета годовых эксплуатационных издержек рассчитывается упрощённо и состоит из 5 статей расходов:

1. Фонд оплаты труда.

Фонд оплаты труда рассчитывается на основании данных о количестве обслуживающего персонала ($Ч_c$) и средней заработной платы. Средняя заработная плата в месяц на подстанциях в Псковской области составляет:

$$З_{см} = 25000 \text{ руб.}$$

$И_{ст} = З_{см} \cdot Ч_c \cdot 12$ – годовые издержки на оплату труда (5.3.1)

$$И_{сз} = 25000 \cdot 3 \cdot 12 = 900000 \text{ руб.}$$

2. Отчисления на социальные нужды составляет 30% от заработной платы.

$$И_{сн} = 0,30 \cdot 900 = 270 \text{ тыс. руб.}$$

3. Амортизация основных фондов.

Амортизированные отчисления рассчитываются исходя из срока полезного использования основных фондов. Годовые амортизационные отчисления определяются по формуле:

$$И_a = \frac{C}{n}, \tag{5.3.2}$$

где n – срок полезного использования $n=25$ лет

$$И_a = \frac{95737}{25} = 3829,5 \text{ тыс. руб.}$$

4. Издержки на материалы, сырье, комплектующие и ремонт для подстанции составляет 10% от амортизационных отчислений.

$$I_{\text{мр}} = 3829,5 \cdot 0,10 = 382,95 \text{ тыс. руб.}$$

5. Прочие расходы составляют 2% от общей суммы по предыдущим издержкам.

$$I_{\text{пр}} = 0,02 \cdot (I_{\text{сз}} \cdot I_{\text{а}} \cdot I_{\text{сн}} \cdot I_{\text{мр}})$$

(5.3.3)

$$I_{\text{пр}} = 0,02 \cdot (900 + 3829,5 + 270 + 382,95) = 107,6 \text{ тыс. руб}$$

Ежегодные издержки составят:

$$I = I_{\text{сз}} + I_{\text{а}} + I_{\text{сн}} + I_{\text{мр}} + I_{\text{пр}}$$

(5.3.4)

$$I = 900 + 3829,5 + 270 + 382,95 + 107,6 = 5490,05 \text{ тыс. руб}$$

Расчет ежегодных издержек сведены в табл. 18.

Таблица 18- Расчёт статей расходов

Наименование статьи расхода	Сумма тыс. руб.	Сумма в %
1. Материалы, сырье, ремонт	382,95	6,98
2. Оплата труда	900	16,39
3. Социальные нужды	270	4,92
4. Амортизация	3829,5	69,75
5. Прочие расходы	107,6	1,96
Всего	5490,05	100

5.4 Себестоимость трансформации единицы электроэнергии

Себестоимость трансформации единицы электроэнергии определяется по формуле:

$$C = \frac{\sum I}{W - \Delta W}, \quad (5.4.1)$$

I – годовые эксплуатационные издержки, руб;

W – годовое потребление электроэнергии, кВт·ч;

ΔW – годовые потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч

$$W = P_M \cdot T_M,$$

(5.4.2)

P_M – максимальная активная мощность, отпускаемая потребителям, кВт;

T_M – число часов использования максимума активной энергии, ч.

По данным «Псковэнерго» $T_M = 3500$ ч

$$P_M = S_M \cdot \cos \varphi,$$

(5.4.3)

Где $S_M = 1948$ кВА – мощность нагрузки подстанции;

$\cos \varphi = 0.89$ (по данным «Псковэнерго»)

$$P_M = 1948,05 \cdot 0,89 = 1733,76 \text{ кВт}$$

$$W = 1733,76 \cdot 3500 = 6068160 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Годовые потери электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot T + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \cdot \left(\frac{S_M}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (5.4.4)$$

Где n – число трансформаторов;

ΔP_{xx} , ΔP_k – потери холостого хода и короткого замыкания, кВт;

$$\Delta P_{xx} = 14 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_k = 58 \text{ кВт};$$

$T=8760$ ч- время работы трансформатора в год;

τ - время максимальных потерь.

$$\tau = \left(0,124 \cdot \frac{T_M}{S_{ном}} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 \cdot \frac{3500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1968 \text{ ч} \quad (5.4.5)$$

$$\Delta W = 2 \cdot 14 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 58 \cdot \left(\frac{1948}{10000} \right)^2 \cdot 1968 = 247445,7 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Себестоимость трансформации:

$$C = \frac{5490050}{6068160 - 247445,7} = 0,94 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}$$

5.5 Определение экономического эффекта и срока окупаемости

Целью реконструкции подстанции является обновление оборудования главной схемы электрических соединений подстанции, путем замены короткозамыкателей и отделителей на стороне ВН силовых трансформаторов, вследствие естественного износа, на элегазовые выключатели, обладающие более быстрым временем включения и более эффективным устройством дугогашения, и установка секционного элегазового выключателя 110кВ. А также замена ячейках КРУН маломасляных выключателей (выключателей на стороне НН силового трансформатора, секционного выключателя 10 кВ, выключателей нагрузки 10 кВ), вследствие естественного износа, на вакуумные выключатели, обладающие более эффективным устройством дугогашения и отвечающим требованиям к совершенствованию электрических сетей. Данные мероприятия позволят увеличить надежность электроснабжения потребителей.

Из этого следует, что все потребители данной подстанции будут надежно обеспечен электроэнергией.

Тарифы на услуги по передаче электрической энергии по сетям «Псковэнерго» на 2019 год, на средний второй уровень напряжения (6-10 кВ) составляет 4,40 руб./ кВт·ч

$$C_1=4,40 \text{ руб./ кВт}\cdot\text{ч}$$

Годовой экономический эффект:

$$\mathcal{E}_z=(C_1-C)\cdot\Delta W \quad (5.5.1)$$

где: С- себестоимость трансформации единицы электроэнергии;

C_1 - тариф на передачу электрической энергии по сетям;

ΔW - годовые потери электроэнергии.

$$\mathcal{E}_z=(4,40-0,94)\cdot 247445,7=8561,7 \text{ тыс. руб}$$

Определим срок окупаемости:

$$T=\frac{K_n}{\mathcal{E}_z} \quad (5.5.2)$$

K_n - капитальные вложения в новой проектируемый вариант:

$$C_p= 8561,7 \text{ тыс. руб}$$

$$T=\frac{8074,1}{8561,7}=0,9 \text{ лет}$$

$T < 3$

3- лет нормативная величина для срока окупаемости в энергетике.

Значит, реконструкция экономически целесообразна.

Результаты основных технико- экономических показателей сведем в таблицу 19.

Таблица 19- Основные технико- экономические показатели

Показатели	Величина
------------	----------

Установленная мощность трансформаторов	2x10000 кВА
Капитальные затраты на реконструкцию	8074,1 тыс. руб
Удельные показатели стоимости подстанции	4,786 тыс. руб/ кВА
Численность обслуживающего персонала	3 чел
Годовые эксплуатационные издержки	5282,82 тыс. руб
Себестоимость 1 кВт· час электроэнергии	0,94 руб/кВт·ч
Годовой экономический эффект	8561,7 тыс. руб
Срок окупаемости	11 месяцев

Реконструкция подстанции № 172 «Писковичи» экономически целесообразно и полностью окупает все затраты на новое оборудование.

Заключение

В рамках дипломного проекта была рассмотрена реконструкция подстанции №172 «Писковичи».

Принятые при выполнении проекта технические и организационно-экономические решения основаны технико-экономическими расчетами, которые учитывают требования «Правил устройства электроустановок», «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ», «Межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации электроустановок». В ходе реконструкции были решены следующие задачи: обновление оборудования главной схемы электрических соединений подстанции путем замены короткозамккателей и отделителей на стороне ВН силовых трансформаторов на элегазовые выключатели, обладающие более быстрым временем включения и более эффективным устройством дугогашения, и установка секционного элегазового выключателя 110 кВ. А также замена в ячейках КРУН маломасляных выключателей (выключателей на стороне НН силового трансформатора, секционного выключателя 10 кВ, выключателя нагрузки 10 кВ) на вакуумные выключатели, обладающие более эффективным устройством дугогашения и отвечающим требованиям совершенствования электрических сетей. Данные мероприятия позволят увеличить надежность электроснабжения потребителей.

Подстанция надёжно и обеспечивает бесперебойность электроснабжения в соответствии с категорией надежности питаемых его потребителей.

Качество электроэнергии потребляемой потребителями питающегося от реконструированной подстанции отвечает требованиям ГОСТ 13109- 87 «Электрическая энергия. Требования к качеству электрической энергии в электрических сетях общего значения».

Рассмотрена техника безопасности при работах на подстанции. Проведена технико-экономическое обоснование реконструируемой подстанции, из чего следует вывод, что реконструкция может быть проведена в настоящее время. Реконструкция обеспечит стабильную работу подстанции.

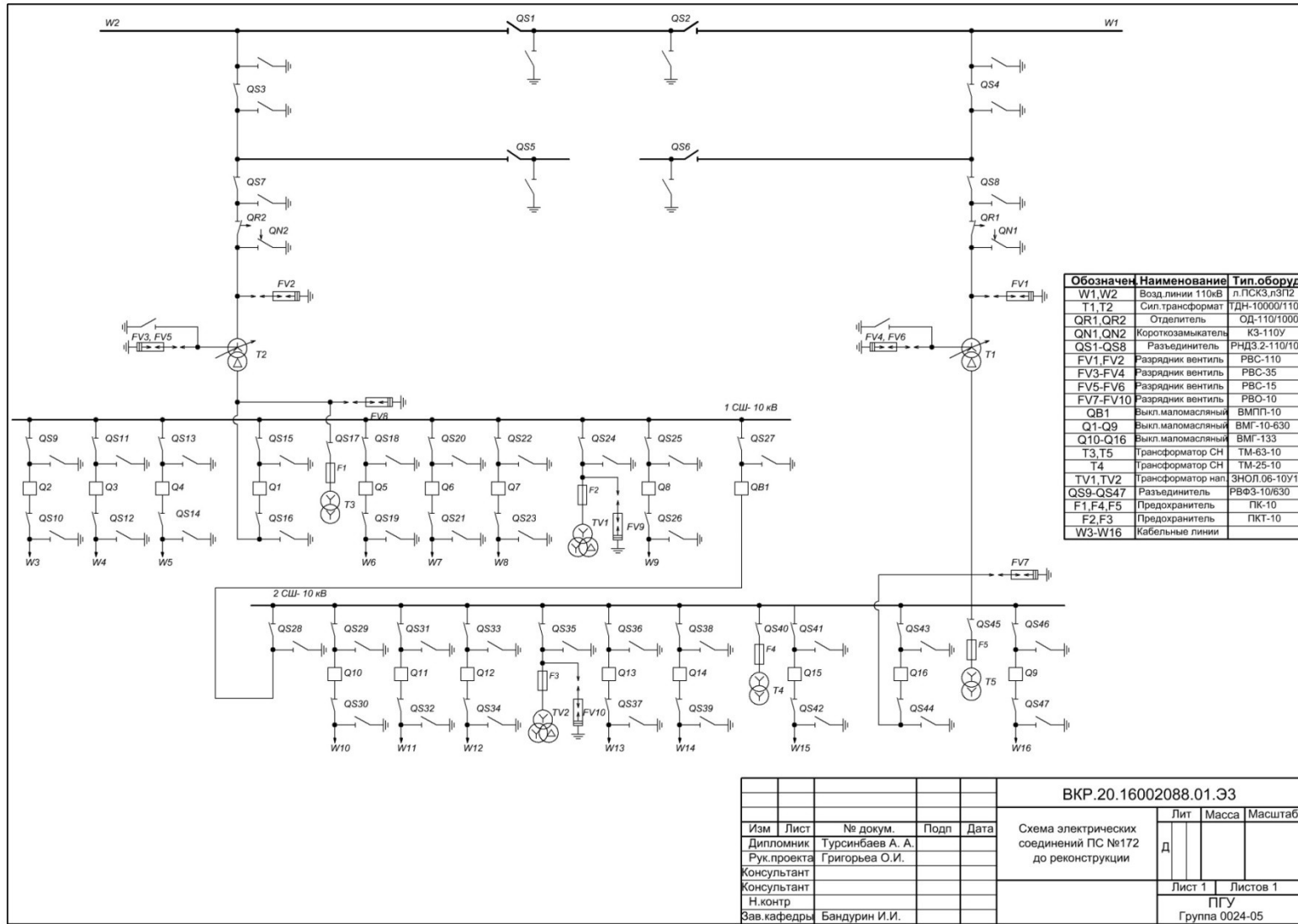
Таким образом, подстанция обеспечивает комплексное централизованное электроснабжение всех потребителей, расположенных в зоне действия, независимо от их ведомственной принадлежности и форм собственности.

Список используемой литературы

1. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей ВУЗов: Учебное пособие для студентов ВУЗов/ В. М. Блок, Г. К. Обущев, Л. Б. Паперно и др.: Под ред. В. М. Блок- М.: Высш. Школа, 1990- 383 с.
2. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов.- 3- е изд., перераб.- М.: Энергия, 1987- 648 с.
3. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для ВУЗов. - 4- е изд., перераб. и доп.- М.: Энергоатомиздат, 1989- 608 с.
4. Справочник по проектированию электросетей в сельской местности. Под ред. П. А. Краткова., В. И. Франгуляна.- М.: Энергия, 1980- 352 с.
5. Справочник по проектированию электроснабжения. Под ред. Круповича В. И., Барыбина Ю. Г.- М.: Энергия, 1980- 398 с.
6. Шабад М. А. Расчет РЗ и А распределительных сетей. Изд. 2- ое, перераб. и доп. Л., «Энергия», 1976- 288 с.
7. Федоров А. А., Старков Л. Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для ВУЗов.- М.: Энергоатомиздат, 1987- 368 с.
8. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок: Последние изменения внесены приказом Минтруда России от 15.11.2018 г. № 704н.- М.: Действует в новой редакции с 25.01.2019 г.- 52 с.
9. Правила устройства элсктроустановок. ПУЭ-7-е изд.
10. ППБ 01-03
«Правила пожарной безопасности в Российской Федерации».
11. Кожевникова. Экономика и управление энергетическим предприятием.- М.: 2004.

12. Рыжов Е. В. Методические рекомендации по разработке организационной и экономической частей дипломных проектов по тематике электроснабжение.- Псков: 2006.

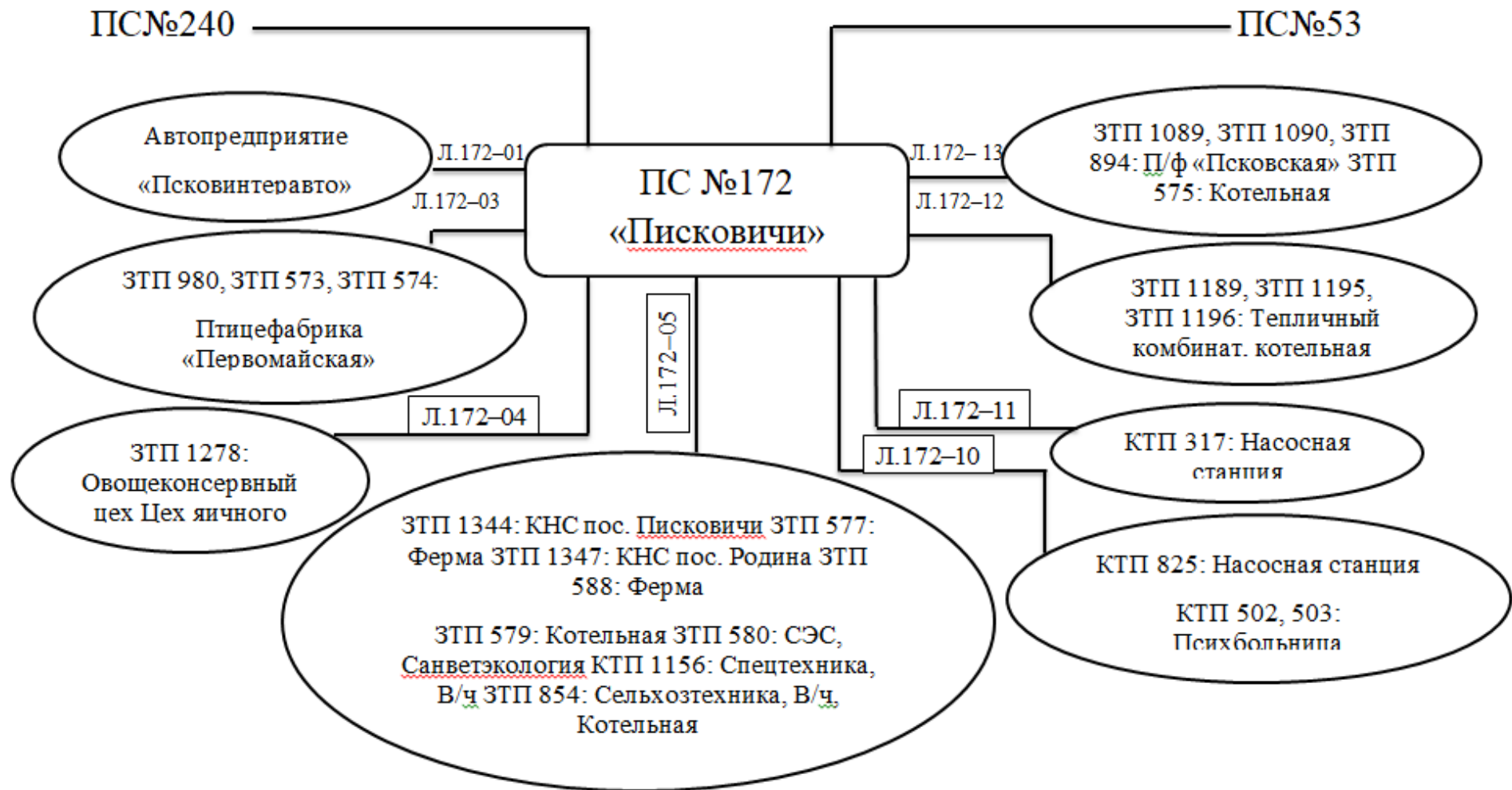
Приложение А



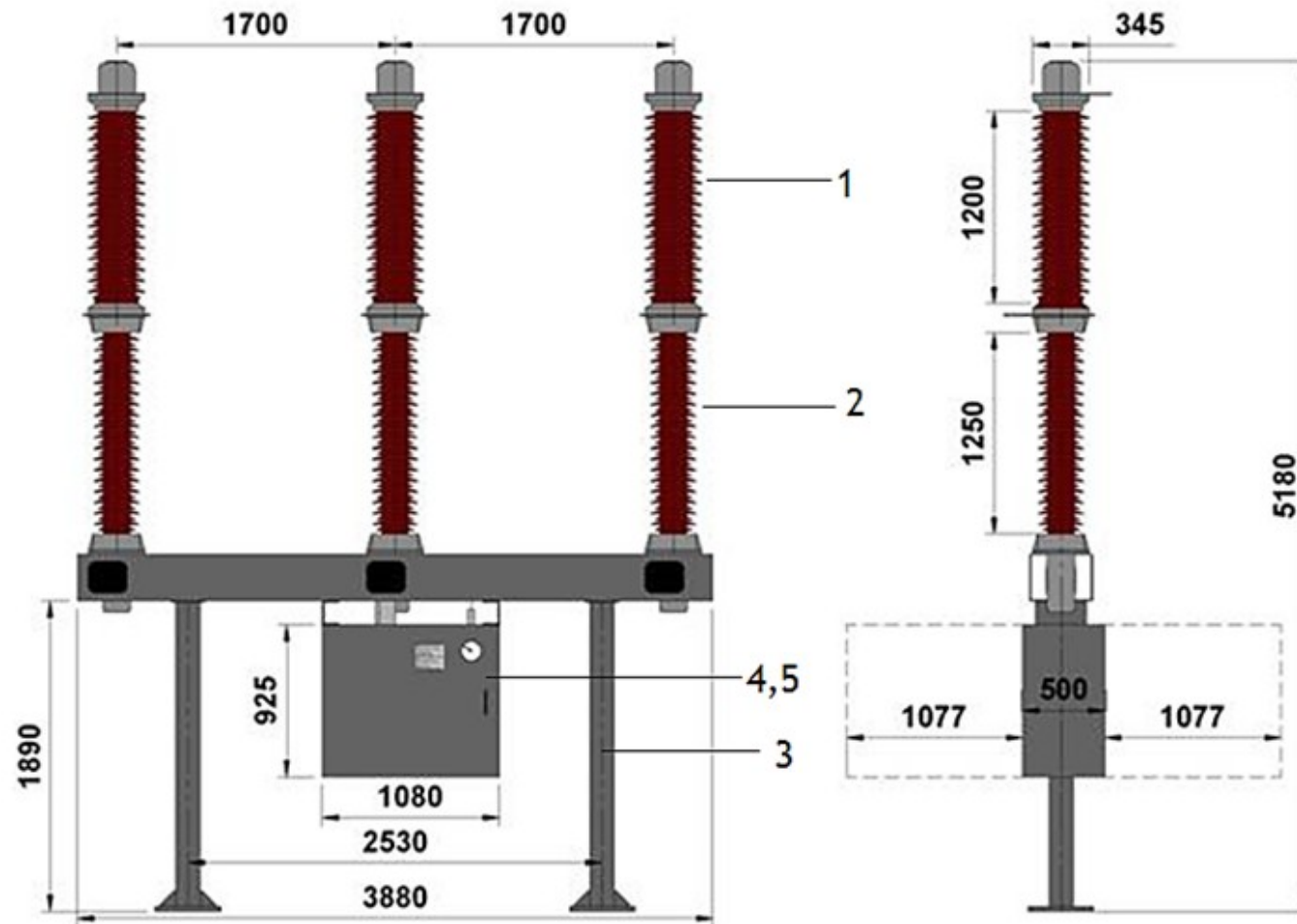
ВКР.20.16002088.01.Э3								
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Схема электрических соединений ПС №172 до реконструкции	Лит	Масса	Масштаб
		Турсинбаев А. А.				Д		
		Григорьева О.И.						
Консультант						Лист 1	Листов 1	
Н.контр						ПГУ		
Зав.кафедры		Бандурин И.И.				Группа 0024-05		

Приложение Б

Зона охвата ПС №172 «Писковичи»



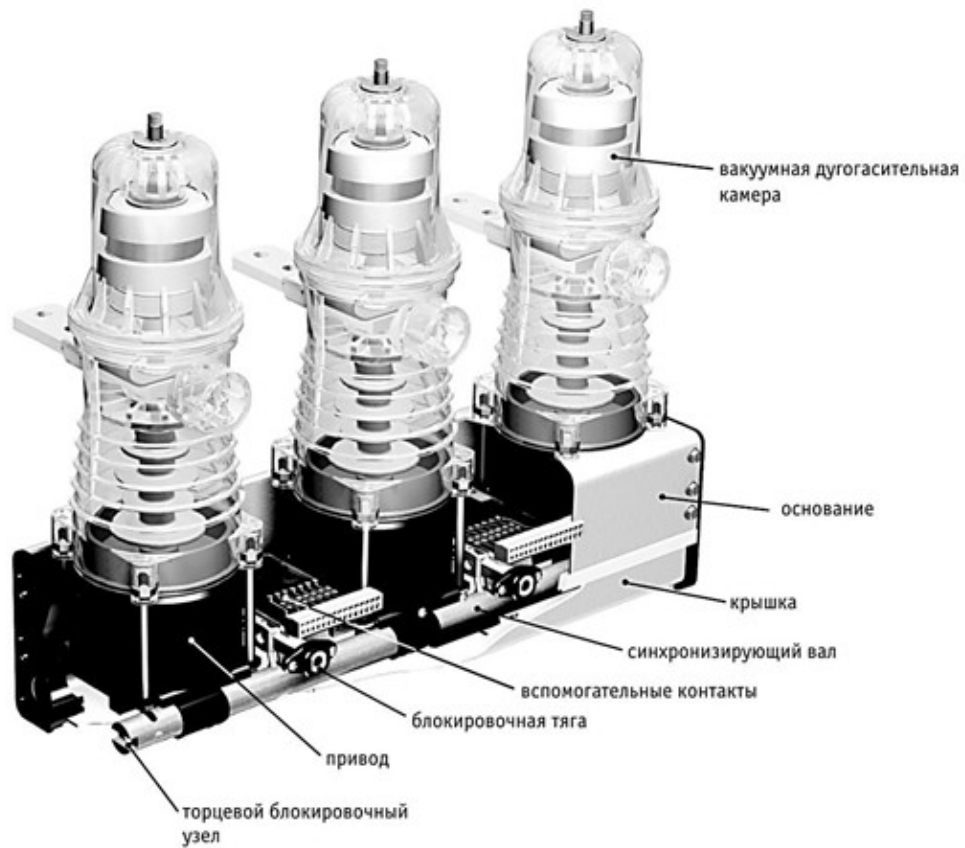
Приложение В
Выключатель элегазовый колонкового типа ЗАР1DT- 145/ЕК



Параметры	Данные
Номинальное напряжение, кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
Номинальный ток, А	до 4000
Номинальный ток отключения, кА	до 40
Ток электродинамической стойкости, кА	108
Ток термической стойкости, (3с)кА	до 40
Полное время отключения не более, с	0,054
Собственное время отключения не более, с	0,034
Собственное время включения не более, с	0,057
Механическая стойкость циклов В- пауза- О	10000
Грозовой импульс, кВ	650
Верхнее и нижнее значение температуры	max+40 min-45
Тип привода	пружинный
Срок службы до среднего ремонта, лет	25
Срок службы, лет (не менее)	40
Гарантия изготовителя, лет	5
Масса выключателя, кг	1500

- 1- Дугогасительная камера
- 2- Опорный изолятор
- 3- Стойка
- 4- Шкаф управления
- 5- Шкаф с приводом

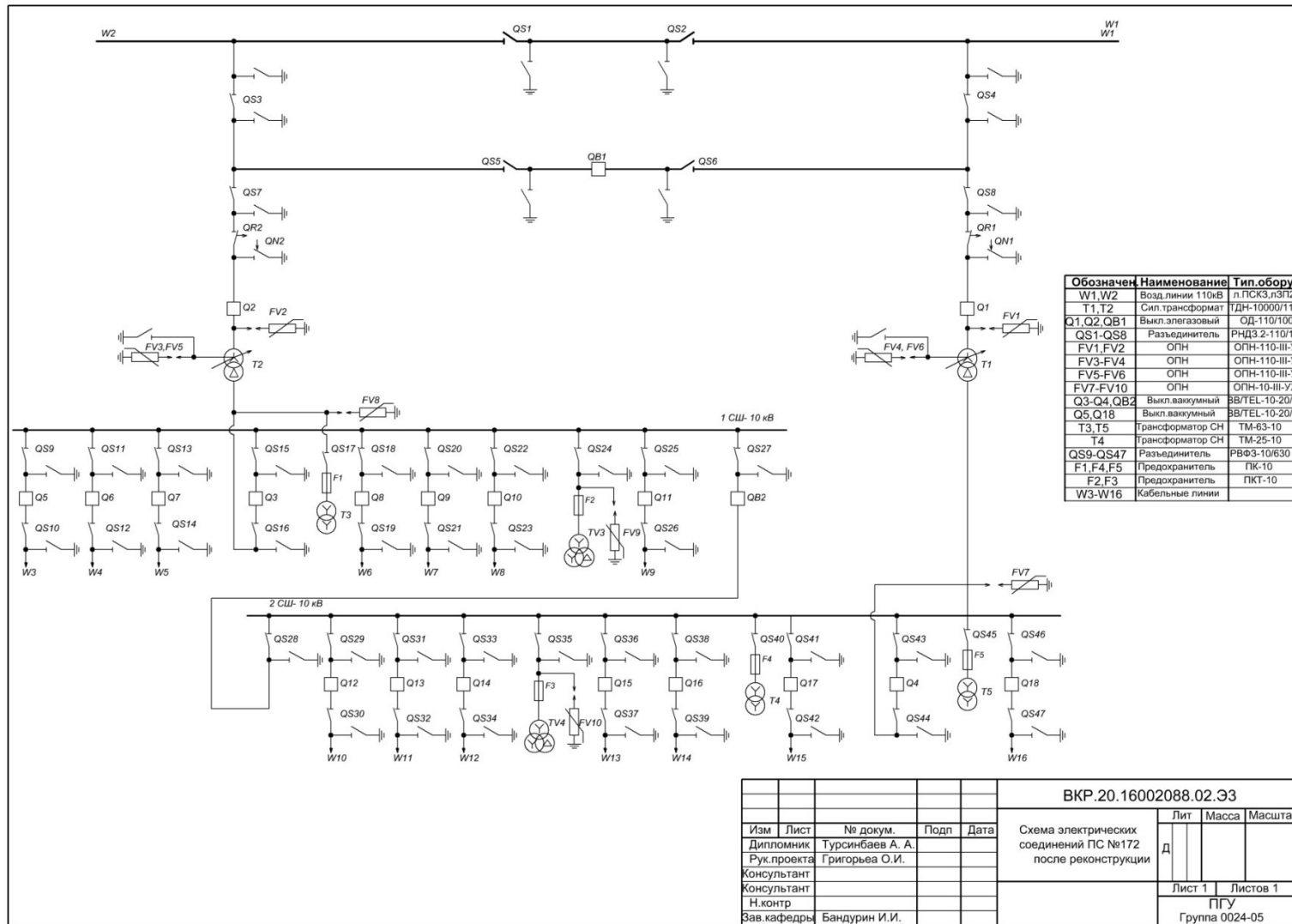
Приложение Г



Параметры	Данные
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток, А	1000
Номинальный ток отключения, кА	20
Пиковое значение сквозного тока, кА	51
Полное время отключения, мс	25–100
Коммутационная стойкость при отключении: номинального тока, операций номинального тока отключения, операций	100000
	100
Ресурсы механической стойкости, "В-О"	50000
Номинальное напряжение питания электромагнитов	220

Выключатель вакуумный серии ВВ/TEL- 10- 20/1000

Приложение Д



ВКР.20.16002088.02.ЭЭ								
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата	Схема электрических соединений ПС №172 после реконструкции	Лит	Масса	Масштаб
Дипломник	Турсинбаев А. А.					Д		
Рук. проекта	Григорьева О.И.							
Консультант								
Н.контр								
Зав.кафедры	Бандурин И.И.					Лист 1	Листов 1	
						ПГУ Группа 0024-05		