

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО ТРАНСПОРТА

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
**«Петербургский государственный университет путей сообщения
Императора Александра I»
(ФГБОУ ВО ПГУПС)**

Ожерельевский ж.д. колледж - филиал ПГУПС

СОГЛАСОВАНО

Методист

_____ Л.А. Елина
« ____ » _____ 20 ____ г.

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по УР

_____ Н.Н. Иванова
« ____ » _____ 20 ____ г.

**МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ
ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА**

по темам:

Проектирование трансформаторной подстанции
Проектирование тяговой подстанции постоянного тока
Проектирование тяговой подстанции переменного тока

специальность 13.02.07 Электроснабжение (по отраслям)

СОДЕРЖАНИЕ

1. Пояснительная записка	4
2. Содержание и оформление дипломного проекта	9
3. Методические указания по разработке однолинейной схемы проектируемой подстанции	18
4. Методические указания для выполнения конструкторского раздела дипломного проекта	23
5. Методические указания для выполнения технологического раздела дипломного проекта	150
6. Методические указания для выполнения раздела дипломного проекта Охрана труда	125
7. Методические указания для выполнения экономического раздела дипломного проекта	154
Приложения	158
Перечень рекомендуемой литературы	165

1. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Данные методические рекомендации по написанию дипломного проекта разработаны в соответствии с требованиями:

- Федерального закона от 29.12.2012 № 273-ФЗ «Об образовании в Российской Федерации»;

- приказа Министерства образования и науки РФ от 16.08.2013 № 968 «Об утверждении порядка проведения государственной аттестации по образовательным программам среднего профессионального образования»;

- приказа Министерства образования и науки РФ от 31.01.2014 №74 «О внесении изменений в порядок проведения государственной итоговой аттестации по образовательным программам среднего профессионального образования, утвержденного приказом Министерства образования и науки Российской Федерации от 16.08.2013 № 986»;

- приказа Министерства образования и науки РФ от 14.06.2013 №464 «Об утверждении порядка организации и осуществления образовательной деятельности по образовательным программам среднего профессионального образования»;

- ФГОС СПО по специальности 13.02.07 Электроснабжение (по отраслям);

- Положения о проведении Государственной итоговой аттестации по образовательным программам среднего профессионального образования в университете, утвержденного приказом ректора ПГУПС от 09.02.2015 № 80».

Дипломное проектирование является одним из видов аттестационных испытаний обучающихся, завершающих обучение по специальности 13.02.07 Электроснабжение (по отраслям).

Целью методических рекомендаций является оказание практической помощи обучающимся по написанию дипломного проекта, развитие самостоятельности в проектной работе, умение широко пользоваться технической литературой.

В методических рекомендациях раскрываются единые требования к содержанию, оформлению и выполнению дипломного проекта на всех этапах, определяются состав и формы документов, связанных с дипломным проектированием, рекомендации по рецензированию и защите дипломного проекта, а также примерное содержание и рекомендации по выполнению дипломных проектов на темы:

- Проектирование трансформаторной подстанции;
- Проектирование тяговой подстанции постоянного тока;
- Проектирование тяговой подстанции переменного тока.

Данная тематика соответствует содержанию профессионального модуля ПМ.01. Техническое обслуживание оборудования электрических подстанций и сетей.

Дипломный проект является одной из форм выпускной квалификационной работы (ВКР).

Подготовка и защита ВКР способствует систематизации, расширению освоенных во время обучения знаний по общепрофессиональным дисциплинам, профессиональным модулям и закреплению знаний выпускника по специальности при решении разрабатываемых в выпускной квалификационной работе конкретных задач, а также выяснению уровня подготовки выпускника к самостоятельной работе, и направлены на проверку качества полученных обучающимся знаний и умений, сформированности общих и профессиональных компетенций, позволяющих решать профессиональные задачи:

ОК 1. Понимать сущность и социальную значимость своей будущей профессии, проявлять к ней устойчивый интерес;

ОК 2. Организовывать собственную деятельность, выбирать типовые методы и способы выполнения профессиональных задач, оценивать их эффективность и качество;

ОК 3. Принимать решения в стандартных и нестандартных ситуациях и нести за них ответственность;

ОК 4. Осуществлять поиск и использование информации, необходимой для эффективного выполнения профессиональных задач, профессионального и личностного развития;

ОК 5. Использовать информационно-коммуникационные технологии в профессиональной деятельности;

ОК 6. Работать в коллективе и в команде, эффективно общаться с коллегами, руководством, потребителями;

ОК 7. Брать на себя ответственность за работу членов команды (подчиненных), результат выполнения заданий;

ОК 8. Самостоятельно определять задачи профессионального и личностного развития, заниматься самообразованием, осознанно планировать повышение квалификации;

ОК 9. Ориентироваться в условиях частой смены технологий в профессиональной деятельности;

ПК 1.1. Читать и составлять электрические схемы электрических подстанций и сетей;

ПК 1.2. Выполнять основные виды работ по обслуживанию трансформаторов и преобразователей электрической энергии;

ПК 1.3. Выполнять основные виды работ по обслуживанию оборудования распределительных устройств электроустановок, систем релейных защит и автоматических систем;

ПК 1.4. Выполнять основные виды работ по обслуживанию воздушных и кабельных линий электроснабжения;

ПК 1.5. Разрабатывать и оформлять технологическую и отчетную документацию;

ПК 1.6. Выполнять основные виды работ по обслуживанию специального оборудования тяговых подстанций электрифицированных железных дорог;

ПК 2.1. Планировать и организовывать работу по ремонту оборудования;

ПК 2.2. Находить и устранять повреждения оборудования;

ПК 2.3. Выполнять работы по ремонту устройств электроснабжения;

ПК 2.4. Оценивать затраты на выполнение работ по ремонту устройств электроснабжения;

ПК 2.5. Выполнять проверку и анализ состояния устройств и приборов, используемых при ремонте и наладке оборудования;

ПК 2.6. Производить настройку и регулировку устройств и приборов для ремонта оборудования электрических установок и сетей;

ПК3.1. Обеспечивать безопасное производство плановых и аварийных работ в электрических установках и сетях;

ПК3.2. Оформлять документацию по охране труда и электробезопасности при эксплуатации и ремонте электрических установок и сетей.

Дипломный проект должен отвечать следующим обязательным требованиям:

- соответствовать разработанному заданию;

- продемонстрировать требуемый уровень общенаучной и специальной подготовки выпускника, его способность и умение применять на практике приобретенные знания, практические умения, общие и профессиональные компетенции и соответствие с ФГОС СПО;

- включать анализ источников по теме с обобщениями и выводами, сопоставлениями и оценкой различных точек зрения.

Дипломный проект выполняется обучающимися в соответствии с индивидуальным заданием, в котором указываются вопросы, подлежащие разработке, а также сроки представления законченной работы и защиты проекта.

К выполнению дипломного проекта допускаются обучающиеся, успешно завершившие в полном объеме освоение ППССЗ по специальности. Необходимым условием допуска к ВКР является представление документов, подтверждающих освоение выпускниками общих и профессиональных компетенций при изучении теоретического материала и при прохождении

практики по каждому из основных видов профессиональной деятельности:
ведомости, оценочные листы или их копии.

2. СОДЕРЖАНИЕ И ОФОРМЛЕНИЕ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

Дипломный проект состоит из пояснительной записки, графической части и презентации к технологическому разделу, выполненной в электронном виде. В пояснительной записке излагается цель дипломного проекта, его актуальность, основные задачи, выполняемые в проекте. Количество листов пояснительной записки - 50-70.

Расчетно-пояснительная записка разбивается на разделы, подразделы и пункты. В разделах дипломного проекта проводятся необходимые расчеты, схемы, таблицы, рисунки и приложения. Содержание пояснительной записки должно быть изложено кратко, с правильным применением технической терминологии. Допускается сокращение только общепринятых обозначений различных величин, единиц измерения, технических символов и слов. В необходимых случаях, при обосновании принятых решений, должны быть сделаны ссылки на соответствующие технические условия, нормативы, ГОСТы, но без лишних повторений.

При выполнении расчетов все формулы записывают в буквенных выражениях с пояснением каждого символа. Буквы, входящие в каждую формулу, должны иметь расшифровку с указанием единиц измерения. Пояснительная записка должна быть иллюстрирована рисунками, диаграммами и таблицами, дополняющими, но не дублирующими графическую часть проекта, приведенную на основных чертежах.

Нумерация страниц, рисунков, таблиц должна быть сквозной. Приложения оформляются как продолжение расчетно-пояснительной записки. В содержании последовательно перечисляются названия разделов, подразделов и приложений, указывая номер страниц, на которых они размещены.

Листы расчетно-пояснительной записки размещают в следующей последовательности:

1. Титульный лист.
2. Заключение рецензента (не подшивается).

3. Отзыв руководителя дипломного проекта (не подшивается).
4. Бланк-задание на дипломное проектирование, подписанный руководителем дипломного проектирования, одобренный цикловой комиссией и утвержденный заместителем директора техникума по учебной работе (не нумеруется). Бланк содержит исходные данные.
5. Содержание дипломного проекта.
6. Введение.
7. Разделы.
8. Заключение.
9. Приложения.
10. Библиографический список.

Графическая часть дипломного проекта состоит из одного – двух листов формата А1 и включает в себя Однолинейную схему проектируемой подстанции и поясняющий чертеж или плакат к технологическому разделу дипломного проекта (может быть заменен презентацией). При выполнении графической части должны соблюдаться нормативные требования к чертежам в соответствии с ГОСТ 2.307-2011. Единая система конструкторской документации. В основной надписи указывается название образовательной организации, наименование темы дипломного проекта, фамилия и подпись исполнителя и руководителя проекта, консультанта, а также масштаб выполнения чертежа.

В оформлении презентаций выделяют два блока: оформление слайдов и представление информации на них. Для создания качественной презентации необходимо соблюдать ряд требований, предъявляемых к оформлению данных блоков.

Оформление слайдов.

Стиль:

- соблюдение единого стиля оформления;
- исключение стилей, которые будут отвлекать от самой презентации;

- вспомогательная информация (управляющие кнопки) не должна преобладать над основной информацией (текстом, иллюстрациями).

Фон.

- для фона предпочтительны холодные цвета.

Использование цвета:

- на одном слайде рекомендуется использовать не более трех цветов (один для фона, один для заголовка, один для текста);
- для фона и текста рекомендуется использовать контрастные цвета;
- обратить внимание на цвет гиперссылок (до и после использования).

Анимационные эффекты:

- рекомендуется использовать возможности компьютерной анимации для представления информации на слайде;
- не стоит злоупотреблять различными анимационными эффектами, они не должны отвлекать от содержания информации на слайде.

Представление информации.

Содержание информации:

- рекомендуется использовать короткие слова и предложения;
- необходимо минимизировать количество предлогов, наречий, прилагательных;
- заголовки должны привлекать внимание аудитории;
- в описании технологических процессов не должно быть слайдов без иллюстраций.

Расположение информации на странице:

- предпочтительно горизонтальное расположение информации;
- наиболее важная информация должна располагаться в центре экрана;
- если на слайде располагается картинка, надпись должна располагаться под ней.

Шрифты:

- для заголовков – не менее 24;
- для информации – не менее 18;

- шрифты без засечек легче читать с большого расстояния;
- нельзя смешивать разные типы шрифтов в одной презентации;
- для выделения информации следует использовать жирный шрифт, курсив или подчеркивание;
- нельзя злоупотреблять прописными буквами (они читаются хуже строчных).

Способы выделения информации.

Для выделения информации следует использовать:

- рамки, границы, заливку;
- штриховку, стрелки;
- рисунки, диаграммы, схемы для иллюстрации наиболее важных факторов.

Объем информации:

- не стоит заполнять один слайд слишком большим объемом информации (люди могут одновременно запомнить не более трех фактов, выводов, определений);
- наибольшая эффективность достигается тогда, когда ключевые пункты отображаются по одному на каждом отдельном слайде.

Виды слайдов.

Для обеспечения разнообразия следует использовать разные виды слайдов:

- с текстом;
- с таблицами;
- с диаграммами.

2.1. Содержание дипломного проекта

Введение

1. Конструкторский раздел.

1.1 Назначение проектируемой подстанции. Роль в схеме внешнего электроснабжения. Обеспечение бесперебойного электроснабжения потребителей.

1.2 Расчет мощности подстанции и выбор силовых трансформаторов, преобразовательных агрегатов.

1.2.1 Расчет полной мощности подстанции.

1.2.2 Выбор силовых трансформаторов.

1.2.3 Выбор преобразовательных агрегатов (для тяговых подстанций постоянного тока).

1.3 Расчет рабочих токов основных присоединений подстанции.

1.4 Расчет токов короткого замыкания

1.4.1 Расчет токов короткого замыкания в максимальном режиме.

1.4.2 Расчет токов короткого замыкания в минимальном режиме.

1.4.3 Расчет тепловых импульсов.

1.5 Выбор и проверка оборудования.

1.5.1 Выбор и проверка токоведущих частей.

1.5.2 Выбор и проверка изоляторов.

1.5.3 Выбор и проверка выключателей переменного тока.

1.5.4 Выбор и проверка выключателей постоянного тока (для тяговых подстанций постоянного тока).

1.5.5 Выбор и проверка разъединителей.

1.5.6 Выбор и проверка измерительных трансформаторов тока.

1.5.7 Выбор и проверка измерительных трансформаторов напряжения.

1.5.8 Выбор предохранителей.

1.5.9 Выбор ограничителей перенапряжения.

1.5.10 Выбор сглаживающего устройства.

1.6 Расчет и выбор аккумуляторной батареи.

1.7 Выбор и расчет релейных защит.

1.7.1 Выбор релейных защит

1.7.2 Расчет максимальной токовой защиты (МТЗ) силового трансформатора.

1.7.3 Расчет токовой отсечки (ТО) силового трансформатора.

1.7.4 Расчет максимальной токовой защиты (МТЗ) линии электропередачи.

1.7.5 Расчет токовой отсечки (ТО) линии электропередачи.

2 Технологический раздел

2.1 Назначение, конструкция, номинальные параметры оборудования подстанции (в соответствии с индивидуальным заданием).

2.2 Технология ремонта оборудования подстанции

2.2.1 Категория работ

2.2.2 Состав исполнителей.

2.2.3 Подготовительные работы.

2.2.4 Содержание ремонта

2.2.5 Окончание работы.

3 Охрана труда

3.1 Определение условий труда (опасные и вредные факторы).

3.2 Организационные и технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ.

4 Экономический раздел

4.1 Расчет стоимости подстанции по укрупненным показателям.

4.2 Расчет годовых эксплуатационных расходов подстанции.

Заключение

Библиографический список

Графическая часть:

Однолинейная схема подстанции.

2.2. Исходные данные для выполнения дипломного проекта

Для выполнения дипломного проекта на тему «Проектирование трансформаторной подстанции» рекомендуются следующие исходные данные, на основании которых рассматриваются вопросы расчетов:

1. Схема внешнего электроснабжения подстанций.
2. Параметры источников питания, которыми являются районные подстанции. К таким параметрам относятся мощности короткого замыкания на шинах вторичного напряжения районных подстанций S_{K1} и S_{K2} .
3. Тип и длины линий электропередачи, которые определяют расстояние между всеми подстанциями в схеме внешнего электроснабжения.
4. Напряжения на шинах районных подстанций и на шинах проектируемой подстанции.
5. Количество главных понижающих трансформаторов на проектируемой подстанции, количество их обмоток и уровни напряжения каждой из них, напряжения короткого замыкания.
6. Характеристики потребителей электроэнергии, которые запитаны от шин вторичного напряжения проектируемой подстанции. К характеристикам потребителей относятся их установленные мощности $P_{уст}$, коэффициенты спроса K_C и мощности K_M (или $\cos\phi$), напряжения в линиях электропередачи к этим потребителям, категории потребителей.

Для выполнения дипломного проекта на тему «Проектирование тяговой подстанции постоянного тока» рекомендуются следующие исходные данные, на основании которых рассматриваются вопросы расчетов:

1. Схема внешнего электроснабжения подстанций.
2. Параметры источников питания, которыми являются районные подстанции. К таким параметрам относятся мощности короткого

замыкания на шинах вторичного напряжения районных подстанций S_{K1} и S_{K2} .

1. Тип и длины линий электропередачи, которые определяют расстояние между всеми подстанциями в схеме внешнего электроснабжения.
2. Напряжения на шинах районных подстанций и на шинах проектируемой подстанции.
3. Количество главных понижающих трансформаторов на проектируемой подстанции, количество их обмоток и уровни напряжения каждой из них, напряжения короткого замыкания.
4. Действующее значение выпрямленного тока тяговой подстанции $I_{д.тп}$.
5. Мощность железнодорожных нетяговых потребителей, получающих электроснабжение по линии продольного электроснабжения (ПЭ) $S_{ПЭ}$.
6. Максимальные рабочие токи питающих фидеров контактной сети $I_{раб.мах}$.
7. Минимальные токи короткого замыкания питающих фидеров контактной сети $I_{к.min}$.
8. Характеристики районных потребителей электроэнергии, которые запитаны от шин вторичного напряжения проектируемой подстанции. К характеристикам потребителей относятся их установленные мощности $P_{уст}$, коэффициенты спроса K_C и мощности K_M (или $\cos\phi$), напряжения в линиях электропередачи к этим потребителям, категории потребителей.

Для выполнения дипломного проекта на тему «Проектирование тяговой подстанции переменного тока» рекомендуются следующие исходные данные, на основании которых рассматриваются вопросы расчетов:

1. Схема внешнего электроснабжения подстанций.
2. Параметры источников питания, которыми являются районные подстанции. К таким параметрам относятся мощности короткого замыкания на шинах вторичного напряжения районных подстанций S_{K1} и S_{K2} .

3. Тип и длины линий электропередачи, которые определяют расстояние между всеми подстанциями в схеме внешнего электроснабжения.
4. Напряжения на шинах районных подстанций и на шинах проектируемой подстанции.
5. Количество главных понижающих трансформаторов на проектируемой подстанции, количество их обмоток и уровни напряжения каждой из них, напряжения короткого замыкания.
6. Количество электрифицированных путей.
7. Значения токов наиболее загруженного плеча питания $I'_{д}$ и наименее загруженного плеча питания $I''_{д}$.
8. Мощность железнодорожных нетяговых потребителей, получающих электроснабжение по линии ДПП $S_{ДПП}$.
9. Максимальные рабочие токи питающих фидеров контактной сети $I_{раб.мах}$.
10. Минимальные токи короткого замыкания питающих фидеров контактной сети $I_{к.мин}$.
11. Характеристики районных потребителей электроэнергии, которые запитаны от шин вторичного напряжения проектируемой подстанции. К характеристикам потребителей относятся их установленные мощности $P_{уст}$, коэффициенты спроса K_C и мощности K_M (или $\cos\phi$), напряжения в линиях электропередачи к этим потребителям, категории потребителей.

3. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО РАЗРАБОТКЕ ОДНОЛИНЕЙНОЙ СХЕМЫ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

Разработка однолинейной схемы электрических соединений проектируемой подстанции производится в два этапа:

1. Составление структурной схемы.
2. Разработка однолинейной схемы электрических соединений распределительных устройств подстанции.

При составлении структурной схемы по схеме внешнего электроснабжения определяется тип подстанции. В дипломном проекте при проектировании районных трансформаторных подстанций рассматриваются транзитные и тупиковые, при проектировании тяговых подстанций постоянного и переменного тока – опорные, транзитные, отпаечные и тупиковые. Для выполнения структурной схемы необходимо также учитывать напряжения распределительных устройств, количество главных понижающих трансформаторов и трансформаторов собственных нужд, количество линий районных потребителей, получающих питание от шин подстанции.

Электрическая подстанция предназначена для преобразования электрической энергии высокого напряжения в энергию более низкого напряжения и ее распределения по потребителям. Электрическая подстанция получает питание от электросистемы по двум воздушным линиям электропередачи у тупиковых, транзитных и отпаечных подстанций. Опорные подстанции могут иметь от трех до восьми вводов. С помощью двух главных понижающих трансформаторов преобразуют напряжение в 10 или 35 кВ на подстанциях с одним вторичным напряжением, в напряжение 35 и 10 кВ на подстанциях с двумя вторичными напряжениями. На подстанциях с одним уровнем вторичного напряжения устанавливаются двухобмоточные трансформаторы, на подстанциях с двумя уровнями вторичного напряжения – трехобмоточные

трансформаторы. На тяговых подстанциях от шин вторичного напряжения получают питание электрическая тяга поездов, железнодорожные нетяговые потребители, районные потребители, собственные нужды подстанции, устройства СЦБ. На трансформаторных подстанциях – районные потребители и собственные нужды подстанции. Количество питающих линий районных потребителей определяется категорией потребителей. Для потребителей первой категории предусматривается электроснабжение от двух независимых взаимно резервируемых источников питания. К их числу относятся две секции сборных шин одного распределительного устройства подстанции. Секции шин имеют связь через выключатель, который автоматически отключается при нарушении нормальной работы одной из секций шин. Одна питающая линия потребителя находится в работе, другая – в резерве и может быть автоматически включена в работу при аварийном режиме на рабочей питающей линии данного потребителя. Электроснабжение потребителей второй категории опускается выполнять по одной линии от проектируемой подстанции. При этом подразумевается, что эти потребители имеют резервную линию от другой районной подстанции. Потребители третьей категории питаются по одной линии от одной из секций шин подстанции. Для питания потребителей собственных нужд подстанции предусматривается установка двух трансформаторов собственных нужд (ТСН) к разным секциям шин вторичного напряжения. На трансформаторной подстанции ТП-110/10 кВ ТСН подключают к шинам 10 кВ, на подстанциях ТП-110/35 и ТП-220/35 кВ – к шинам 35 кВ, на подстанциях ТП-220/35/10 и ТП-110/35/10 кВ – к шинам 10 кВ. На тяговых подстанциях переменного тока трансформаторы собственных нужд подключаются к шинам 27,5 кВ. Устройства СЦБ на тяговых подстанциях запитаны через двойную трансформацию от трансформаторов собственных нужд.

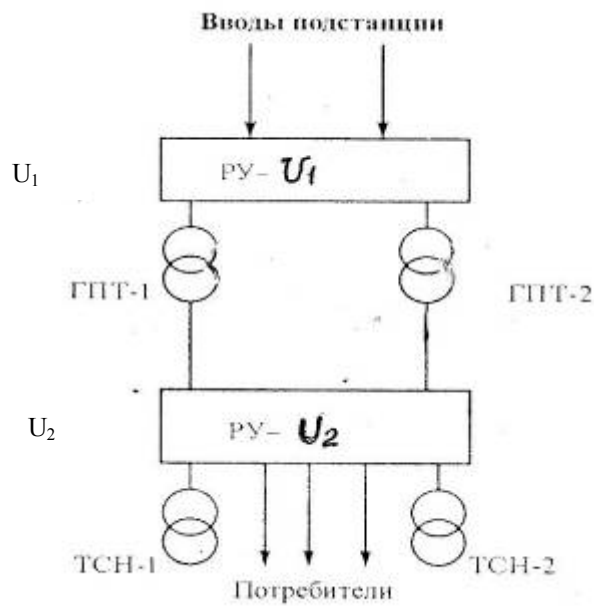


Рисунок 1 - Структурная схема трансформаторной подстанции с двумя уровнями вторичного напряжения

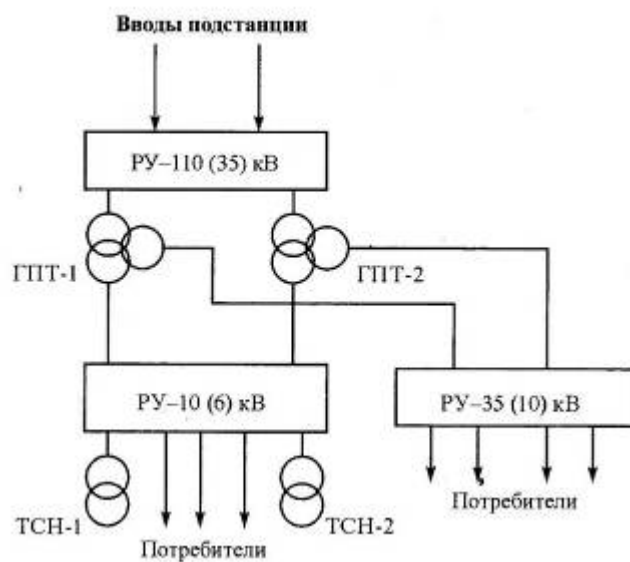


Рисунок 2 – Структурная схема трансформаторной подстанции с двумя уровнями вторичного напряжения

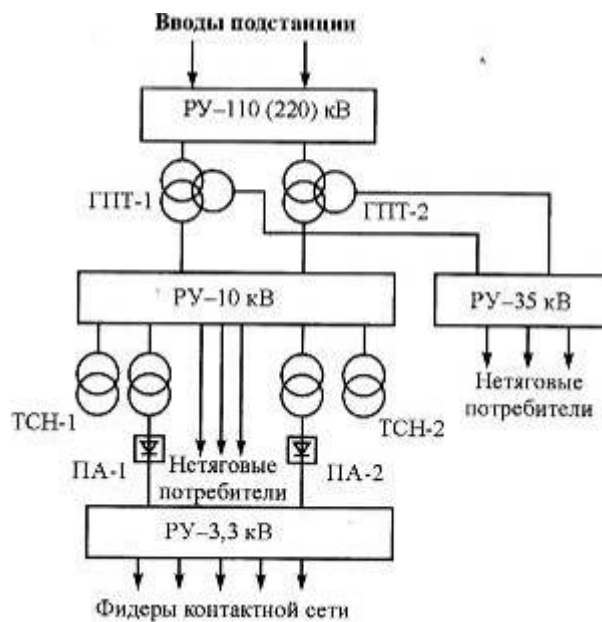


Рисунок 3 - Структурная схема тяговой подстанции постоянного тока с двумя уровнями вторичного напряжения

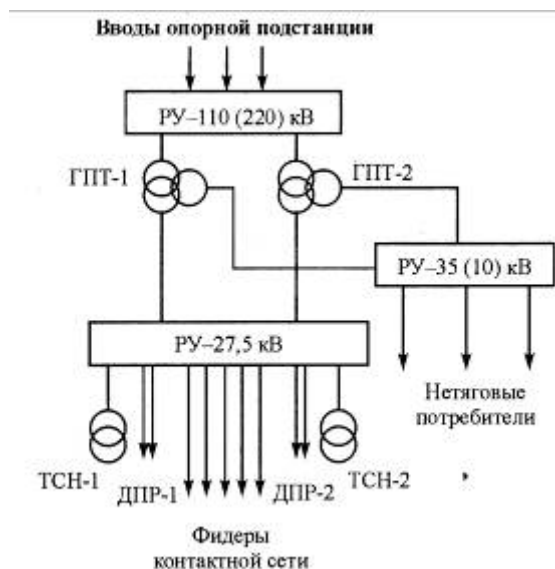


Рисунок 4 - Структурная схема тяговой подстанции переменного тока с двумя уровнями вторичного напряжения

На основании структурной схемы производится разработка однолинейной схемы. От однолинейной схемы подстанции зависит надежность электроснабжения потребителей, ремонтоспособность, удобство технического обслуживания и безопасность персонала, рациональность размещения электрооборудования, гибкость и автоматичность коммутации при восстановлении функционирования

после аварий. Простота и наглядность однолинейной схемы во многом определяют безошибочность работы оперативного и оперативно-ремонтного персонала. Таким образом, однолинейная схема должна быть простой и наглядной, обеспечивать надежность в эксплуатации, допускать безопасное обслуживание и бесперебойное электроснабжение потребителей электроэнергии.

В каждом распределительном устройстве, которые связаны между собой через главный понижающий трансформатор, указывается все силовое оборудование и все соединения в той последовательности, которая обеспечивает его необходимую и надежную работу подстанции. Типовые однолинейные схемы распределительных устройств приведены в приложениях 2 - 7.

На транзитной подстанции имеются два ввода, соединенных между собой рабочей и ремонтной перемычками. На вводах, то есть на первичной стороне главных понижающих трансформаторов установлены выключатели переменного тока. Однолинейная схема распределительного устройства первичного напряжения тупиковой и отпаечной подстанций аналогична схеме распределительного устройства транзитной подстанции. Отличительной особенностью является отсутствие рабочей перемычки, есть только ремонтная без выключателя переменного тока. Распределительные устройства вторичного напряжения секционируются выключателями на две секции и выполняются комплектными камерами с выкатными выключателями.

4. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ КОНСТРУКТОРСКОГО РАЗДЕЛА ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

4. 1. Расчет мощности трансформаторной подстанции

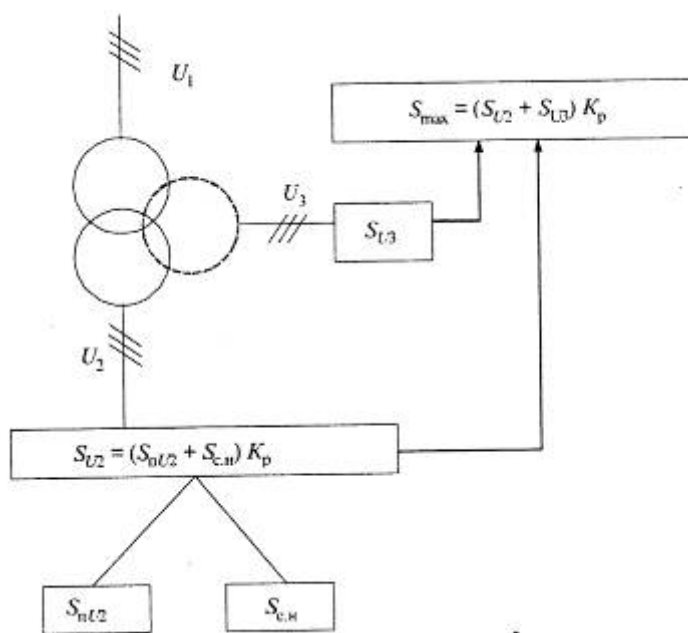


Рисунок 5 - Расчетная схема для определения полной мощности трансформаторной подстанции

При проектировании трансформаторной подстанции, на которой установлены **двухобмоточные** трансформаторы, расчет мощности производится по формулам (1-5).

4.1.1. Расчет полной мощности подстанции с двухобмоточными трансформаторами

4.1.1.1. Расчет максимальной активной мощности районных потребителей

$$P_{\max} = K_c \cdot P_{\text{уст}} , \quad (1)$$

где $P_{\text{уст}}$ – установленная мощность районного потребителя, кВт;

K_c – коэффициент спроса.

$$P_{\max 1} = K_{c1} \cdot P_{\text{уст}1}$$

$$P_{\max 2} = K_{c2} \cdot P_{\text{уст}2}$$

$$P_{\max 3} = K_{c3} \cdot P_{\text{уст}3}$$

$$P_{\max 4} = K_{c4} \cdot P_{\text{уст}4}$$

$$P_{\max 5} = K_{c5} \cdot P_{\text{уст}5}$$

$$P_{\text{макс6}} = K_{\text{с6}} \cdot P_{\text{уст6}}$$

$$\Sigma P_{\text{макс}} = P_{\text{макс1}} + P_{\text{макс2}} + P_{\text{макс3}} + P_{\text{макс4}} + P_{\text{макс5}} + P_{\text{макс6}}$$

4.1.1.2. Расчет максимальной реактивной мощности районных потребителей

$$Q_{\text{макс}} = \text{tg}\varphi \cdot P_{\text{макс}}, \quad (2)$$

где $P_{\text{уст}}$ – максимальная мощность районного потребителя, кВт;

$\text{tg}\varphi$ – тангенс угла, определяется по заданному коэффициенту мощности:

$$\text{tg}\varphi = \frac{\sqrt{\cos^2 \varphi - 1}}{\cos \varphi}.$$

$$Q_{\text{макс1}} = \text{tg}\varphi_1 \cdot P_{\text{макс1}}$$

$$Q_{\text{макс2}} = \text{tg}\varphi_2 \cdot P_{\text{макс2}}$$

$$Q_{\text{макс3}} = \text{tg}\varphi_3 \cdot P_{\text{макс3}}$$

$$Q_{\text{макс4}} = \text{tg}\varphi_4 \cdot P_{\text{макс4}}$$

$$Q_{\text{макс5}} = \text{tg}\varphi_5 \cdot P_{\text{макс5}}$$

$$Q_{\text{макс6}} = \text{tg}\varphi_6 \cdot P_{\text{макс6}}$$

$$\Sigma Q_{\text{макс}} = Q_{\text{макс1}} + Q_{\text{макс2}} + Q_{\text{макс3}} + Q_{\text{макс4}} + Q_{\text{макс5}} + Q_{\text{макс6}}$$

4.1.1.3. Расчет полной мощности районных потребителей:

$$S_{\text{рп}} = K_{\text{рп}} \cdot \left(1 + \frac{P_{\text{пост}} + P_{\text{пер}}}{100} \right) \sqrt{\Sigma P_{\text{макс}}^2 + \Sigma Q_{\text{макс}}^2}, \quad (3)$$

где $P_{\text{пост}}$ – постоянные потери в стали трансформатора, $P_{\text{пост}} = 1 - 2 \%$,

(в расчет $P_{\text{пост}} = 2\%$);

$P_{\text{пер}}$ – переменные потери в меди трансформатора, $P_{\text{пер}} = 6 - 10\%$,

(в расчет $P_{\text{пер}} = 8\%$);

$\Sigma P_{\text{макс}}$ – максимальная суммарная активная мощность районных потребителей, кВт;

$\Sigma Q_{\text{макс}}$ – максимальная суммарная реактивная мощность районных потребителей, квар;

$K_{\text{рп}}$ – коэффициент разновременного наступления максимумов нагрузок, $K_{\text{рп}} = 0,95$.

4.1.1.4. Расчет мощности собственных нужд подстанции

Мощность собственных нужд подстанции составляет 0,5 – 0,8 % от мощности районных потребителей:

$$S_{сн} = \frac{0,5...0,8}{100} \cdot S_{рп}, \quad (4)$$

где $S_{рп}$ – мощность районных потребителей, кВА.

4.1.1.5. Расчет полной мощности трансформаторной подстанции

$$S_{n/cm} = S_{рп} + S_{сн}, \quad (5)$$

где $S_{сн}$ – мощность собственных нужд подстанции, кВА.

4.1.2. Выбор силовых трансформаторов

4.1.2.1. Выбор главного понижающего трансформатора

Условие выбора:

$$S_{н.тр} \leq \frac{S_{n/cm}}{K_{ав} \cdot (n-1)}, \quad (6)$$

где $K_{ав}$ – коэффициент перегрузки трансформатора в аварийном режиме,

$$K_{ав} = 1,4;$$

n – число трансформаторов, $n = 2$.

К установке принимается главный понижающий трансформатор марки (указывается марка трансформатора).

Основные характеристики главного понижающего трансформатора необходимо представить в виде таблицы, образец которой приведен ниже.

Таблица 1- Характеристики главного понижающего трансформатора

Марка трансформатора	Номинальная мощность трансформатора $S_{н.тр.}$, кВА	Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{н1}$, кВ	Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{н2}$, кВ	Напряжение короткого замыкания u_k , %	Схема и группа соединения обмоток

$$S_{н.тр} = \quad \text{кВА} > S_{расч.п/ст} = \quad \text{кВА.}$$

Электрические характеристики главных понижающих трансформаторов приведены в таблицах 3 и 4.

4.1.2.2. Выбор трансформатора собственных нужд

Условие выбора:

$$S_{н.тсн} \leq S_{сн} , \quad (7)$$

где $S_{н.тсн}$ - номинальная мощность трансформатора собственных нужд, кВА;

$S_{сн}$ – расчетная мощность собственных нужд подстанции, кВА.

К установке принимается трансформатор собственных нужд марки....

(указывается марка трансформатора).

Основные характеристики трансформатора собственных нужд необходимо представить в виде таблицы, образец которой приведен ниже.

Таблица 2 – Характеристики трансформатора собственных нужд

Марка трансформатора	Номинальная мощность трансформатора $S_{н.тр.}$, кВА	Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{н1}$, кВ	Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{н2}$, кВ	Напряжение короткого замыкания u_k , %	Схема и группа соединения обмоток

Электрические характеристики трансформаторов собственных нужд приведены в таблицах 5 и 6.

Таблица 3 - Электрические характеристики силовых маслонаполненных трансформаторов с первичным напряжением 35 кВ

Марка трансформатора	Номинальная мощность трансформатора $S_{н.тр.}$, кВА	Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{н1}$, кВ	Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{н2}$, кВ	Напряжение короткого замыкания u_k , %	Схема и группа соединения обмоток
ТМ-1000/35	1000	35	10,5	6,5	Y/Δ-11
ТМН-1000/35	1000	35	10,5	6,5	Y/Δ-11
ТМ-1600/35	1600	35	10,5	6,5	Y/Δ-11
ТМН-1600/35	1600	35	10,5	6,5	Y/Δ-11
ТМ-2500/35	2500	35	10,5	6,5	Y/Δ-11
ТМН-2500/35	2500	35	10,5	6,5	Y/Δ-11
ТМ-4000/35	4000	35	10,5	7,5	Y/Δ-11
ТМН-4000/35	4000	35	10,5	7,5	Y/Δ-11
ТМ-6300/35	6300	35	10,5	7,5	Y/Δ-11
ТМН-6300/35	6300	35	10,5	7,5	Y/Δ-11
ТД-10000/35	10000	35	10,5	7,5	Y/Δ-11
ТМ-16000/35	16000	35	10,5	8,0	Y/Δ-11

Таблица 4- Электрические характеристики силовых маслонаполненных трансформаторов с первичным напряжением 110 кВ

Марка трансформатора	Номинальная мощность трансформатора $S_{н.тр.}$, кВА	Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{н1}$, кВ	Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{н2}$ кВ	Напряжение короткого замыкания u_k , %	Схема и группа соединения обмоток
ТМН-6300/110	6300	115	11	10,5	Y*/Δ-11
ТМН-6300/110	6300	115	38,5	10,5	Y*/Δ-11
ТДН-10000/110	10000	115	11	10,5	Y*/Δ-11
ТМН-10000/110	10000	115	11	10,5	Y*/Δ-11
ТМН-10000/110	10000	115	38,5	10,5	Y*/Δ-11
ТДН-16000/110	16000	115	11	10,5	Y*/Δ-11
ТДН-16000/110	16000	115	38,5	10,5	Y*/Δ-11
ТДН-25000/110	25000	115	38,5	10,5	Y*/Δ-11
ТДН-31500/110	31500	115	11	10,5	Y*/Δ-11
ТДН-40000/110	40000	115	38,5	10,5	Y*/Δ-11
ТДН-63000/110	63000	115	38,5	10,5	Y*/Δ-11

Таблица 5 - Электрические характеристики силовых маслонаполненных трансформаторов с первичным напряжением 35, 10 кВ

Марка трансформатора	Номинальная мощность трансформатора $S_{н.тр.}$, кВА	Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{н1}$, кВ	Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{н2}$, кВ	Напряжение короткого замыкания u_k , %	Схема и группа соединения обмоток
ТМГ-63/10	63	10	0,4	4	Y/Y*-0
ТМГ-63/35	63	35	0,4	4,5	Y/Y*-0
ТМГ-100/10	100	10	0,4	4	Y/Y*-0
ТМГ-100/35	100	35	0,4	4,5	Y/Y*-0
ТМГ-160/10	160	10	0,4	4	Y/Y*-0
ТМГ-160/35	160	35	0,4	4,5	Y/Y*-0
ТМГ-250/10	250	10	0,4	4	Y/Y*-0
ТМГ-250/35	250	35	0,4	4,5	Y/Y*-0
ТМГ-400/10	400	10	0,4	4	Y/Y*-0
ТМГ-400/35	400	35	0,4	4,5	Y/Y*-0

Таблица 6 - Электрические характеристики силовых сухих трансформаторов с первичным напряжением 10 кВ

Марка трансформатора	Номинальная мощность трансформатора $S_{н.тр.}$, кВА	Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{н1}$, кВ	Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{н2}$, кВ	Напряжение короткого замыкания u_k , %	Схема и группа соединения обмоток
ТС-63/10	63	10	0,4	4	Y/Y [*] -0
ТСЗ-63/10	63	10	0,4	4	Y/Y [*] -0
ТС-100/10	100	10	0,4	4	Y/Y [*] -0
ТСЗ-100/10	100	10	0,4	4	Y/Y [*] -0
ТС-160/10	160	10	0,4	4	Y/Y [*] -0
ТСЗ-160/10	160	10	0,4	4	Y/Y [*] -0
ТС-250/10	250	10	0,4	4	Y/Y [*] -0
ТСЗ-250/10	250	10	0,4	4	Y/Y [*] -0
ТС-400/10	400	10	0,4	4	Y/Y [*] -0
ТСЗ-400/10	400	10	0,4	4	Y/Y [*] -0

При проектировании трансформаторной подстанции, на которой установлены *трехобмоточные* трансформаторы, расчет мощности производится по формулам (8-12).

4.1.3. Расчет полной мощности подстанции с трехобмоточными трансформаторами

4.1.3.1. Расчет максимальной активной мощности районных потребителей

$$P_{\max} = K_c \cdot P_{\text{уст}}, \quad (8)$$

где $P_{\text{уст}}$ – установленная мощность районного потребителя, кВт;

K_c – коэффициент спроса.

$$P_{\max 2} = K_{c2} \cdot P_{\text{уст}2}$$

$$P_{\max 3} = K_{c3} \cdot P_{\text{уст}3}$$

$$P_{\max 4} = K_{c4} \cdot P_{\text{уст}4}$$

$$P_{\max 5} = K_{c5} \cdot P_{\text{уст}5}$$

$$P_{\max 6} = K_{c6} \cdot P_{\text{уст}6}$$

$$\Sigma P_{\max 35} = P_{\max 1} + P_{\max 2} + P_{\max 3}$$

$$\Sigma P_{\max 10} = P_{\max 4} + P_{\max 5} + P_{\max 6}.$$

4.1.3.2. Расчет максимальной реактивной мощности районных потребителей

$$Q_{\text{макс}} = \text{tg}\varphi \cdot P_{\text{макс}}, \quad (9)$$

где $P_{\text{уст}}$ – максимальная мощность районного потребителя, кВт;

$\text{tg}\varphi$ – тангенс угла, определяется по заданному коэффициенту

$$\text{мощности } \text{tg}\varphi = \frac{\sqrt{\cos^2 \varphi - 1}}{\cos \varphi}.$$

$$Q_{\text{макс1}} = \text{tg}\varphi_1 \cdot P_{\text{макс1}}$$

$$Q_{\text{макс2}} = \text{tg}\varphi_2 \cdot P_{\text{макс2}}$$

$$Q_{\text{макс3}} = \text{tg}\varphi_3 \cdot P_{\text{макс3}}$$

$$Q_{\text{макс4}} = \text{tg}\varphi_4 \cdot P_{\text{макс4}}$$

$$Q_{\text{макс5}} = \text{tg}\varphi_5 \cdot P_{\text{макс5}}$$

$$Q_{\text{макс6}} = \text{tg}\varphi_6 \cdot P_{\text{макс6}}$$

$$\Sigma Q_{\text{макс35}} = Q_{\text{макс1}} + Q_{\text{макс2}} + Q_{\text{макс3}}$$

$$\Sigma Q_{\text{макс10}} = Q_{\text{макс4}} + Q_{\text{макс6}} + Q_{\text{макс7}}.$$

4.1.3.3. Расчет полной мощности районных потребителей

$$S_{\text{рн}} = K_{\text{рм}} \cdot \left(1 + \frac{P_{\text{пост}} + P_{\text{пер}}}{100} \right) \sqrt{\Sigma P_{\text{макс35}}^2 + \Sigma Q_{\text{макс35}}^2}, \quad (10)$$

$$S_{\text{рн}} = K_{\text{рм}} \cdot \left(1 + \frac{P_{\text{пост}} + P_{\text{пер}}}{100} \right) \sqrt{\Sigma P_{\text{макс10}}^2 + \Sigma Q_{\text{макс10}}^2},$$

где $P_{\text{пост}}$ – постоянные потери в стали трансформатора, $P_{\text{пост}} = 1 - 2 \%$,

(в расчет $P_{\text{пост}} = 2\%$);

$P_{\text{пер}}$ – переменные потери в меди трансформатора, $P_{\text{пер}} = 6 - 10\%$,

(в расчет $P_{\text{пер}} = 8\%$);

$\Sigma P_{\text{макс35}}, \Sigma P_{\text{макс10}}$ – максимальная суммарная активная мощность

районных потребителей на 35 и 10 кВ соответственно кВт;

$\Sigma Q_{\text{макс35}}, \Sigma Q_{\text{макс10}}$ – максимальная суммарная реактивная мощность

районных потребителей на 35 и 10 кВ соответственно, квар;

$K_{\text{рм}}$ – коэффициент одновременного наступления максимумов

нагрузок, $K_{\text{рм}} = 0,95$.

4.1.3.4. Расчет мощности собственных нужд подстанции

Мощность собственных нужд подстанции составляет 0,5 – 0,8 % от мощности районных потребителей:

$$S_{сн} = \frac{0,5...0,8}{100} \cdot (S_{pn35} + S_{pn10}), \quad (11)$$

где S_{pn} – мощность районных потребителей, кВА.

4.1.3.5. Расчет полной мощности трансформаторной подстанции

$$S_{n/cm} = S_{pn35} + S_{pn10} + S_{сн}, \quad (12)$$

где $S_{сн}$ – мощность собственных нужд подстанции, кВА.

Выбор главного понижающего трансформатора производится по формуле (6).

Характеристики трансформатора необходимо свести в таблицу, образец которой приведен ниже.

Таблица 7 - Характеристики главного понижающего трехобмоточного трансформатора

Марка трансформатора	Номинальная мощность трансформатора $S_{н.тр}$, кВА	Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{н1}$, кВ	Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{н2}$, кВ	Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{н3}$, кВ	Напряжение короткого замыкания, %			Схема и группа соединения обмоток
					u_{k1-2}	u_{k1-3}	u_{k2-3}	

Электрические характеристики главного понижающего трехобмоточного трансформатора приведены в таблице 8.

Трансформатор собственных нужд на подстанции с двумя уровнями вторичного напряжения подключается к шинам распределительного устройства напряжением 10 кВ. Выбор ТСН производится по формуле (7). Характеристики ТСН представлены в таблице 6.

Характеристики трансформатора необходимо свести в таблицу, образцом которой является таблица 2.

Таблица 8 – Характеристики главных понижающих трехобмоточных трансформаторов

Марка трансформатора	Номинальная мощность трансформатора $S_{н.тр.}$, кВА	Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{н1}$, кВ	Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{н2}$, кВ	Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{н3}$, кВ	Напряжение короткого замыкания, %			Схема и группа соединения обмоток
					$u_{к1-2}$	$u_{к1-3}$	$u_{к2-3}$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТМТ-6300/110	6300	110	38,5	11	10,5	17	6	Y*-Y*-Δ-0-11
ТМТН-6300/110	6300	115	38,5	11	10,5	17	6	Y*-Y*-Δ-0-11
ТМТН-10000/110	10000	115	38,5	11	17	10,5	6	Y*-Y*-Δ-0-11
ТДТН-10000/110	10000	110	38,5	10,5	17	10,5	6	Y*-Y*-Δ-0-11
ТДТН-10000/110	10000	115	38,5	11	17	10,5	6	Y*-Y*-Δ-0-11
ТДТН-16000/110	16000	115	38,5	11	17	10,5	6	Y*-Y*-Δ-0-11
ТДТНЭ-20000/110	20000	115	38,5	11	17	10,5	6	Y*-Y*-Δ-0-11
ТДТН-25000/110	25000	115	38,5	11	10,5	17	6	Y*-Y*-Δ-0-11
ТДТН-31500/110	31500	115	38,5	11	10,5	17	6	Y*-Y*-Δ-0-11
ТДТН-40000/110	40000	115	38,5	11	17	10,5	6	Y*-Y*-Δ-0-11
ТДТН-10000/220	10000	230	38,5	11	12,5	20	6,5	Y*-Y*-Δ-0-11
ТДТН-25000/220	25000	230	38,5	11	12,5	20	6,5	Y*-Y*-Δ-0-11

4.2. Расчет мощности тяговой подстанции постоянного тока

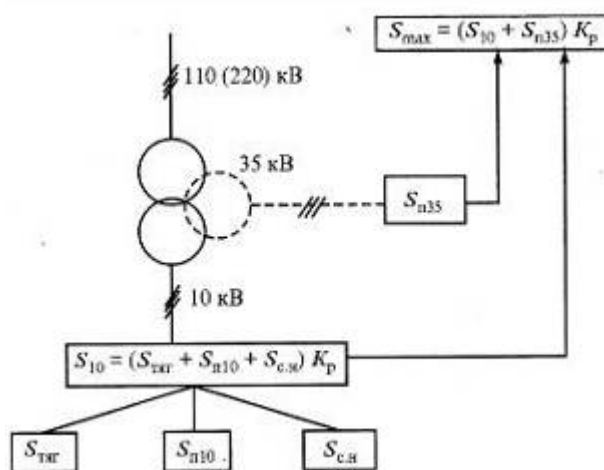


Рисунок 6 - Расчетная схема для определения полной мощности тяговой подстанции постоянного тока

4.2.1 Расчет мощности на тягу поездов

$$S_{\text{тяг}} = 1,028 \cdot U_{\text{дн}} \cdot I_{\text{дтп}}, \quad (13)$$

где $U_{\text{дн}}$ – номинальное выпрямленное напряжение на шинах подстанции,

$$U_{\text{дн}} = 3,3 \text{ кВ};$$

$I_{\text{дтп}}$ – действующее значение выпрямленного тока подстанции, А
(см.исходные данные).

4.2.2. Расчет количества работающих преобразовательных агрегатов

$$N = \frac{I_{\text{дтп}}}{I_{\text{дн}}}, \quad (14)$$

где $I_{\text{дн}}$ – номинальный выпрямленный ток полупроводникового преобразователя, $I_{\text{дн}} = 3150$ А для выпрямителей с двенадцатипульсовыми схемами выпрямления.

Полученное при расчете дробное число N округляется по следующим правилам:

- первое правило: если дробная часть составляет 10% и более от целого числа, то N округляется в большую сторону;
- второе правило: если дробная часть составляет менее 10% от целого числа, то N округляется в меньшую сторону.

Преобразовательный агрегат тяговой подстанции постоянного тока состоит из выпрямителя и тягового трансформатора. В настоящее время на подстанциях широкое применение нашел выпрямитель с двенадцатипульсовой схемой выпрямления. Характеристики выпрямителей приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Характеристики выпрямителей

Марка выпрямителя	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А	Марка и количество полупроводниковых диодов	Схема выпрямления	Вид охлаждения	Марка разрядника	Число разрядников	Вид установки
ТПЕД-3150-3,3кВ-У1	3300	3150	ДЛ133-500-14; 48x6	12-ти пульсовая последовательная	естественное воздушное	РВКУ-1,65А01	6	наружная
ВТПЕД-3,15к-3,3к-21-У1	3300	3150	ДЛ153-2000-20-УХЛ2; 8x6	12-ти пульсовая последовательная	охлаждение диодов водяное	РВКУ-3,3А01	6	наружная

4.2.3. Выбор тягового трансформатора

Условие выбора:

$$S_{н.тт} \geq \frac{S_{тяг}}{N}, \quad (15)$$

где $S_{н.тт}$ – номинальная мощность тягового трансформатора, кВА;

N – принятое целое число выпрямителей.

К установке принимается тяговый трансформатор марки

(указывается марка трансформатора).

Основные характеристики тягового трансформатора необходимо представить в виде таблицы, образец которой приведен ниже.

Таблица 10 - Характеристики тягового трансформатора

Марка трансформатора	Номинальная мощность трансформатора $S_{н.тр.}$, кВА	Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{н1}$, кВ	Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{н2}$, кВ	Напряжение короткого замыкания u_k , %	Схема соединения обмоток
ТРДП-12500/10ЖУ1	11400	10,5	1,305	8,2	Y/Y-Δ
ТРДП-12500/35ЖУ1	11400	38,5	1,305	9,5	Y/Y-Δ
ТРДП-16000/10ЖУ1	13430	10,5	1,305	8,2	Y/Y-Δ
ТРДП-16000/35ЖУ1	13430	38,5	1,305	9,5	Y/Y-Δ
ТРСЗП-12500/10ЖУХЛ1	11400	10,5	1,312	7,9	Y/Y-Δ

$$S_{н.тр} = \quad \text{кВА} > S_{расч.п/ст} = \quad \text{кВА}.$$

4.2.4. Расчет мощности собственных нужд подстанции

Мощность собственных нужд подстанции составляет 0,8 – 1,2 % от мощности на тягу поездов. От шин собственных нужд получает питание трансформатор автоблокировки. Мощность ТСН необходимо увеличить на величину $S_{аб} = 50-100$ кВА.

$$S_{сн} = (0,008 - 0,012) \cdot S_{тяг} + S_{аб}, \quad (16)$$

4.2.5. Выбор трансформатора собственных нужд

Выбор трансформатора собственных нужд производится по условию 7. Характеристики трансформатора собственных нужд необходимо свести в таблицу, образцом которой является таблица 2.

Электрические характеристики трансформаторов собственных нужд приведены в таблицах 5 и 6.

4.2.6 Расчет полной мощности тяговой подстанции постоянного тока

$$S_{п/ст} = (S_{тяг} + S_{пэ} + S_{сн} + S_{рп}) \cdot K_p, \quad (17)$$

$$S_{п/ст} = (S_{тяг} + S_{пэ} + S_{сн} + S_{рп10} + S_{рп35}) \cdot K_p, \quad (18)$$

где $S_{пэ}$ – мощность железнодорожных нетяговых потребителей, получающих питание по линии ПЭ, кВА;

$S_{рп}$ – мощность районных потребителей, кВА (формула (17) используется для расчета мощности подстанции, если на подстанции устанавливается двухобмоточный главный понижающий трансформатор; мощность районных потребителей определяется по формулам 1-3);

$S_{рп35}$ и $S_{рп10}$ – мощности районных потребителей, получающих питание по линиям напряжением 35 и 10 кВ (формула (18) используется для расчета мощности подстанции, если на подстанции устанавливается трехобмоточный главный понижающий трансформатор; мощность районных потребителей определяется по формулам 8-10);

K_p – коэффициент, учитывающий разновременность наступления максимумов нагрузок, $K_p = 0,95 - 0,98$.

4.2.7. Выбор главного понижающего трансформатора

Выбор главного понижающего трансформатора производится по условию 6. Характеристики выбранного трансформатора необходимо свести в таблицу, образцом которой является таблица 1. Электрические характеристики трансформаторов приведены в таблицах 3, 4 и 8.

4.3. Расчет мощности тяговой подстанции переменного тока

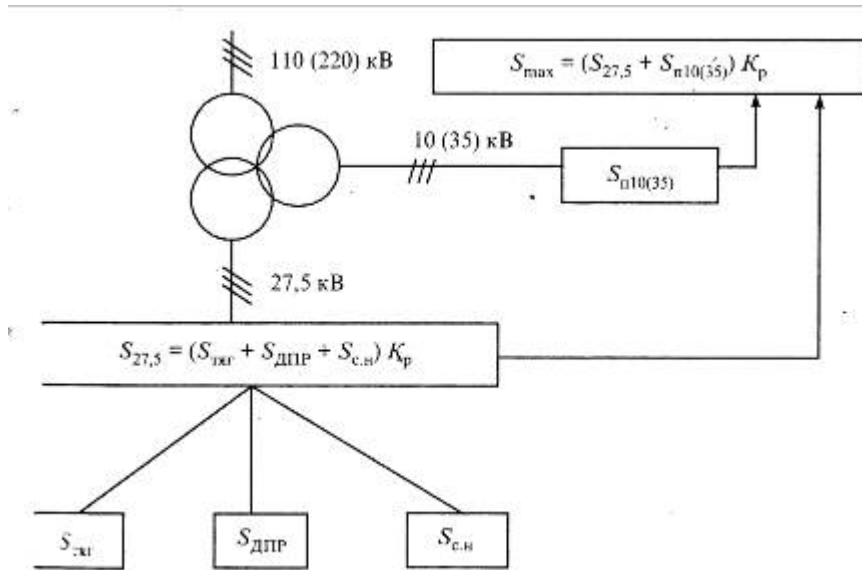


Рисунок 7 - Расчетная схема для определения полной мощности тяговой подстанции переменного тока

4.3.1. Расчет мощности на тягу поездов

$$S_{\text{тяг}} = U_{\text{ш}} \cdot (2 \cdot I'_{\text{д}} + 0,65 \cdot I''_{\text{д}}) \cdot K_{\text{пр}} \cdot K_{\text{ку}} \cdot K_{\text{м}}, \quad (19)$$

где $U_{\text{ш}}$ – напряжение на шинах тягового распределительного устройства,

$$U_{\text{ш}} = 27,5 \text{ кВ};$$

$I'_{\text{д}}$ – действующее значение тока наиболее загруженного плеча (фазы) питания тяги, А;

$I''_{\text{д}}$ – действующее значение тока наименее загруженного плеча (фазы) питания тяги, А;

$K_{\text{пр}}$ – коэффициент неравномерной нагрузки фаз трансформатора,

$$K_{\text{пр}} = 0,9;$$

$K_{\text{ку}}$ – коэффициент компенсирующего устройства, учитывающий снижение требуемой на тягу мощности при работе компенсирующего устройства,

$$K_{\text{ку}} = 0,93;$$

$K_{\text{м}}$ – коэффициент неравномерного движения поездов в течении суток, влияющий на износ изоляции обмоток трансформатора, $K_{\text{м}} = 1,45$ для двухпутных участков, $K_{\text{м}} = 1,25$ для однопутных участков.

4.3.2. Расчет мощности собственных нужд подстанции

Мощность собственных нужд подстанции составляет 0,5 – 0,7 % от мощности на тягу поездов. От шин собственных нужд получает питание трансформатор автоблокировки. Мощность ТСН необходимо увеличить на величину $S_{аб} = 50-100$ кВА.

$$S_{сн} = (0,005 - 0,007) \cdot S_{тяг} + S_{аб}, \quad (20)$$

4.3.5. Выбор трансформатора собственных нужд

Выбор трансформатора собственных нужд производится по условию (7). Характеристики трансформатора собственных нужд необходимо свести в таблицу, образцом которой является таблица 2.

Таблица 11 - Электрические характеристики трансформаторов собственных нужд

Марка трансформатора	Номинальная мощность трансформатора $S_{н.тр.}$, кВА	Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{н1}$, кВ	Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{н2}$, кВ	Напряжение короткого замыкания u_k , %	Схема и группа соединения обмоток
ТМ-100/27,5	100	27,5	0,4	6,5	Y/Y*-0
ТМ-160/27,5	160	27,5	0,4	6,5	Y/Y*-0
ТМ-250/27,5	250	27,5	0,4	6,5	Y/Y*-0
ТМ-400/27,5	400	27,5	0,4	6,5	Y/Y*-0
ТМ-630/27,5	630	27,5	0,4	6,5	Y/Y*-0

4.3.6. Расчет полной мощности тяговой подстанции переменного тока

$$S_{п/ст} = (S_{тяг} + S_{дпр} + S_{сн} + S_{рп35(10)}) \cdot K_p, \quad (21)$$

где $S_{дпр}$ – мощность железнодорожных нетяговых потребителей, получающих питание по линии ДПР, кВА;

$S_{рп35(10)}$ - мощность районных потребителей, получающих питание по линии 35 кВ или 10 кВ, кВА (мощность районных потребителей определяется по формулам 1-3);

K_p – коэффициент, учитывающий разновременность наступления максимумов нагрузок, $K_p = 0,95 - 0,98$.

4.3.7. Выбор главного понижающего трансформатора

Выбор главного понижающего трансформатора, который является одновременно и тяговым трансформатором производится по условию 6. Характеристики выбранного трансформатора необходимо свести в таблицу, образцом которой является таблица 7. Электрические характеристики тяговых трансформаторов переменного тока приведены в таблице 12.

Таблица 12 - Электрические характеристики тяговых трансформаторов переменного тока

Марка трансформатора	Номинальная мощность трансформатора $S_{н.тр}$, кВА	Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{н1}$, кВ	Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{н2}$, кВ	Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{н3}$, кВ	Напряжение короткого замыкания, %			Схема и группа соединения обмоток
					u_{k1-2}	u_{k1-3}	u_{k2-3}	
ТДТНЖ-16000/110У1	16000	115	38,5	27,5	17	10,5	6	Y*/Y*/D-0-11
ТДТНЖ-16000/110У1	16000	115	11	27,5	10,5	6	17	Y*/Y*/D-0-11
ТДТНЖУ-16000/110У1	16000	115	11	27,5	10,5	6	17	Y*/D/D-11-11
ТДТНЖ-25000/110У1	25000	115	38,5	27,5	17	10,5	6	Y*/Y*/D-0-11
ТДТНЖ-25000/110У1	25000	115	11	27,5	10,5	6	17	Y*/D/D-11-11
ТДТНЖЕ-25000/110У1	25000	115	11	27,5	10,5	6	17	Y*/D/D-11-11
ТДТНЖ-40000/110У1	40000	115	11	27,5	12,5	9,5	22	Y*/D/D-11-11
ТДТНЖ-40000/110У1	40000	115	38,5	27,5	22	12,5	9,5	Y*/Y*/D-0-11
ТДТНЖ-63000/110У1	63000	115	11	27,5	12,5	9,5	22	Y*/Y*/D-0-11
ТДТНЖЕ-63000/110У1	63000	115	38,5	27,5	22	12,5	9,5	Y*/Y*/D-0-11
ТДТНЖ-16000/220У1	16000	230	38,5	27,5	17	10,5	6	Y*/Y*/D-0-11
ТДТНЖ-16000/220У1	16000	230	11	27,5	10,5	6	17	Y*/D/D-11-11
ТДТНЖУ-16000/220У1	16000	230	11	27,5	10,5	6	17	Y*/D/D-11-11
ТДТНЖУ-16000/220У1	16000	230	38,5	27,5	17	10,5	6	Y*/Y*/D-0-11
ТДТНЖ-25000/220У1	25000	230	11	27,5	10,5	6	17	Y*/D/D-11-11
ТДТНЖ-25000/220У1	25000	230	38,5	27,5	17	10,5	6	Y*/Y*/D-0-11

ГДТНЖУ-25000/220У1	25000	230	11	27,5	10,5	6	17	Y*/D/D-11-11
ГДТНЖ-40000/220У1	40000	230	11	27,5	12,5	9,5	22	Y*/D/D-11-11
ГДТНЖ-40000/220У1	40000	230	38,5	27,5	22	12,5	9,5	Y*/Y*/D-0-11
ГДТНЖУ-40000/220У1	40000	230	38,5	27,5	22	12,5	9,5	Y*/Y*/D-0-11
ГДТНЖУ-40000/220У1	40000	230	11	27,5	12,5	9,5	22	Y*/D/D-11-11
ГДТНЖ-63000/220У1	63000	230	11	27,5	12,5	9,5	22	Y*/D/D-11-11
ГДТНЖУ-63000/220У1	63000	230	38,5	27,5	22	12,5	9,5	Y*/Y*/D-0-11

4.4. Расчет рабочих токов

Токоведущие части и электрическое оборудование подстанции выбираются по условия их длительной работы при номинальной нагрузке. Для этих целей необходимо рассчитать максимальные рабочие токи основных присоединений проектируемой подстанции. Значения рабочих токов необходимы для определения допустимых токов токоведущих частей и электрического оборудования.

При расчете рабочих максимальных токов учитывается запас на перспективу развития подстанции, который принимается равным 30 % расчетной мощности, возможные аварийные перегрузки до 40 %.

Расчет рабочих токов основных присоединений *транзитной* подстанции с *двухобмоточным* трансформатором производится в соответствии с рисунком 8 и по формулам (22-29).

4.4.1. Расчет полной мощности трансформаторной подстанции

$$S_{\text{мл}} = (n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{н.тр}} + \sum S_{\text{транз}}) \cdot K_p, \quad (22)$$

где $S_{\text{н.тр}}$ – номинальная мощность главного понижающего трансформатора, кВА;

$\sum S_{\text{транз}}$ - сумма мощностей подстанций, питающихся через шины рассматриваемой подстанции, кВА (количество подстанций, питающихся транзитом от проектируемой, определяется по схеме внешнего электроснабжения. Число этих подстанций необходимо умножить на

номинальную мощность главного понижающего трансформатора. Таким образом определяется сумма мощностей $\sum S_{транз}$);

$n_{тр}$ – число главных понижающих трансформаторов, установленных на подстанции (как правило, на подстанции устанавливают два трансформатора, т.е. в расчет принять $n_{тр}=2$);

K_p – коэффициент одновременности максимальных нагрузок, $K_p=0,75$.

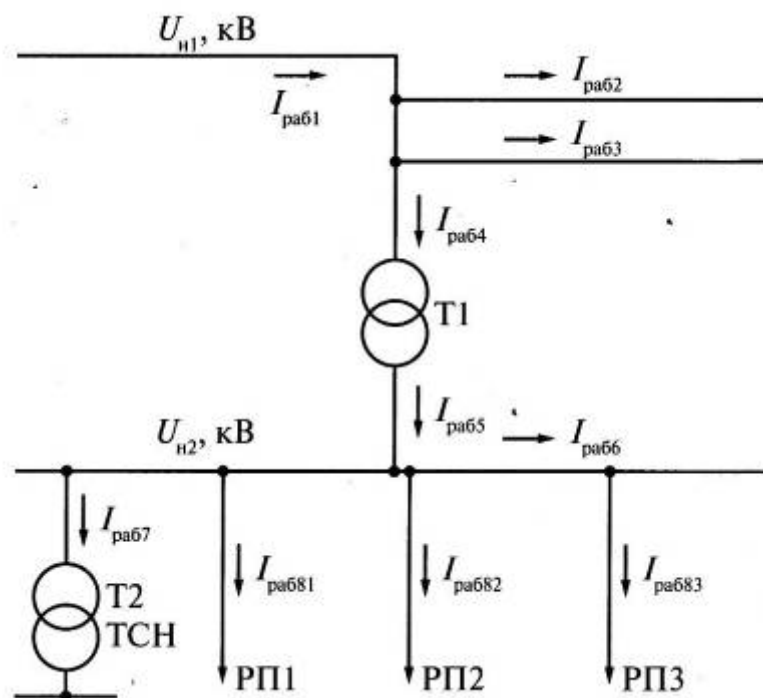


Рисунок 8 – Расчетная схема для определения рабочих токов трансформаторной транзитной подстанции с двухобмоточным трансформатором

4.4.2. Расчет рабочих токов на вводах транзитной подстанции

$$I_{раб1} = \frac{K_{np} \cdot S_{mn}}{\sqrt{3} \cdot U_{н1}}, \quad (23)$$

где S_{mn} – полная мощность подстанции, кВА;

$U_{н1}$ – номинальное напряжение первичной обмотки главного понижающего трансформатора, кВ;

K_{np} – коэффициент перспективного развития подстанции, $K_{np}=1,3$.

4.4.3. Расчет рабочего тока транзитной и ремонтной перемычек

$$I_{\text{раб2}}=I_{\text{раб3}} = \frac{K_{np} \cdot K_{pn} \cdot S_{mn}}{\sqrt{3} \cdot U_{n1}}, \quad (24)$$

где K_{pn} – коэффициент распределения нагрузки, $K_{pn}= 0,7$.

4.4.4. Расчет рабочего тока первичной обмотки главного понижающего трансформатора

$$I_{\text{раб4}} = \frac{K_{ав} \cdot S_{н.мп}}{\sqrt{3} \cdot U_{n1}}, \quad (25)$$

где $K_{ав}$ – коэффициент аварийной перегрузки трансформатора, $K_{ав} = 1,4$.

4.4.5. Расчет рабочего тока на вводе в распределительное устройство вторичного напряжения

$$I_{\text{раб5}} = \frac{K_{ав} \cdot S_{н.мп}}{\sqrt{3} \cdot U_{n2}}, \quad (26)$$

где U_{n2} - номинальное напряжение вторичной обмотки главного понижающего трансформатора, кВ.

4.4.6. Расчет рабочего тока на сборных шинах распределительного устройства вторичного напряжения

$$I_{\text{раб6}} = \frac{K_{pn} \cdot \Sigma S_{н.мп}}{\sqrt{3} \cdot U_{n2}}, \quad (27)$$

где $\Sigma S_{н.мп}$ – суммарная мощность главных понижающих трансформаторов проектируемой подстанции, кВА

$$(\Sigma S_{н.мп} = 2 \cdot S_{н.мп});$$

K_{pn} - коэффициент распределения нагрузки на шинах, равный:

$K_{pn} = 0,5$ при пяти и более присоединениях к шинам;

$K_{pn} = 0,7$ менее пяти присоединений к шинам.

4.4.7. Расчет рабочего тока на вводе в трансформатор собственных нужд

$$I_{\text{раб7}} = \frac{K_{ав} \cdot S_{н.тсн}}{\sqrt{3} \cdot U_{n1.тсн}}, \quad (28)$$

где $S_{н.тсн}$ – номинальная мощность трансформатора собственных нужд, кВА;

$U_{н1.тсн}$ – номинальное напряжение первичной обмотки трансформатора собственных нужд, кВ.

4.4.8. Расчет рабочих токов питающих линий районных потребителей

$$I_{раб8} = \frac{K_{пр} \cdot P_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{н2} \cdot \cos \varphi}, \quad (29)$$

где P_{max} – максимальная активная мощность районного потребителя, кВт;
 $\cos \varphi$ – коэффициент мощности потребителя.

Расчет рабочих токов основных присоединений **тупиковой** и **отпаечной** подстанции с **двухобмоточным** трансформатором производится в соответствии с рисунком 9 и по формулам (30 – 37).

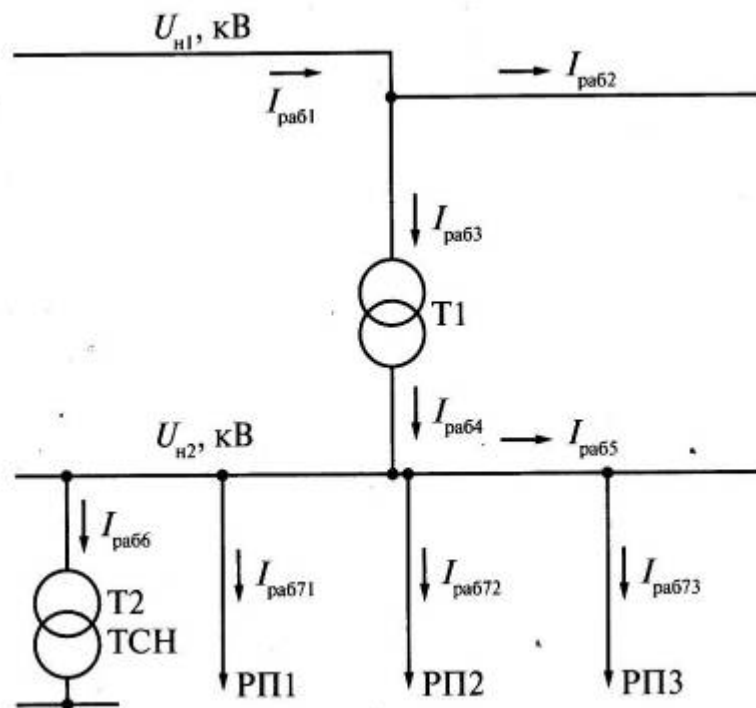


Рисунок 9 - Расчетная схема для определения рабочих токов тупиковой (отпаечной) подстанции с двухобмоточным трансформатором

4.4.9. Расчет рабочих токов на вводах тупиковой подстанции

$$I_{раб1} = \frac{K_{аи} \cdot \Sigma S_{н.тп}}{\sqrt{3} \cdot U_{н1}}, \quad (30)$$

где $\Sigma S_{н.тп}$ – суммарная мощность главных понижающих трансформаторов проектируемой подстанции, кВА

$$(\Sigma S_{н.тп} = 2 \cdot S_{н.тп});$$

$S_{н.мп}$ – номинальная мощность главного понижающего трансформатора, кВА;

$U_{н1}$ – номинальное напряжение первичной обмотки главного понижающего трансформатора, кВ;

$K_{ав}$ – коэффициент аварийной перегрузки трансформатора, $K_{ав} = 1,4$.

4.4.10. Расчет полной мощности подстанции

$$S_{mn} = n_{тр} \cdot S_{н.мп}, \quad (31)$$

где $n_{тр}$ – число главных понижающих трансформаторов, $n_{тр}=2$.

4.4.11. Расчет рабочего тока ремонтной перемычки

$$I_{раб2} = I_{рем} = \frac{K_{нр} \cdot K_{рн} \cdot S_{mn}}{\sqrt{3} \cdot U_{н1}}, \quad (32)$$

где $K_{рн}$ – коэффициент распределения нагрузки, $K_{рн} = 0,7$.

4.4.12. Расчет рабочего тока первичной обмотки главного понижающего трансформатора

$$I_{раб3} = \frac{K_{ав} \cdot S_{н.мп}}{\sqrt{3} \cdot U_{н1}}, \quad (33)$$

где $K_{ав}$ – коэффициент аварийной перегрузки трансформатора, $K_{ав} = 1,4$.

4.4.13. Расчет рабочего тока на вводе в распределительное устройство вторичного напряжения

$$I_{раб4} = \frac{K_{ав} \cdot S_{н.мп}}{\sqrt{3} \cdot U_{н2}}, \quad (34)$$

где $U_{н2}$ – номинальное напряжение вторичной обмотки главного понижающего трансформатора, кВ.

4.4.14. Расчет рабочего тока на сборных шинах распределительного устройства вторичного напряжения

$$I_{раб5} = \frac{K_{рн} \cdot \Sigma S_{н.мп}}{\sqrt{3} \cdot U_{н2}}, \quad (35)$$

где $\Sigma S_{н.мп}$ – суммарная мощность главных понижающих трансформаторов проектируемой подстанции, кВА

$$(\sum S_{н.тр} = 2 \cdot S_{н.тр});$$

$K_{рн}$ - коэффициент распределения нагрузки на шинах, равный:

$K_{рн} = 0,5$ при пяти и более присоединениях к шинам;

$K_{рн} = 0,7$ менее пяти присоединений к шинам.

4.4.15. Расчет рабочего тока на вводе в трансформатор собственных нужд

$$I_{раб6} = \frac{K_{ав} \cdot S_{н.тсн}}{\sqrt{3} \cdot U_{н1.тсн}}, \quad (36)$$

где $S_{н.тсн}$ – номинальная мощность трансформатора собственных нужд, кВА;

$U_{н1.тсн}$ – номинальное напряжение первичной обмотки трансформатора собственных нужд, кВ.

4.4.16. Расчет рабочих токов питающих линий районных потребителей

$$I_{раб7} = \frac{K_{пр} \cdot P_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{н2} \cdot \cos \varphi}, \quad (37)$$

где P_{max} – максимальная активная мощность районного потребителя, кВт;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности потребителя.

Расчет рабочих токов основных присоединений **транзитной** подстанции с **трехобмоточным** трансформатором производится в соответствии с рисунком 5 и по формулам (38 – 45).

4.4.17. Расчет полной мощности трансформаторной подстанции

$$S_{тп} = (n_{тр} \cdot S_{н.тр} + \sum S_{транз}) \cdot K_p, \quad (38)$$

где $S_{н.тр}$ – номинальная мощность главного понижающего трансформатора, кВА;

$\sum S_{транз}$ - сумма мощностей подстанций, питающихся через шины рассматриваемой подстанции, кВА (количество подстанций, питающихся транзитом от проектируемой, определяется по схеме внешнего электроснабжения. Число этих подстанций необходимо умножить на номинальную мощность главного понижающего трансформатора. Таким образом определяется сумма мощностей $\sum S_{транз}$);

$n_{\text{тр}}$ – число главных понижающих трансформаторов, установленных на подстанции (как правило, на подстанции устанавливают два трансформатора, т.е. в расчет принять $n_{\text{тр}}=2$);

K_p – коэффициент одновременности максимальных нагрузок, $K_p = 0,75$.

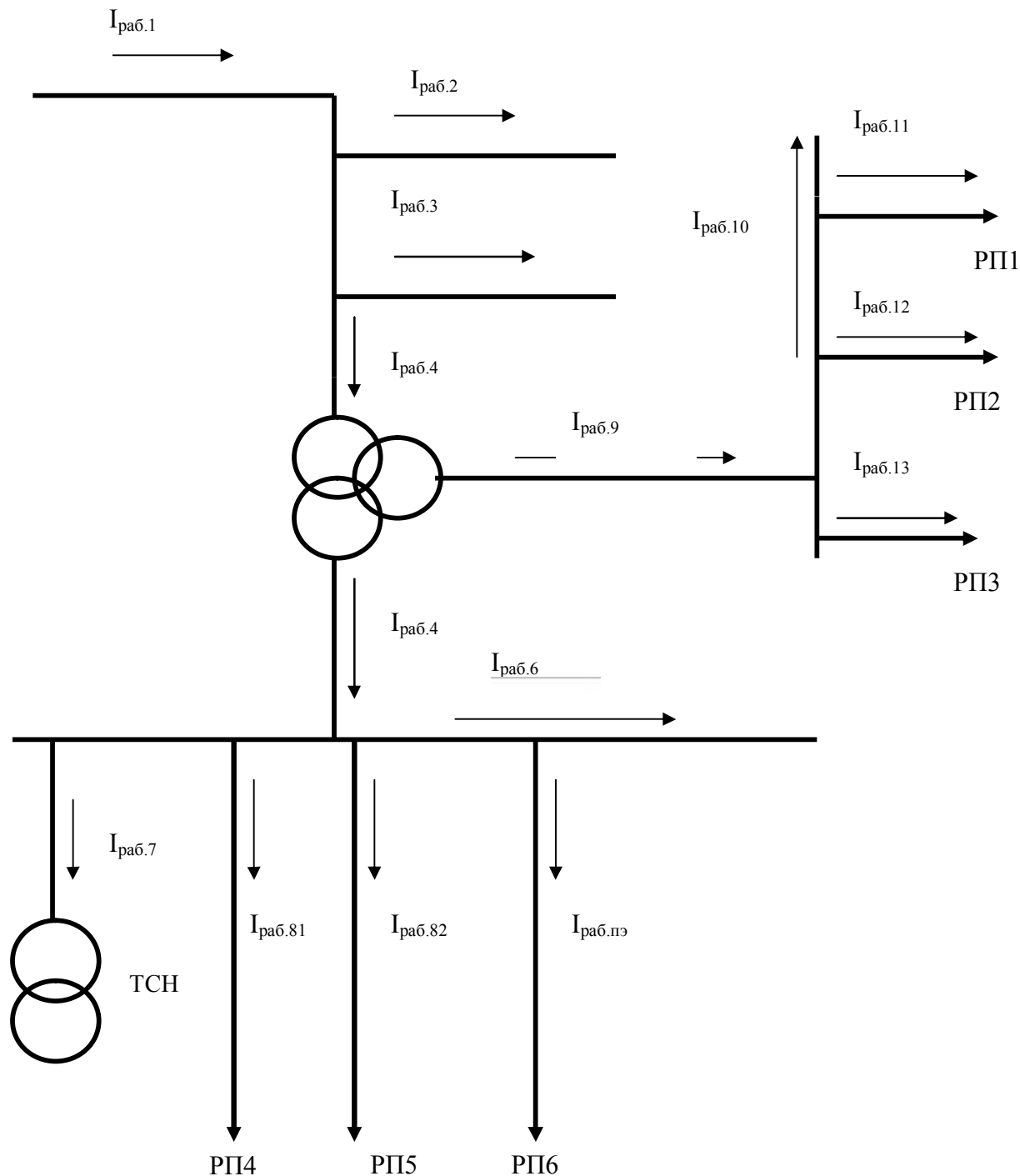


Рисунок 10 - Расчетная схема для определения рабочих токов транзитной трансформаторной подстанции с трехобмоточным трансформатором

4.4.18. Расчет рабочих токов на вводах транзитной подстанции

$$I_{\text{раб1}} = \frac{K_{np} \cdot S_{mn}}{\sqrt{3} \cdot U_{н1}}, \quad (39)$$

где S_{mn} – полная мощность подстанции, кВА;

$U_{н1}$ – номинальное напряжение первичной обмотки главного понижающего трансформатора, кВ;

K_{np} – коэффициент перспективного развития подстанции, $K_{np}=1,3$.

4.4.19. Расчет рабочего тока транзитной и ремонтной перемычек

$$I_{\text{раб2}}=I_{\text{раб3}} = \frac{K_{np} \cdot K_{pn} \cdot S_{mn}}{\sqrt{3} \cdot U_{н1}}, \quad (40)$$

где K_{pn} – коэффициент распределения нагрузки, $K_{pn}= 0,7$.

4.4.20. Расчет рабочего тока первичной обмотки главного понижающего трансформатора

$$I_{\text{раб4}} = \frac{K_{ав} \cdot S_{н.мп}}{\sqrt{3} \cdot U_{н1}}, \quad (41)$$

где $K_{ав}$ – коэффициент аварийной перегрузки трансформатора, $K_{ав} = 1,4$.

4.4.21. Расчет рабочего тока на вводе в распределительное устройство вторичного напряжения

$$I_{\text{раб5}} = \frac{S_{RP35}}{\sqrt{3} \cdot U_{н2}},$$
$$I_{\text{раб9}} = \frac{S_{RP10} + S_{сн}}{\sqrt{3} \cdot U_{н3}}, \quad (42)$$

где $U_{н2}$, $U_{н3}$ - номинальные напряжения вторичных обмоток главного понижающего трансформатора, $U_{н2} = 35$ кВ, $U_{н3} = 10$ кВ;

S_{RP35} , S_{RP10} – полная мощность районных потребителей РУ-35 кВ и РУ-10 кВ соответственно (указанные мощности определены формулой (10));

$S_{сн}$ – расчетная мощность собственных нужд подстанции, кВА (определена формулой (11)).

4.4.22. Расчет рабочего тока на сборных шинах распределительного устройства вторичного напряжения

$$I_{\text{раб10}} = \frac{K_{pn} \cdot \Sigma S_{н.мп}}{\sqrt{3} \cdot U_{н2}},$$
$$I_{\text{раб6}} = \frac{K_{pn} \cdot \Sigma S_{н.мп}}{\sqrt{3} \cdot U_{н3}}, \quad (43)$$

где $\Sigma S_{н.мп}$ – суммарная мощность главных понижающих трансформаторов проектируемой подстанции, кВА

$$(\Sigma S_{н.мп} = 2 \cdot S_{н.мп});$$

K_{pn} - коэффициент распределения нагрузки на шинах, равный:

$K_{pn} = 0,5$ при пяти и более присоединениях к шинам;

$K_{pn} = 0,7$ менее пяти присоединений к шинам.

4.4.23. Расчет рабочего тока на вводе в трансформатор собственных нужд

$$I_{\text{раб7}} = \frac{K_{ав} \cdot S_{н.тсн}}{\sqrt{3} \cdot U_{н1.тсн}}, \quad (44)$$

где $S_{н.тсн}$ – номинальная мощность трансформатора собственных нужд, кВА;

$U_{н1.тсн}$ – номинальное напряжение первичной обмотки трансформатора собственных нужд, кВ.

4.4.24. Расчет рабочих токов питающих линий районных потребителей

$$I_{\text{раб11-13}} = \frac{K_{np} \cdot P_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{н2} \cdot \cos \varphi},$$
$$I_{\text{раб81-83}} = \frac{K_{np} \cdot P_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{н3} \cdot \cos \varphi}, \quad (45)$$

где P_{max} – максимальная активная мощность районного потребителя, кВт
(мощности определены формулой (8));

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности потребителя.

Расчет рабочих токов основных присоединений **тупиковой** и **отпаечной** подстанции с **трехобмоточным** трансформатором производится в соответствии с рисунком 11 и по формулам (46 – 53).

4.4.25. Расчет рабочих токов на вводах тупиковой подстанции

$$I_{\text{раб1}} = \frac{K_{ав} \cdot \sum S_{н.мп}}{\sqrt{3} \cdot U_{н1}}, \quad (46)$$

где $\sum S_{н.мп}$ – суммарная мощность главных понижающих трансформаторов проектируемой подстанции, кВА

$$(\sum S_{н.мп} = 2 \cdot S_{н.мп});$$

$S_{н.мп}$ – номинальная мощность главного понижающего трансформатора, кВА;

$U_{н1}$ – номинальное напряжение первичной обмотки главного понижающего трансформатора, кВ;

$K_{ав}$ – коэффициент аварийной перегрузки трансформатора, $K_{ав} = 1,4$.

4.4.26. Расчет полной мощности подстанции

$$S_{mn} = n_{\text{тр}} \cdot S_{н.мп}, \quad (47)$$

где $n_{\text{тр}}$ – число главных понижающих трансформаторов, $n_{\text{тр}}=2$.

4.4.27. Расчет рабочего тока ремонтной переемычки

$$I_{\text{раб2}} = I_{\text{рем}} = \frac{K_{нр} \cdot K_{рн} \cdot S_{mn}}{\sqrt{3} \cdot U_{н1}}, \quad (48)$$

где $K_{рн}$ – коэффициент распределения нагрузки, $K_{рн} = 0,7$.

4.4.28. Расчет рабочего тока на вводе в распределительное устройство вторичного напряжения

$$I_{\text{раб4}} = \frac{S_{\text{РП35}}}{\sqrt{3} \cdot U_{н2}},$$
$$I_{\text{раб9}} = \frac{S_{\text{РП10}} + S_{\text{сн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{н3}}, \quad (50)$$

где $U_{н2}$, $U_{н3}$ – номинальные напряжения вторичных обмоток главного понижающего трансформатора, $U_{н2} = 35$ кВ, $U_{н3} = 10$ кВ;

$S_{\text{РП35}}$, $S_{\text{РП10}}$ – полная мощность районных потребителей РУ-35 кВ и РУ-10 кВ соответственно (указанные мощности определены формулой (10));

$S_{\text{сн}}$ – расчетная мощность собственных нужд подстанции, кВА

(определена формулой (11)).

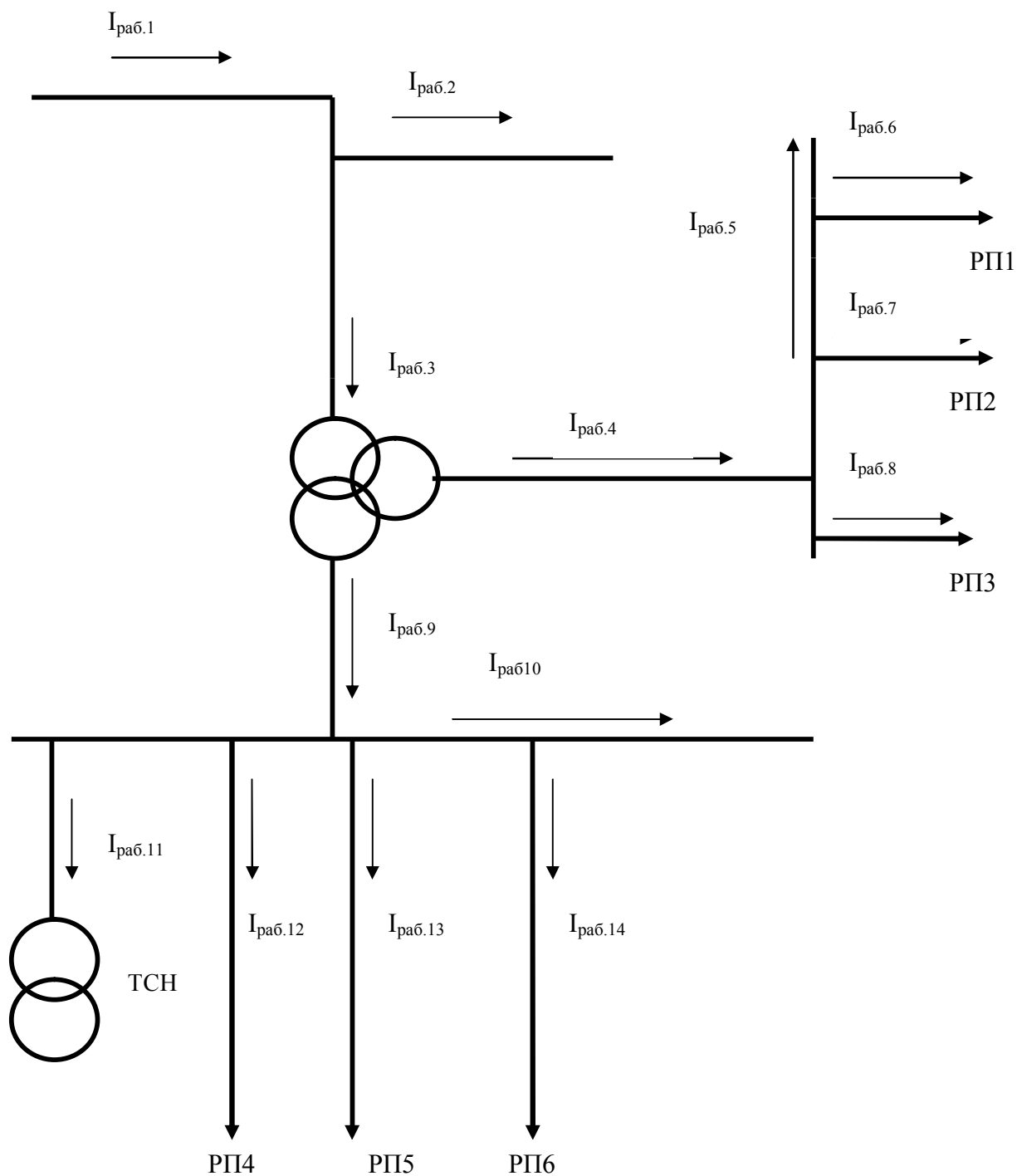


Рисунок 11- Расчетная схема для определения рабочих токов тупиковой (отпаечной) трансформаторной подстанции с трехобмоточным трансформатором

4.4.29. Расчет рабочего тока на сборных шинах распределительного устройства вторичного напряжения

$$I_{\text{раб5}} = \frac{K_{\text{рн}} \cdot \Sigma S_{\text{н.мп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н2}}},$$
$$I_{\text{раб10}} = \frac{K_{\text{рн}} \cdot \Sigma S_{\text{н.мп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н3}}}, \quad (51)$$

где $\Sigma S_{\text{н.мп}}$ – суммарная мощность главных понижающих трансформаторов проектируемой подстанции, кВА

$$(\Sigma S_{\text{н.мп}} = 2 \cdot S_{\text{н.мп}});$$

$K_{\text{рн}}$ - коэффициент распределения нагрузки на шинах, равный:

$K_{\text{рн}} = 0,5$ при пяти и более присоединениях к шинам;

$K_{\text{рн}} = 0,7$ менее пяти присоединений к шинам.

4.4.30. Расчет рабочего тока на вводе в трансформатор собственных нужд

$$I_{\text{раб11}} = \frac{K_{\text{ав}} \cdot S_{\text{н.тсн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н1.тсн}}}, \quad (52)$$

где $S_{\text{н.тсн}}$ – номинальная мощность трансформатора собственных нужд, кВА;

$U_{\text{н1.тсн}}$ – номинальное напряжение первичной обмотки трансформатора собственных нужд, кВ.

4.4.31. Расчет рабочих токов питающих линий районных потребителей

$$I_{\text{раб6-8}} = \frac{K_{\text{нр}} \cdot P_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н2}} \cdot \cos \varphi},$$
$$I_{\text{раб12-14}} = \frac{K_{\text{нр}} \cdot P_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н3}} \cdot \cos \varphi}, \quad (53)$$

где P_{max} – максимальная активная мощность районного потребителя, кВт
(мощности определены формулой (8));

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности потребителя.

4.4.32. Расчет рабочих токов тяговой подстанции постоянного тока

Расчет рабочих токов основных присоединений тяговой подстанции постоянного тока с двумя уровнями вторичного напряжения (с трехобмоточным трансформатором) производится в соответствии с рисунком 12 и по формулам (38 – 45), (54 – 59).

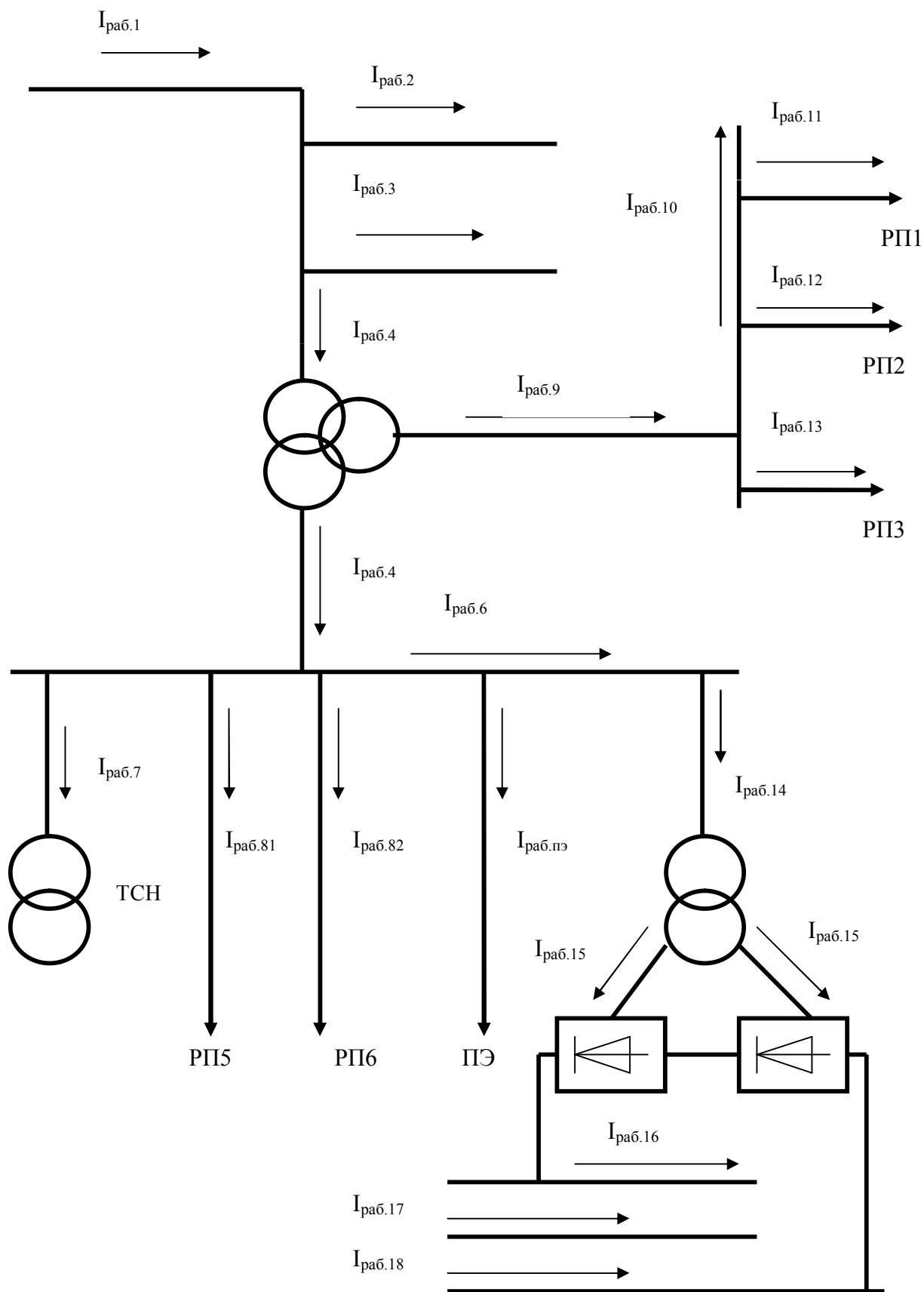


Рисунок 12- Расчетная схема для определения рабочих токов тяговой транзитной подстанции постоянного тока с трехобмоточным трансформатором

Рабочие токи $I_{раб1} - I_{раб4}$ определяются по формулам (38 – 41). Рабочие токи на вводах в распределительные устройства напряжением 35 и 10 кВ $I_{раб9}$ и $I_{раб5}$ рассчитываются по формуле (42). В этой формуле необходимо учитывать, что мощность на шинах 10 кВ определяется по формуле

$$S_{10} = S_{тяг} + S_{пэ} + S_{рп10} + S_{сн}.$$

Для расчета рабочих токов на сборных шинах напряжением 35 и 10 кВ $I_{раб6}$ и $I_{раб10}$ необходимо использовать формулу (43), на вводе в ТСН $I_{раб7}$ – формулу (44), на фидерах районных потребителей $I_{раб81}, I_{раб82}, I_{раб11} - I_{раб13}$ – формулу (45). Ток на вводе в РУ-3,3 кВ равен номинальному току выпрямителя.

4.4.33. Расчет рабочего тока на фидере продольного электроснабжения

$$I_{раб.пэ} = \frac{S_{пэ}}{\sqrt{3} \cdot U_{пэ}}, \quad (54)$$

где $S_{пэ}$ – мощность железнодорожных нетяговых потребителей, питающихся по линии продольного электроснабжения (ПЭ), кВА (см.исходные данные); $U_{пэ}$ – напряжение в линии ПЭ, кВ.

4.4.34. Расчет рабочего тока первичной обмотки тягового трансформатора

$$I_{раб.14} = \frac{S_{н.тт}}{\sqrt{3} \cdot U_{н1}}, \quad (55)$$

где $S_{н.тт}$ – номинальная мощность тягового трансформатора, кВА;

$U_{н1}$ – номинальное напряжение первичной (сетевой) обмотки тягового трансформатора, кВ.

4.4.35. Расчет рабочего тока вторичной обмотки тягового трансформатора

$$I_{раб.15} = I_{дн} \cdot \sqrt{\frac{2}{3}}, \quad (56)$$

где $I_{дн}$ – номинальный ток выпрямителя, А.

4.4.36. Расчет рабочего тока плюс главной шины РУ-3,3 кВ

$$I_{\text{раб.16}} = N \cdot I_{\text{дн}} \cdot K_{\text{р.н.}}, \quad (57)$$

где N – число преобразовательных агрегатов (см. расчет по формуле 14);
 $K_{\text{р.н}}$ = коэффициент распределения нагрузки на сборных шинах РУ-3,3 кВ,
 $K_{\text{р.н}} = 0,8$.

4.4.37. Расчет рабочего тока плюс запасной шины РУ-3,3 кВ

$$I_{\text{раб.17}} = I_{\text{раб.max.ф}}, \quad (58)$$

где $I_{\text{раб.max.ф}}$ – ток самого нагруженного фидера контактной сети (см. задание).

4.4.38. Расчет рабочего тока минус шины РУ-3,3 кВ

$$I_{\text{раб.18}} = N \cdot I_{\text{дн}}, \quad (59)$$

где N и $I_{\text{дн}}$ – см. пояснения к формулам (55) и (56).

4.4.39. Расчет рабочих токов основных присоединений тяговой транзитной подстанции постоянного тока с одним уровнем вторичного напряжения (с двухобмоточным трансформатором) производится в соответствии с рисунком 13 и по формулам (22 – 29), (54 – 59).

Расчет рабочих токов $I_{\text{раб.1}} - I_{\text{раб.7}}$, $I_{\text{раб.81,82}}$ производится по формулам (22 – 29); $I_{\text{пз}}$, $I_{\text{раб.14}} - I_{\text{раб.18}}$ – по формулам (54-59).

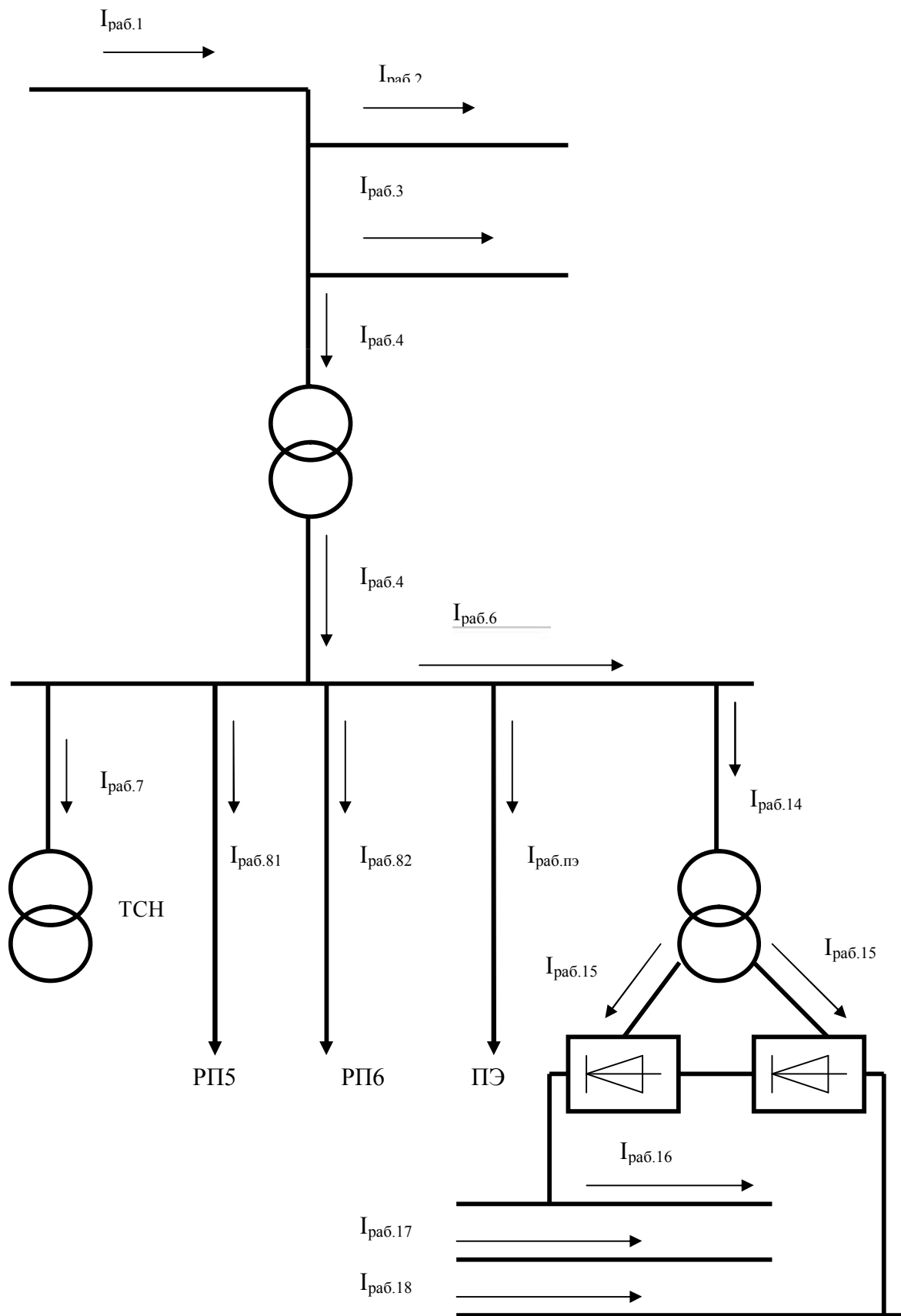


Рисунок 13- Расчетная схема для определения рабочих токов тяговой транзитной подстанции постоянного тока с двухобмоточным трансформатором

4.4.40. Расчет рабочих токов основных присоединений тяговой тупиковой (отпаечной) подстанции постоянного тока с одним уровнем вторичного напряжения (с двухобмоточным главным понижающим трансформатором)

Расчет рабочих токов для тупиковых и отпаечных подстанций выполняется аналогичным способом, что и для транзитных. В расчетной схеме не указывается транзитная перемычка, есть только ремонтная (см. рисунок 13 – не будет перемычки и $I_{\text{раб.3}}$). Следовательно, рассчитывается ток только для ремонтной перемычки $I_{\text{раб.2}}$. Рабочие токи $I_{\text{раб.1}}$, $I_{\text{раб.2}}$, $I_{\text{раб.4}}$ - $I_{\text{раб.7}}$, $I_{\text{раб.81,82}}$ определяются по формулам (30-37), $I_{\text{пэ}}$, $I_{\text{раб.14}}$ - $I_{\text{раб.18}}$ – по формулам (54-59).

4.4.41. Расчет рабочих токов основных присоединений тяговой тупиковой (отпаечной) подстанции постоянного тока с двумя уровнями вторичного напряжения (с трехобмоточным трансформатором)

Расчет рабочих токов для тупиковых и отпаечных подстанций выполняется аналогичным способом, что и для транзитных. В расчетной схеме не указывается транзитная перемычка, есть только ремонтная (см. рисунок 12 – не будет перемычки и $I_{\text{раб.3}}$). Следовательно, рассчитывается ток только для ремонтной перемычки $I_{\text{раб.2}}$. Рабочие токи $I_{\text{раб.1}}$, $I_{\text{раб.2}}$, $I_{\text{раб.4}}$ - $I_{\text{раб.7}}$, $I_{\text{раб.81,82}}$, $I_{\text{раб.9}}$ - $I_{\text{раб.13}}$ определяются по формулам (46 – 53), $I_{\text{пэ}}$, $I_{\text{раб.14}}$ - $I_{\text{раб.18}}$ – по формулам (54-59).

4.4.42. Расчет рабочих токов основных присоединений транзитной тяговой подстанции переменного тока

Расчет рабочих токов основных присоединений тяговой транзитной подстанции переменного тока производится в соответствии с рисунком 14 и по формулам (38 – 45), (60).

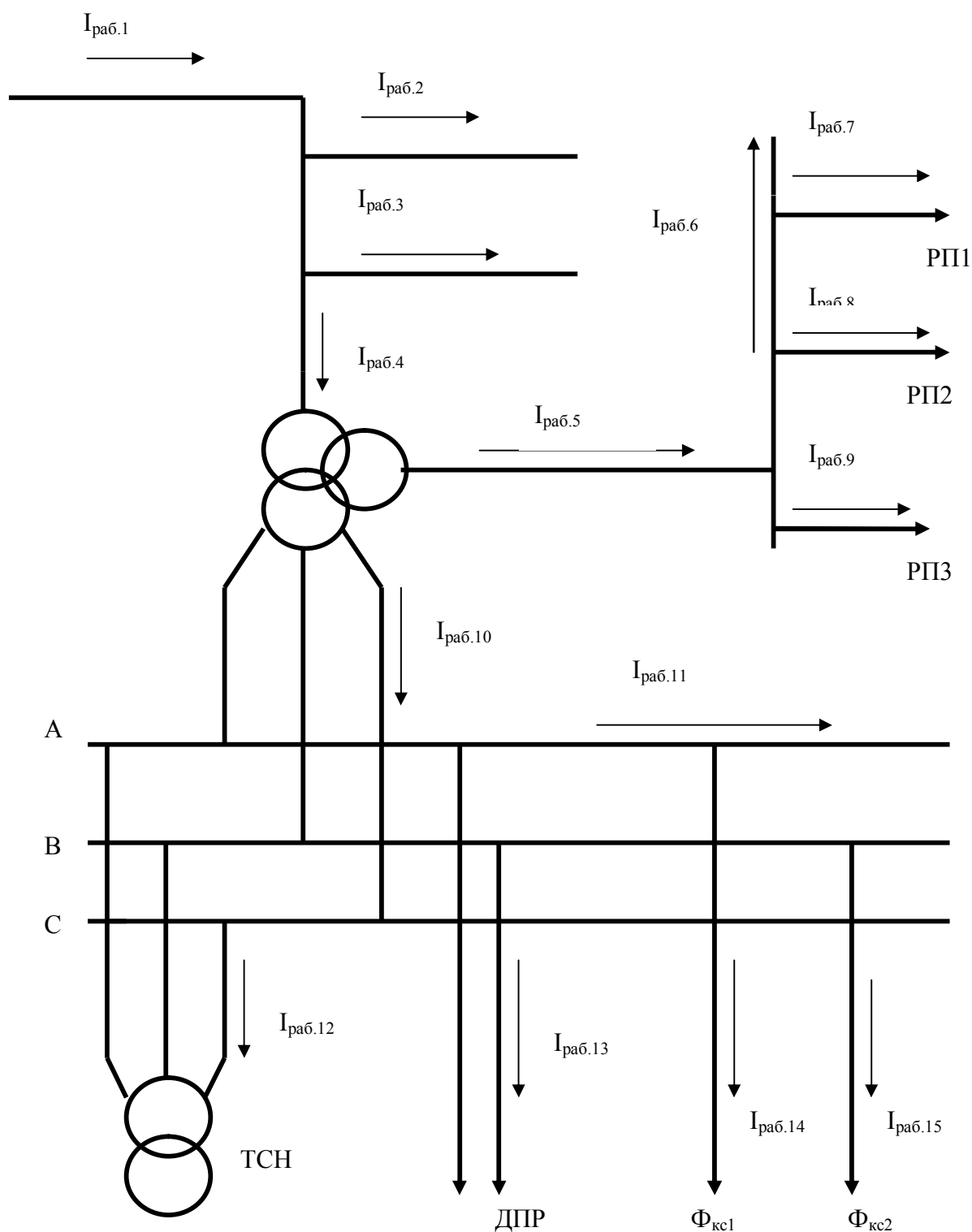


Рисунок 14- Расчетная схема для определения рабочих токов тяговой транзитной подстанции переменного тока с трехобмоточным трансформатором

Рабочие токи $I_{раб1} - I_{раб4}$ определяются по формулам (38 – 41). Рабочие токи на вводах в распределительные устройства напряжением 35 (10) и 27,5 кВ

$I_{ра65}$ и $I_{ра610}$ рассчитываются по формуле (42). В этой формуле необходимо учитывать, что мощность на шинах 27,5 кВ определяется по формуле

$$S_{27,5} = S_{тяг} + S_{дпр} + S_{сн}.$$

Для расчета рабочих токов на сборных шинах напряжением 35(10) и 27,5 кВ $I_{ра66}$ и $I_{ра611}$ необходимо использовать формулу (43), на вводе в ТСН $I_{ра612}$ – формулу (44), на фидерах районных потребителей $I_{ра67}$ - , $I_{ра69}$ – формулу (45).

Количество питающих фидеров контактной сети переменного тока и их максимальные рабочие токи $I_{ра614}$ – $I_{ра615}$ указаны в исходных данных.

Рабочий ток на фидере ДПР $I_{раб.13}$ рассчитывается по формуле

$$I_{раб.13} = \frac{S_{дпр}}{U_{н.дпр}}, \quad (60)$$

где $S_{дпр}$ – мощность железнодорожных нетяговых потребителей по линии ДПР (см. исходные данные);

$U_{н.дпр}$ – номинальное напряжение в линии ДПР, $U_{н.дпр} = 27,5$ кВ.

4.4.43. Расчет рабочих токов основных присоединений тупиковой (отпаечной) тяговой подстанции переменного тока

Расчет рабочих токов основных присоединений тяговой тупиковой (отпаечной) подстанции переменного тока производится в соответствии с рисунком 15 и по формулам (46-53), (60).

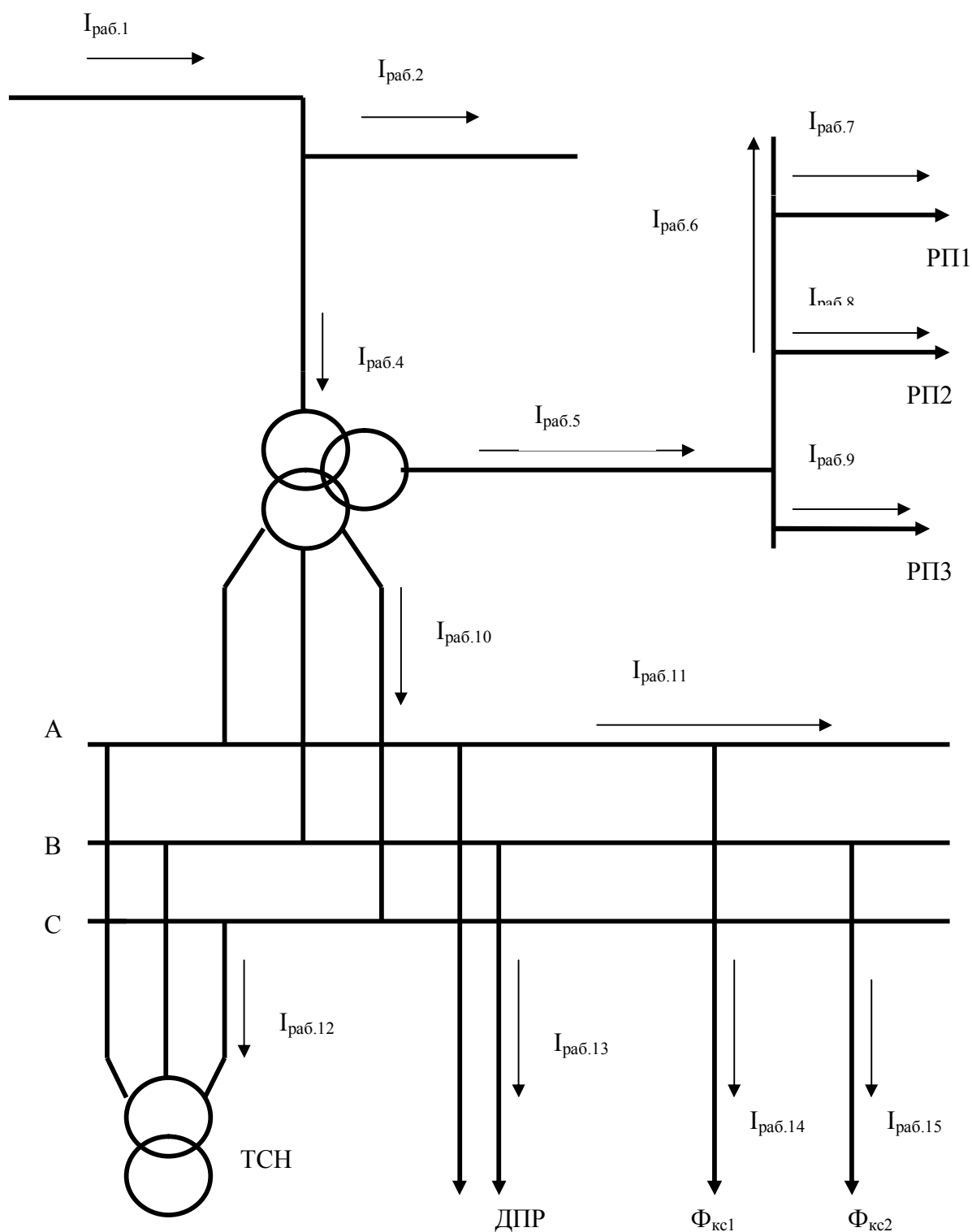


Рисунок 15- Расчетная схема для определения рабочих токов тяговой тупиковой (отпаечной) подстанции переменного тока с трехобмоточным трансформатором

Рабочие токи $I_{раб1} - I_{раб4}$ определяются по формулам (46 – 49). Рабочие токи на вводах в распределительные устройства напряжением 35 (10) и 27,5 кВ

$I_{ра65}$ и $I_{ра610}$ рассчитываются по формуле (50). В этой формуле необходимо учитывать, что мощность на шинах 27,5 кВ определяется по формуле

$$S_{27,5} = S_{тяг} + S_{дпр} + S_{сн}.$$

Для расчета рабочих токов на сборных шинах напряжением 35(10) и 27,5 кВ $I_{ра66}$ и $I_{ра611}$ необходимо использовать формулу (51), на вводе в ТСН $I_{ра612}$ – формулу (52), на фидерах районных потребителей $I_{ра67}$ - , $I_{ра69}$ – формулу (53). Количество питающих фидеров контактной сети переменного тока и их максимальные рабочие токи $I_{ра614}$ – $I_{ра615}$ указаны в исходных данных.

Рабочий ток на фидере ДПР $I_{ра6.13}$ рассчитывается по формуле (60).

4.5. Расчет токов короткого замыкания

Расчет параметров цепи короткого замыкания необходим для дальнейшей проверки выбранных токоведущих частей и оборудования подстанции на термическую и электродинамическую стойкости.

Последствиями термического и электродинамического действия токов короткого замыкания могут быть механическое разрушение токоведущих частей, частей аппаратов, оплавление контактов коммутационной аппаратуры, разрушение изоляторов в местах крепления жестких токоведущих частей.

Расчет токов короткого замыкания проводится методом относительных единиц при базисных условиях. По этому методу расчет параметров трехфазного короткого замыкания выполняется в следующей последовательности:

- по заданной схеме внешнего электроснабжения подстанций составляется расчетная схема, на которой указываются все номинальные параметры- мощности короткого замыкания на шинах районных подстанция, которые питают проектируемую; длины линий электропередачи, номинальные мощности и напряжения короткого замыкания трансформаторов; точки

короткого замыкания, для которых определяются токи короткого замыкания, уровни напряжений на шинах подстанций;

- на основании расчетной схемы составляется схема замещения, на которой все элементы расчетной схемы изображаются в виде индуктивных сопротивлений, т.к. при коротком замыкании в цепи преобладает индуктивный характер нагрузки; все сопротивления нумеруются и указывается их значение (в числителе дроби ставится номер относительного сопротивления, в знаменателе – рассчитанное значение);

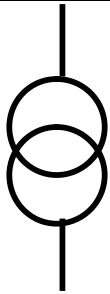



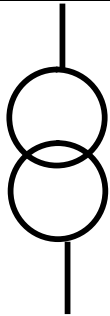

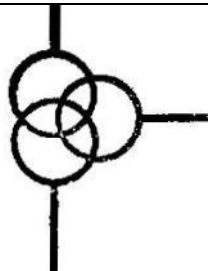
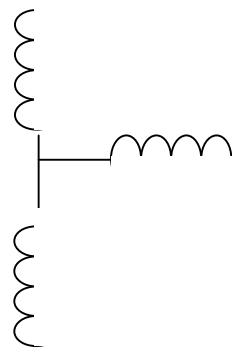
- производится расчет относительных сопротивлений;

- схема замещения преобразуется к элементарному виду, в результате преобразования рассчитываются относительные сопротивления в точках короткого замыкания;

- рассчитываются базисные токи, установившиеся значения трехфазных токов, ударные токи и мощности короткого замыкания.

Относительное сопротивление в расчетных формулах обозначается X_{*b1} , где X обозначает индуктивное сопротивление, $*$ - сопротивление выражено в относительных единицах (без единицы измерения), b – рассчитано при базисных условиях, 1 - порядковый номер, который имеет сопротивление в схеме замещения.

Таблица 13 – Расчетные выражения для определения относительных сопротивлений

Элемент цепи короткого замыкания	Условное графическое обозначение в расчетной схеме	Условное графическое обозначение в схеме замещения	Расчетная формула
Электрическая система			$X_{*6} = \frac{S_{\delta}}{S_{\kappa}}$
Линия электропередачи			$X_{*6} = X_0 l \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2}$
Двухобмоточный трансформатор			$X_{*6} = \frac{u_{\kappa}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{н.тр}}$
Трехобмоточный трансформатор			$X_{*61} = \frac{u_{\kappa1}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{н.тр}}$ $X_{*62} = \frac{u_{\kappa2}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{н.тр}}$ $X_{*63} = \frac{u_{\kappa3}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{н.тр}}$

Пояснения к формулам таблицы 13:

S_{δ} – базисная мощность, суммарная мощность генераторов, $S_{\delta} = 100$ МВА;

S_{κ} – мощность короткого замыкания на шинах районной подстанции, кВА;

X_0 – сопротивление одного километра линии электропередачи, $X_0 = 0,4$ Ом/км для воздушных ЛЭП, $X_0 = 0,08$ Ом/км для кабельных ЛЭП на 6 и 10 кВ,

$X_0 = 0,12$ Ом/км для кабельных ЛЭП на 35 кВ;

l – длина линии электропередачи, км;

$U_{\text{ср}}$ – среднее напряжение в линии электропередачи (среднее напряжение на 5% больше номинального, определяется по таблице 10), кВ;

$S_{\text{н.тр}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;

$u_{\text{к}}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

Для двухобмоточных трансформаторов напряжение короткого замыкания указывается в техническом паспорте или в справочнике. У трехобмоточных трансформаторов указываются напряжения короткого замыкания между первой и второй обмотками $u_{\text{к1-2}}$, между первой и третьей обмотками $u_{\text{к1-3}}$, между второй и третьей обмотками $u_{\text{к2-3}}$. Напряжения короткого замыкания $u_{\text{к1}}$, $u_{\text{к2}}$, $u_{\text{к3}}$ определяются по формулам:

$$u_{\text{к1}} = 0,5 (u_{\text{к1-2}} + u_{\text{к1-3}} - u_{\text{к2-3}})$$

$$u_{\text{к2}} = 0,5 (u_{\text{к1-2}} + u_{\text{к2-3}} - u_{\text{к1-3}})$$

$$u_{\text{к3}} = 0,5 (u_{\text{к1-3}} + u_{\text{к2-3}} - u_{\text{к1-2}}).$$

Таблица 14 - Шкала номинальных и средних напряжений

$U_{\text{н}}$, кВ	0,22	0,38	3	6	10	35	110	220
$U_{\text{ср}}$, кВ	0,23	0,4	3,15	6,3	10,5	37	115	230

4.5.1. Порядок расчета при определении относительных сопротивлений, токов и мощностей короткого замыкания для транзитной подстанции в максимальном режиме

4.5.1.1. Расчет относительных сопротивлений производится по формулам (61-63).

4.5.1.1.1. По схеме внешнего электроснабжения составляется расчетная схема, на которой указываются исходные данные своего варианта, указываются точки КЗ.

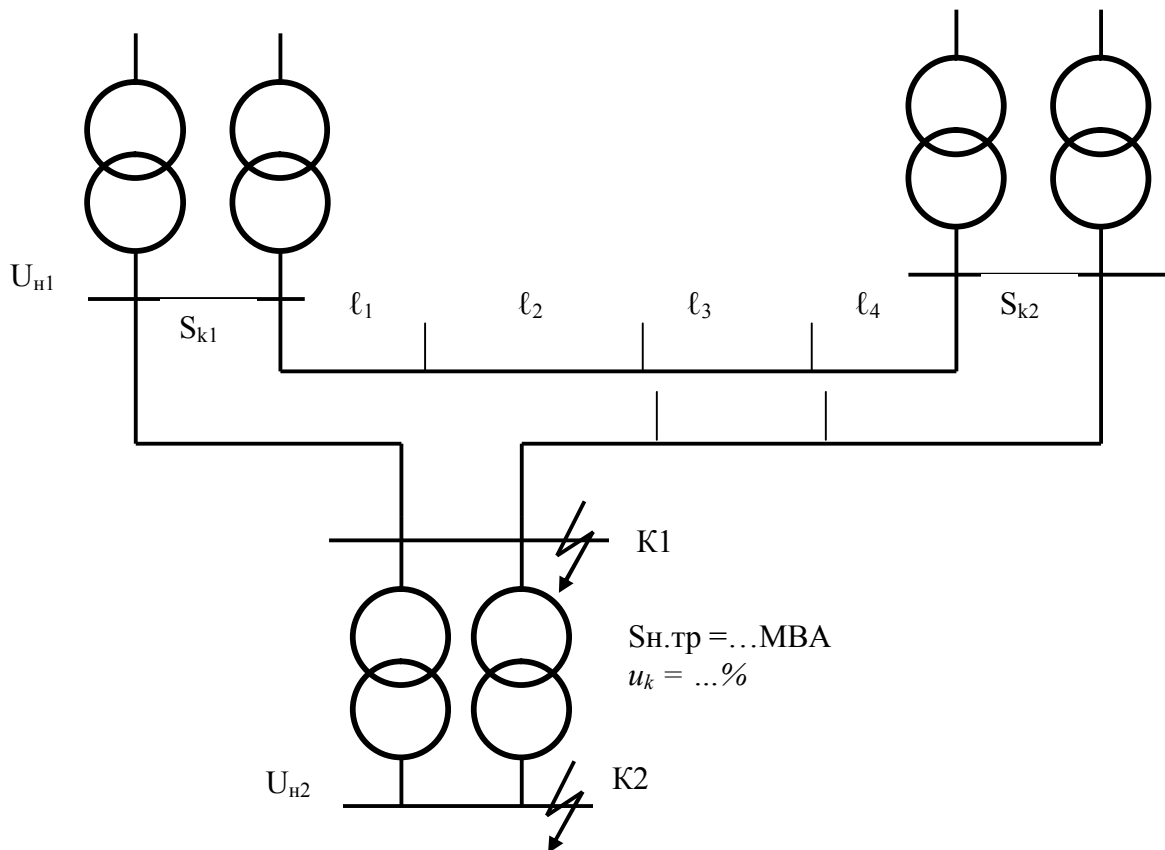


Рисунок 16- Расчетная схема для определения токов короткого замыкания для транзитной подстанции в максимальном режиме

4.5.1.1.2 По расчетной схеме составляется схема замещения, на которой все элементы расчетной схемы заменяются на индуктивные сопротивления. Сопротивления пронумеровываются, указываются точки КЗ.

4.5.1.1.3 Выполнение расчета относительных сопротивлений

Расчет относительных сопротивлений электрической системы

$$X_{*бэс} = \frac{Sб}{Sк}, \quad (61)$$

По формуле (61) рассчитываются сопротивления X_{*61} и X_{*62} , X_{*63} и X_{*64} .

$$X_{*61} = X_{*62} = \frac{Sб}{Sк1}$$

$$X_{*63} = X_{*64} = \frac{Sб}{Sк2}$$

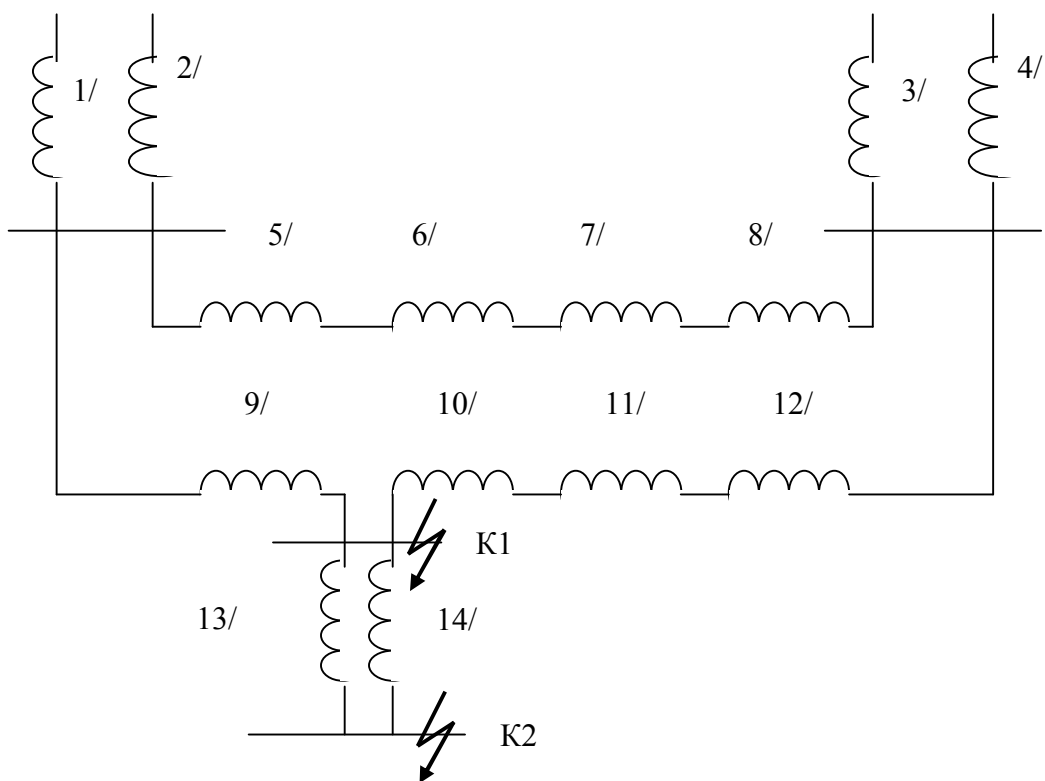


Рисунок 17 - Схема замещения для определения токов короткого замыкания для транзитной подстанции в максимальном режиме

Расчет относительных сопротивлений линий электропередачи

$$X_{*6 \text{ ЛЭП}} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S\delta}{U_{c.p}^2}, \quad (62)$$

где X_0 – сопротивление одного километра линии, $X_0 = 0,4 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$;

l – длина ЛЭП, км;

$U_{c.p}$ – среднее напряжение в ЛЭП, кВ.

По формуле (62) рассчитываются относительные сопротивления

$X_{*65} - X_{*612}$.

$$X_{*65} = X_{*69} = X_0 \cdot l_1 \cdot \frac{S\delta}{U^2_{c.p}}$$

$$X_{*66} = X_{*610} = X_0 \cdot l_2 \cdot \frac{S\delta}{U^2_{c.p}}$$

$$X_{*67} = X_{*611} = X_0 \cdot l_3 \cdot \frac{S\bar{\sigma}}{U^2_{c.p}}$$

$$X_{*68} = X_{*612} = X_0 \cdot l_4 \cdot \frac{S\bar{\sigma}}{U^2_{c.p}}$$

Расчет относительных сопротивлений трансформаторов

$$X_{*6\text{ тр}} = \frac{u_{\kappa}}{100} \cdot \frac{S\bar{\sigma}}{S_{н.тр}}, \quad (63)$$

где u_{κ} – напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

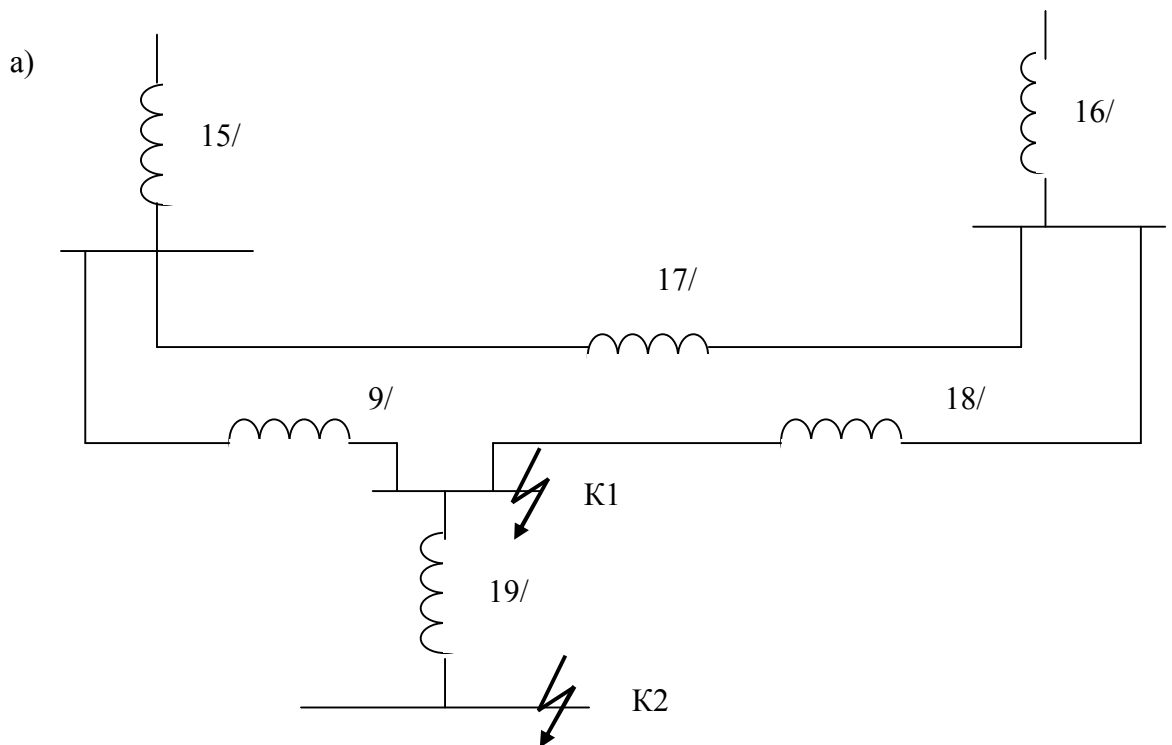
$S_{н.тр}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

По формуле (63) рассчитываются относительные сопротивления

X_{*613} и X_{*614} .

Результаты расчетов необходимо нанести на схему замещения.

4.5.1.1.4. Преобразование схемы замещения



Преобразование схемы замещения проводится методом свертывания до элементарного вида, т.е. до одного сопротивления. В результате преобразования схемы замещения появляются новые эквивалентные сопротивления, нумерацию их необходимо продолжить. Если

сопротивление переходит из одной схемы преобразования в другую без изменения, то его номер сохраняется (в данном случае не изменяется номер X_{*69}).

Эквивалентное относительное сопротивление группы последовательно соединенных сопротивлений определяют их суммой. Например, относительные сопротивления X_{*65} , X_{*66} , X_{*67} , X_{*68} соединены последовательно, их эквивалентное сопротивление

$$X_{*617} = X_{*65} + X_{*66} + X_{*67} + X_{*68}.$$

$$X_{*618} = X_{*610} + X_{*611} + X_{*612}.$$

Эквивалентное сопротивление при параллельном соединении определяется по формуле $X_{*61-2} = (X_{*61} \cdot X_{*62}) / (X_{*61} + X_{*62})$. Если сопротивления имеют одинаковые значения $X_{*61} = X_{*62}$, то их эквивалентное находится по формулам $X_{*615} = X_{*61}/2$; $X_{*63} = X_{*64}$, $X_{*616} = X_{*63}/2$; $X_{*613} = X_{*614}$, $X_{*619} = X_{*613}/2$.

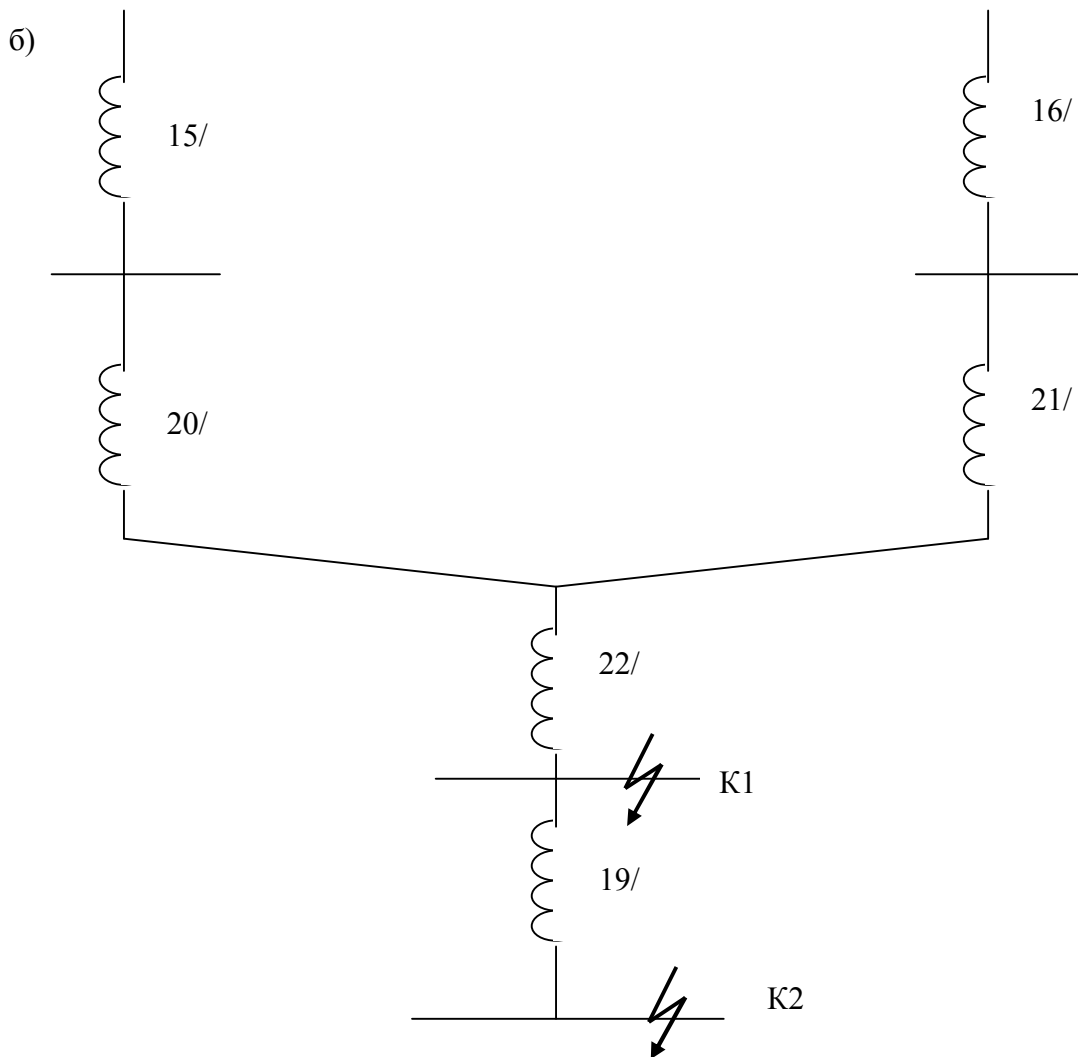
Схемы и формулы для преобразования указаны в учебнике [1], глава 2, § 2.3 на страницах 33-46.

Сторонами 9, 17 и 18 образован треугольник. Его необходимо преобразовать в звезду со сторонами 20, 21, 22. Относительные сопротивления лучей звезды определяются по формулам

$$X_{*620} = \frac{X_{*B9} \cdot X_{*B17}}{X_{*B9} + X_{*B17} + X_{*B18}}$$

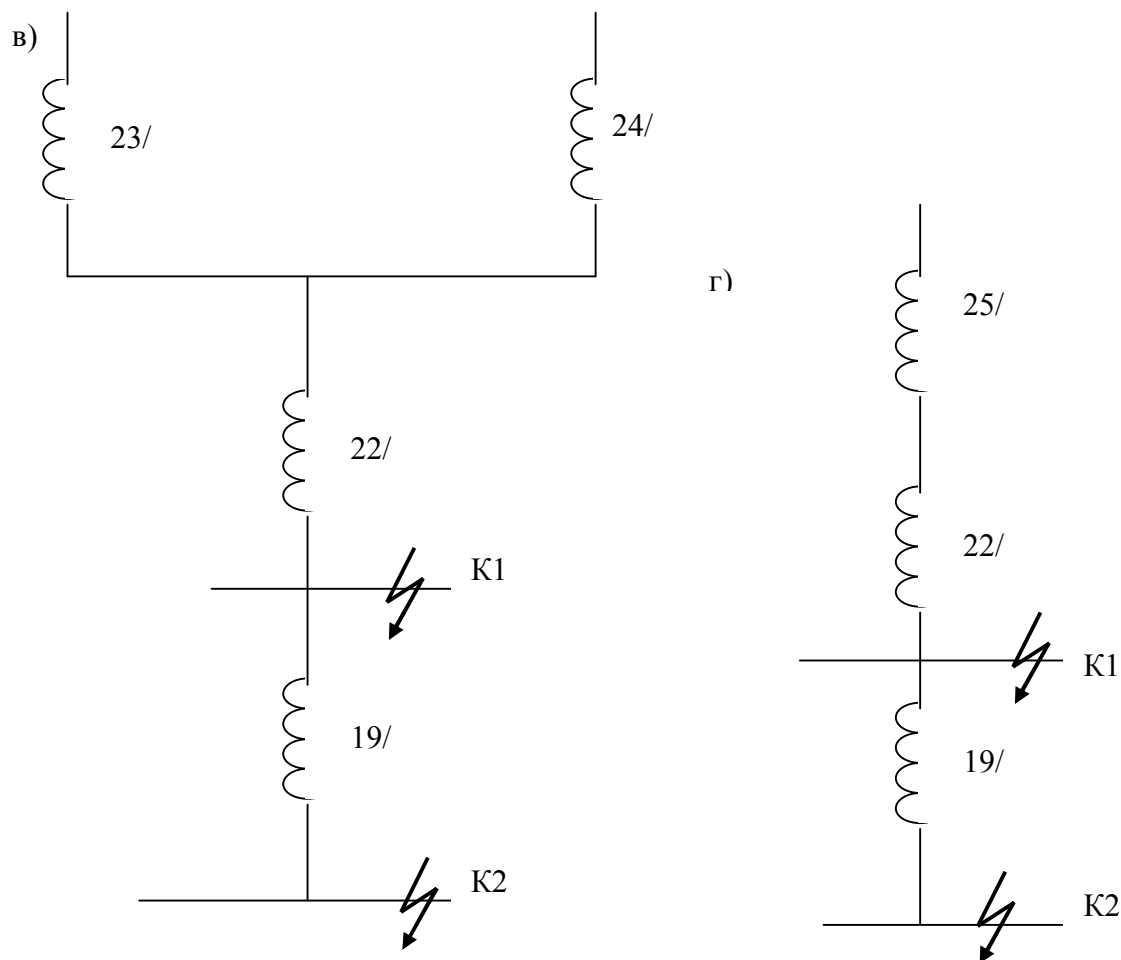
$$X_{*621} = \frac{X_{*B17} \cdot X_{*B18}}{X_{*B9} + X_{*B17} + X_{*B18}}$$

$$X_{*622} = \frac{X_{*B9} \cdot X_{*B18}}{X_{*B9} + X_{*B17} + X_{*B18}}$$



Относительные сопротивления X_{*B15} и X_{*B20} соединены последовательно, их результирующее определяется по формуле $X_{*B23} = X_{*B15} + X_{*B20}$.

Относительные сопротивления X_{*B16} и X_{*B21} соединены последовательно, их результирующее определяется по формуле $X_{*B24} = X_{*B16} + X_{*B21}$.



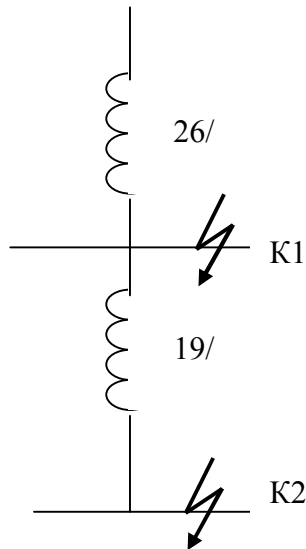
Относительные сопротивления X_{*B23} и X_{*B24} соединены параллельно, их результирующее сопротивление определяется по формуле

$$X_{*B25} = \frac{X_{*B23} \cdot X_{*B24}}{X_{*B23} + X_{*B24}}$$

Относительные сопротивления X_{*B25} и X_{*B22} соединены последовательно, их результирующее определяется по формуле $X_{*B26} = X_{*B25} + X_{*B22}$.

Относительное сопротивление X_{*B26} является относительным сопротивлением в точке K1, т.е. $X_{K1} = X_{*B26}$.

д)



е)

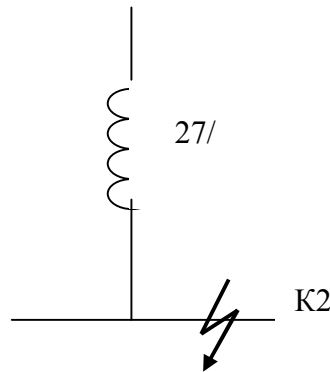


Рисунок 18 – Схемы преобразования

Относительные сопротивления X_{*B26} и X_{*B19} соединены последовательно, их результирующее определяется по формуле $X_{*B27} = X_{*B26} + X_{*B24}$. Относительное сопротивление X_{*B27} является относительным сопротивлением в точке К2, т.е. $X_{K2} = X_{*B27}$.

4.5.1.2. Расчет токов и мощности короткого замыкания

4.5.1.2.1. Расчет базисного тока

$$I_{\delta 1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{c.p1}},$$

$$I_{\delta 2} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{c.p2}}, \quad (64)$$

где U_{cp1} и U_{cp2} – средние напряжения в точках короткого замыкания К1 и К2, кВ.

4.5.1.2.2. Расчет установившегося значения тока короткого замыкания

$$I_{K1} = \frac{I_{\delta 1}}{X_{* \delta K1}},$$

$$I_{K2} = \frac{I_{\delta 2}}{X_{* \delta K2}}, \quad (65)$$

где $X_{* \delta K1}$ и $X_{* \delta K2}$ – относительные сопротивления в точках короткого замыкания К1 и К2.

$t_{p35}=0,6$ с 4.5.1.2.3. Расчет ударного тока короткого замыкания

$$\begin{aligned}i_{y1} &= 2,55 I_{к1}, \\i_{y2} &= 2,55 I_{к2},\end{aligned}\tag{66}$$

4.5.1.2.4. Расчет мощности короткого замыкания

$$\begin{aligned}S_{к1} &= \frac{S\bar{\sigma}}{X_{*\sigma}к1}, \\S_{к2} &= \frac{S\bar{\sigma}}{X_{*\sigma}к2},\end{aligned}\tag{67}$$

4.5.2.2 Расчет тепловых импульсов

Расчет тепловых импульсов проводится с целью проверки токоведущих частей и оборудования на термическую стойкость к току короткого замыкания. Полный тепловой импульс определяется по формуле (68).

$$W_k = I_k^2 (t_{ср} + t_{рз} + t_{св} + T_a),\tag{68}$$

где I_k – ток короткого замыкания в точке короткого замыкания, $кА^2 \cdot с$;

$t_{ср}$ – время срабатывания реле, $t_{ср} = 0,1$ с;

$t_{рз}$ - время действия релейной защиты, определяемое по схеме селективности релейных защит, с;

$t_{св}$ – собственное время выключателя, для выключателей на 110 и 220 кВ

$t_{св} = 0,035$ с, для масляных выключателей на 35 кВ $t_{св} = 0,04$ с, для

вакуумных выключателей на 35 кВ $t_{св} = 0,015$ с, для масляных

выключателей на 10 кВ $t_{св} = 0,09$ с, для вакуумных выключателей на

10 кВ $t_{св} = 0,015$ с;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, $T_a = 0,05$ с.

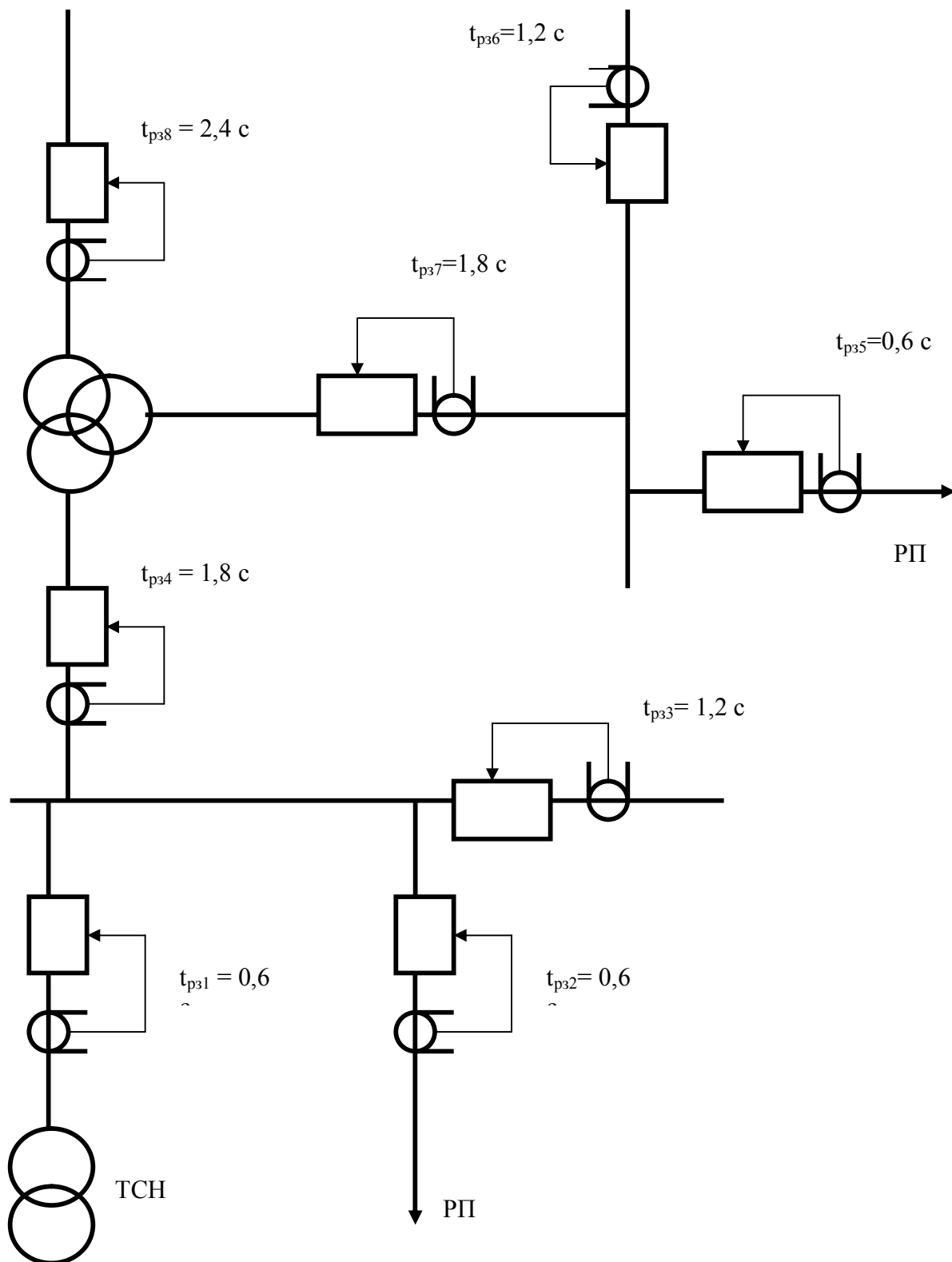


Рисунок 19 - Схема селективности релейных защит

Тепловые импульсы рассчитываются для ввода в подстанцию, для вводов вторичного напряжения, сборных шин распределительных устройств

вторичного напряжения, на фидерах районных потребителей, на вводе в трансформатор собственных нужд.

Расчет тепловых импульсов можно свести в таблицу 15.

Таблица 15 – Тепловые импульсы

Наименование присоединения	Расчетная формула	Расчет и значение импульса
Ввод в подстанцию	$B_{к1} = I_{к1}^2 (t_{ср} + t_{р38} + t_{св} + T_a)$	
Ввод в РУ-35 кВ	$B_{к2} = I_{к2}^2 (t_{ср} + t_{р37} + t_{св} + T_a)$	
Сборные шины РУ-35 кВ	$B_{к3} = I_{к2}^2 (t_{ср} + t_{р36} + t_{св} + T_a)$	
Фидер районного потребителя 35 кВ	$B_{к4} = I_{к2}^2 (t_{ср} + t_{р35} + t_{св} + T_a)$	
Ввод в РУ-10 кВ (27,5 кВ)	$B_{к5} = I_{к3}^2 (t_{ср} + t_{р34} + t_{св} + T_a)$	
Сборные шины РУ-10 кВ (27,5 кВ)	$B_{к6} = I_{к3}^2 (t_{ср} + t_{р33} + t_{св} + T_a)$	
Фидер районного потребителя 10 кВ (Фидер контактной сети переменного тока, ДПР), фидер ПЭ	$B_{к7} = I_{к3}^2 (t_{ср} + t_{р32} + t_{св} + T_a)$	
Трансформатор собственных нужд	$B_{к8} = I_{к3}^2 (t_{ср} + t_{р31} + t_{св} + T_a)$	

В таблице 15 представлены расчеты тепловых импульсов для подстанции с двумя уровнями вторичного напряжения. На подстанции с одним уровнем вторичного напряжения тепловые импульсы рассчитываются для пяти присоединений: ввода в подстанцию, ввода в распределительное устройство вторичного напряжения, сборных шинах, фидерах районных потребителей и вводе в ТСН.

4.5.2. Порядок расчета при определении относительных сопротивлений, токов и мощностей короткого замыкания для транзитной подстанции в минимальном режиме

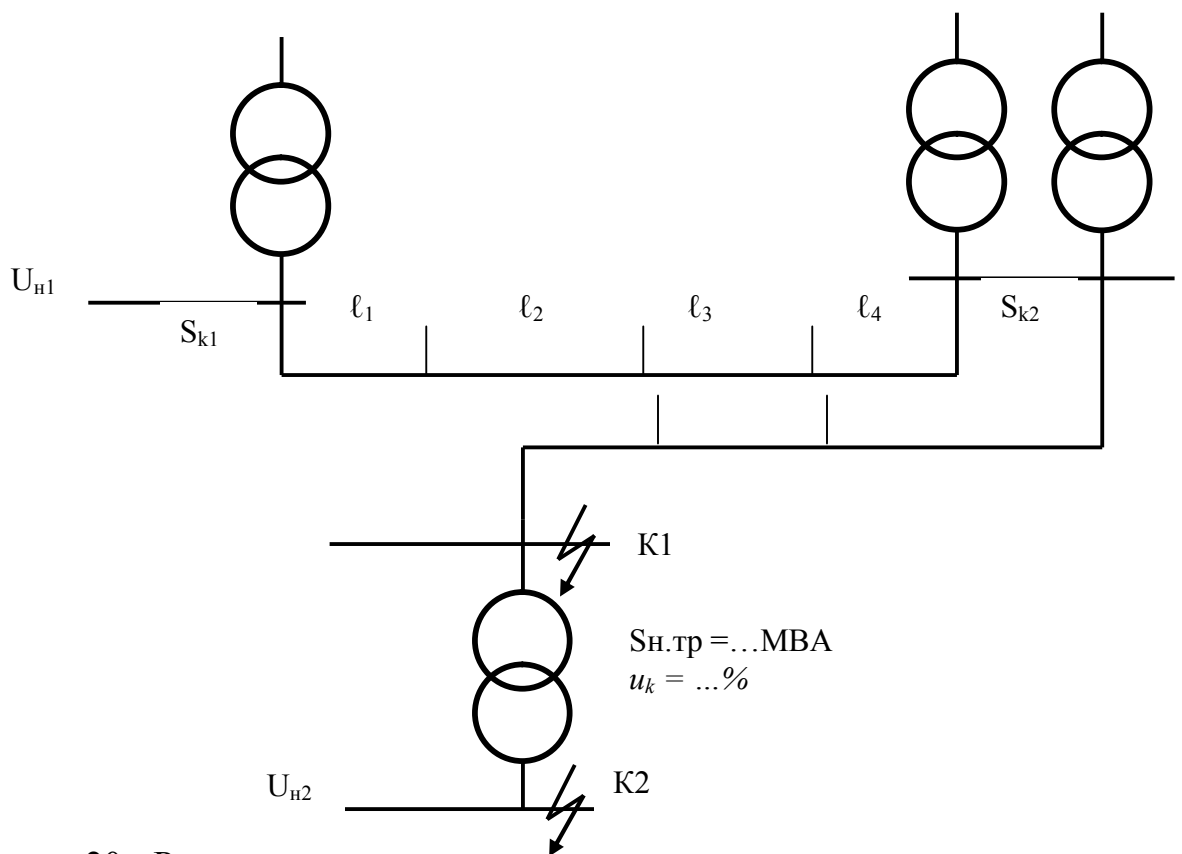


Рисунок 20 - Расчетная схема для определения токов короткого замыкания для транзитной подстанции в минимальном режиме

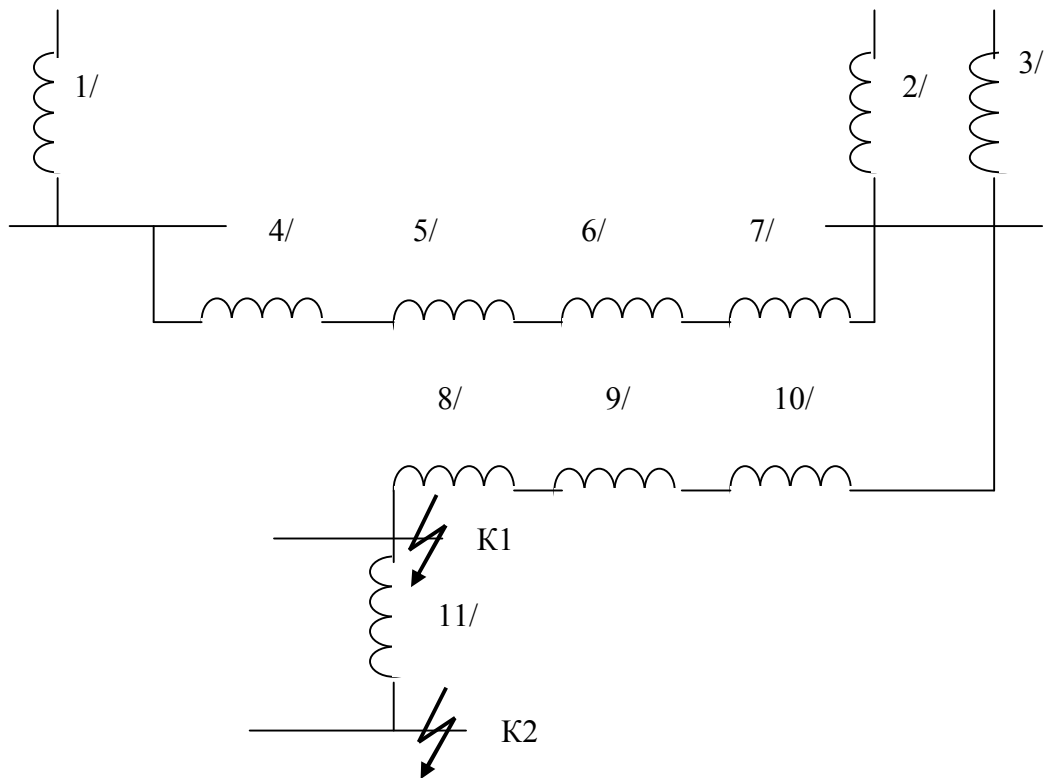
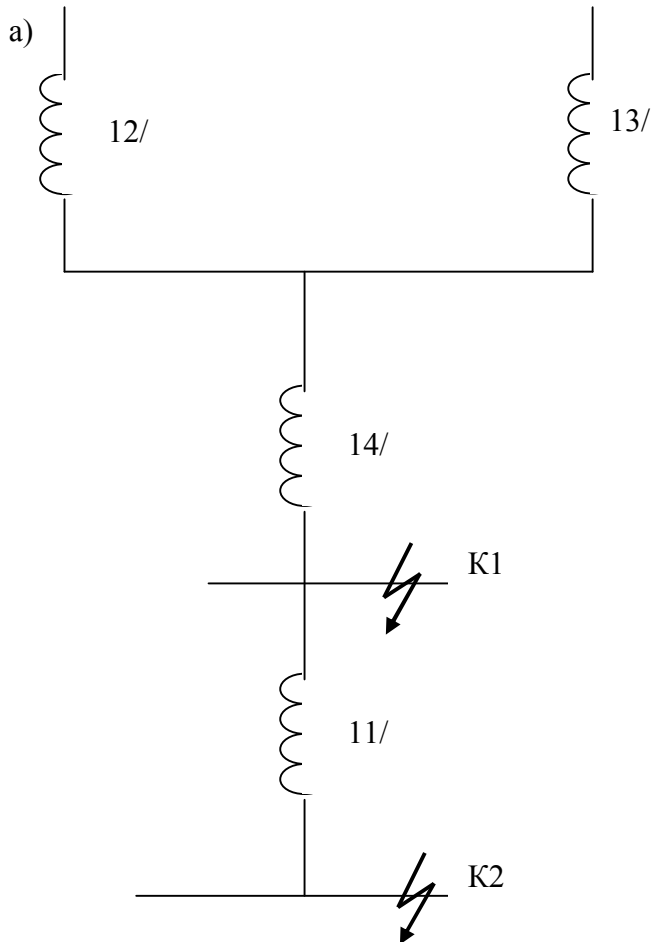


Рисунок 21 - Схема замещения для определения токов короткого замыкания для транзитной подстанции в минимальном режиме

Относительные сопротивления X_{*61} , X_{*64} - X_{*67} соединены последовательно, их результирующее определяется по формуле

$$X_{*612} = X_{*61} + X_{*64} + X_{*65} + X_{*66} + X_{*67}.$$

Относительные сопротивления X_{*62} и X_{*63} соединены параллельно, их результирующее определяется по формуле $X_{*613} = \frac{X_{*62}}{2}$. Относительные сопротивления X_{*68} , X_{*69} и X_{*610} соединены последовательно, их результирующее определяется по формуле $X_{*614} = X_{*68} + X_{*69} + X_{*610}$. Результаты преобразования указаны на схеме преобразования а).

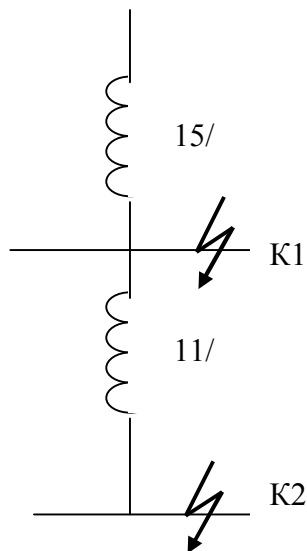


Относительные сопротивления X_{*612} и X_{*613} соединены параллельно, их результирующее сопротивление соединено последовательно с относительным сопротивлением X_{*614} . Общее сопротивление X_{*612} , X_{*613} и

X_{*614} определяется по формуле $X_{*615} = \frac{X_{*,12} \cdot X_{*,13}}{X_{*,12} + X_{*,13}} + X_{*,14}$. Относительное

сопротивления X_{*615} является сопротивлением в точке короткого замыкания К1, $X_{*615} = K1$.

б)



Относительные сопротивления X_{*615} и X_{*611} соединены последовательно, их результирующее определяется по формуле $X_{*616} = X_{*615} + X_{*611}$. Относительное сопротивление X_{*616} является сопротивлением для точки короткого замыкания К2, $X_{*616} = K2$.

в)

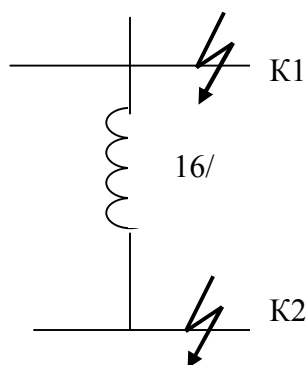


Рисунок 22 – Схемы преобразования

Токи короткого замыкания определяются по формулам 64, 65. В минимальном режиме достаточно рассчитать установившиеся значения трехфазных токов короткого замыкания I_{K1} и I_{K2} .

4.5.3. Порядок расчета при определении относительных сопротивлений, токов и мощностей короткого замыкания для тупиковой подстанции в максимальном режиме

4.5.3.1. Расчет относительных сопротивлений производится по формулам (61-63).

4.5.3.1.1. По схеме внешнего электроснабжения составляется расчетная схема, на которой указываются исходные данные своего варианта, указываются точки КЗ.

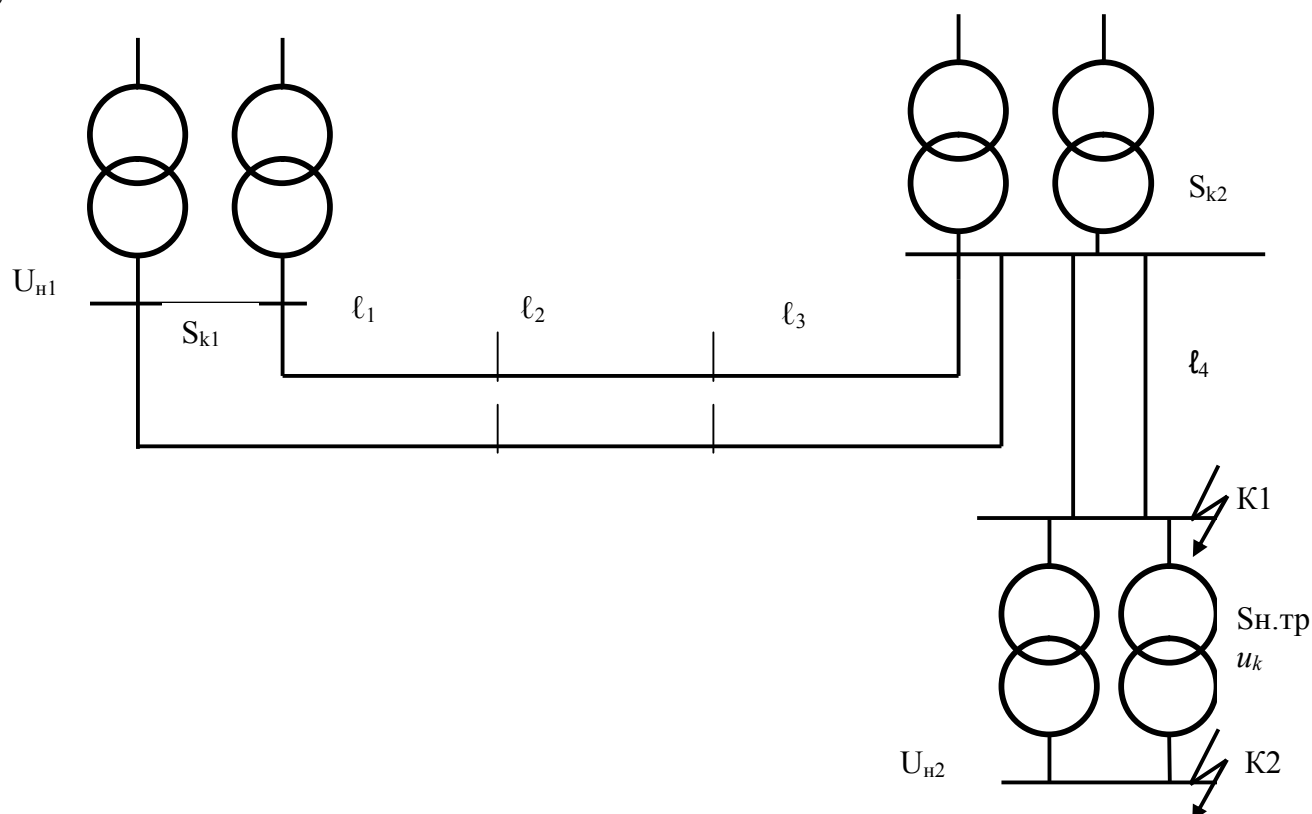


Рисунок 23 – Расчетная схема для определения токов короткого замыкания для тупиковой подстанции в максимальном режиме

4.5.3.1.2. По расчетной схеме составляется схема замещения, на которой все элементы расчетной схемы заменяются на индуктивные сопротивления.

Сопротивления пронумеровываются, указываются точки КЗ

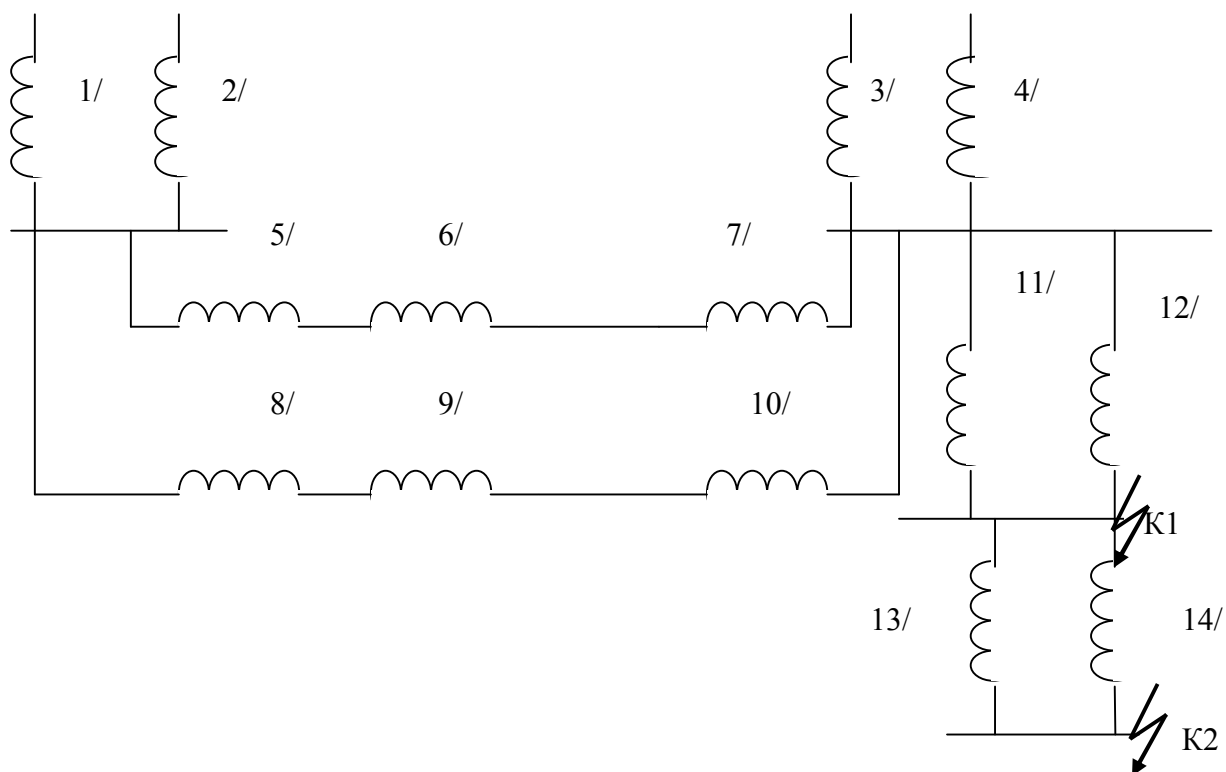
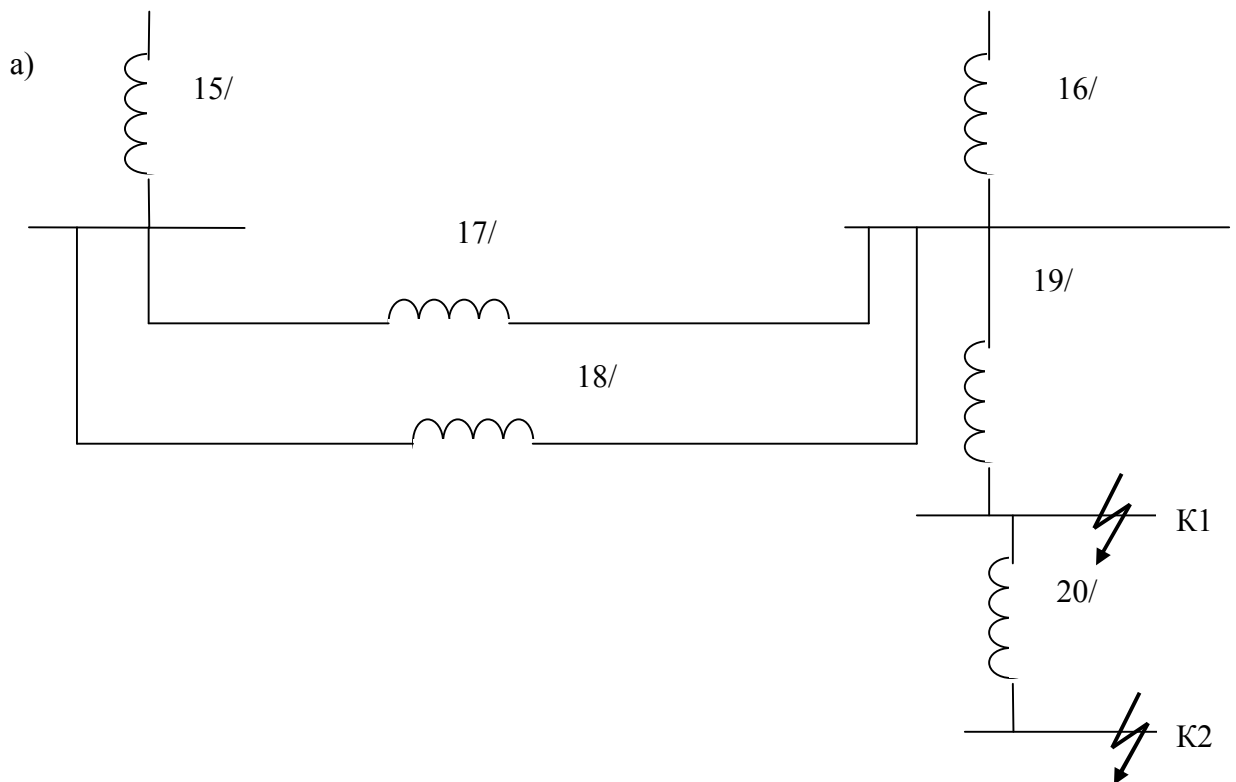


Рисунок 24 - Схема замещения для определения токов короткого замыкания для тупиковой подстанции в максимальном режиме

Относительные сопротивления $X_{*61} = X_{*62}$ и $X_{*63} = X_{*64}$ рассчитываются по формуле (61); относительные сопротивления $X_{*65} = X_{*68}$, $X_{*66} = X_{*69}$, $X_{*67} = X_{*610}$, $X_{*611} = X_{*612}$ – по формуле (62); относительные сопротивления $X_{*613} = X_{*614}$ – по формуле (63).

4.5.3.1.3 Преобразование схемы замещения

Преобразование схемы замещения проводится методом свертывания до элементарного вида, т.е. до одного сопротивления. В результате преобразования схемы замещения появляются новые эквивалентные сопротивления, нумерацию их необходимо продолжить. Если сопротивление переходит из одной схемы преобразования в другую без изменения, то его номер сохраняется.



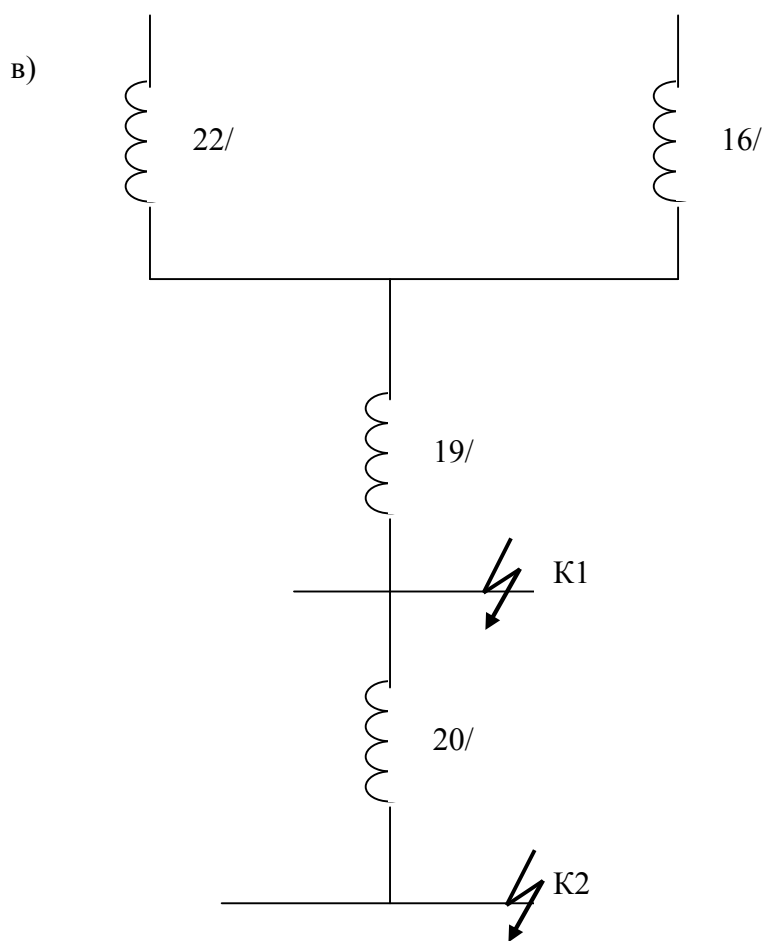
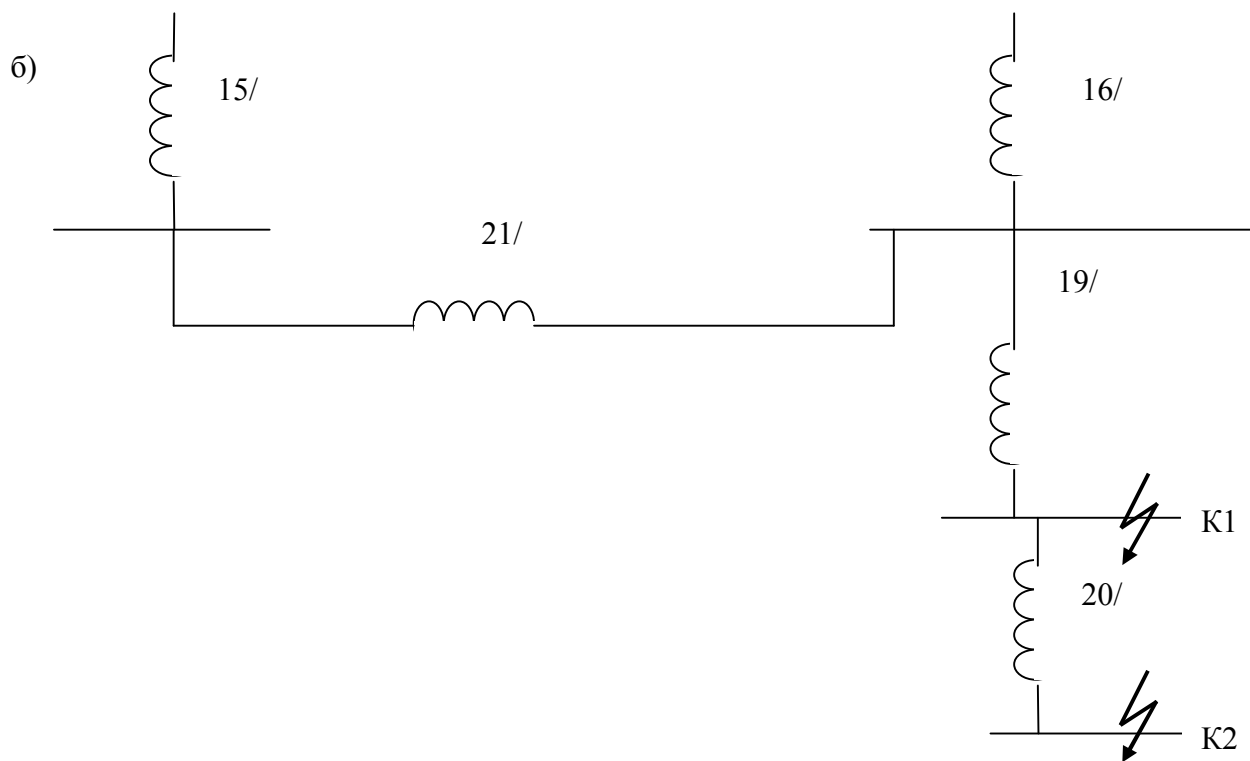
Эквивалентное относительное сопротивление группы последовательно соединенных сопротивлений определяют их суммой. Например, относительные сопротивления X_{*65} , X_{*66} и X_{*67} (X_{*68} , X_{*69} и X_{*610}) соединены последовательно, их эквивалентное сопротивление

$$X_{*617} = X_{*618} = X_{*65} + X_{*66} + X_{*67}.$$

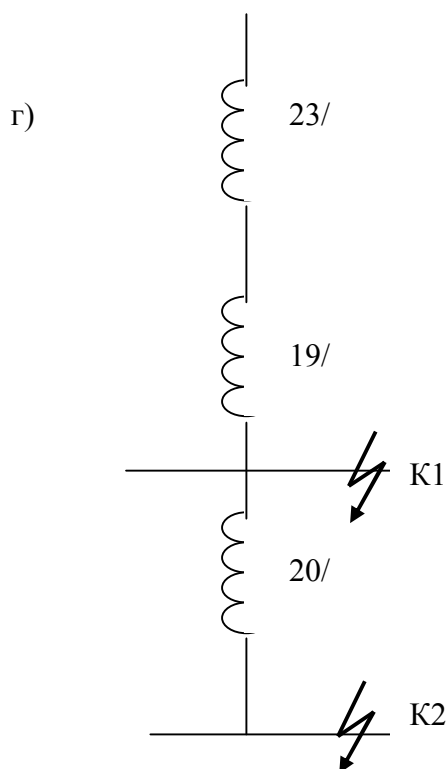
Эквивалентное сопротивление при параллельном соединении определяется по формуле $X_{*61-2} = (X_{*61} \cdot X_{*62}) / (X_{*61} + X_{*62})$. Если сопротивления имеют одинаковые значения $X_{*61} = X_{*62}$, то их эквивалентное находится по формуле $X_{*615} = X_{*61} / 2$; $X_{*63} = X_{*64}$, $X_{*616} = X_{*63} / 2$; $X_{*611} = X_{*612}$, $X_{*619} = X_{*611} / 2$; $X_{*613} = X_{*614}$, $X_{*620} = X_{*613} / 2$.

Схемы и формулы для преобразования указаны в учебнике [1], глава 2, § 2.3 на страницах 33 - 46.

Относительные сопротивления X_{*617} и X_{*618} соединены параллельно, их результирующее определяется по формуле $X_{*621} = X_{*617} / 2$.

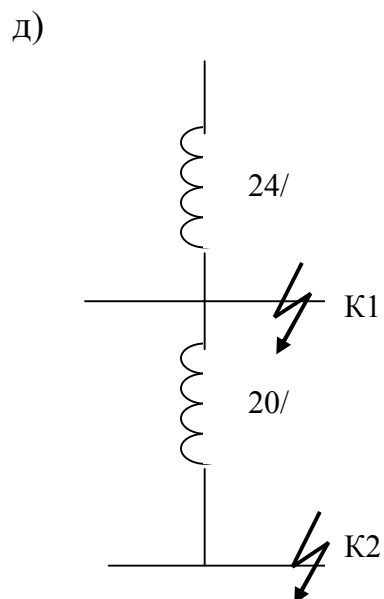


Относительные сопротивления X_{*615} и X_{*621} соединены последовательно, их результирующее определяется по формуле $X_{*622} = X_{*615} + X_{*621}$.



Относительные сопротивления $X_{*Б22}$ и $X_{*Б16}$ соединены параллельно, их результирующее сопротивление определяется по формуле

$$X_{*Б23} = \frac{X_{*622} \cdot X_{*616}}{X_{*Б22} + X_{*Б16}}$$



Относительные сопротивления X_{*B23} и X_{*B19} соединены последовательно, их результирующее определяется по формуле $X_{*B24} = X_{*B23} + X_{*B19}$.

Относительное сопротивление X_{*B24} является относительным сопротивлением в точке К1, т.е. $X_{K1} = X_{*B24}$.

е)

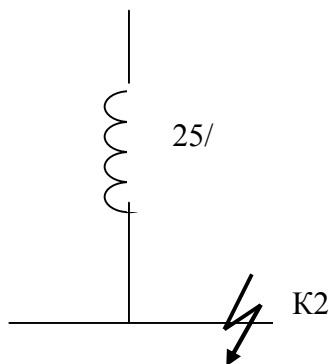


Рисунок 25 – Схемы преобразования

Относительные сопротивления X_{*B24} и X_{*B20} соединены последовательно, и результирующее сопротивление определяется по формуле $X_{*B25} = X_{*B24} + X_{*B20}$. Относительное сопротивление X_{*B25} является относительным сопротивлением в точке К2, т.е. $X_{K2} = X_{*B25}$.

Расчеты базисных токов, установившихся значений токов трехфазного короткого замыкания, ударных токов и мощностей короткого замыкания выполняются по формулам (64,65,66,67).

4.5.4 Порядок расчета при определении относительных сопротивлений, токов и мощностей короткого замыкания для тупиковой подстанции в минимальном режиме

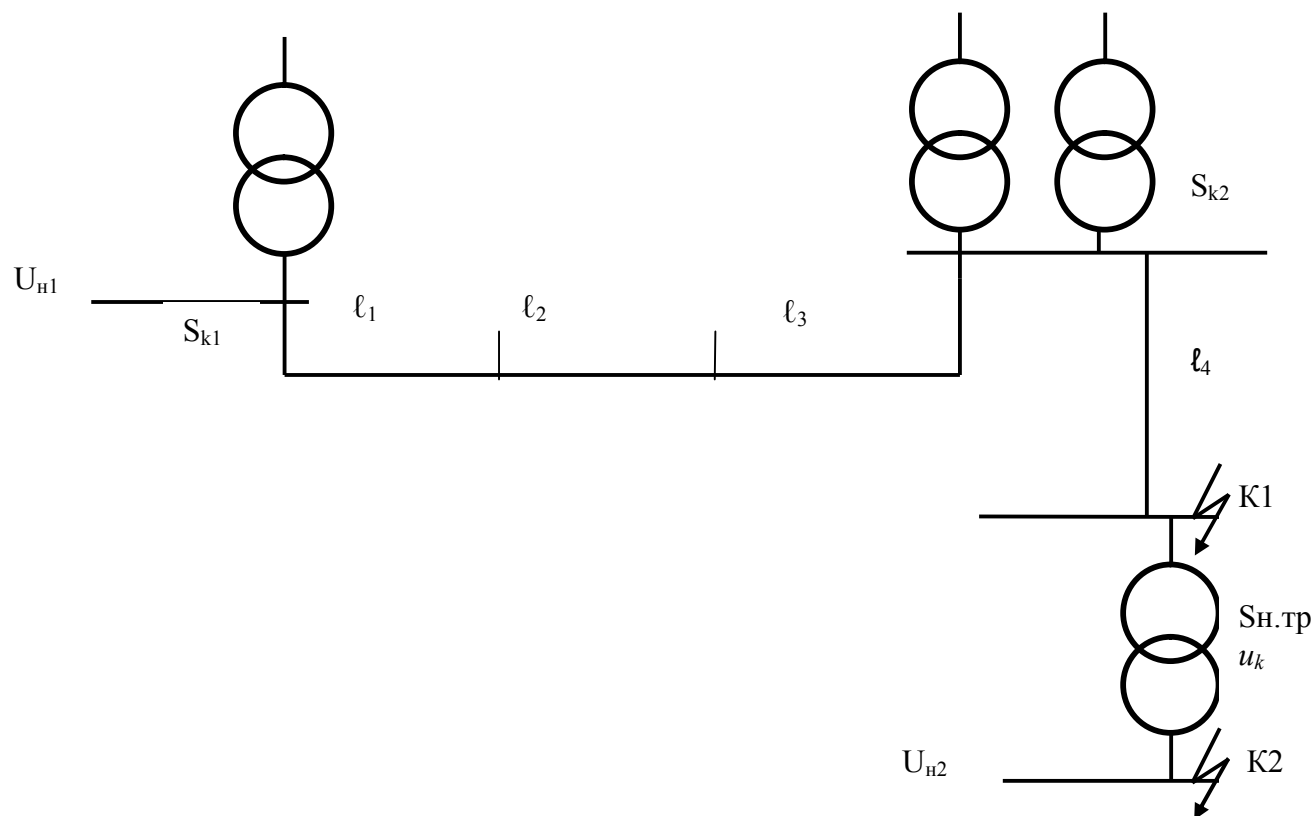


Рисунок 26 - Расчетная схема для определения токов короткого замыкания для тупиковой подстанции в минимальном режиме

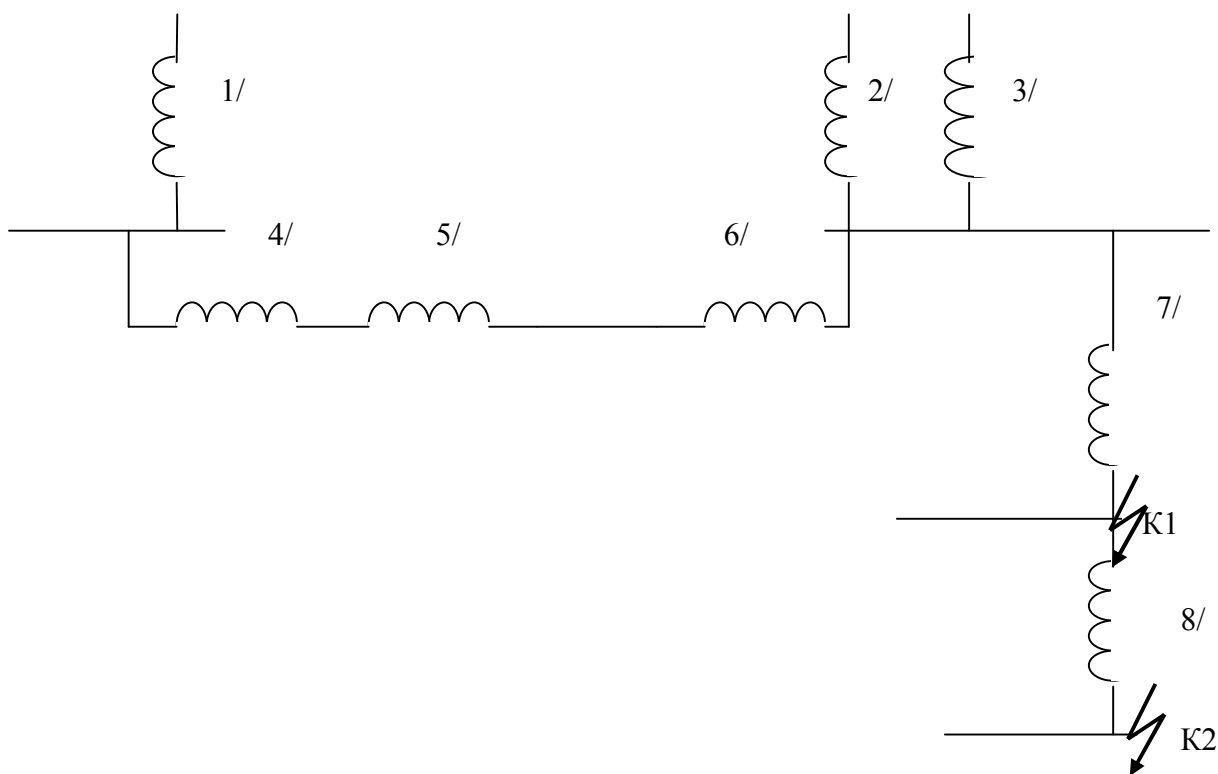
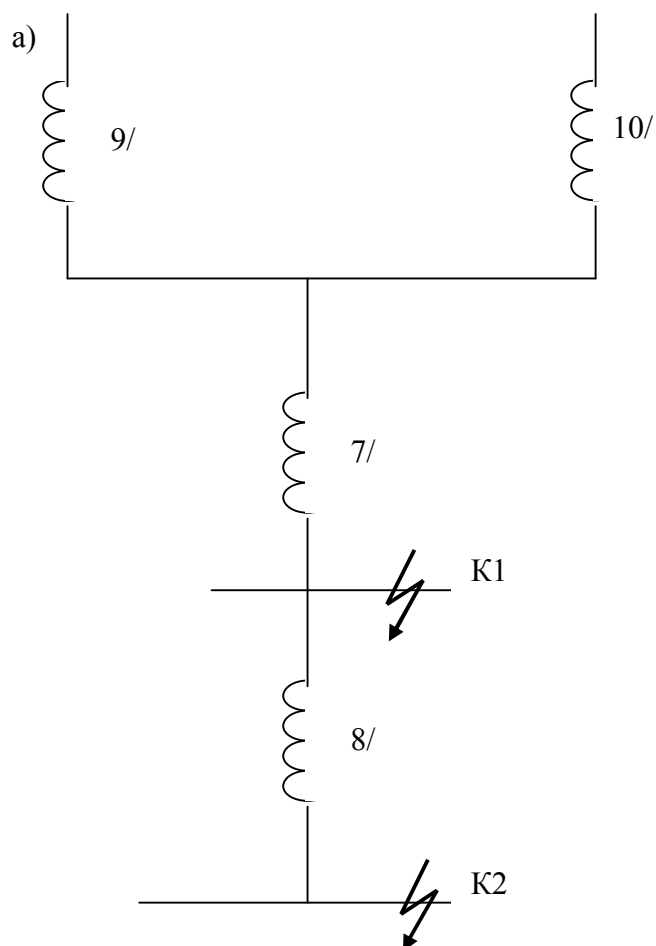


Рисунок 27 - Схема замещения для определения токов короткого замыкания для тупиковой подстанции в минимальном режиме

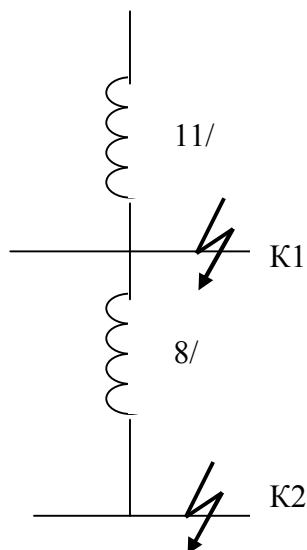
Относительные сопротивления X_{*61} , X_{*64} - X_{*66} соединены последовательно, их результирующее определяется по формуле $X_{*69} = X_{*61} + X_{*64} + X_{*65} + X_{*66}$. Относительные сопротивления X_{*62} и X_{*63} соединены параллельно, их результирующее определяется по формуле $X_{*610} = \frac{X_{*62}}{2}$.

Результаты преобразования указаны на схеме преобразования а).



Относительные сопротивления X_{*69} и X_{*610} соединены параллельно, их результирующее сопротивление соединено последовательно с относительным сопротивлением X_{*67} . Общее сопротивление X_{*69} , X_{*610} и X_{*67} определяется по формуле $X_{*611} = \frac{X_{*69} \cdot X_{*610}}{X_{*69} + X_{*610}} + X_{*67}$. Относительное сопротивление X_{*611} является сопротивлением в точке короткого замыкания $K1$, $X_{*611} = K1$.

б)



Относительные сопротивления X_{*611} и X_{*68} соединены последовательно, их результирующее определяется по формуле $X_{*612} = X_{*611} + X_{*68}$. Относительное сопротивление X_{*612} является сопротивлением для точки короткого замыкания K2, $X_{*612} = K2$.

в)

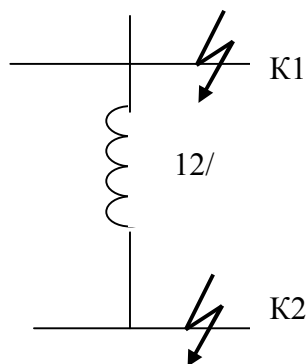


Рисунок 28 – Схемы преобразования.

Токи короткого замыкания определяются по формулам 64, 65. В минимальном режиме достаточно рассчитать установившиеся значения трехфазных токов короткого замыкания $I_{к1}$ и $I_{к2}$.

4.5.5 Порядок расчета при определении относительных сопротивлений, токов и мощностей короткого замыкания для отпаечной подстанции в максимальном режиме

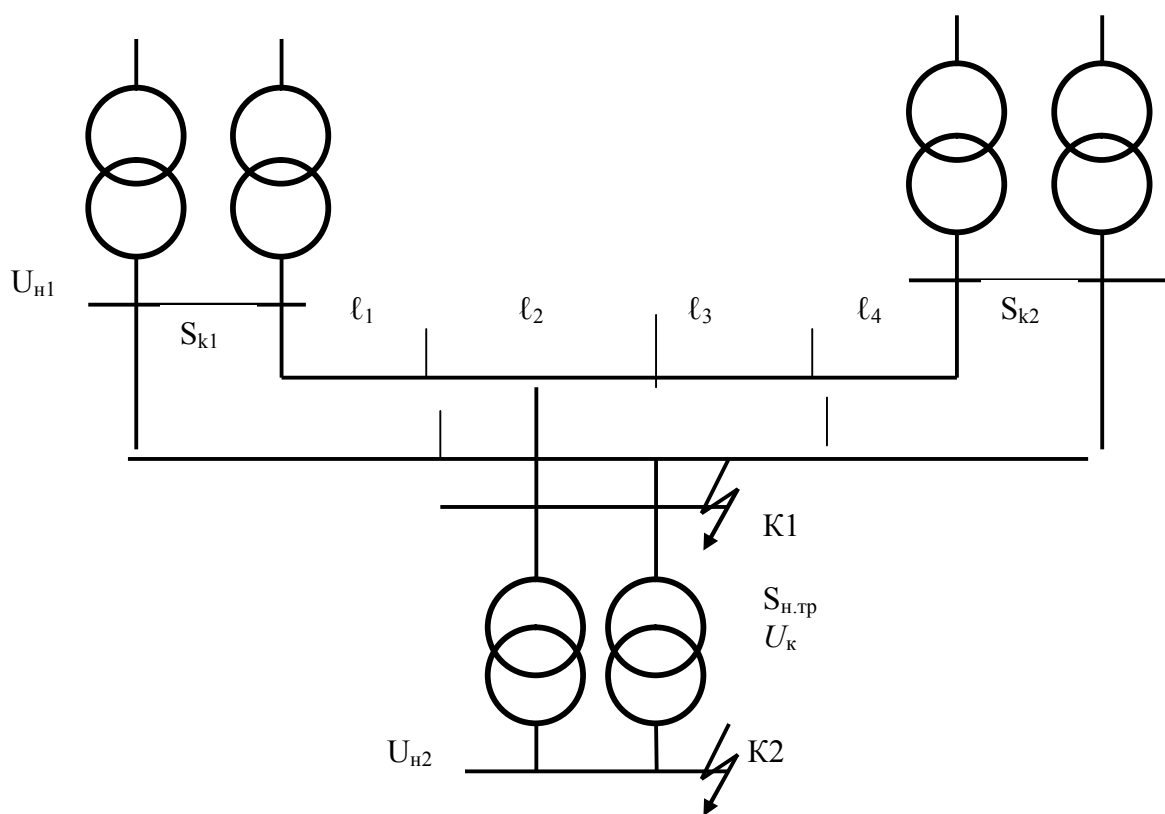


Рисунок 29 - Расчетная схема для определения токов короткого замыкания для отпаечной подстанции в максимальном режиме

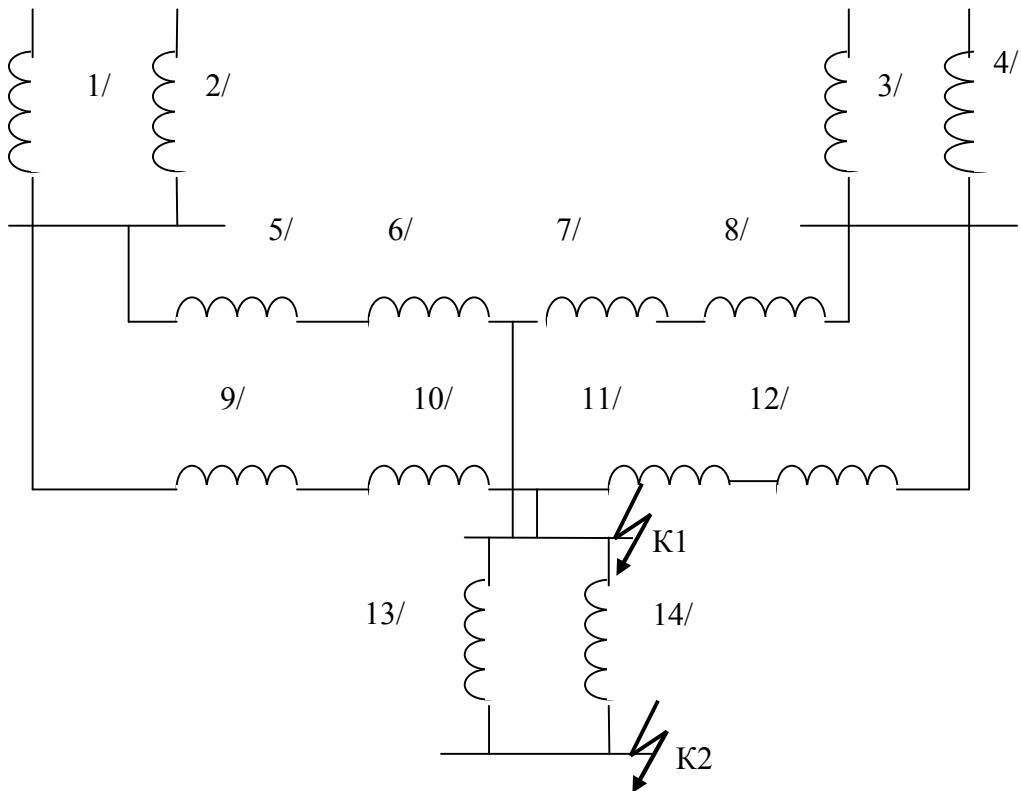
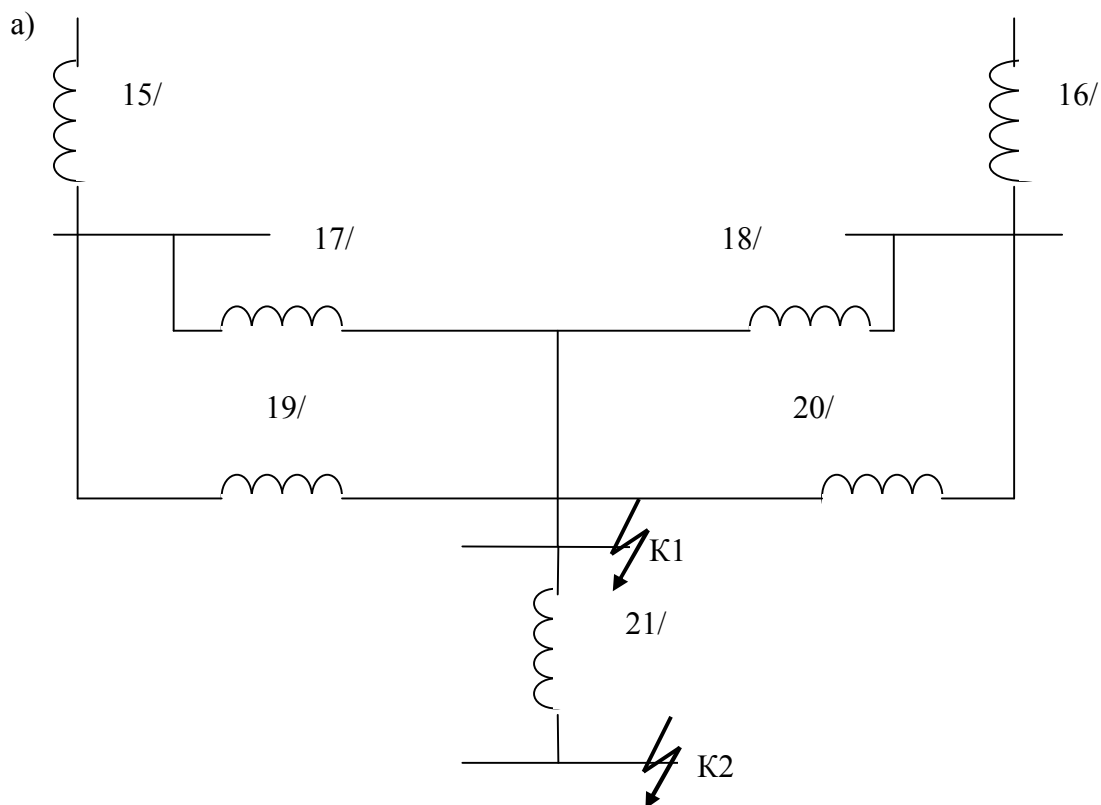


Рисунок 30 - Схема замещения для определения токов короткого замыкания для отпаечной подстанции в максимальном режиме

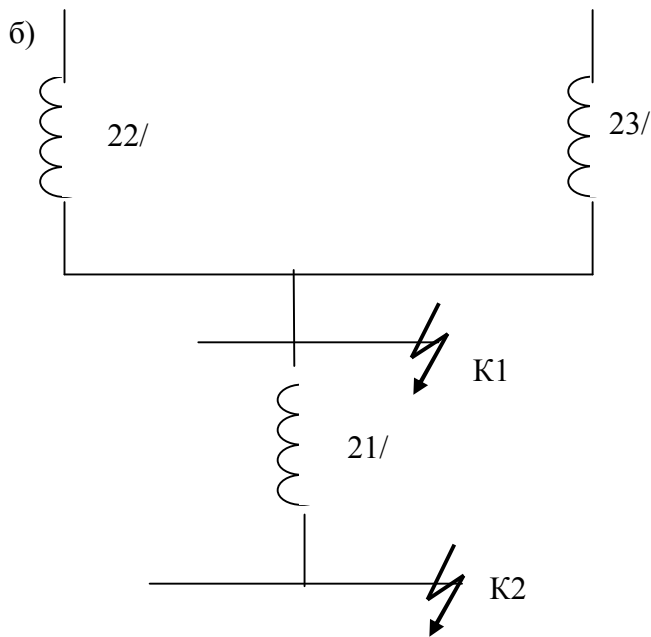
Относительные сопротивления X_{*61} и X_{*62} , X_{*63} и X_{*64} , X_{*613} и X_{*614} соединены параллельно, их результирующие определяются по формулам $X_{*615} = \frac{X_{*61}}{2}$, $X_{*616} = \frac{X_{*63}}{2}$, $X_{*621} = \frac{X_{*613}}{2}$. Относительные сопротивления X_{*65} и X_{*66} , X_{*69} и X_{*610} , X_{*67} и X_{*68} , X_{*611} и X_{*612} соединены последовательно, их результирующие определяются по формулам $X_{*617} = X_{*65} + X_{*66}$, $X_{*618} = X_{*67} + X_{*68}$, $X_{*619} = X_{*69} + X_{*610}$, $X_{*620} = X_{*611} + X_{*612}$. Результаты преобразования указаны на схеме преобразования а).



Относительные сопротивления X_{*617} и X_{*619} соединены параллельно, их результирующее сопротивление соединено последовательно с относительным сопротивлением X_{*615} . Общее сопротивление X_{*615} , X_{*617} и X_{*619} определяется по формуле $X_{*622} = \frac{X_{*617} \cdot X_{*619}}{X_{*617} + X_{*619}} + X_{*615}$. Относительные

сопротивления X_{*618} и X_{*620} соединены параллельно, их результирующее сопротивление соединено последовательно с относительным сопротивлением X_{*616} . Общее сопротивление X_{*618} , X_{*620} и X_{*616} определяется по формуле

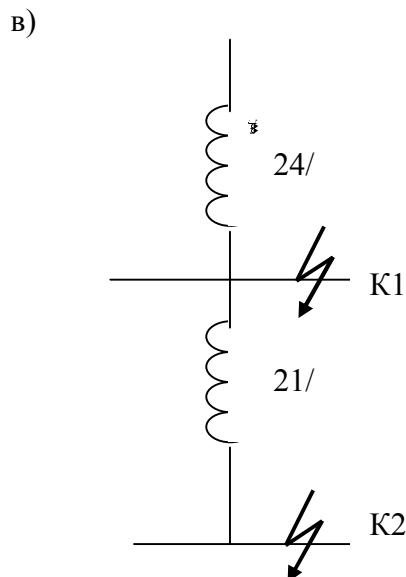
$$X_{*623} = \frac{X_{*618} \cdot X_{*620}}{X_{*618} + X_{*620}} + X_{*615}.$$



Относительные сопротивления X_{*622} и X_{*623} соединены параллельно, их результирующее сопротивление определяется по формуле $X_{*624} =$

$$\frac{X_{*622} \cdot X_{*623}}{X_{*622} + X_{*623}} . \text{ Относительное сопротивление } X_{*624} \text{ является сопротивлением}$$

для точки короткого замыкания K1, $X_{*624} = K1$.



Относительные сопротивления X_{*624} и X_{*621} соединены последовательно, их результирующие определяются по формулам $X_{*625} = X_{*624} + X_{*621}$.

Относительное сопротивление X_{*625} является сопротивлением для точки короткого замыкания K2, $X_{*625} = K2$.

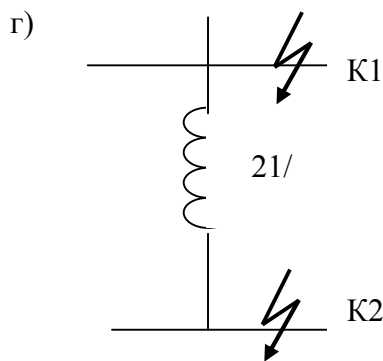


Рисунок 31 – Схемы преобразования.

Расчеты базисных токов, установившихся значений токов трехфазного короткого замыкания, ударных токов и мощностей короткого замыкания выполняются по формулам (64,65,66,67).

4.5.6 Порядок расчета при определении относительных сопротивлений, токов и мощностей короткого замыкания для отпаечной подстанции в минимальном режиме

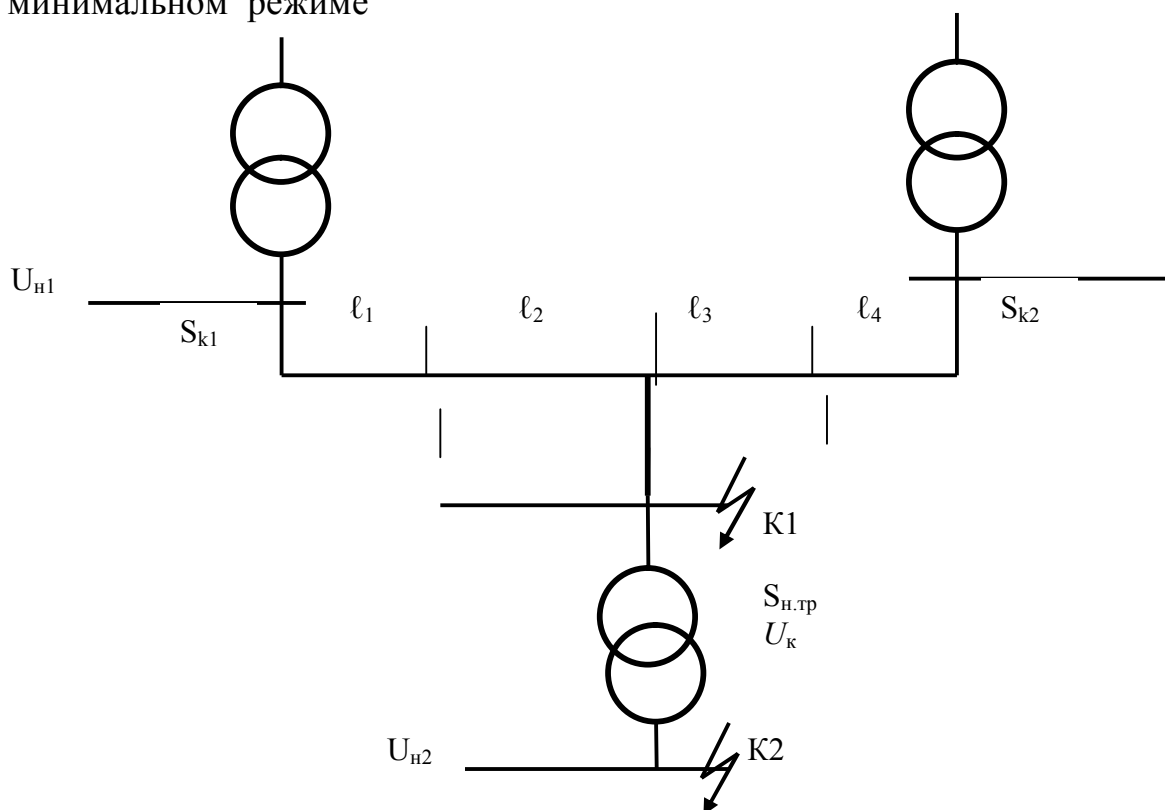


Рисунок 32- Расчетная схема для определения токов короткого замыкания для отпаечной подстанции в минимальном режиме

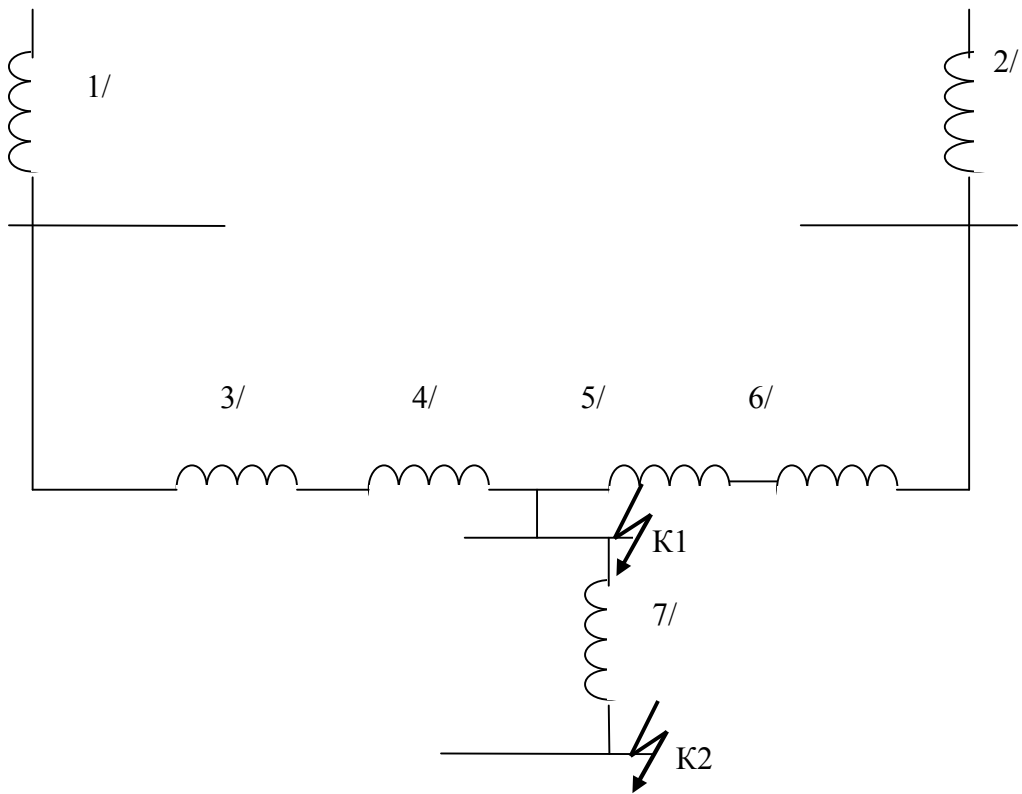
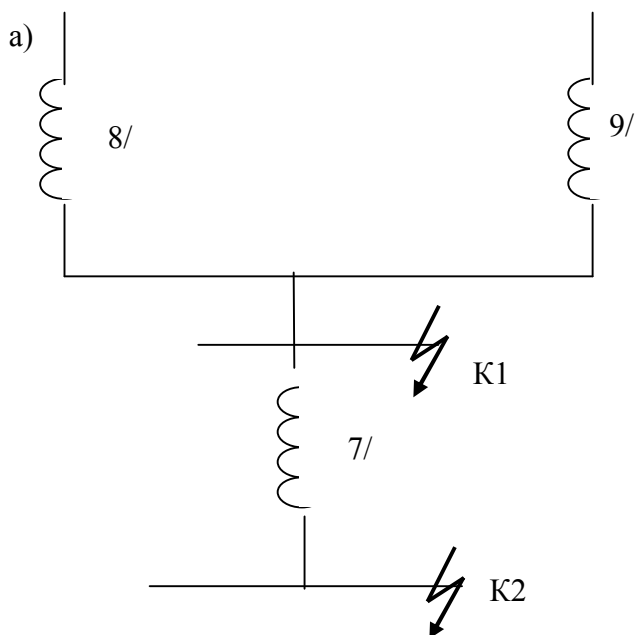


Рисунок 33 – Схема замещения для определения токов короткого замыкания для отпаечной подстанции в минимальном режиме

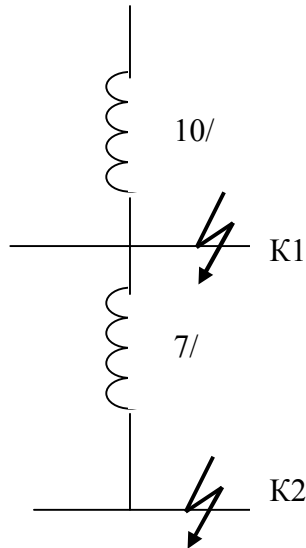
Относительные сопротивления X_{*61} , X_{*63} , X_{*64} и X_{*62} , X_{*66} , X_{*65} соединены последовательно, их результирующие определяются по формулам $X_{*68} = X_{*61} + X_{*63} + X_{*64}$; $X_{*69} = X_{*62} + X_{*66} + X_{*65}$.



Относительные сопротивления X_{*68} и X_{*69} соединены параллельно, их результирующее сопротивление определяется по формуле $X_{*610} = \frac{X_{*68} \cdot X_{*69}}{X_{*68} + X_{*69}}$.

Относительное сопротивление X_{*610} является сопротивлением для точки короткого замыкания К1, $X_{*610} = K1$

б)



Относительные сопротивления X_{*610} и X_{*67} соединены последовательно, их результирующие определяются по формулам $X_{*611} = X_{*610} + X_{*67}$.

Относительное сопротивление X_{*611} является сопротивлением для точки короткого замыкания К2, $X_{*611} = K2$.

в)

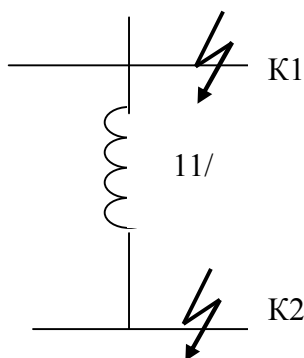


Рисунок 34 – Схемы преобразования

Токи короткого замыкания определяются по формулам 64, 65. В минимальном режиме достаточно рассчитать установившиеся значения трехфазных токов короткого замыкания $I_{к1}$ и $I_{к2}$.

4.5.7. Расчет токов короткого замыкания в максимальном и минимальном режимах для опорной подстанции проводится аналогично расчету токов короткого замыкания для тупиковой подстанции. На расчетной схеме (см. рисунки 23 и 26) трансформаторы проектируемой подстанции будут подключены непосредственно к шинам районной подстанции №2, т.е. будет отсутствовать линия l_4 .

Расчеты токов и мощностей короткого замыкания, тепловых импульсов необходимо свести в таблицу 16.

Таблица 16- Результаты расчетов токов короткого замыкания

Наименование присоединения	Точка короткого замыкания	Ток короткого замыкания максимальный режим $I_{к}$, кА	Ударный ток i_y , кА	Мощность короткого замыкания $S_{кз}$, МВА	Тепловой импульс V_k , $кА^2 \cdot с$
Ввод в подстанцию	к1	$I_{к1}$	i_{y1}	$S_{кз1}$	$V_{к1}$
Ввод в РУ-35 кВ	к2	$I_{к2}$	i_{y2}	$S_{кз2}$	$V_{к2}$
Сборные шины РУ-35 кВ	к2	$I_{к2}$	i_{y2}	$S_{кз2}$	$V_{к3}$
Фидер районного потребителя 35 кВ	к2	$I_{к2}$	i_{y2}	$S_{кз2}$	$V_{к4}$
Ввод в РУ-10 кВ (27,5 кВ)	к3	$I_{к3}$	i_{y3}	$S_{кз3}$	$V_{к5}$
Сборные шины Ру-10 кВ (27,5 кВ)	к3	$I_{к3}$	i_{y3}	$S_{кз3}$	$V_{к6}$
Фидер районного потребителя 10 кВ, фидер ПЭ, фидер ДПР, фидер контактной сети переменного тока	к3	$I_{к3}$	i_{y3}	$S_{кз3}$	$V_{к7}$
Трансформатор собственных нужд	к3	$I_{к3}$	i_{y3}	$S_{кз3}$	$V_{к8}$

В таблице 16 вместо букв $I_{к}$, i_y , $S_{кз}$, V_k указываются значения, определенные расчетами.

Значения параметров цепи короткого замыкания максимальных режимов используются при проверке оборудования подстанции на термическую и электродинамическую стойкости.

Токи короткого замыкания, рассчитанные в минимальных режимах необходимы для проверки релейной защиты на чувствительность.

4.5.8. Расчет токов короткого замыкания на шинах РУ-3,3 кВ

$$I_K = \frac{1,1 \cdot I_{dн} \cdot N}{\frac{\Sigma S_{ПА}}{S_K} + \frac{u_K}{100}}, \quad (69)$$

где $I_{dн}$ – номинальный выпрямленный ток одного выпрямителя, А;

N – количество выпрямителей на подстанции (определено формулой 14);

$\Sigma S_{ПА}$ – номинальная мощность всех тяговых трансформаторов, МВА (тяговый трансформатор выбран по таблице 10. Мощность дана в кВА, ее необходимо перевести в МВА: $S_{ПА} = 11400 \text{ кВА} = 11,4 \text{ МВА}$. $\Sigma S_{ПА} = 2 \cdot 11,4 = 22,8 \text{ МВА}$, т.к. на подстанции установлены два тяговых трансформатора);

S_K – мощность короткого замыкания на шинах, от которых питаются тяговые трансформаторы, МВА ($S_K = S_{K2}$ определена формулой 67);

u_K – напряжение короткого замыкания тягового трансформатора (таблица 10).

Ток короткого замыкания I_K измеряется, рассчитанный формулой (69), измеряется в амперах.

4.6 Выбор и проверка оборудования

4.6.1 Выбор и проверка токоведущих частей

В открытых распределительных устройствах напряжением 220, 110 и 35 кВ токоведущие части выполняются сталеалюминиевыми проводами марки АС. В закрытых распределительных устройствах напряжением 35 и 10 кВ токоведущие части представляют собой алюминиевые полосы марки А. Для удобства монтажа и дальнейшей эксплуатации на фидерах районных потребителей полосы принимаются одинакового сечения. Выбор производится для фидера районного потребителя с максимальным рабочим током.

4.6.1.1. Выбор токоведущих частей по условию нагрева

Условие выбора:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб. max}}, \quad (70)$$

где $I_{\text{доп}}$ – допустимый ток для выбранной токоведущей части, А;

$I_{\text{раб. max}}$ – максимальный рабочий ток присоединения, для которого производится выбор токоведущих частей, А.

Характеристики выбранных токоведущих частей занести в таблицу 17.

Выбор проводов марки АС производится по таблице 18, алюминиевых полос марки А – по таблице 19.

Таблица 17 - Характеристики токоведущих частей

Наименование присоединения	Максимальный рабочий ток $I_{\text{раб. max}}$, А	Допустимый ток $I_{\text{доп}}$, А	Материал и сечение токоведущей части, мм ²	Примечание
Ввод в подстанцию			АС -	
Ввод в РУ-35 кВ			А -	
Сборные шины РУ-35 кВ			А -	
Фидер районного потребителя 35 кВ			А -	
Ввод в РУ-10 кВ			А-	
Сборные шины Ру-10 кВ			А -	
Фидер районного потребителя 10 кВ			А -	
Трансформатор собственных нужд			А -	
Фидер ПЭ			А -	
Ввод в тяговый трансформатор 35 (10)кВ			А-	
Ввод в выпрямитель			А-	
Ввод в РУ-3,3 кВ			А-	
Плюс главная шина РУ-3,3 кВ			М-	
Плюс запасная шина РУ-3,3 кВ			М-	
Минус шина РУ-3,3 кВ			М-	
Ввод в Ру-27,5 кВ			АС-	
Сборные шины РУ-27,5 кВ			АС-	
Фидер ДПР			АС-	
Фидер контактной сети РУ-27,5 кВ			АС-	

Таблица 18 - Допустимые токи на неизолированные провода

Сечение провода, мм ²	Допустимый ток для провода марки А, А	Допустимый ток для провода марки АС, А	Допустимый ток для провода марки М, А
4	-	-	50
6	-	-	70
10	-	80	95
16	105	105	130
25	135	130	180
35	170	175	220
50	215	210	270
70	265	265	340
95	320	330	415
120	375	380	485
150	440	445	570
185	500	510	640
240	590	610	760
300	680	690	880
400	815	835	1050
500	980	-	-
600	1070	-	-

Таблица 19 - Допустимые токи на алюминиевые шины прямоугольного сечения

Размеры шины, мм	I _{доп} при одной полосе на фазу, А	I _{доп} при двух полосах на фазу, А	I _{доп} при трех полосах на фазу, А	I _{доп} при четырех полосах на фазу, А
А - 15x3	165	-	-	-
А - 20x3	215	-	-	-
А - 25x3	265	-	-	-
А - 30x4	365	-	-	-
А - 40x4	480	-	-	-
А - 40x5	540	-	-	-
А - 50x5	665	-	-	-
А - 50x6	740	-	-	-
А - 60x6	870	1350	1720	-
А - 80x6	1150	1630	2100	-
А - 100x6	1425	1935	2500	-
А - 60x8	1025	1680	2180	-
А - 80x8	1320	2040	2620	-
А - 100x8	1625	2390	3050	-
А - 120x8	1900	2650	3380	-
А - 60x10	1155	2010	2650	-
А - 80x10	1480	2410	3100	-
А - 100x10	1820	2860	3650	4150
А - 120x10	2070	3200	4100	4650

Таблица 20 - Допустимые токи на медные шины
прямоугольного сечения

Размеры шины, мм	I _{доп} при одной полосе на фазу, А	I _{доп} при двух полосах на фазу, А	I _{доп} при трех полосах на фазу, А	I _{доп} при четырех полосах на фазу, А
М - 15x3	210	-	-	-
М - 20x3	275	-	-	-
М- 25x3	340	-	-	-
М- 30x4	475	-	-	-
М - 40x4	625	-/1090	-	-
М - 40x5	700/705	-/1250	-	-
М - 50x5	860/870	-/1525	-/1895	-
М - 50x6	955/960	-/1700	-/2145	-
М - 60x6	1125/1145	1740/1990	2240/2495	-
М - 80x6	1480/1510	2110/2630	2720/3220	-
М - 100x6	1810/1875	2470/3245	3170/3940	-
М - 60x8	1320/1345	2160/2485	2790/3020	-
М - 80x8	1690/1755	2620/3095	3370/3850	-
М - 100x8	2080/2180	3060/3810	3930/4690	-
М - 120x8	2400/2600	3400/4400	4340/5600	-
М - 60x10	1475/1525	2560/2725	3300/3530	-
М - 80x10	1900/1990	3100/3510	3990/4450	-
М - 100x10	2310/2470	3610/4325	4650/5385	5300/6060
М - 120x10	2650/2950	4100/5000	5200/6250	5900/6800

Примечание: в числителе приведены допустимые токи при переменном токе, в знаменателе – при постоянном токе.

4.6.1.2. Проверка токоведущих частей на термическую стойкость

На термическую стойкость к токам короткого замыкания проверяются и гибкие (провода), и жесткие (полосы) токоведущие части. токоведущие части В РУ-3,3 кВ на термическую стойкость не проверяются.

Условие проверки:

$$q_{\min} \leq q_{\text{расч}}, \quad (71)$$

где q_{\min} – минимальное сечение токоведущей части, мм²;

$q_{\text{расч}}$ – расчетное сечение токоведущей части, мм² (расчетное сечение берется из маркировки выбранного провода, например, для провода

АС-150 $q_{\text{расч}} = 150 \text{ мм}^2$, для полосы А-15х3 $q_{\text{расч}} = 15 \cdot 3 = 45 \text{ мм}^2$).

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C}, \quad (72)$$

где B_{κ} – тепловой импульс, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$;

C – коэффициент, учитывающий соотношение максимально-допустимой температуры токоведущей части и температуры при нормальном режиме работы.

$C = 0,0171$ – для медных токоведущих частей;

$C = 0,088$ – для алюминиевых и сталеалюминиевых токоведущих частей;

$C = 0,06$ – для стальных токоведущих частей.

$$q_{\text{min. вв п/ст}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa 1}}}{C}$$

$$q_{\text{min. вв 35 кВ}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa 2}}}{C}$$

$$q_{\text{min. сб.ш.35 кВ}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa 3}}}{C}$$

$$q_{\text{min. рп 35 кВ}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa 4}}}{C}$$

$$q_{\text{min. вв 10 кВ}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa 5}}}{C}$$

$$q_{\text{min. сб.ш. 10 кВ}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa 6}}}{C}$$

$$q_{\text{min. рп 10 кВ}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa 7}}}{C}$$

$$q_{\text{min. тсн}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa 8}}}{C}$$

$q_{\text{min. тсн}} = q_{\text{min. пэ}} = q_{\text{min. вв тяг.тр.}}$ на тяговой подстанции постоянного тока.

$q_{\text{min. тсн}} = q_{\text{min. ДПР}} = q_{\text{min. ФКС}}$; на тяговой подстанции переменного тока.

Проверка выполнения условия (71):

$$Q_{\min.вв \text{ п/ст}} = \dots \text{ мм}^2 < Q_{\text{расч.вв п/ст}} = \dots \text{ мм}^2$$

$$Q_{\min.вв 35 \text{ кВ}} = \dots \text{ мм}^2 < Q_{\text{расч.вв 35 кВ}} = \dots \text{ мм}^2$$

$$Q_{\min.сб.ш. 35 \text{ кВ}} = \dots \text{ мм}^2 < Q_{\text{расч.сб.ш 35 кВ}} = \dots \text{ мм}^2$$

$$Q_{\min.рп 35 \text{ кВ}} = \dots \text{ мм}^2 < Q_{\text{расч.рп 35 кВ}} = \dots \text{ мм}^2$$

$$Q_{\min.вв 10 \text{ кВ}} = \dots \text{ мм}^2 < Q_{\text{расч.вв 10 кВ}} = \dots \text{ мм}^2$$

$$Q_{\min.сб.ш 10 \text{ кВ}} = \dots \text{ мм}^2 < Q_{\text{расч.сб.ш 10 кВ}} = \dots \text{ мм}^2$$

$$Q_{\min.рп 10 \text{ кВ}} = \dots \text{ мм}^2 < Q_{\text{расч.рп 10 кВ}} = \dots \text{ мм}^2$$

$$Q_{\min.тсн} = \dots \text{ мм}^2 < Q_{\text{расч.тсн}} = \dots \text{ мм}^2$$

Условие проверки выполняется, токоведущая часть термически устойчива к току короткого замыкания (если условие (71) не выполняется, то необходимо выбрать токоведущую часть большего сечения или из другого материала).

4.6.1.3. Проверка токоведущих частей на отсутствие короны

На отсутствие короны проверяются только гибкие токоведущие части (провода) в распределительных устройствах открытого типа напряжением 35, 110 и 220 кВ.

Условие проверки:

$$E_0 \geq 1,07 E, \quad (72)$$

где E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности

электрического поля, при которой возникает коронный разряд $\frac{\text{кВ}}{\text{см}}$;

E – напряженность электрического поля около поверхности провода $\frac{\text{кВ}}{\text{см}}$.

$$E_0 = 30,3m \left[1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{кр}}} \right], \quad (74)$$

где $r_{кр}$ – радиус провода, см (определяется по сечению выбранного провода

$$r_{кр} = \frac{\sqrt{\frac{q}{3,14}}}{10}, \text{ см);}$$

m – коэффициент шероховатости провода, $m = 0,82$.

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_{np} \lg \frac{D_{cp}}{r_{np}}}, \quad (75)$$

где U – линейное напряжение, $U=35$ кВ (110, 220 кВ);

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз,

$D_{cp} = 1,26 D$, см.

При горизонтальном расположении проводов фаз расстояние между соседними фазами:

$D = 150$ см при напряжении 35 кВ;

$D = 300$ см при напряжении 110 кВ;

$D = 400$ см при напряжении 220 кВ.

Проверка выполнения условия (56):

$$E_0 = \dots \frac{\kappa B}{\text{см}} \cdot E = \dots \frac{\kappa B}{\text{см}}.$$

Условие проверки выполняется, коронирование отсутствует (если условие (72) не выполняется, то необходимо выбрать токоведущую часть большего сечения).

4.6.1.4. Проверка токоведущих частей на электродинамическую стойкость

На электродинамическую стойкость проверяются только жесткие токоведущие части (алюминиевые полосы) в распределительном устройстве закрытого типа напряжением 35 и 10 кВ. Токоведущие РУ-3,3 кВ на электродинамическую стойкость не проверяются.

Условия выбора:

$$\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}, \quad (76)$$

где $\sigma_{расч}$ – допустимое механическое напряжение материала токоведущих частей, МПа;

$\sigma_{доп} = 80$ МПа для алюминиевых шин;

$\sigma_{доп} = 170$ МПа для медных шин;

$\sigma_{доп} = 190$ МПа для стальных шин.

$\sigma_{расч}$ – расчетное механическое напряжение в выбранной токоведущей

части, МПа.

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W \cdot 10^{-6}}, \quad (77)$$

где M – изгибающий момент, действующий на шину, Н·м;

W – момент сопротивления шины относительно главной оси инерции, перпендикулярной плоскости расположения шины, см³.

$$M = \frac{\sqrt{3} \cdot i_y^2 \cdot l^2}{100a}, \quad (78)$$

где i_y – ударный ток, кА ($i_{y2} = 2,55 \cdot I_{к2}$, $i_{y3} = 2,55 \cdot I_{к3}$, значения берутся из таблицы 16);

l – расстояние между соседними опорными изоляторами одной фазы, м;

a – расстояние между осями шин соседних фаз, м.

для РУ-10 кВ: $l = 1,25$ м, $a = 0,3 - 0,35$ м;

для РУ-35 кВ: $l = 4$ м, $a = 1$ м.

$$M_{35} = \frac{\sqrt{3} \cdot i_{y2}^2 \cdot l^2}{100a},$$

$$M_{10} = \frac{\sqrt{3} \cdot i_{y3}^2 \cdot l^2}{100a}.$$

Для шин, расположенных плашмя на опорных изоляторах, момент сопротивления определяется по формуле:

$$W = 0,167 \cdot b \cdot h^2, \quad (79)$$

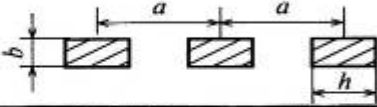
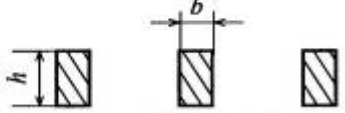


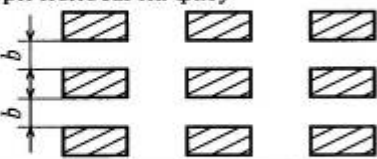

где b – толщина шина, см;

h – ширина шины, см

(например, для выбранной шины А-50х5 $b = 0,5$ см, $h = 5$ см).

Формулы для расчета моментов сопротивления шин W при различных способах крепления и разном числе полос на фазу представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Моменты сопротивления шин

Эскиз расположения шин и форма их сечения	Формула для определения момента сопротивления шин W , см ³
2	3
<p>Платьмя одна полоса на фазу</p> 	$W = 0,167bh^2$
<p>На ребро одна полоса на фазу</p> 	$W = 0,167b^2h$
<p>Платьмя две полосы на фазу</p> 	$W = 0,333bh^2$
<p>На ребро две полосы на фазу</p> 	$W = 1,44b^2h$
<p>Платьмя три полосы на фазу</p> 	$W = 0,5bh^2$
<p>На ребро три полосы на фазу</p> 	$W = 3,3b^2h$

$$W_{вв\ 35\ кВ} = 0,167 \cdot b \cdot h^2$$

$$W_{сб.ш\ 35\ кВ} = 0,167 \cdot b \cdot h^2$$

$$W_{рн\ 35\ кВ} = 0,167 \cdot b \cdot h^2$$

$$W_{вв\ 10\ кВ} = 0,167 \cdot b \cdot h^2$$

$$W_{сб.ш\ 10\ кВ} = 0,167 \cdot b \cdot h^2$$

$$W_{рн\ 10\ кВ} = 0,167 \cdot b \cdot h^2$$

$$W_{тсн} = 0,167 \cdot b \cdot h^2$$

Проверка выполнения условия (76):

$$\sigma_{расч\ вв\ 35\ кВ} = \frac{M_{35}}{W_{вв35кВ} \cdot 10^{-6}} < \sigma_{доп} = 80\ МПа,$$

$$\sigma_{\text{расч сб.ш 35 кВ}} = \frac{M_{35}}{W_{\text{сбш35кВ}} \cdot 10^{-6}} < \sigma_{\text{доп}} = 80 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{\text{расч рп 35 кВ}} = \frac{M_{35}}{W_{\text{рп35кВ}} \cdot 10^{-6}} < \sigma_{\text{доп}} = 80 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{\text{расч вв 10 кВ}} = \frac{M_{10}}{W_{\text{вв10кВ}} \cdot 10^{-6}} < \sigma_{\text{доп}} = 80 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{\text{расч сб.ш 10 кВ}} = \frac{M_{10}}{W_{\text{сб.ш10кВ}} \cdot 10^{-6}} < \sigma_{\text{доп}} = 80 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{\text{расч рп 10 кВ}} = \frac{M_{10}}{W_{\text{рп10кВ}} \cdot 10^{-6}} < \sigma_{\text{доп}} = 80 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{\text{расч тсн}} = \frac{M_{10}}{W_{\text{тсн}} \cdot 10^{-6}} < \sigma_{\text{доп}} = 80 \text{ МПа},$$

При расчете $\sigma_{\text{расч}} \frac{1}{10^{-6}} = 10^6$ дает приставку Мега в единице измерения (на 10^{-6} делить не надо).

Условие проверки выполняется, токоведущая часть электродинамически устойчива к току короткого замыкания (если условие 76 не выполняется, то необходимо выбрать токоведущую часть большего сечения или из другого материала).

4.6.2. Выбор и проверка изоляторов

4.6.2.1. Выбор подвесных изоляторов

Подвесные изоляторы предназначены для механического крепления и изоляции друг от друга и заземленных конструкций проводов в распределительном устройстве открытого типа проектируемой подстанции. Подвесные изоляторы собираются в гирлянды. Количество изоляторов в гирлянде зависит от уровня напряжения. В настоящее время в качестве подвесных изоляторов рекомендуется применять подвесные стеклянные изоляторы марки ПС или подвесные фарфоровые марки ПФ.

Таблица 22- Количество подвесных изоляторов в гирлянде

Марка изолятора	$U_n = 27,5 \text{ кВ}$	$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_n = 220 \text{ кВ}$
ПС-70	3	3	9	16
ПФ-70	3	3	8	14

Выбор подвесных изоляторов необходимо свести в таблицу. Характеристики подвесных изоляторов представлены в таблице 23.

Таблица 23- Характеристики подвесных тарельчатых изоляторов

Марка изолятора	Минимальная механическая разрушающая нагрузка $F_{\text{разр}}$, кН	Длина пути утечки тока, мм	Выдерживаемое напряжение 50 Гц В сухом состоянии, кВ	Выдерживаемое напряжение 50 Гц под дождем, кВ	Выдерживаемое импульсное напряжение, кВ	Нормированное напряжение при допустимом уровне радиопомех, кВ	Масса кг
ПС-70Е	70	303	70	40	100	20	3,4
ПФ-70А	70	303	70	40	110	25	4,6

4.6.2.2. Выбор и проверка опорных изоляторов.

Опорные изоляторы предназначены для механического крепления и изоляции жестких токоведущих частей (полос) в закрытых распределительных устройствах проектируемой подстанции.

Условия выбора и проверки:

$$\begin{aligned}
 U_n &\geq U_{\text{раб}}, \\
 F &\leq 0,6F_{\text{разр}},
 \end{aligned}
 \tag{80}$$

где U_n – номинальное напряжение изолятора, кВ;

$U_{\text{раб}}$ – рабочее напряжение распределительного устройства, кВ;

F – сила, действующая на изолятор при коротком замыкании, Н;

$F_{\text{разр}}$ – разрушающая нагрузка на изгиб изолятора, Н (определяется по справочнику для выбранного изолятора).

$$F = \frac{\sqrt{3} \cdot i_y^2 \cdot l}{10a}, \quad (81)$$

Значения i_y , l и a берутся из формулы (78).

$$F_{35} = \frac{\sqrt{3} \cdot i_{y2}^2 \cdot l}{10a}$$

$$F_{10} = \frac{\sqrt{3} \cdot i_{y3}^2 \cdot l}{10a}$$

К установке принимается опорный изолятор марки ОФ-.... (указать марки опорных изоляторов).

Характеристики выбранного опорного изолятора занести в таблицу 24.

Технические характеристики опорных изоляторов приведены в таблице 25.

Таблица 24- Характеристики опорных изоляторов

Распределительное устройство	Марка изолятора	Номинальное напряжение U_n , кВ	Разрушающая нагрузка на изгиб изолятора $F_{\text{разр}}$, Н	Масса, кг
ЗРУ-35 кВ				
ЗРУ-10 кВ				
ЗРУ-3,3 кВ				

Таблица 25- Номинальные параметры опорных изоляторов

Марка изолятора	Номинальное напряжение U_n , кВ	Разрушающая нагрузка на изгиб изолятора $F_{\text{разр}}$, Н	Масса, кг
ОФ-10-375	10	3680	1,5
ОФ-10-750	10	7358	2,1
ИОР-10-375	10	3680	2,87
ИОР-10-750	10	7358	4,47
ОФ-35-375	35	3680	7,1
ОФ-35-750	35	7358	10,6

Проверка выполнения условия (79):

$$F_{35} = \dots \text{ Н} < 0,6 \cdot F_{\text{разр}35} = \dots \text{ Н}$$

$$F_{10} = \dots \text{ Н} < 0,6 \cdot F_{\text{разр}10} = \dots \text{ Н}$$

4.6.2.3. Выбор и проверка проходных изоляторов.

Условия выбора и проверки:

$$U_n \geq U_{\text{раб}},$$

$$F \leq 0,6F_{\text{разр}},$$

$$I_{\text{н}} \geq I_{\text{раб}},$$
(82)

где $U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение изолятора, кВ;

$U_{\text{раб}}$ – рабочее напряжение распределительного устройства, кВ;

F – сила, действующая на изолятор при коротком замыкании, Н;

$F_{\text{разр}}$ – разрушающая нагрузка на изгиб изолятора, Н (определяется по справочнику для выбранного изолятора);

$I_{\text{н}}$ – номинальный ток изолятора, А;

$I_{\text{раб}}$ – рабочий ток присоединения, на котором установлен проходной изолятор, А.

$$F = \frac{\sqrt{3} \cdot i_y^2 \cdot l}{10a},$$
(83)

Значения i_y , l и a берутся из формулы (78).

К установке принимается проходной изолятор марки (указать марку).

Характеристики выбранного проходного изолятора занести в таблицу 26.

Технические характеристики опорных изоляторов приведены в таблице 27.

Таблица 26- Характеристики проходного изолятора

Наименование присоединения	Марка изолятора	Номинальное напряжение $U_{\text{н}}$, кВ	Разрушающая нагрузка на изгиб изолятора $F_{\text{разр}}$, Н	Номинальный ток изолятора $I_{\text{н}}$, А	Масса, кг
Ввод в РУ-35 кВ					
Ввод в РУ-10 кВ					
Ввод в РУ-3,3 кВ					
Питающий фидер контактной сети РУ-3,3 кВ					

Таблица 27- Характеристики проходных изоляторов

Марка изолятора	Номинальное напряжение U_n , кВ	Разрушающая нагрузка на изгиб изолятора $F_{разр}$, Н	Номинальный ток изолятора I_n , А	Масса, кг
1	2	3	4	5
ИП-10-630-750 УХЛ1	10	7358	630	7
ИП-10-1000-750 УХЛ1	10	7358	1000	7,4
ИП-10-1600-1250 УХЛ1	10	12263	1600	14,6
ИП-10-2000-1250 УХЛ1	10	12263	2000	15
ИП-10-5000-4250 УХЛ1	10	41693	5000	83
ИП-10-6300-4250 УХЛ1	10	41693	6300	81,5
ИП-35-400-750УХЛ1	35	7358	400	35
ИП-35-630-750УХЛ1	35	7358	630	35,4
ИП-35-1000-750УХЛ1	35	7358	1000	39
ИП-35-1600-750УХЛ1	35	7358	1600	40
ИП-35-3150-2000УХЛ1	35	19620	3150	85

Проверка выполнения условий (81):

$$F = \dots N < 0,6F_{разр} = \dots N$$

$$I_n = \dots A > I_{раб} = \dots A$$

4.6.3. Выбор и проверка выключателей переменного тока

4.6.3.1. Выбор выключателей переменного тока

Выбор высоковольтных выключателей переменного тока производится в зависимости от места установки, условий работы по напряжению и току. В распределительном устройстве одного напряжения для удобства в эксплуатации и ремонтах рекомендуется устанавливать однотипные выключатели. После выбора выключателей его паспортные данные сравнивают с расчетными параметрами. Выбор и проверку целесообразно

свести в таблицу. Паспортные характеристики выключателей указываются в числителе дроби, расчетные параметры – в знаменателе. Расчетные параметры необходимо взять из таблицы 16. Паспортные данные должны быть больше расчетных параметров.

При выполнении расчетов необходимо учитывать, что к установке принимаются только элегазовые и вакуумные выключатели. Масляные выключатели из выбора исключить. Паспортные параметры выключателей приведены в таблицах 29 – 31.

Условия выбора:

$$\begin{aligned}U_n &\geq U_{\text{раб}}, \\I_n &\geq I_{\text{раб}},\end{aligned}\tag{84}$$

где U_n, I_n – номинальные напряжение и ток выбираемого выключателя, кВ и А, соответственно;

$U_{\text{раб}}, I_{\text{раб}}$ – рабочее напряжение и максимальный рабочий ток присоединения, на котором устанавливается выключатель, кВ и А соответственно.

4.6.3.2 Проверка выключателей на электродинамическую стойкость

Условие проверки:

$$i_{\text{пр.с}} \geq i_y,\tag{85}$$

где $i_{\text{пр.с}}$ – амплитудное значение предельного сквозного тока, кА;
 i_y – ударный ток, кА.

4.6.3.3 Проверка выключателей на термическую стойкость

Условие проверки:

$$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k,\tag{86}$$

где I_T – ток термической стойкости, кА;
 t_T – время протекания тока термической стойкости, с;
 B_k – тепловой импульс, кА²·с.

4.6.3.4 Проверка выключателей по отключающей способности

Условия проверки:

$$\begin{aligned} I_{\text{н.откл}} &\geq I_{\text{к}}, \\ S_{\text{н.откл}} &\geq S_{\text{к}}, \end{aligned} \quad (87)$$

где $I_{\text{н.откл}}$ - номинальный ток отключения выключателя, кА;

$S_{\text{н.откл}}$ – номинальная мощность отключения выключателя, МВА

$$(S_{\text{н.откл}1} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}1} \cdot I_{\text{н.откл}1}, S_{\text{н.откл}2} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}2} \cdot I_{\text{н.откл}2});$$

$I_{\text{к}}$ - ток короткого замыкания, кА ($I_{\text{к}} = I_{\text{к}1}$ в распределительном устройстве первичного напряжения, $I_{\text{к}} = I_{\text{к}2}$ в распределительном устройстве вторичного напряжения).

$S_{\text{к}}$ – мощность короткого замыкания, МВА.

Результаты выбора и проверки выключателей свести в таблицу 28.

Таблица 28- Результаты выбора и проверки выключателей переменного тока

Наименование присоединения	Марка выключателя	Тип привода	Соотношение паспортных и расчетных параметров					
			$\frac{U_H, \text{кВ}}{U_{\text{раб}}, \text{кВ}}$	$\frac{I_H, \text{А}}{I_{\text{раб}}, \text{А}}$	$\frac{I_{H.\text{откл}}, \text{кА}}{I_K, \text{А}}$	$\frac{i_{\text{пр.с}}, \text{кА}}{i_y, \text{кА}}$	$\frac{I_T^2 \cdot t_T, \text{кА}^2\text{с}}{B_K, \text{кА}^2\text{с}}$	$\frac{S_{H.\text{откл}}, \text{МВА}}{S_K, \text{МВА}}$
Ввод в РУ U_{H1} кВ			_____	_____	_____	_____	_____	_____
Ввод в РУ-35 кВ			_____	_____	_____	_____	_____	_____
Сборные шины РУ- 35 кВ			_____	_____	_____	_____	_____	_____
Районные потребители РУ- 35 кВ			_____	_____	_____	_____	_____	_____
Ввод в РУ-10 кВ			_____	_____	_____	_____	_____	_____
Сборные шины РУ- 10 кВ			_____	_____	_____	_____	_____	_____
Районные потребители РУ- 10 кВ			_____	_____	_____	_____	_____	_____
ТСН			_____	_____	_____	_____	_____	_____
Фидер ПЭ			_____	_____	_____	_____	_____	_____
Ввод в тяговый трансформатор			_____	_____	_____	_____	_____	_____
Ввод в РУ-27,5 кВ			_____	_____	_____	_____	_____	_____
Фидер ДПР			_____	_____	_____	_____	_____	_____
Фидер контактной сети переменного тока			_____	_____	_____	_____	_____	_____

Таблица 29- Паспортные параметры вакуумных выключателей на 10 кВ

Марка выключателя	U _н , кВ	I _н , А	I _{н.откл} , кА	i _{пр.с} , кА	I _т , кА	t _т ,с	t _{св} , с	Тип привода
ВВ/TEL-10-630-12,5У2	10	630	12,5	32	12,5	3	0,015	встроенный электро-магнитный
ВВ/TEL-10-1000-20У2	10	1000	20	52	20	3	0,015	встроенный электро-магнитный
ВВ/TEL-10-1600-20У2	10	1600	20	20	81	3	0,015	встроенный электро-магнитный
ВР0-10-630-12,5	10	630	12,5	32	12,5	3	0,042	моторно-пружинный
ВР0-10-1000-16	10	1000	16	41	16	3	0,042	моторно-пружинный
ВР0-10-1250-20	10	1250	20	52	20	3	0,042	моторно-пружинный
ВР1-10-1600-20	10	1600	20	52	20	3	0,05	моторно-пружинный
ВР2-10-2000-31,5	10	2000	31,5	80	31,5	3	0,05	моторно-пружинный
ВР3-10-3150-40	10	3150	40	102	40	3	0,05	моторно-пружинный
ВРС-10-4000-40	10	4000	40	102	40	3	0,05	моторно-пружинный
ВВЭ-10-630-20У3	10	630	20	52	20	3	0,055	встроенный электро-магнитный
ВВЭ-10-1000-20У3	10	1000	20	52	20	3	0,055	встроенный электро-магнитный
ВВЭ-10-1600-20У3	10	1600	20	52	20	3	0,055	встроенный электро-магнитный
ВВЭ-10-630-31,5У3	10	630	31,5	80	31,5	3	0,055	встроенный электро-магнитный
ВВЭ-10-1000-31,5У3	10	1000	31,5	80	31,5	3	0,055	встроенный электро-магнитный
ВВЭ-10-1600-31,5У3	10	1600	31,5	80	31,5	3	0,055	встроенный электро-магнитный
ВВЭ-10-2000-31,5У3	10	2000	31,5	80	31,5	3	0,055	встроенный электро-магнитный
ВВЭ-10-3150-31,5У3	10	3150	31,5	80	31,5	3	0,055	встроенный электро-магнитный
ВБУЭ-10-1000-20У2	10	1000	20	52	20	3	0,03	встроенный электро-магнитный
ВБУЭ-10-1600-20У2	10	1600	20	52	20	3	0,03	встроенный электро-магнитный

Таблица 30- Паспортные параметры вакуумных выключателей
на 35, 110 кВ

Марка выключателя	U _н , кВ	I _н , А	I _{н.откл} , кА	i _{пр.с} , кА	I _т , кА	t _т ,с	t _{св} , с	Тип привода
ВВ/TEL-35-630-12,5УХЛ1	35	630	12,5	32	12,5	3	0,015	встроенный электро-магнитный
ВР-35-630-20УХЛ1	35	630	20	52	20	3	0,05	встроенный электро-магнитный
ВР-35-800-20УХЛ1	35	800	20	52	20	3	0,05	встроенный электро-магнитный
ВР-35-1000-20УХЛ1	35	1000	20	52	20	3	0,05	встроенный электро-магнитный
ВР-35-1250-20УХЛ1	35	1250	20	52	20	3	0,05	встроенный электро-магнитный
ВР-35-1600-20УХЛ1	35	1600	20	52	20	3	0,05	встроенный электро-магнитный
ВР-35-2000-20УХЛ1	35	2000	20	52	20	3	0,05	встроенный электро-магнитный
ВБЦ-35-1600-20УХЛ2	35	1600	20	80	20	3	0,06	встроенный электро-магнитный
ВРС-110-2500-31,5	110	2500	31,5	81	31,5	3	0,045	пружинный

Таблица 31- Паспортные параметры элегазовых выключателей на 35, 110, 220 кВ

Марка выключателя	U _н , кВ	I _н А	I _{н.откл} , кА	i _{пр.с} , кА	I _т , кА	t _т ,с	t _{св} , с	Тип привода
ВГБЭ-35-630-12,5УХЛ1	35	630	12,5	32	12,5	3	0,04	встроенный электро-магнитный
ВГТ-35-3150-50УХЛ1	35	3150	50	127,5	50	3	0,035	пружинный
ВГТ-110-2500-40УХЛ1	110	2500	40	102	40	3	0,035	пружинный
ВГТ-220-2500-40УХЛ1	110	2500	40	102	40	3	0,035	пружинный

Таблица 32- Паспортные параметры вакуумных выключателей на 27,5 (35) кВ

Марка выключателя	U _н , кВ	I _н А	I _{н.откл} , кА	i _{пр.с} , кА	I _т , кА	t _т , с	t _{св} , с	Тип привода
ВВН-35-1000-25 УХЛ1	35	1000	25	63	25	3	0,04	электромагнитный
ВВН-35-1600-25 УХЛ1	35	1600	25	63	25	3	0,04	электромагнитный
ВВН-35-1600-31,5 УХЛ1	35	1600	31,5	80	31,5	3	0,04	электромагнитный
ВВН-27,5-1600-20 УХЛ1	27,5	1600	20	51	20	3	0,06	электромагнитный
ВВУ27,5-630-25 УХЛ1	27,5	630	25	63	25	3	0,04	электромагнитный
ВВУ27,5-1600-25 УХЛ1	27,5	1600	25	63	25	3	0,04	электромагнитный
ВБС-27,5-1600-25 УХЛ1	27,5	1600	25	64	25	3	0,03	электромагнитный

4.6.4 Выбор быстродействующих выключателей постоянного тока

Быстродействующие выключатели постоянного тока предназначены для оперативного включения и отключения цепей постоянного тока под нагрузкой, а также автоматического отключения цепей в аварийных режимах.

Условия выбора:

$$\begin{aligned}
 U_n &\geq U_{\text{раб}}, \\
 I_n &\geq I_{\text{раб.мах}}, \\
 I_{\text{н.откл}} &\geq K_{\text{т.э}} \cdot I_k,
 \end{aligned}
 \tag{88}$$

где U_н и U_{раб.} – номинальное напряжение быстродействующего выключателя постоянного тока и рабочее напряжение в РУ-3,3 кВ соответственно, кВ;

I_н - номинальный ток быстродействующего выключателя постоянного тока, А;

$I_{\text{раб.мах}}$ – максимальный рабочий ток присоединения, для которого выбирается быстродействующий выключатель постоянного тока, А (ввод в РУ-3,3 кВ, питающий фидер контактной сети постоянного тока);

$I_{\text{н.откл}}$ – номинальный ток отключения быстродействующего выключателя постоянного тока, кА;

$I_{\text{к}}$ – установившийся ток короткого замыкания на шинах выпрямленного напряжения, кА (определен формулой 69);

$K_{\text{т.э}}$ – коэффициент, учитывающий токоограничивающий эффект выключателя, т.к. ток короткого замыкания отключается раньше, чем он достигает установившегося значения, $K_{\text{т.э}} = 0,6 - 0,7$.

В настоящее время к установке рекомендуются быстродействующие выключатели постоянного тока ВАБ-49 и ВАБ -206.

Быстродействующие выключатели постоянного тока на термическую и динамическую стойкости не проверяются, т.к. учитывается их быстродействие.

Электрические характеристики быстродействующих выключателей постоянного тока представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Характеристики быстродействующих выключателей

постоянного тока

Марка выключателя	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА	Ток уставки, А	Ток катушки включения, А	Ток держательной катушки, А	Собственное время отключения, с
ВАБ-49-3200/30-Л УХЛ4	два последовательно -1650 В на каждый	3200	при индуктивности цепи 5-15 Гн-до 20	2000-4000	40	0,7	0,006-0,008
ВАБ-49/1-3200/30-Л УХЛ4	одинарный-3300	3200	при индуктивности цепи 5-15 Гн-до 20	2000-4000	40	0,7	0,006-0,008
ВАБ-49-5000/30-Л УХЛ4	два последовательно -1650 В на каждый	5000	при индуктивности цепи 5-15 Гн-до 20	2000-7000	40	0,7	0,006-0,008
ВАБ-49-4000/30-К УХЛ4	одинарный- 3300	4000	при индуктивности цепи 5-15 Гн-до 20	до 2000	40	0,7	0,008-0,008
ВАБ-206-4000/30-Л УХЛ4	3300	4000	при индуктивности цепи 5-15 Гн-до 35000	1500-5000	20	0,7	0,006
ВАБ-206-5000/30-Л УХЛ4	3300	5000	при индуктивности цепи 5-15 Гн до 35000	1500-5000	20	0,7	0,006
ВАБ-206-4000/30-К УХЛ4	3300	4000	при индуктивности цепи 5-15 Гн-до 35000	< 1500	20	0,7	0,008
ВАБ-206-4000/30-П УХЛ4	3300	4000	при индуктивности цепи 5-15 Гн-до 35000	1500-4000	20	0,7	0,008

Обозначения в марке выключателя:

Л – линейный (установлен на фидере контактной сети);

К – катодный (установлен на вводе в РУ-3,3 кВ, БАОД)

Выключатели ВАБ-206 имеют высокую отключающую способность, устанавливаются по одному на присоединение.

4.6.5 Выбор и проверка разъединителей

Разъединители предназначены для создания видимого разрыва в электрических цепях при выполнении ремонтных работ.

Разъединители необходимо выбрать для открытого распределительного устройства первичного напряжения подстанции, а также на вводах в распределительные устройства вторичного напряжения. В открытом распределительном устройстве первичного напряжения разъединители выбираются по току ввода подстанции. После выбора разъединителей его паспортные данные сравнивают с расчетными параметрами. Выбор и проверку целесообразно свести в таблицу. Паспортные характеристики разъединителей указываются в числителе дроби, расчетные параметры – в знаменателе. Расчетные параметры необходимо взять из таблицы 16. Паспортные данные должны быть больше расчетных параметров. Паспортные параметры разъединителей приведены в таблице 35.

4.6.5.1. Выбор разъединителей

Условия выбора:

$$\begin{aligned}U_n &\geq U_{\text{раб}}, \\ I_n &\geq I_{\text{раб}},\end{aligned}\tag{89}$$

где U_n и I_n – номинальные напряжение и ток выбираемого разъединителя, кВ и А соответственно;

$U_{\text{раб}}$ и $I_{\text{раб}}$ – рабочее напряжение и максимальный рабочий ток присоединения, на котором устанавливается разъединитель, кВ и А соответственно.

4.6.5.2 Проверка разъединителей на электродинамическую стойкость

Условие проверки:

$$i_{\text{пр.с}} \geq i_y,\tag{90}$$

где $i_{\text{пр.с}}$ – амплитудное значение предельного сквозного тока, кА;

i_y - ударный ток, кА.

4.6.5.3. Проверка разъединителей на термическую стойкость

Условие проверки:

$$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K, \quad (91)$$

где I_T – ток термической стойкости, кА;

t_T – время протекания тока термической стойкости, с;

B_K – тепловой импульс, кА²·с.

Результаты выбора и проверки выключателей сводятся в таблицу 34.

Для ОРУ-27,5 кВ выбираются разъединители, рассчитанные на номинальное напряжение 35 кВ, для ЗРУ-3,3 кВ – на напряжение 10 кВ.

Таблица 34- Результаты выбора и проверки разъединителей переменного тока

Наименование присоединения	Марка разъединителя	Тип привода	Соотношение паспортных и расчетных параметров			
			$\frac{U_n, \text{кВ}}{U_{\text{раб}}, \text{кВ}}$	$\frac{I_n, \text{А}}{I_{\text{раб}}, \text{А}}$	$\frac{i_{\text{пр.с}}, \text{кА}}{i_y, \text{кА}}$	$\frac{I_T^2 \cdot t_T, \text{кА}^2\text{с}}{B_k, \text{кА}^2\text{с}}$
Ввод в подстанцию			_____	_____	_____	_____
Перемычки			_____	_____	_____	_____
Ввод в главный понижающий трансформатор			_____	_____	_____	_____
Ввод в РУ-35 кВ			_____	_____	_____	_____
Ввод в РУ-10 кВ			_____	_____	_____	_____
Ввод в РУ-27,5 кВ			_____	_____	_____	_____
Сборные шины РУ-27,5 кВ			_____	_____	_____	_____
Ввод в ТСН РУ-27,5 кВ			_____	_____	_____	_____
Фидер ДПР			_____	_____	_____	_____
Фидер контактной сети переменного тока			_____	_____	_____	_____
Ввод в РУ-3,3 кВ			_____	_____	_____	_____
Питающий фидер контактной сети постоянного тока			_____	_____	_____	_____
Мачтовые разъединители на фидерах контактной сети			_____	_____	_____	_____

Таблица 35- Характеристики разъединителей

Марка разъединителя	Тип привода	U_n , кВ	I_n , А	$i_{пр.скв.}$, кА	I_T , кА	t_T , с
РВЗ-10-400	ПР-2	10	400	40	16	4
РВЗ-10-630	ПР-2	10	630	50	20	4
РВЗ-10-1000	ПР-2	10	1000	80	31,5	4
РЛН(З)-10-400	ПР-2	10	400	20	8	3
РЛН(З)-10-630	ПР-2	10	630	51	20	3
РВРЗ-10-2000	ПР-2	10	2000	85	31,5	4
РВК-10-3000	ПР-2	10	3000	200	60	4
РДЗ-35-400	ПРГ-2/ПДГ-9	35	400	31,5	12,5	3
РДЗ-35-1000	ПРГ-2/ПДГ-9	35	1000	40	16	3
РДЗ-35-2000	ПРГ-2/ПДГ-9	35	2000	80	31,5	3
РДЗ-110-1000	ПР2Б/ПДГ-5	110	1000	63	25	3
РДЗ-110-2000	ПР2Б/ПДГ-5	110	2000	80	31,5	3
РДЗ-220-1000	ПДГ-5	220	1000	63	25	3
РДЗ-220-2000	ПДГ-5	220	2000	80	31,5	3
РРЗ-3,3-2500 УЗ	ПР-2	3,3	2500	63	31,5	3
РРЗ-3,3-4000 УЗ	ПР-2	3,3	4000	63	31,5	3
РРЗ-3,3-5000 УЗ	ПР-2	3,3	5000	63	31,5	3
РРЗ-3,3-6300 УЗ	ПР-2	3,3	6300	63	31,5	3
РКЖ-3,3/1250 УХЛ1	ПРЖ	3,3	1250	-	25	3
РКЖ-3,3/3000 УХЛ1	ПРЖ	3,3	3000	-	50	3

4.6.6 Выбор и проверка измерительных трансформаторов тока

Измерительные трансформаторы тока предназначены для расширения пределов измерения электроизмерительных приборов (амперметров), для подключения обмоток по току счетчиков электрической энергии, устройств релейной защиты. Измерительные трансформаторы тока изолируют измерительные приборы и реле от высокого первичного напряжения, обеспечивают безопасность персонала, обслуживающего электроустановки.

4.6.6.1. Выбор измерительных трансформаторов тока

Условия выбора:

$$\begin{aligned}U_{н1} &\geq U_{раб}, \\ I_{н1} &\geq I_{раб},\end{aligned}\tag{92}$$

где $U_{н1}$ – номинальное напряжение первичной обмотки измерительного трансформатора тока, кВ;

$U_{раб}$ – рабочее напряжение присоединения, на котором установлен трансформатор тока, кВ;

$I_{н1}$ – номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока, А;

$I_{раб}$ – рабочий ток присоединения, на котором установлен трансформатор тока, А.

4.6.6.2. Проверка измерительных трансформаторов тока на термическую и электродинамическую стойкости

Условия проверки:

$$\begin{aligned}I_d &\geq i_y, \\ I_T \cdot t_T &\geq B_k,\end{aligned}\tag{93}$$

где I_d – ток электродинамической стойкости, кА;

i_y – ударный ток, кА;

I_T – ток термической стойкости, кА;

t_T – время действия тока термической стойкости, $t_T = 1$ с;

B_k – тепловой импульс, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$.

Выбор и проверка трансформаторов тока сводится в таблицу 36. Паспортные данные записываются над чертой, расчетные параметры – под чертой. Паспортные данные берутся из таблиц 37-40.

Если в результате проверки на термическую и электродинамическую стойкость оказалось, что выбранный трансформатор тока не удовлетворяет одному из указанных условий, то выбирается следующий, ближайший по первичному номинальному току.

Таблица 36- Характеристики трансформаторов тока

Наименование присоединения	Марка ТА	Ток термической стойкости I_T , кА	Ток электро-динамической стойкости I_d , кА	Номинальная мощность вторичной обмотки в классе точности 0,5S $S_{н2}$, ВА	Номинальная мощность вторичной обмотки в классе точности 10P $S_{н2}$, ВА	$U_{н1}$, кВ	$I_{н1}$, А	$I^2 \cdot t_T$, кА ² с	I_d , кА
						----- $U_{раб}$, кВ	----- $I_{раб}$, А	----- B_k , кА ² с	----- i_y , кА
Ввод $U_{н1}$ кВ						-----	-----	-----	-----
Ввод 35 кВ						-----	-----	-----	-----
Сборные шины РУ-35 кВ						-----	-----	-----	-----
Районные потребители РУ-35 кВ						-----	-----	-----	-----
Ввод 10 кВ						-----	-----	-----	-----
Сборные шины РУ-10 кВ						-----	-----	-----	-----
Районные потребители РУ-10 кВ						-----	-----	-----	-----
ТСН						-----	-----	-----	-----
Ввод в РУ-27,5 кВ						-----	-----	-----	-----
Фидер ДПР						-----	-----	-----	-----
Фидер контактной сети переменного тока						-----	-----	-----	-----

Таблица 37 - Электрические характеристики элегазовых трансформаторов
тока ТГОФ-110 УХЛ1, ТГОФ-220УХЛ1

Наименование параметра	Значение параметра трансформатора ТГОФ-110	Значение параметра трансформатора ТГОФ-220
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{н1}$, кВ	110	220
Номинальный ток первичной обмотки $I_{н1}$, А:	50-100-200	200-400-800
-с возможностью изменения числа витков	75-150-300	300-600-1200
- без возможности изменения числа витков	100-200-400	400-800-1600
	200-400-800	500-1000-2000
	300-600-1200	750-1500-3000
	400-800-1600	800; 1000; 2000
	500-1000-2000	1500;2000;3000;4000
	750-1500-3000	
	800; 1000; 2000	
	1500;2000;3000;4000	
Номинальный ток вторичной обмотки $I_{н2}$, А	1 или 5	1 или 5
Классы точности вторичных обмоток:		
-для измерений	0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S	0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S
-для защиты	5P; 10P	5P; 10P
Номинальная вторичная нагрузка		
- для измерений при $\cos\varphi=0,8$	3;5;10;15;20;30;50;60;75;100	3;5;10;15;20;30;50;60;75;100
$S_{н2}$, ВА		
- для защиты	20	20
Ток термической стойкости I_T , кА	до 63	до 63
Время протекания тока термической стойкости t_T , с	1	1
Ток электродинамической стойкости I_d , кА	до 160	160

Таблица 38- Электрические характеристики трансформатора тока с литой изоляцией ТОЛ-110

Наименование параметра	Значение параметра		
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{н1}$, кВ	110		
Номинальный ток первичной обмотки $I_{н1}$, А:	50, 75, 100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 750, 800, 1000, 1200, 1500, 2000		
Номинальный ток вторичной обмотки $I_{н2}$, А	1 или 5		
Классы точности вторичных обмоток - для измерения - для защиты	0,2S или 0,5 10P		
Номинальная вторичная нагрузка - для измерений при $\cos\varphi=0,8 S_{н2}$, ВА - для защиты	30 20 или 30		
Односекундный ток термической стойкости I_T , кА при номинальном первичном токе $I_{н1}$, А:	Ток электродинамической стойкости $I_{дэ}$, кА при номинальном первичном токе $I_{н1}$, А:		
$I_{н1}$, А	I_T , кА		
$I_{н1}$, кА	$I_{дэ}$, кА		
50	2	50	10
75	3	75	15
100	4	100	20
150	6	150	30
200	8	200	42
300	12	300	62
400	16	400	84
500	20	500	100
600	24	600	120
750	28	750	124
800	28	800	124
1000	30	1000	130
1200	36	1200	140
1500	45	1500	200
2000	60	2000	153

Таблица 39 - Электрические характеристики трансформатора тока с литой изоляцией ТОЛ-35 УХЛ1

Наименование параметра	ТОЛ-35 III-II	ТОЛ-35 III-III	ТОЛ- 35III-V-4	ТОЛ-35III-V-5
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{н1}$, кВ	35	35	35	35
Номинальный ток первичной обмотки $I_{н1}$, А:	15, 20, 30, 40, 50, 75, 100, 150, 200, 300, 400, 600, 800, 1000, 1500, 2000	500, 1000, 1500, 2000, 3000	15, 20, 30, 40, 50, 75, 100, 150, 200, 300, 400, 600, 800, 1000, 1500, 2000, 3000	15, 20, 30, 40, 50, 75, 100, 150, 200, 300, 400, 600, 800, 1000, 1500, 2000, 3000
Номинальный ток вторичной обмотки $I_{н2}$, А	5 или 1	5 или 1	5 или 1	5 или 1
Классы точности вторичных обмоток - для измерения - для защиты	0,2S, 0,5S 5P, 10P	0,2S, 0,5S 5P, 10P	0,2S, 0,5S 5P, 10P	0,2S, 0,5S 5P, 10P
Номинальная вторичная нагрузка - для измерений при $\cos\varphi=0,8$ $S_{н2}$, ВА - для защиты	30 30	30 50	30 30	15 20
Трехсекундный ток термической стойкости I_T , кА при номинальном первичном токе $I_{н1}$, А:				
15	0,7	-	0,7	0,7
20	1	-	1	1
30	1,5	-	1,5	1,5
40	2,1	-	2,1	2,1
50	2,3	-	2,3	2,3
75	3,5	-	3,5	3,5
100	4,7	-	4,7	4,7
150	7	-	7	7
200	10,5	-	10,5	10,5
300	15	-	15	15
400	21	-	21	21
600	31	$I_{н1}=500A$ -49	31	31
800	30	-	30	30
1000	37	-	37	37
1500	41	49	41	41
2000	57	49	57	57
3000	-	57	57	57

Наименование параметра	ТОЛ-35 III-II	ТОЛ-35 III-III	ТОЛ- 35III-V-4	ТОЛ-35III- V-5
Ток электродинамической стойкости I_d , кА при номинальном первичном токе $I_{н1}$, А:				
15	3	-	3	3
20	4	-	4	4
30	6	-	6	6
40	8	-	8	8
50	10	-	10	10
75	15	-	15	15
100	21	-	21	21
150	31	-	31	31
200	42	-	42	42
300	63	-	63	63
400	84	-	84	84
600	127	$I_{н1}=500A -125$	127	127
800	107	125	107	107
1000	134	125	134	134
1500	106	125	106	106
2000	220	145	220	220
3000	-	145	220	220

Таблица 40 - Электрические характеристики трансформатора тока с литой изоляцией ТОЛ-10 УХЛ2

Наименование параметра	ТОЛ-10 УХЛ2
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{н1}$, кВ	10
Номинальный ток первичной обмотки $I_{н1}$, А:	10, 20, 30, 40, 50, 100, 150, 200, 300, 400, 600, 800, 1000, 1500, 2000, 2500, 3000
Номинальный ток вторичной обмотки $I_{н2}$, А	5 или 1
Классы точности вторичных обмоток - для измерения - для защиты	0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S 5P, 10P
Номинальная вторичная нагрузка - для измерений при $\cos\varphi=0,8 S_{н2}$, ВА - для защиты	30 15
Односекундный ток термической стойкости I_T , кА при номинальном первичном токе $I_{н1}$, А:	
10	0,78
20	1,56
30	2,5
40	3
50	4,9
100	9,7
150	12,5
200	17,5
300 - 2000	31,5
2500, 3000	61
Ток электродинамической стойкости I_d , кА при номинальном первичном токе $I_{н1}$, А:	
10	1,97
20	3,93
30	6,25
40	7,56
50	17,5
100 - 200	52
300 - 2000	100
2500, 3000	152,5

4.6.6.3. Проверка измерительного трансформатора тока на соответствие классу точности 0,5S.

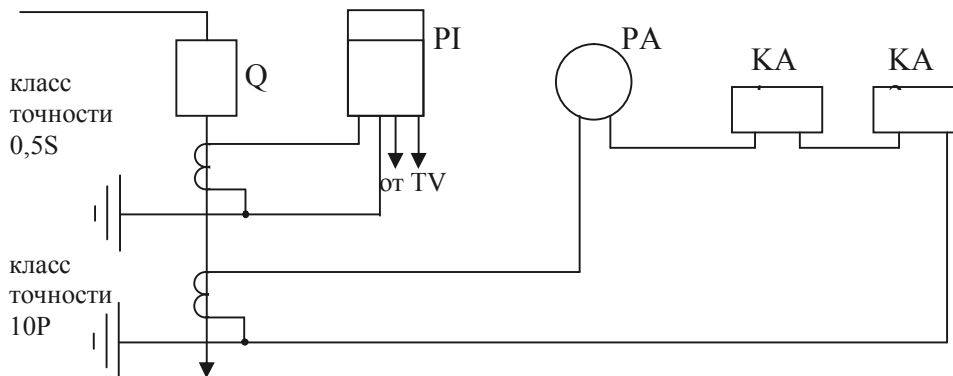


Рисунок 35- Расчетная схема для проверки трансформатора тока на соответствие классу точности

Условие проверки:

$$S_{н20,5S} \geq S_{расч2}, \quad (94)$$

где $S_{расч2}$ – мощность, потребляемая приборами в классе точности 0,5S, ВА.

Расчет мощности приборов:

$$S_{расч2} = S_{PI} + S_{пров} + S_{конт}, \quad (95)$$

где S_{PI} – мощность, потребляемая токовой цепью счетчика электрической энергии, $S_{PI} = 0,12$ ВА для счетчика «Альфа»;

$S_{пров}$ – мощность, теряемая в соединительных проводах, ВА;

$S_{конт}$ – мощность, теряемая в контактных соединениях, ВА.

Расчет мощности соединительных проводов:

$$S_{пров} = I_{н2}^2 \cdot \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (96)$$

где $I_{н2}$ – номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока, $I_{н2} = 5$ А;

$l_{расч}$ – длина соединительных проводов, м ($l_{расч} = l$ при схеме соединения трансформаторов тока «полная звезда»),

$l_{расч} = \sqrt{3} \cdot l$ при схеме соединения трансформаторов тока «неполная звезда»;

ρ – удельное сопротивление материала соединительных проводов, ($\rho = 0,0172 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$ для медных проводов; $\rho = 0,028 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$ для алюминиевых проводов);

q – площадь поперечного сечения соединительных проводов, ($q = 1,5 \text{ мм}^2$ для медных проводов, $q = 2,5 \text{ мм}^2$ для алюминиевых проводов).

Расчет мощности контактных соединений:

$$S_{\text{конт}} = I_{\text{н2}}^2 \cdot Z_{\text{конт}}, \quad (97)$$

где $Z_{\text{конт}}$ – сопротивление контактных соединений, $Z_{\text{конт}} = 0,1 \text{ Ом}$.

Проверка выполнения условия :

$$S_{\text{н2 } 0,5\text{S}} = \dots\dots \text{ ВА} \succ S_{\text{расч2}} = \dots\dots \text{ ВА}.$$

Условие проверки выполняется, выбранный трансформатор напряжения соответствует классу точности 0,5S (если условие проверки не выполняется, $S_{\text{расч2}}$ можно снизить, увеличив сечение соединительных проводов).

4.6.6.4. Проверка измерительного трансформатора тока на соответствие классу точности 0,5S.

Условие проверки:

$$S_{\text{н2 } 10\text{P}} \geq S_{\text{расч2}}, \quad (98)$$

где $S_{\text{расч2}}$ – мощность, потребляемая приборами в классе точности 10P, ВА.

Расчет мощности приборов:

$$S_{\text{расч2}} = S_{\text{РА}} + S_{\text{КА}} + S_{\text{пров}} + S_{\text{конт}}, \quad (99)$$

где $S_{\text{РА}}$ – мощность, потребляемая амперметром, ВА;

$S_{\text{КА}}$ – мощность, потребляемая реле тока, $S_{\text{КА}} = S_{\text{КА1}} + S_{\text{КА2}}$, ВА.

Мощности $S_{\text{РА}}$ и $S_{\text{КА}}$ берутся из таблицы 41. Мощности, теряемые в контактных соединениях и соединительных проводах, необходимо взять из предыдущих расчетов (формулы (96,97)).

Таблица 41 - Потребляемая мощность приборов

Наименование приборов	Марки приборов	Потребляемая мощность прибором S , ВА
Амперметры	Э377	0,5
	Э378	0,5
	Э8021	1,5
	Э140	1,2
Реле тока	РТ-40/2	0,2
	РТ-40/6	0,5
	РТ-40/50	0,8
	РТ-40/100	1,8

Проверка выполнения условия:

$$S_{н2\ 10P} = \dots\dots \text{ВА} > S_{расч2} = \dots\dots \text{ВА}$$

Условие проверки выполняется, выбранный трансформатор тока соответствует классу точности 10P (если условие проверки не выполняется, $S_{расч2}$ можно снизить, увеличив сечение соединительных проводов).

4.6.7 Выбор и проверка измерительных трансформаторов напряжения

Измерительные трансформаторы напряжения предназначены для расширения пределов измерения электроизмерительных приборов (вольтметров), для подключения обмоток по напряжению счетчиков электрической энергии, устройств релейной защиты. Измерительные трансформаторы напряжения изолируют измерительные приборы и реле от высокого первичного напряжения, обеспечивают безопасность персонала, обслуживающего электроустановки. Трансформаторы напряжения понижают напряжение до величины, удобной для питания приборов. Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{н2}$ при любом первичном напряжении. При

выборе трансформаторов напряжения необходимо учитывать, что маслонаполненные трансформаторы являются пожаро- и взрывоопасными. Поэтому желательно к установке принимать трансформаторы напряжения с литой изоляцией или элегазовые.

Режимы работы трансформатора напряжения под нагрузкой и холостого хода являются нормальными режимами работы, режим короткого замыкания – аварийным режимом работы.

По степени точности измерений трансформаторы напряжения имеют следующие *классы точности*: 0,2; 0,5; 1; 3; 3Р. Чаще всего используются: класс точности 0,5 для подключения обмоток по напряжению счетчиков электроэнергии, 1 и 3 – вольтметров, 3Р – устройств релейной защиты. Названные требования необходимо учесть при составлении расчетной схемы для проверки трансформаторов напряжения на соответствие классу точности. Для РУ-27,5 кВ выбираются трансформаторы напряжения, первичная обмотка которых рассчитана на напряжение 35 кВ.

4.6.7.1. Выбор трансформаторов напряжения.

Условие выбора:

$$U_{н1} \geq U_{раб}, \quad (100)$$

где $U_{н1}$ – номинальное напряжение первичной обмотки измерительного трансформатора напряжения, кВ;

$U_{раб}$ – рабочее напряжение на токоведущих частях, к которым подключены измерительные трансформаторы напряжения, кВ.

Характеристики выбранных трансформаторов напряжения взять из таблицы 43 и занести в таблицу 42.

Таблица 42 – Результаты выбора трансформаторов напряжения

Марка трансформатора	Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{н1}$, кВ	Номинальное напряжение вторичной основной обмотки $U_{н2}$, кВ	Номинальное напряжение вторичной дополнительной обмотки $U_{н3}$, кВ	Номинальная мощность вторичной основной обмотки в классе точности $0,2 S_{н2}$, ВА	Номинальная мощность вторичной основной обмотки в классе точности $0,5 S_{н2}$, ВА	Номинальная мощность вторичной основной обмотки в классе точности $1 S_{н2}$, ВА	Номинальная мощность вторичной основной обмотки в классе точности $3 S_{н2}$, ВА	Номинальная мощность вторичной основной обмотки в классе точности $3P S_{н2}$, ВА
РУ- 110 (220) кВ								
РУ- 35 кВ								
РУ-10 кВ								
РУ-27,5 кВ								

Таблица 43 – Электрические характеристики трансформаторов напряжения

Марка трансформатора	Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{н1}$, кВ	Номинальное напряжение вторичной основной обмотки $U_{н2}$, В	Номинальное напряжение вторичной дополнительной обмотки $U_{н3}$, В	Номинальная мощность вторичной основной обмотки в классе точности 0,2	Номинальная мощность вторичной основной обмотки в классе точности 0,5	Номинальная мощность вторичной основной обмотки в классе точности 1	Номинальная мощность вторичной основной обмотки в классе точности 3	Номинальная мощность вторичной основной обмотки в классе точности 3P
ЗНОГ-М-110- -I УХЛ4	$110:\sqrt{3}$	$100:\sqrt{3}$	100	150	400	600	-	1200
ЗНОГ-М-220- -I УХЛ4	$2200:\sqrt{3}$	$100:\sqrt{3}$	100	150	400	600	-	1200
ЗНОЛ-35III-УХЛ1	$35:\sqrt{3}$	$100:\sqrt{3}$	$100/3$	15	60	120	-	-
ЗНОЛ-10III-УХЛ1	$10:\sqrt{3}$	$100:\sqrt{3}$	100	50	75	150	300	-

4.6.7.2 Проверка измерительных трансформаторов напряжения на соответствие классу точности.

На соответствие классу точности проверяется измерительный трансформатор напряжения, установленный в распределительном устройстве вторичного напряжения (35 или 10 кВ).

Условие проверки:

$$S_{н2} \geq S_{расч2}, \quad (101)$$

где $S_{н2}$ – номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора напряжения в соответствующем классе точности, ВА (чаще всего используется класс точности 0,5);

$S_{расч2}$ – мощность, потребляемая измерительными приборами и реле, подключенными к вторичной обмотке трансформатора напряжения, ВА.

$$S_{расч} = S_{приб} + S_{пров} + S_{конт}, \quad (102)$$

где $S_{приб}$ – мощность, потребляемая приборами, ВА;

$S_{пров}$ – мощность, теряемая в соединительных проводах, ВА;

$S_{конт}$ – мощность, теряемая в контактных соединениях, ВА.

Расчет мощности, потребляемой приборами.

Для определения $S_{приб}$ составляется расчетная схема, на которой указываются все приборы. На основании расчетной схемы заполняется таблица 44 с мощностями приборов, подключенных к вторичной обмотке трансформатора напряжения.

При составлении расчетной схемы необходимо учитывать, что счетчики электрической энергии устанавливаются на каждом вводе в распределительное устройство вторичного напряжения, на вводах в трансформаторы собственных нужд, на фидерах районных потребителей. Число фидеров районных потребителей, подключенных к каждой секции шин вторичного напряжения, определяется их категорией. Потребители первой категории должны иметь фидер и на первой секции шин, и на второй, потребители второй категории – на одной из секций.

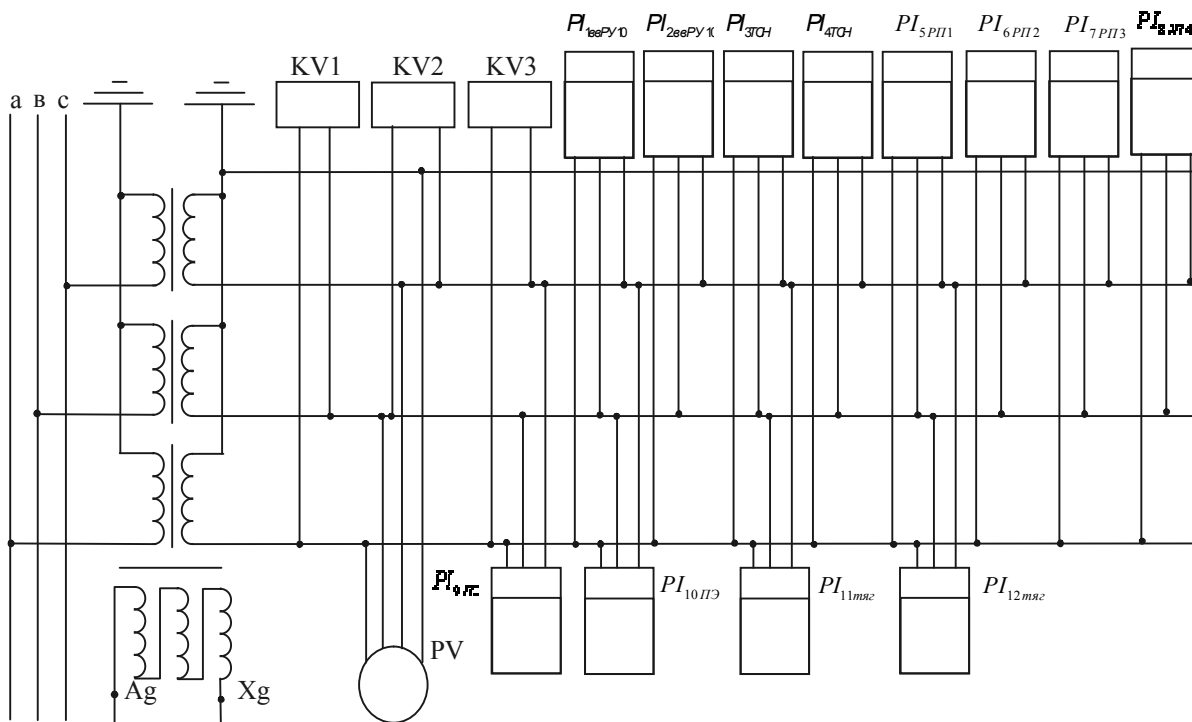


Рисунок 36- Расчетная схема для проверки трансформатора напряжения на соответствие классу точности

Таблица 44- Мощности приборов

Наименование приборов	Марка прибора	Количество приборов	Мощность, потребляемая одним прибором, ВА	Мощность, потребляемая приборами, ВА	$\cos\varphi_{\text{приб}}$	$\sin\varphi_{\text{приб}}$	Активная мощность приборов, $\Sigma P_{\text{приб}}$, Вт	Реактивная мощность приборов, $\Sigma Q_{\text{приб}}$, вар	
Счетчик электрической энергии	«Альфа»	0,5	0,87	
Вольтметр	Э378	1	2	2	1	0	2	-	
Реле напряжения	РН-54	3	1	3	1	0	3	-	
Итого									

$$S_{\text{приб}} = \sqrt{(\Sigma P_{\text{приб}})^2 + (\Sigma Q_{\text{приб}})^2}, \quad (103)$$

$\Sigma P_{\text{приб}}$ – суммарная активная мощность приборов, Вт;

$\Sigma Q_{\text{приб}}$ – суммарная реактивная мощность приборов, вар.

Расчет мощности, теряемой в соединительных проводах.

$$S_{\text{пров}} = I_{\text{н2}}^2 \cdot \frac{l_{\text{расч}} \cdot \rho}{q}, \quad (104)$$

где I_{H2} – номинальный ток цепи напряжения трансформатора напряжения, А (расчет по формуле (105));

$l_{расч}$ – длина соединительных проводов, м;

ρ – удельное сопротивление материала соединительных проводов

($\rho = 0,0172$ Ом·мм²/м для медных проводов; $\rho = 0,028$ Ом·мм²/м для алюминиевых проводов);

q – площадь поперечного сечения соединительных проводов,

$q = 1,5$ мм² для медных проводов, $q = 2,5$ мм² для алюминиевых проводов).

$$I_{H2} = \frac{S_{H2}}{U_{H2}}, \quad (105)$$

где S_{H2} – номинальная мощность вторичной основной обмотки в классе точности 0,5;

U_{H2} – номинальное напряжение вторичной обмотки трансформатора напряжения, $U_{H2} = 100$ В.

Расчет мощности, теряемой в контактных соединениях.

$$S_{конт} = I_{H2}^2 \cdot Z_{конт}, \quad (106)$$

где $Z_{конт}$ – сопротивление контактных соединений, $Z_{конт} = 0,1$ Ом.

Проверка выполнения условия (101):

$$S_{H2} = \dots\dots \text{ВА} > S_{расч2} = \dots\dots \text{ВА}$$

Условие проверки выполняется, выбранный трансформатор напряжения соответствует классу точности 0,5 (если условие проверки не выполняется, $S_{расч2}$ можно снизить, увеличив сечение соединительных проводов).

4.6.8. Выбор предохранителей

Предохранители предназначены для защиты измерительных трансформаторов напряжения от токов короткого замыкания и длительных перегрузок. При выборе предохранителей необходимо учитывать их расположение (внутреннее или наружное), назначение (для защиты трансформаторов или другого оборудования) и род дугогасительной среды

(кварцевые, выхлопные). Предохранители, предназначенные для защиты измерительных трансформаторов напряжения по номинальному току плавкой вставки не выбирают, выбор производят только по номинальному напряжению.

Условие выбора:

$$U_n \geq U_{\text{раб}}, \quad (107)$$

где U_n – номинальное напряжение предохранителя, кВ;

$U_{\text{раб}}$ – рабочее напряжение электроустановки (первичной обмотки измерительного трансформатора напряжения), кВ.

Выбор предохранителей сводится в таблицу 45 .

Таблица 45- Результаты выбора предохранителей

Марка предохранителя	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшая мощность отключения (трехфазная), МВА	Предельный ток отключения, кА
Ввод трансформатора напряжения на 35 кВ			
Ввод трансформатора напряжения на 35кВ			
Ввод трансформатора напряжения на 27,5 кВ			

Паспортные данные предохранителей берутся из таблицы 46.

Таблица 46 – Технические данные предохранителей

Марка предохранителя	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшая мощность отключения (трехфазная), МВА	Предельный ток отключения, кА
ПКТ-35	35	1000	17
ПКТУ-35	35	1000	17
ПКТ-35н	35	1000	17
ПКТ-10	10	не ограничено	не ограничено
ПКТУ-10	10	не ограничено	не ограничено
ПКТ-10н	10	1000	50

4.6.9 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжения предназначены для защиты изоляции электрооборудования от перенапряжений.

Условие выбора:

$$U_n \geq U_{\text{раб}}, \quad (108)$$

где U_n – номинальное напряжение ограничителя перенапряжения, кВ;

$U_{\text{раб}}$ – рабочее напряжение электроустановки, кВ.

Выбор ограничителей перенапряжения сводится в таблицу 47.

Таблица 47 - Результаты выбора ограничителей перенапряжения

Марка ОПН	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, А	Ток пропускной способности, А	Масса, кг
РУ-110 (220) кВ					
РУ-35 кВ					
РУ-10 кВ					
РУ-27,5 кВ					
РУ-3,3 кВ					

Паспортные данные ограничителей перенапряжения берутся из таблицы 48.

Пояснения к маркировке ОПН:

ОПН- П – с полимерной внешней изоляцией из кремнийорганической резины.

ОПН-Ф- с фарфоровой изоляцией.

Таблица 48 - Характеристики ограничителей перенапряжения

Марка ОПН	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, А	Ток пропускной способности, А	Масса, кг
ОПН-П1-10-10,5-10	10	10,5	10000	550	3
ОПН-П1-10-11,5-10	10	11,5	10000	550	3
ОПН-П1-10-12-10	10	12	10000	550	3
ОПН-П1-35-40,5-10	35	40,5	10000	550	22
ОПН-П1-35-40,5-10	35	40,5	10000	850	22
ОПН-П1-35-44-10	35	44	10000	550	22
ОПН-П1-35-44-10	35	44	10000	850	22
ОПН-П1-110-73-10	110	73	10000	550	45
ОПН-П1-110-77-10	110	77	10000	550	45
ОПН-П1-110-83-10	110	83	10000	550	45
ОПН-П1-110-88-10	110	88	10000	550	45
ОПН-П1-110-73-10	110	73	10000	850	45
ОПН-П1-110-77-10	110	77	10000	850	45
ОПН-П1-110-83-10	110	83	10000	850	45
ОПН-П1-110-88-10	110	88	10000	850	45
ОПН-П1-110-73-20	110	73	20000	1200	95
ОПН-П1-110-77-20	110	77	20000	1200	95
ОПН-П1-110-83-20	110	83	20000	1200	95
ОПН-П1-110-88-20	110	88	20000	1200	95
ОПН-Ф-110-73-10	110	73	10000	550	110
ОПН-Ф-110-77-10	110	77	10000	550	110
ОПН-Ф-110-83-10	110	83	10000	550	110
ОПН-Ф-110-88-10	110	88	10000	550	110
ОПН-П1-220-154-10	220	154	10000	550	100
ОПН-П1-220-163-10	220	163	10000	550	100
ОПН-П1-220-172-10	220	172	10000	550	100
ОПН-П1-220-154-10	220	154	10000	850	100
ОПН-П1-220-163-10	220	163	10000	850	100
ОПН-П1-220-172-10	220	172	10000	850	100
ОПН-П1-220-154-20	220	154	20000	1200	180
ОПН-П1-220-163-20	220	163	20000	1200	180
ОПН-П1-220-172-20	220	172	20000	1200	180
ОПН-П1-220-154-20	220	154	20000	1500	190
ОПН-П1-220-163-20	220	163	20000	1500	190
ОПН-П1-220-172-20	220	172	20000	1500	190
ОПН-Ф-220-154-10	220	154	10000	550	197
ОПН-Ф-220-163-10	220	163	10000	550	197
ОПН-Ф-220-172-10	220	172	10000	550	197
ОПН-Ф-220-154-10	220	154	10000	850	197
ОПН-Ф-220-163-10	220	163	10000	850	197
ОПН-Ф-220-172-10	220	172	10000	850	197
ОПН-27,5 КС УХЛ1	27,5	30	10000	350	40
ОПНК-П1-27,5	27,5	30	10000	350	25
ОПН-3,3 КС УХЛ1	3,3	4	10000	350	8,9
ОПНК-П1-3,3	3,3	4	10000	350	10
ОПН-3,3 Б 01	3,3	4	5000	500	23
ОПН-1,5 УХЛ1	1,5	1,5	250	200	-

4.6.10 Выбор сглаживающего устройства

Для защиты устройств проводной связи от влияния тяговой сети электрифицированных дорог на тяговых подстанциях постоянного тока устанавливают сглаживающие устройства.

В состав сглаживающего устройства входят колебательные контуры или цепи L-C и реактор. Набор колебательных контуров называют фильтрующим устройством. В колебательных контурах применяют бумажно-масляные конденсаторы марки ФМТ-4-12 или конденсаторы ФСТ -4-13 с синтетической жидкостью.

В сглаживающих устройствах тяговых подстанций применяют реакторы марки РБФАУ-6500/3250 У2 (реактор бетонный, фильтровый, алюминиевый, универсальный, номинальное напряжение 3,3 кВ, номинальный ток 6500А или 3250А, для умеренного климата, для установки в камерах с металлическими ограждениями).

По известным емкостям конденсаторов необходимо рассчитать индуктивности катушек индуктивности L

$$L = \frac{10^9}{(2\pi \cdot f)^2 \cdot C_n}, \quad (109)$$

где f - задерживаемая частота, Гц;

C – емкость колебательного контура, мкФ.

Расчет индуктивностей колебательных контуров необходимо свести в таблицу 49.

Таблица 49 – Значения емкостей и индуктивностей колебательных контуров

Резонансная частота контура, Гц	Емкость конденсатора контура, мкФ	Индуктивность катушки контура, мГн	Индуктивность реактора сглаживающего устройства, мГн
100	144		L _p = 5
200	96		
400	60		
500	48		
600	36		

4.7. Расчет и выбор аккумуляторной батареи

Источником оперативного постоянного тока на подстанциях является аккумуляторная батарея. К постоянной нагрузке аккумуляторной батареи относятся цепи управления, сигнализации, автоматики, телемеханики, блокировки безопасности. Кратковременно аккумуляторная батарея питает катушки включения и отключения выключателей переменного тока. Аварийной нагрузкой аккумуляторной батареи является аварийное освещение подстанции. Аккумуляторную батарею выбирают по емкости, напряжению на шинах постоянного оперативного тока.

Таблица 50 - Токовые нагрузки аккумуляторной батареи

Потребители постоянного тока	Число одновременно работающих	Ток одного потребителя, А	Нагрузки на батарею	
			Длительная	Кратковременная
Постоянно присоединённые приемники лампы положения выключателей устройства автоматики, управления и защиты держачие катушки БВ		0,065		-
$I_{\text{пост}}$	-	-		-
Приемники, присоединяемые при аварийном режиме : устройства телеуправления, телесигнализации и связи аварийное освещение	-	-	1,4	-
			10	-
$I_{\text{ав}}$	-	-	11,4	-
Тип привода и выключателя	-	-	-	
Итого	-	-		

4.7.1 Расчет и выбор аккумуляторной батареи

4.7.1.1 Определение расчетного тока длительного разряда в аварийном режиме

$$I_{\text{дл.разр.}} = I_{\text{пост}} + I_{\text{ав}}, \quad (110)$$

4.7.1.2 Определение тока кратковременного разряда

$$I_{кр.разр} = I_{дл.разр} + I_{вкл}, \quad (111)$$

где $I_{вкл}$ – ток, потребляемый наиболее мощным приводом при включении выключателя, А.

выписать токи включения для каждого из указанных в задании выключателей. Наибольший ток включения подставить в формулу 2.

Выключатели ВМТ-110, ВМТ-220, ВГТ-110 и ВГТ-220 с пружинными приводами.

4.7.1.3 Определение емкости аккумуляторной батареи

$$Q_{расч} = I_{дл.разр} \cdot t_{ав}, \quad (112)$$

где $t_{ав}$ – длительность разряда при аварии, $t_{ав} = 8$ часов для аккумуляторов марки OPzS.

4.7.1.4 Определение номера батареи по емкости, соответствующей току длительного разряда аварийного режима

$$N_{дл} \geq \frac{1,1 \cdot Q_{расч}}{Q_{n=1}}, \quad (113)$$

где $Q_{n=1}$ – емкость единичного элемента аккумулятора при длительности разряда, равной длительности аварии. Для аккумулятора марки OPzS $Q_{n=1} = 50$ А·ч;

1,1 – коэффициент, учитывающий уменьшение емкости батареи после нескольких лет эксплуатации.

Для расчетной емкости $Q_{расч} = 296$ А·ч импортный аккумулятор

$N_{дл} = \frac{1,1 \cdot 296}{50} = 6,51$ имеет номер 7 (6,51 округлено в большую сторону). Его

полная маркировка будет следующая 7OPzS350 (7x50=350; 7 положительных пластин, каждая емкостью 50 А·ч).

4.7.1.5 Определение номера аккумуляторной батареи по току кратковременного разряда

$$N_{кр} = \frac{I_{кр.разр}}{46}, \quad (114)$$

где $46 N_{кр}$ – кратковременно допускаемый разрядный ток аккумулятора.

Из двух значений, определенных по формулам 4 и 5, окончательно принимается наибольшее.

4.7.1.6 Определение числа элементов батареи (аккумуляторов), питающих шины включения в режиме постоянного подзаряда

$$n_{шв} = \frac{U_{шв}}{U_{акк}}, \quad (115)$$

где $U_{акк}$ – напряжение на единичном элементе, $U_{акк} = 2,23$ В для аккумулятора марки OPzS.

4.7.1.7. Определение числа элементов батареи (аккумуляторов), питающих шины управления в режиме постоянного подзаряда

$$n_{шу} = \frac{U_{шу}}{U_{акк}}, \quad (116)$$

4.7.2 Расчет и выбор ЗПУ

4.7.2.1 Определение величины зарядного тока

$I_{зар} = 5,25 \cdot N$ для батарей, у которых номер 1, 2, 3, 4, 5;

$I_{зар} = 3,75 \cdot N$ для батарей, у которых номер 6 и выше, (117)

4.7.2.2 Определение зарядного напряжения

$$U_{зар} = n_{шв} \cdot U_{акк} + (2 - 3), \quad (118)$$

К результату $n_{шв} \cdot U_{акк}$ следует добавить число в пределах 2-3 такое, чтобы результирующее напряжение $U_{зар}$ было целое число.

4.7.2.3 Расчет мощности ЗПУ

$$P_{\text{расч.зпу}} = U_{\text{зар}} \cdot (I_{\text{зар}} + I_{\text{пост}}), \quad (119)$$

Выбор ЗПУ следует выполнить, сравнивая его номинальные параметры с расчетными.

Условия выбора:

$$\begin{aligned} I_{\text{н}} &\geq I_{\text{зар}} + I_{\text{пост}}; \\ U_{\text{н}} &\geq U_{\text{зар}}; \\ P_{\text{н}} &\geq P_{\text{расч.зпу}}, \end{aligned} \quad (120)$$

Таблица 51 - Электрические характеристики ЗПУ

Марка ЗПУ	Номинальное выпрямленное напряжение $U_{\text{н}}$, В	Номинальный выпрямленный ток $I_{\text{н}}$, А	Номинальная мощность $P_{\text{н}}$, кВт
ВАЗП-380/260-40/80-15,2/20,8	380/260	40/80	15,2/20,8

4.8 Выбор и расчет релейных защит

4.8.1 Выбор типов релейных защит по основным присоединениям

Таблица 52 - Характеристики релейных защит

Наименование присоединения	Тип защиты	Действие защиты
Главный понижающий трансформатор	МТЗ	Отключение с выдержкой времени $t_{\text{рз8}}$, с
	ТО	Отключение без выдержки времени
	Газовая защита	1 степень сигнал, 2 степень отключение
	Защита от перегрузки	Сигнал
Трансформатор собственных нужд	МТЗ	Отключение с выдержкой времени $t_{\text{рз31}}$, с
	ТО	Отключение без выдержки времени
	Защита от перегрузки	Сигнал
Ввод РУ-10кВ	МТЗ	Отключение с выдержкой времени $t_{\text{рз4}}$, с
	ТО	Отключение без выдержки времени

Сборные шины РУ-10кВ	МТЗ	Отключение с выдержкой времени t_{p33} , с
	ТО	Отключение без выдержки времени
Районные потребители, продольное электроснабжение	МТЗ	Отключение с выдержкой времени t_{p32} , с
	ТО	Отключение без выдержки времени
Ввод РУ-35кВ	МТЗ	Отключение с выдержкой времени t_{p37} , с
	ТО	Отключение без выдержки времени
Сборные шины РУ-10кВ	МТЗ	Отключение с выдержкой времени t_{p36} , с
	ТО	Отключение без выдержки времени
Районные потребители на 35 кВ	МТЗ	Отключение с выдержкой времени t_{p35} , с
	ТО	Отключение без выдержки времени
Тяговый трансформатор	МТЗ	Отключение с выдержкой времени 0,6с
	ТО	Отключение без выдержки времени
	Газовая защита	1 ступень сигнал, 2 ступень отключение
Выпрямитель	Земляная защита	Отключение выключателя в сетевой обмотке на вводе в трансформатор
	От пробоя на вентиле	Пробой 1-2 вентиля –сигнал, более –отключение
РУ-3,3	Земляная защита	1. Включается короткозамыкатель на обратном фидере 2. Отключается выключатель в сетевой обмотке тягового трансформатора 3. Отключаются все катодные выключатели 4. Отключаются все фидерные выключатели 5. Отключаются все мачтовые разъединители
Ввод в РУ-27,5 кВ	МТЗ	Отключение с выдержкой времени t_{p36} , с
	ТО	Отключение без выдержки времени
Фидера ДПР	МТЗ	Отключение с выдержкой времени t_{p35} , с
	ТО	Отключение без выдержки времени
Фидера контактной сети переменного тока	Двухступенчатая дистанционная	Отключение

4.8.2 Расчет защит трансформатора

4.8.2.1 Расчет максимальной токовой защиты

4.8.2.1.1 Расчет тока срабатывания максимальной токовой защиты

$$I_{с.мтз} = \frac{K_H \cdot K_{сзп} \cdot I_{РАБ\cdot МАХ}}{K_B}, \quad (121)$$

где K_H – коэффициент надежности, $K_H = 1,1 - 1,2$;

$K_{сзп}$ – коэффициент, учитывающий увеличение нагрузки при самозапуске неотключившихся двигателей после восстановления напряжения, $K_{сзп} = 2 - 3$;

K_B – коэффициент возврата реле, $K_B = 0,85 - 0,9$;

$I_{раб.мах}$ – максимальный рабочий ток первичной обмотки силового трансформатора, А.

4.8.2.1.2 Расчет тока уставки срабатывания реле, А:

$$I_{у.ср} = \frac{I_{сзптз} \cdot K_{сх}}{K_I}, \quad (122)$$

где $K_{сх}$ – коэффициент схемы, при включении реле на фазные токи (схема соединения ТА полная или неполная звезда) $K_{сх} = 1$, при включении реле на разность фазных токов (схема соединения ТА полный или неполный треугольник) $K_{сх} = \sqrt{3}$;

K_I = коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока.

Коэффициент трансформации рассчитывается по формуле

$$K_I = \frac{I_{H1}}{I_{H2}}, \quad (123)$$

где I_{H1} – номинальный ток первичной обмотки измерительного трансформатора тока, А (значение берется из таблицы 36 для выбранного к расчету присоединения);

I_{H2} – номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока, $I_{H2} = 5А$.

4.8.2.1.3. Расчет коэффициента чувствительности МТЗ

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{p.min}}^{(2)}}{I_{\text{y.cр}}}, \quad (124)$$

где $I_{\text{p.min}}^{(2)}$ – наибольший из вторичных токов, протекающих в одном из реле защиты при двухфазном КЗ за трансформатором в минимальном режиме работы схемы, А.

Формулы для расчета $I_{\text{p.min}}^{(2)}$ приведены в таблице 53.

МТЗ является чувствительной, если коэффициент чувствительности

$$K_{\text{ч}} \geq 1,5.$$

Таблица 53 - Формулы для расчета тока двухфазного КЗ за трансформатором

Схема соединения ТА	Коэффициент схемы $K_{\text{сх}}$	Расчетные формулы
полная звезда	1	$I_{\text{p.min}}^{(2)} = \frac{I_{\text{k/min}}}{K_I}$
неполная звезда	1	$I_{\text{p.min}}^{(2)} = \frac{0,5 \cdot I_{\text{k/min}}}{K_I}$
полный треугольник	$\sqrt{3}$	$I_{\text{p.min}}^{(2)} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{k/min}}}{K_I}$
неполный треугольник	$\sqrt{3}$	$I_{\text{p.min}}^{(2)} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{k/min}}}{K_I}$

4.8.2.2 Расчет ТО силового трансформатора.

4.8.2.2.1 Расчет тока срабатывания ТО

$$I_{\text{с.то}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{к.мах}}, \quad (125)$$

где $I_{\text{к.мах}}$ – наибольший ток трехфазного короткого замыкания на жазимах вторичной обмотки силового трансформатора, кА;

$K_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, $K_{\text{н}} = 1,4$.

4.8.2.2.2 Расчет тока уставки срабатывания реле

$$I_{y.cp} = \frac{I_{c.mo}}{K_T \cdot K_I}, \quad (126)$$

K_T – коэффициент трансформации защищаемого трансформатора.

Коэффициент трансформации силового трансформатора определяется по формуле

$$K_T = \frac{U_{H1}}{U_{H2}}, \quad (127)$$

где U_{H1} и U_{H2} – номинальные напряжения первичной и вторичной обмоток силового трансформатора соответственно, кВ.

4.8.2.2.3 Расчет коэффициента чувствительности ТО

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{p.min}^{(2)}}{I_{y.cp}}, \quad (128)$$

где $I_{p.min}^{(2)}$ – наибольший из вторичных токов, протекающих в одном из реле защиты при двухфазном КЗ в минимальном режиме работы схемы, А.

Формулы для расчета $I_{p.min}^{(2)}$ приведены в таблице 54.

Таблица 54 - Формулы для расчета тока двухфазного КЗ в месте установки защиты

Схема соединения ТА	Коэффициент схемы $K_{\text{сх}}$	Расчетные формулы
полная звезда	1	$I_{p.min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{k/min}}{K_I}$
неполная звезда	1	$I_{p.min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{k/min}}{2K_I}$
полный треугольник	$\sqrt{3}$	$I_{p.min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{k/min}}{K_I}$
неполный треугольник	$\sqrt{3}$	$I_{p.min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{k/min}}{2K_I}$

$I_{k.min}$ – ток трехфазного короткого замыкания, рассчитанный в минимальном режиме для точки К2 или К3.

ТО является чувствительной, если коэффициент чувствительности $K_{\text{ч}} \geq 1,5$.

Примечание: при расчете коэффициентов чувствительности МТЗ и ТО необходимо учитывать, чтобы токи $I_{\text{р.мин}}^{(2)}$ и $I_{\text{у.ср}}$ имели одинаковые единицы измерения.

4.8.3 Расчет МТЗ и ТО линии электропередачи

4.8.3.1 Расчет МТЗ линии электропередачи

4.8.3.1.1 Расчет тока срабатывания МТЗ

$$I_{\text{с.мтз}} = K_{\text{н}} \cdot K_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{раб.мах}}, \quad (129)$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ – максимальный рабочий ток защищаемой линии электропередачи, А;

$K_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, $K_{\text{н}} = 1,15 - 1,25$;

$K_{\text{сзп}}$ – коэффициент, учитывающий увеличение нагрузки линии при самозапуске неотключившихся двигателей после восстановления напряжения, $K_{\text{сзп}} = 2 - 3$.

4.8.3.1.2 Расчет тока уставки срабатывания реле, А

$$I_{\text{у.ср}} = \frac{I_{\text{с.мтз}}}{K_{\text{в}} \cdot K_{\text{I}}} \cdot K_{\text{сх}}, \quad (130)$$

где $K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата реле, $K_{\text{в}} = 0,85 - 0,9$;

$K_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы, при включении реле на фазные токи (схема соединения ТА полная или неполная звезда) $K_{\text{сх}} = 1$, при включении реле на разность фазных токов (схема соединения ТА полный или неполный треуголь-

ик) $K_{\text{сх}} = \sqrt{3}$.

K_{I} = коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока.

Коэффициент трансформации рассчитывается по формуле

$$K_{\text{I}} = \frac{I_{\text{H1}}}{I_{\text{H2}}}, \quad (131)$$

где I_{H1} – номинальный ток первичной обмотки измерительного трансформатора тока, А (значение берется из таблицы 36 для выбранного к расчету присоединения);

I_{H2} – номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока, $I_{H2} = 5A$.

ик) $K_{CX} = \sqrt{3}$.

4.8.3.1.3 Расчет коэффициента чувствительности МТЗ

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин.}}^{(2)}}{I_{\text{с.мтз}}}, \quad (132)$$

где $I_{\text{к.мин.}}^{(2)}$ – наименьший ток двухфазного короткого замыкания в конце защищаемой линии, А.

$$I_{\text{к.мин.}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{к.мин.}}, \quad (133)$$

где $I_{\text{к.мин.}}$ – ток трехфазного короткого замыкания в конце защищаемой линии, рассчитанный в минимальном режиме, А.

МТЗ является чувствительной, если коэффициент чувствительности

$$K_{\text{ч}} \gg 1,5.$$

4.8.3.2 Расчет ТО линии электропередачи

4.8.3.2.1 Расчет тока срабатывания ТО

$$I_{\text{с.то}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{к.макс}}, \quad (134)$$

где $I_{\text{к.макс}}$ – ток трехфазного короткого замыкания в начале защищаемой линии, рассчитанный в максимальном режиме, кА;

$K_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, $K_{\text{н}} = 1,2 - 1,3$.

4.8.3.2.2 Расчет тока уставки срабатывания реле

$$I_{\text{у.рл}} = \frac{I_{\text{с.то}}}{K_{\text{I}}} \cdot K_{\text{CX}}, \quad (135)$$

K_{CX} – коэффициент схемы, при включении реле на фазные токи (схема соединения ТА полная или неполная звезда) $K_{\text{CX}} = 1$, при включении реле на

разность фазных токов (схема соединения ТА полный или неполный треугольник) $K_{сх} = \sqrt{3}$.

Коэффициент трансформации трансформатора тока определен формулой 131.

4.8.3.2.3 Расчет коэффициента чувствительности ТО

$$K_{ч} = \frac{I^{(2)}_{к.min.}}{I_{с.мтз}}, \quad (136)$$

где $I^{(2)}_{к.min}$ – наименьший ток двухфазного короткого замыкания в начале защищаемой линии, кА.

$$I^{(2)}_{к.min} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к.min}, \quad (137)$$

где $I_{к.min}$ – ток трехфазного короткого замыкания в начале защищаемой линии, рассчитанный в минимальном режиме, кА.

ТО является чувствительной, если коэффициент чувствительности $K_{ч} \gg 1,5$.

Примечание: при расчете коэффициентов чувствительности МТЗ и ТО необходимо учитывать, чтобы токи $I^{(2)}_{к.min}$ и $I_{с.мтз}$ ($I_{с.то}$) имели одинаковые единицы измерения.

4.8.4 Выбор уставок быстродействующих выключателей

Условие выбора:

$$I_{раб} + 100А \leq I_{уст} \leq I_{к.min} - 200А, \quad (138)$$

где $I_{раб}$ - рабочий ток фидера контактной сети, А;

$I_{к.min}$ - ток короткого замыкания в минимальном режиме, А.

Таблица 55 - Выбор уставок быстродействующих выключателей

Фидер контактной сети	Расчет уставки	Значение тока уставки	Примечание
$\Phi_{КС1}$	$I_{уст.1} = \frac{(I_{РАБ.Фкс1} + 100) + (I_{К.мин \Phi_{КС1}})}{2}$		
$\Phi_{КС1}$	$I_{уст.2} = \frac{(I_{РАБ.Фкс2} + 100) + (I_{К.мин \Phi_{КС2}})}{2}$		
$\Phi_{КС1}$	$I_{уст.3} = \frac{(I_{РАБ.Фкс3} + 100) + (I_{К.мин \Phi_{КС3}})}{2}$		
$\Phi_{КС1}$	$I_{уст.4} = \frac{(I_{РАБ.Фкс4} + 100) + (I_{К.мин \Phi_{КС4}})}{2}$		

Если уставку быстродействующего выключателя подобрать невозможно, (условие проверки не выполняется, ток короткого замыкания меньше рабочего тока), то в этом случае требуется установка поста секционирования. В примечании таблицы 55 отражается необходимость установки поста секционирования.

5. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗДЕЛА ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

Материал технологического раздела дипломного проекта разрабатывается в соответствии с индивидуальным заданием обучающегося. В индивидуальном задании указывается вид оборудования проектируемой подстанции, для которого требуется представить информацию:

- о назначении;
- об основных элементах конструкции;
- о номинальных параметрах;
- об основных неисправностях и способах их устранения.

Требуемую информацию рекомендуется взять из технического паспорта на заданное оборудование.

Для разработки материала, связанного с ремонтом оборудования, необходимо воспользоваться технологическими картами по указанному виду ремонта оборудования. Из технологической карты требуется взять информацию о категории работы, составе исполнителей, подготовительных и заключительных этапах работы, а также подробно раскрыть содержание ремонта.

Для более наглядного представления о конструкции, ремонте заданного оборудования обучающийся выполняет презентацию в электронном виде. Презентация должна содержать:

- внешний вид заданного оборудования;
- основные элементы конструкции;
- технические характеристики (номинальные параметры);
- место установки;
- технические средства, приборы и инструменты, необходимые для технического обслуживания и ремонта заданного оборудования;
- основные и дополнительные средства защиты, используемые при организации и ремонте заданного оборудования;

- виды и примеры оформляемой документации;
- организационные и технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ;
- технологию выполнения заданной работы с поэтапной иллюстрацией каждой технологической операции.

6. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ РАЗДЕЛА ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА ОХРАНА ТРУДА

6.1 Определение условий труда (опасные и вредные факторы)

Проектируемая электрическая подстанция является частью системы электроснабжения, работа эксплуатационного персонала в распределительных устройствах которой сопряжена с необходимостью строго соблюдать правила безопасности при выполнении работ.

В данном разделе дипломного проекта необходимо указать опасные и вредные факторы при работах в распределительных устройствах подстанции, а также меры по обеспечению безопасности обслуживающего персонала.

6.2 Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ в электроустановках:

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При указании организационных мероприятий необходимо учесть следующее:

- каким документом оформляется работа (или нарядом, или распоряжением, или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации);
- требуется ли надзор во время выполнения работ;
- потребуются ли перерыв в работе и перевод на другое рабочее место.

6.3 Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ в электроустановках:

Разработку технических мероприятий, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, необходимо свести в таблицу 56. В правом столбце таблицы указать содержание мероприятия в соответствии с Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок от 04.08.2014 года и Правилами безопасности при эксплуатации электроустановок тяговых подстанций и районов электроснабжения железных дорог ОАО «РЖД» №1105, в левом столбце таблицы указать выполнение мероприятия в соответствии с однолинейной схемой дипломного проекта.

Таблица 56 - Разработка технических мероприятий

Техническое мероприятие	Выполнение технического мероприятия
Производство необходимых отключений и принятие мер, препятствующих подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов	
Вывешивание запрещающих плакатов на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов	
Проверка отсутствия напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током	
Заземление отключенных токоведущих частей	
Вывешивание указательных плакатов, ограждение при необходимости рабочих мест и оставшихся под напряжением токоведущих частей, вывешивание предупреждающих и предписывающих плакатов	

7. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗДЕЛА ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

7.1. Расчет стоимости подстанции по укрупненным показателям

Стоимость проектируемой подстанции определяется по укрупненным показателям стоимости строительства. В укрупненные показатели стоимости строительства включены средние данные, включающие в себя стоимость оборудования, строительных и монтажных работ с учетом накладных расходов и плановых накоплений.

Стоимость тяговой подстанции удобно свести в таблицу 57 без учета коэффициента перевода.

Таблица 57 - Стоимость проектируемой подстанции

Наименование затрат	Количество	Стоимость за единицу, тыс.руб.			Общая стоимость, тыс.руб.			Суммарная стоимость
		Строительных работ	Монтажа	Оборудования	Строительных работ	Монтажа	Оборудования	
ОРУ-110								
Верхнее строение подъездного пути								
Благоустройство территории								
Отдельно стоящие молниеотводы								
Порталы шинных мостов и опор								
Колодцы								
Кабельные каналы								
Прокладка труб								
Шкафы собственных нужд								
Автоблокировка								
Поперечная компенсация								
Узлы подключения 6 фидеров КС								
Резервуары для слива масла								
Прожекторное освещение								
Заземление открытой части								
РУ-10кВ								
Тяговый блок								
Панельное здание								

Прокладка кабелей								
Подвеска шин								
ОРУ-35 кВ								
ЗРУ-35 кВ								
ОРУ-27,5 кВ								
РУ-3,3 кВ								
Итого								

7.2. Расчет годовых эксплуатационных расходов по подстанции

Годовые эксплуатационные расходы на содержание и обслуживание подстанции включают в себя:

- фонд оплаты труда с начислением на социальное страхование⁴
- стоимость материалов и запасных частей;
- амортизационные отчисления;
- стоимость электрической энергии на собственные нужды подстанции;
- расходы по охране труда и технике безопасности;
- прочие денежные расходы.

7.3. Расчет затрат на заработную плату

Штатное расписание работников подстанции зависит от типа подстанции и принятого вида оперативного обслуживания. Часовые тарифные ставки рабочих, доплаты за условия труда, премии, районные коэффициенты и прочие надбавки следует брать в дистанциях электроснабжения в период преддипломной практики.

Таблица 58 – Штат работников подстанции

Тяговая подстанция	Трансформаторная подстанция
Начальник 1 чел	Электромеханик 1 чел
Старший электромеханик – 1 чел	Электромонтер 3-го разряда – 1 чел
Электромеханик по ремонту оборудования – 1 чел	Электромонтер 4-го разряда – 1 чел
Электромеханик по оперативному обслуживанию – 4 чел	
Электромонтер 4-го разряда – 1 чел	

Для расчета годовых эксплуатационных расходов необходимо рассчитать затраты на заработную плату.

Таблица 58 - Затраты на заработную плату

Должность	Количество человек	Тариф/ должностной оклад	Доплата за вредные условия труда	Сумма тарифа и доплат за вредные условия труда	Доплата за работу в ночные часы	Сумма на которую начисляется премия	Премия	Зональная надбавка	Зарботная плата одного работника	ФОТ
Начальник										
Старший электромеханик										
Электромеханик по оперативному обслуживанию										
Электромонтер 4 разряда										
Итого										

7.3.1. Расчет расхода на заработную плату

$$\text{Э}_{\text{ЗП}} = \sum \text{ФОТ} \cdot 12, \quad (139)$$

где $\sum \text{ФОТ}$ - сумма зарплат всех работников, тыс.руб.

7.3.2. Расчет отчислений от заработной платы на социальные нужды

$$, \quad \text{Э}_{\text{Отч}} = 0,3 \cdot \text{Э}_{\text{ЗП}} \quad (140)$$

7.3.3. Расчет затрат на электрическую энергию

$$\text{Э}_{\text{эл.эн.}} = 2,5 \cdot A_{\text{СН}}, \quad (141)$$

где 2,5 руб. – стоимость 1 кВт·ч электрической энергии;

$A_{\text{СН}}$ -затраты электроэнергии на собственные нужды подстанции, кВт ч.

$A_{CH} = (0,5 - 0,7)\% \cdot A$ для тяговой подстанции переменного тока,

$A_{CH} = (0,8 - 1,2)\% \cdot A$ для тяговой подстанции постоянного тока,

$A_{CH} = (0,5 - 0,7)\% \cdot A$ для трансформаторной подстанции тока.

где A - затраты электроэнергии на тягу поездов, кВт·ч,

$$A = (0,2 - 0,3) \cdot S_T \cdot 8760 \cdot 10^{-3} \quad (143)$$

где S_T - мощность на тягу поездов, МВА (для тяговой подстанции).

$$A = K_H \cdot S_{MAX} \cdot 8760 \cdot \cos\varphi, \quad (144)$$

где K_H – коэффициент нагрузки, $K_H = 0,5 - 0,7$;

S_{MAX} – максимальная перерабатываемая мощность подстанции, МВА;

$\cos\varphi$ – средний коэффициент мощности на шинах подстанции, $\cos\varphi = 0,93$.

7.3.4. Расчет расходов на амортизационные отчисления

7.3.4.1. На оборудование:

$$\mathcal{E}_{AM.OB} = 0,054 \cdot C_{OB} \quad (145)$$

где C_{OB} - суммарная стоимость оборудования с учетом коэффициента перевода

7.3.4.2. На строительные работы:

$$\mathcal{E}_{AM.CTR.PAB} = C_{CTR.PAB} \cdot 0,054 \quad (146)$$

где C_{OB} и $C_{CTR.PAB}$ можно взять суммарные значения из графы Общая стоимость строительных работ и Общая стоимость оборудования (см. таблицу 57).

7.3.5. Расчет расходов на охрану труда

$$\mathcal{E}_{OXP.TP} = 0,03 \cdot \mathcal{E}_{ЗП} \quad (147)$$

7.3.6. Расчет прочих расходов

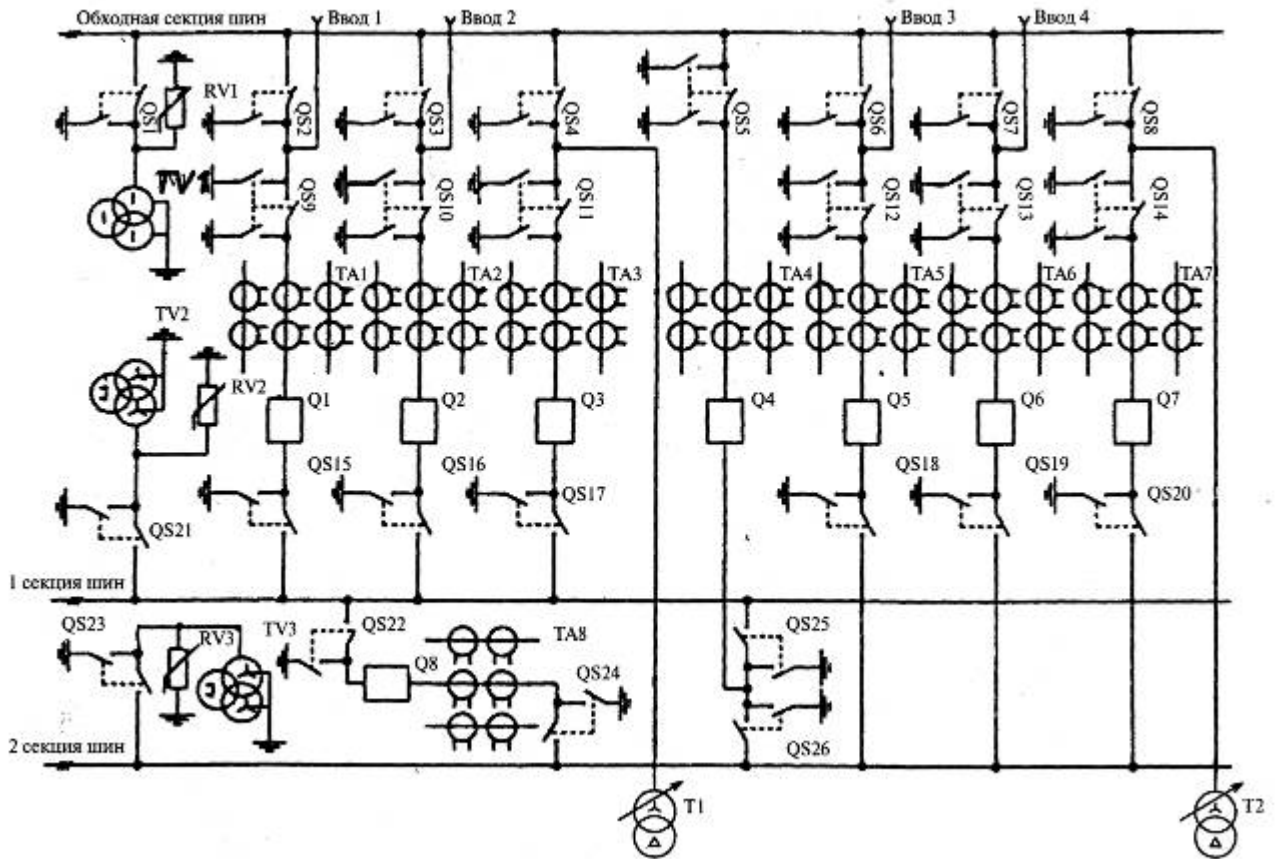
$$\mathcal{E}_{ПР} = 0,02 \cdot \mathcal{E}_{ЗП} \quad (148)$$

7.3.7. Расчет суммарных годовых эксплуатационных расходов

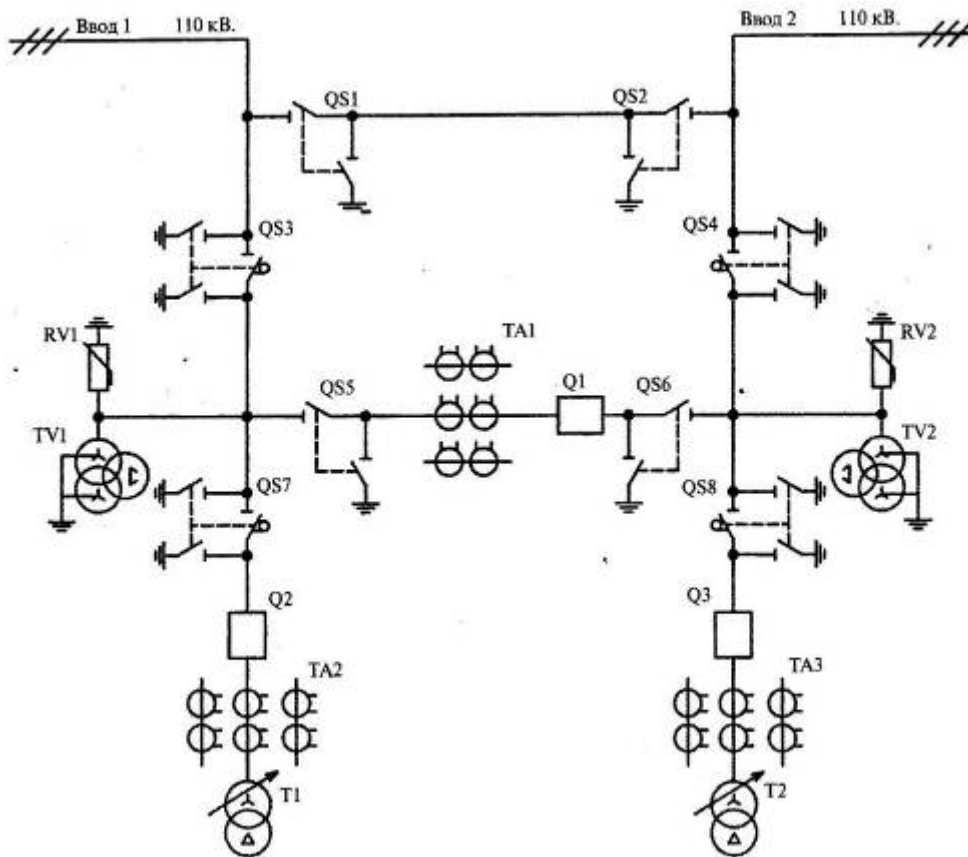
$$\sum E = \mathcal{E}_{ЗП} + \mathcal{E}_{OTЧ} + \mathcal{E}_{ЭЛ.ЭН} + \mathcal{E}_{AM.OB} + \mathcal{E}_{AM.CTR.PAB} + \mathcal{E}_{OXP.TP} + \mathcal{E}_{ПР}, \quad (149)$$

Стоимость материалов и запасных частей, электрической энергии на собственные нужды, амортизационные отчисления необходимо взять в дистанциях электроснабжения в период преддипломной практики.

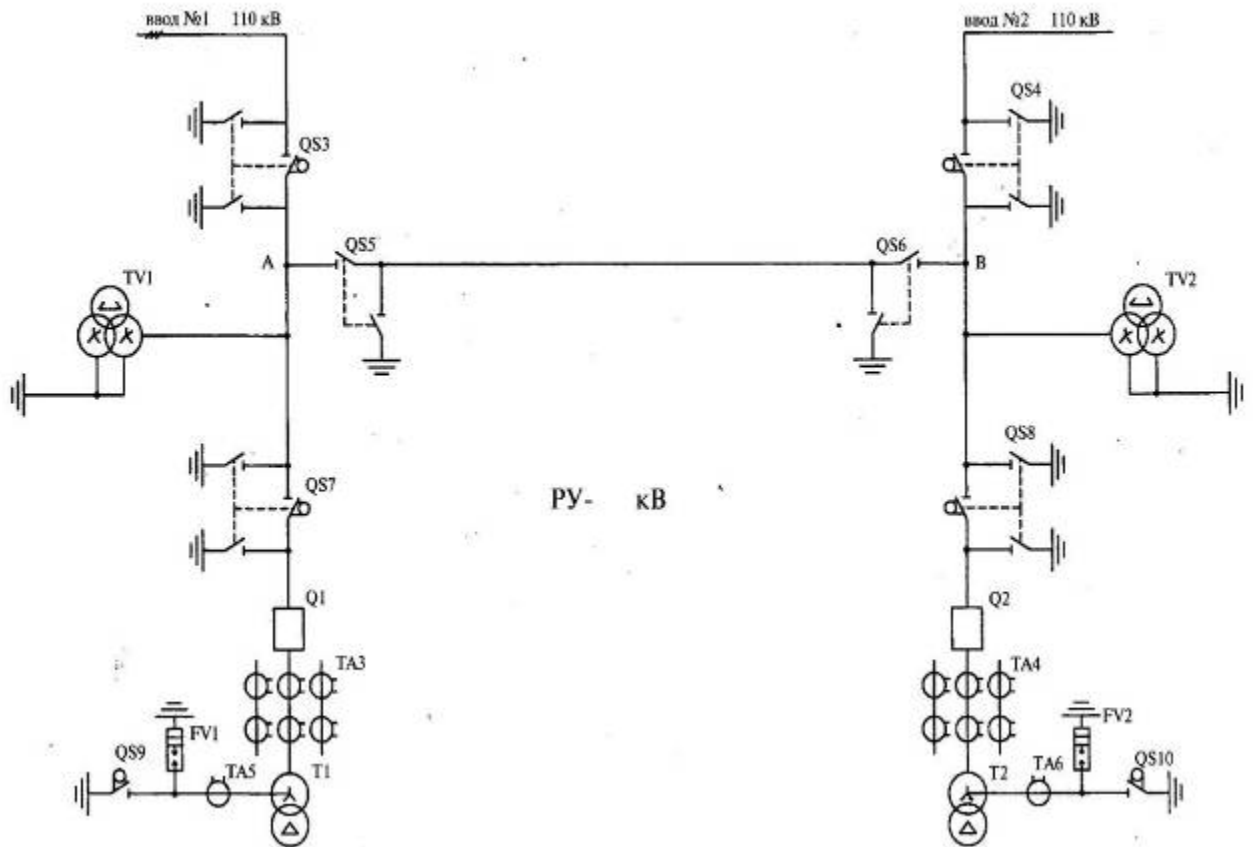
Однолинейная схема ОРУ-110 (220) кВ опорной подстанции



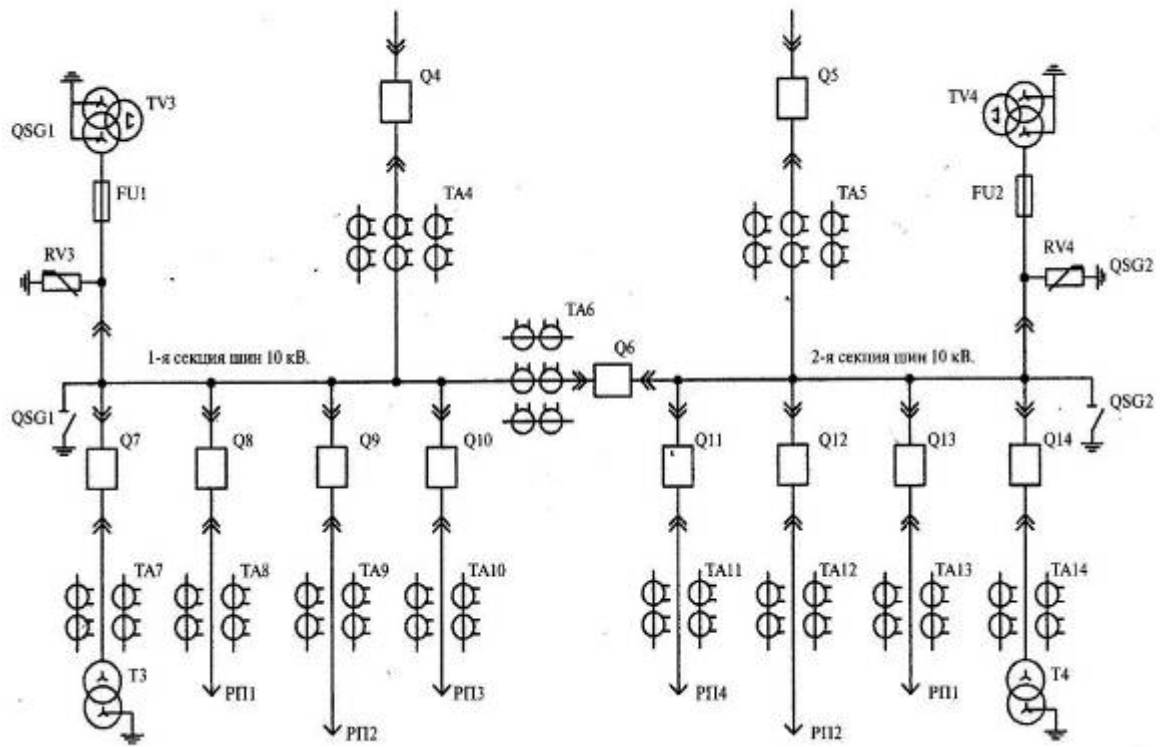
Однолинейная схема ОРУ-110 (220) кВ транзитной подстанции



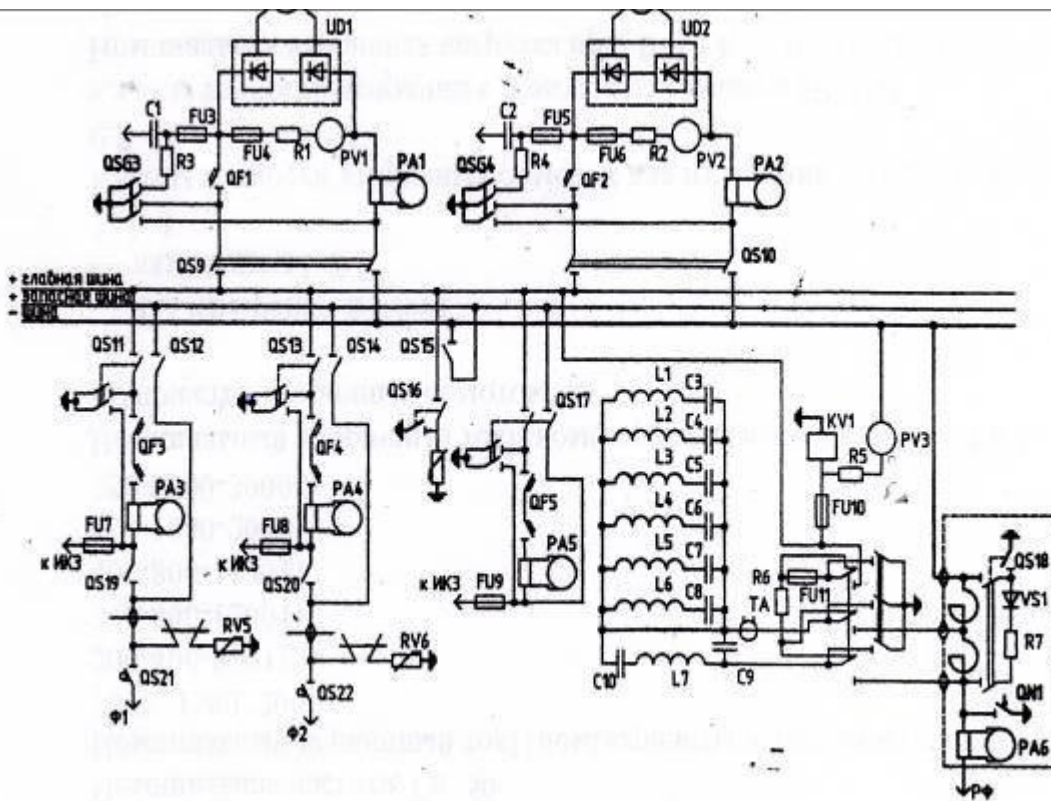
Однолинейная схема ОРУ-110 (220) кВ отпаечной (тупиковой) подстанции



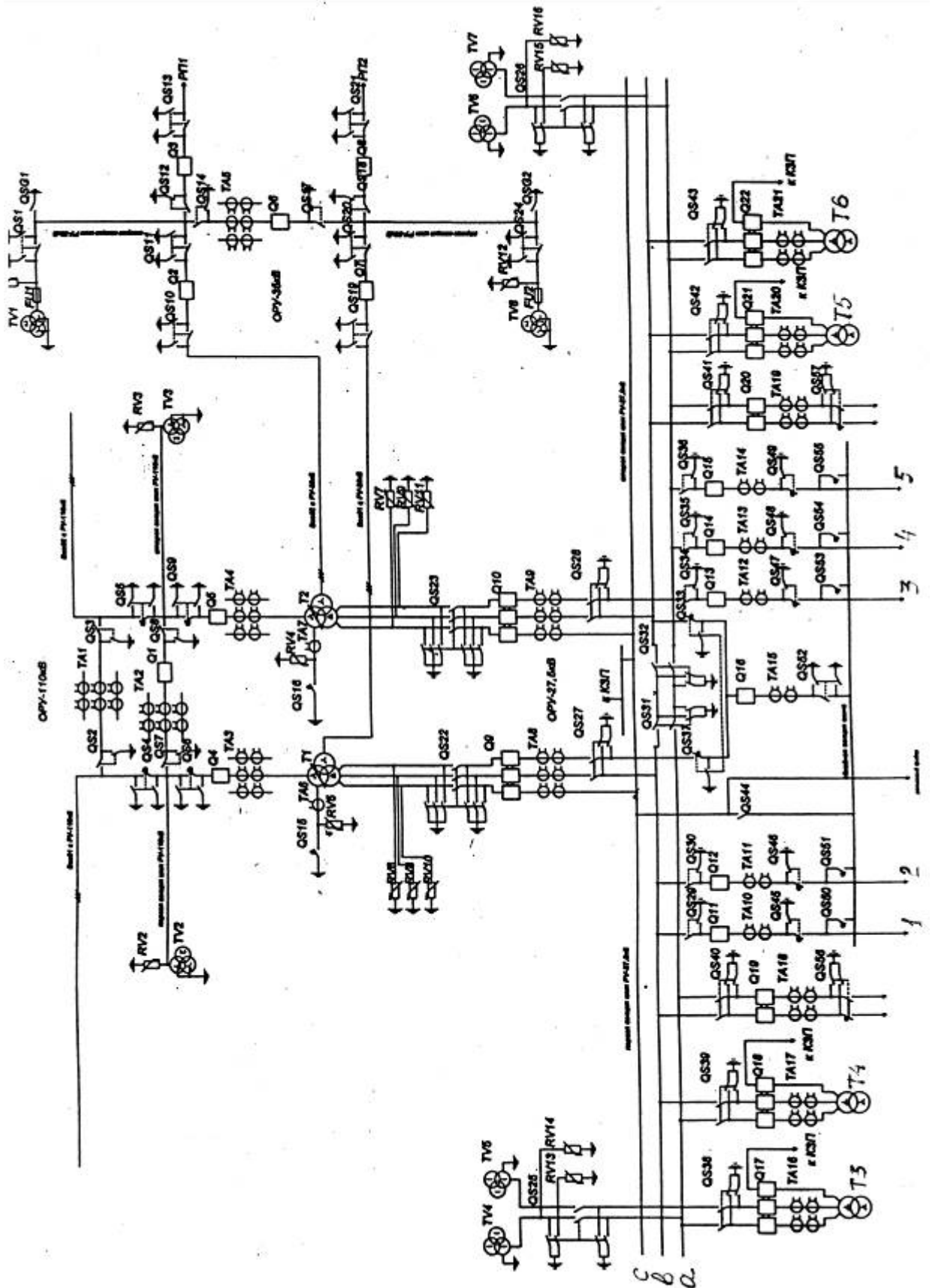
Однолинейная схема ЗРУ-10 (35) кВ



ПРИЛОЖЕНИЕ 6
Схеме РУ-3,3 кВ



Однолинейная схема тяговой подстанции переменного тока



ПЕРЕЧЕНЬ РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Основные источники:

1. Почаевец В.С. Электрические подстанции [Текст] [Электронный ресурс]: учебник. – М.: ФБГОУ "Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте", 2012. – 491 с. Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/6075>.
2. Акимова Н.А. и др. Монтаж, техническая эксплуатация и ремонт электрического и электромеханического оборудования [Текст]: учебник для студ. учреждений сред. проф. образования / Н.А. Акимова, Н.Ф. Котеленец, Н.И. Сентюрихин; под общ. ред. Н.Ф. Котеленца. – 11-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2014. – 304 с.
3. Кожунов В.И. Устройство электрических подстанций [Текст]: Учебное пособие. - М.: ФБГОУ "Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте", 2016. – 401 с.

Дополнительные источники:

4. Правила содержания тяговых подстанций, трансформаторных подстанций и линейных устройств системы тягового электроснабжения [Электронный ресурс]: Утв. Распоряжением ОАО «РЖД» № 1578р от 5.08.2016. Режим доступа: http://www.sptgt.ru/students/training_materials/elektrosnabzhenie-po-otraslyam/