

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО ТРАНСПОРТА

Улан-Удэнский колледж железнодорожного транспорта -  
филиал Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения  
высшего образования «Иркутский государственный университет путей сообщения»  
(УУКЖТ ИрГУПС)



М.А. Тюпова

## **МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ И КОНТРОЛЬНЫЕ ЗАДАНИЯ**

по выполнению домашней контрольных работ и курсового проекта

### **МДК 02.01 УСТРОЙСТВО И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ СЕТЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИЙ**

для специальности  
13.02.07 Электроснабжение (по отраслям)

*Базовая подготовка  
среднего профессионального образования  
Заочная форма обучения на базе среднего общего образования*

Улан-Удэ – 2021

УДК 621.311(7)

ББК 31.278

Т - 98

Тюпова М.А

**Т-98 МДК.02.01 Устройство и техническое обслуживание электрических подстанций**  
[Текст]: Методические указания по выполнению контрольных работ МДК.02.01 Устройство и техническое обслуживание электрических подстанций для обучающихся очной и заочной формы обучения специальности 13.02.07 Электроснабжение (по отраслям) / М.А. Тюпова; Улан-Удэнский колледж железнодорожного транспорта ИрГУПС. – Улан-Удэ: Сектор информационного обеспечения учебного процесса УУКЖТ ИрГУПС, 2021. –102 с.

В учебном пособии рассматриваются составления графиков нагрузок районных потребителей, выбор понижающего трансформатора и проверка по коэффициенту загрузки. Так же рассматривается конструкция понижающего трансформатора. Затем производится расчет токов короткого замыкания в максимальном и минимальном режимах работ, выбор токоведущих частей и высоковольтного оборудования. Составление планов и разрезов тяговых и трансформаторных подстанций.

Предназначено для обучения студентов среднего профессионального образования и может быть полезно техническим специалистам.

УДК 621.311(7)

ББК 31.278

Рассмотрено на заседании ЦМК протокол №7 от 17.06.21 и одобрено на заседании  
Методического совета колледжа протокол № от 19.06.2021

© Тюпова М.А., 2021

©УУКЖТ ИРГУПС, 2021

## Введение

Основная цель МДК 02.01 Устройство и техническое обслуживание электрических подстанций — реализация государственных требований к минимуму содержания и уровню подготовки выпускников по специальности 13.02.07 «Электроснабжение» (железнодорожный транспорт). Раздел 1 МДК 02.01 Устройство и техническое обслуживание электрических подстанций входит в ПМ.02 Техническое обслуживание оборудования электрических подстанций и сетей и тесно связан с МДК 02.03 Релейная защита и автоматические системы управления устройствами электроснабжения; ОП.02 Электротехника и электроника; ПМ.03 Организация работ по ремонту оборудования электрических подстанций и сетей; ПМ.04 Обеспечение безопасности работ подстанций и сетей и др.

Задача раздела 1 — изучение устройства и принципа действия электрооборудования трансформаторных подстанций, правила выбора и проверки этого оборудования.

Курсовой проект выполняется на заключительном этапе изучения междисциплинарного курса. Он позволяет применить полученные знания в решении задач, связанных со сферой деятельности будущих специалистов. Учебная задача курсового проекта — конструирование электрической подстанции, т.е. систематизирование и закрепление знаний, формирование умений и навыков самостоятельного умственного труда, комплексная проверка уровня знаний и умений.

Раздел 2 МДК 02.01 Устройство и техническое обслуживание электрических подстанций входит в ПМ.01 Техническое обслуживание оборудования электрических подстанций и сетей и тесно связан с МДК 02.02 Устройство и техническое обслуживание сетей электроснабжения; МДК 02.03 Релейная защита и автоматические системы управления устройствами электроснабжения; ОП.02 Электротехника и электроника; ПМ.03 Организация работ по ремонту оборудования электрических подстанций и сетей; ПМ.04 Обеспечение безопасности работ при эксплуатации и ремонте оборудования электрических подстанций и сетей и др.

Для успешного усвоения учебного материала после изучения темы студентам необходимо ответить на вопросы для самоконтроля. Вопросы завершают методические указания к каждой теме.

Количество контрольных работ по курсу — 2.

В первой контрольной работе требуется рассчитать токи короткого замыкания, максимальные рабочие токи, по ним выбрать и проверить основное оборудование трансформаторной подстанции.

Вторая контрольная работа посвящена расчету мощности нагрузки трансформаторной подстанции, выбору силового трансформатора, расчету контура заземления и выбор аккумуляторной батареи.

При изучении МДК 02.01. студенты выполняют лабораторные и практические

занятия.

С целью овладения указанным видом профессиональной деятельности и соответствующими профессиональными компетенциями студент в ходе освоения профессионального модуля должен

**уметь:**

— разрабатывать электрические схемы устройств электрических подстанций и сетей;

—вносить изменения в принципиальные схемы при замене приборов аппаратуры распределительных устройств;

—выполнять расчеты рабочих и аварийных режимов действующих электроустановок и выбирать оборудование;

— оформлять отчеты о проделанной работе;

**знать:**

— устройство оборудования электроустановок;

— условные графические обозначения элементов электрических схем;

— логику построения схем, типовые схемные решения, принципиальные схемы эксплуатируемых электроустановок;

— основные положения правил технической эксплуатации электроустановок;

## Раздел 1. Устройство электрических подстанций и составление их схем

Тема 1.1. Общие сведения об электроэнергетических системах, электрических станциях и подстанциях

### Содержание учебного материала

Общие понятия об электроустановках и потребителях электроэнергии. Электроэнергетические системы, электрические станции и трансформаторные подстанции. Виды электрических схем.

### Методические указания

Особенностью электрического производства является одновременность выработки электроэнергии и ее потребления, поэтому образуется тесная связь между электроэнергетическими предприятиями и потребителями. Создается необходимость бесперебойной подачи электроэнергии и высокого уровня надежности электрообеспечения потребителей.

Для реализации этих задач создана энергосистема, где на электростанциях вырабатывается электроэнергия, которая передается и распределяется между потребителями с помощью электрической сети, состоящей из линий электропередачи (ЛЭП) и подстанций.

Большинство электростанций в России — это тепловые, работающие на различных видах топлива: уголь, газ, мазут и т.д. Возможность истощения природных топливных ресурсов привела к появлению новых источников энергии. Особняком стоят гидроэлектростанции (ГЭС). Себестоимость электроэнергии, вырабатываемой ими, гораздо ниже, чем на тепловых и атомных, но капиталовложение в них значительно больше, и, кроме того, большие площади земли занимают под водохранилища.

При передаче электроэнергии на значительные расстояния увеличивают напряжение, чтобы избежать больших потерь электроэнергии. Для этого применяют трансформаторные подстанции с повышающими трансформаторами. В местах использования полученной электроэнергии напряжение понижают до такой величины, с которой его удобно использовать. Основным средством для изображения электроустановок на чертежах является схема, на которой условными графическими обозначениями указаны все элементы электроустановки (приборы, аппараты, кабели, провода) и связи между этими элементами.

Схемы подразделяют на структурные, функциональные, принципиальные, соединений (монтажные), подключений (внешних соединений), общие и схемы расположения. Наибольшее распространение получили схемы принципиальные, соединений и подключений. Принципиальная схема дает полное представление о составе входящих в данную электроустановку элементов и связи между ними, о работе всех электрических

цепей. Эта схема служит основанием для разработки схем соединения и подключения. Принципиальные схемы составляются как для отдельных электроизделий панели управления, магнитной станции, осветительного щитка, так и полные, включающие все элементы, которые входят в электроустановку, и связи между ними.

На схемах соединений изображают соединения составных частей изделия или отдельного узла электроустановки, взаимное расположение отдельных элементов, провода, жгуты и кабели, которыми осуществляются соединения, а также сборки зажимов, разъемы и другие элементы, через которые обеспечивается связь данного изделия с другими частями электроустановки.

Схема подключений (внешних соединений) показывает, как соединяются между собой отдельные узлы и изделия электроустановки. На них изображены преимущественно ряды зажимов каждого изделия и кабели, жгуты или провода, подключаемые к зажимам для связи этого изделия с другими изделиями данной электроустановки.

Подробнее об электрических схемах можно узнать из [15], [16].

#### Вопросы для самоконтроля

1. Укажите назначение трансформаторных подстанций в системе электроснабжения потребителей.
2. Дайте определение энергосистемы.
3. Кратко охарактеризуйте типы электростанций с указанием их достоинств и недостатков.
4. Объясните необходимость повышения и понижения напряжения в ЛЭП при передаче и распределении электроэнергии.
5. Дайте определения электрическим схемам, применяемым в электроснабжении потребителей.

#### Тема 1.2. Короткие замыкания в электрических системах

##### Содержание учебного материала

Причины и виды коротких замыканий в электрических сетях. Переходные процессы при КЗ. Режимы работы нейтрали электроустановок. Расчет сопротивлений элементов цепи при КЗ в относительных и именованных единицах, расчет токов и мощности КЗ. Электродинамическое и термическое действие токов КЗ, порядок проверки электрооборудования на электродинамическую и термическую стойкость. Ограничения токов КЗ. Реакторы, способы их включения.

##### Практическое занятие № 1

Расчет токов короткого замыкания в электроустановках напряжением выше 1000 В для опорной подстанции.

##### Практическое занятие № 2

Расчет токов короткого замыкания в электроустановках напряжением выше 1000 В для транзитной подстанции.

## Методические указания

Расчет токов короткого замыкания необходим для технически обоснованного выбора и проверки на динамическую и термическую стойкость аппаратуры и токоведущих частей электроустановок, а также для определения токов срабатывания и коэффициентов чувствительности защит.

При изучении характера изменений тока при трехфазном КЗ рекомендуется повторить темы «Цепь с индуктивностью», «Цепь с активным сопротивлением и индуктивностью», «Короткое замыкание участка цепи с сопротивлением и индуктивностью».

Обратите внимание на сложные процессы, происходящие в цепи при КЗ, а также на возникновение апериодической и периодической составляющих тока КЗ.

Определяя относительное сопротивление отдельных элементов и всей цепи до точки короткого замыкания, пользуются произвольно принятым значением базисной мощности. При этом нужно уяснить, почему все элементы цепи короткого замыкания должны быть приведены к единым базисным условиям и почему эти базисные условия могут быть выбраны совершенно произвольно.

При определении токов короткого замыкания в установках до 1000 В расчет ведется не в относительных, а в абсолютных именованных единицах. При этом учитывают как индуктивные, так и активные сопротивления элементов короткозамкнутой цепи, выраженные в миллиомах.

Изучая вопрос ограничения токов короткого замыкания, следует помнить, что применение реакторов для этих целей является экономически выгодным при питании от мощных электрических систем и наличии на подстанции мощных трансформаторов. В этом случае создается возможность применения менее мощного оборудования.

При выборе и проверке аппаратуры по токам короткого замыкания надо четко разграничивать требования, вытекающие из нормальных и аварийных условий работы; поэтому, выбрав аппарат по номинальным параметрам, т.е. по работе в нормальных условиях, его проверяют на динамическую и термическую устойчивость при кратковременном аварийном режиме, возникающем в результате короткого замыкания.

Проверку токоведущих частей по условиям термического действия токов короткого замыкания практически можно производить

по кривым нагревания или определением минимально необходимого сечения токоведущих частей. Последний способ является самым простым и наиболее распространенным в практике.

Необходимо рассмотреть и проанализировать примеры выбора и проверки аппаратуры на динамическую и термическую устойчивость при токах короткого замыкания, которые приведены в [15].

Подробнее о видах и расчетах токов КЗ, электродинамическом и термическом действиях токов КЗ и их ограничениях вы можете узнать в [15, гл. 2].

Порядок расчета токов КЗ, максимальных рабочих токов подстанции, выбора и проверки электрооборудования качественно описан в [14, гл. 3—5].

#### Вопросы для защиты практических работ

1. Назовите причины возникновения и виды КЗ в системах переменного тока высокого напряжения.
2. Как возникает ударный ток КЗ? Поясните порядок его вычисления.
3. Объясните электрическое воздействие токов КЗ на электрооборудование подстанций.
4. Перечислите и поясните способы ограничения токов КЗ.
5. Объясните термическое действие токов КЗ на электрооборудование подстанций.
6. Как проверить аппаратуру подстанций и токоведущих частей по условиям термической стойкости к токам КЗ?
7. Поясните способы проверки аппаратуры подстанций и токоведущих частей по условиям электродинамической стойкости к токам КЗ.

#### Тема 1.3. Силовые и измерительные трансформаторы

##### Содержание учебного материала

Силовые трансформаторы, их типы, параметры, конструкция, условные обозначения. Виды охлаждения. Схемы, группы соединений обмоток. Измерительные трансформаторы тока. Типы, параметры, конструкция, схемы соединений обмоток. Режимы работы, условные обозначения. Измерительные трансформаторы напряжения. Типы, параметры, конструкция, схемы соединений обмоток. Режимы работы, условные обозначения.

##### Методические указания

Тема «Силовые и измерительные трансформаторы» тесно связана с темой «Трансформаторы» учебной дисциплины ОП.02. «Электротехника и электроника».

Очень важно повторить принцип действия и устройство силового трансформатора. Кроме того, необходимо научиться расшифровывать маркировку трансформаторов, так как она содержит много информации. Повторение режимов работы силовых трансформаторов (холостой ход, работа под нагрузкой, короткое замыкание) создаст хорошую базу знаний для понимания работы трансформатора. Очень важно разобраться со схемами и группами соединения обмоток силовых трансформаторов, так как параллельная работа трансформаторов с разными группами соединения запрещена.

Группой соединения обмоток трансформатора называют сдвиг фаз между векторами линейных ЭДС первичной и вторичной обмоток. Номер группы соединения можно определить, если векторы ЭДС, сдвинутые под этим углом, приложить к циферблату механических часов так, чтобы вектор ЭДС первичной



обмотки E указывал на число 12. То число, на которое укажет вектор ЭДС вторичной обмотки E, называют номером группы соединения. Стандарт определяет 12 групп соединения (0-11), где нулевой является та группа соединения, при которой оба вектора указывают на число 12. Базовыми являются группы соединения Y/Y-0; Y/Y-6; Y/□-11; Y/□-5. Остальные группы соединения получают при изменении порядка чередования фаз обмоток.

При соединении обмоток силовых трансформаторов используют схемы соединений «звезда» и «треугольник».

Соединение обмоток в «зигзаг» в силовых трансформаторах не применяют. Этот вид соединения используют в трехфазных сварочных трансформаторах для увеличения потоков рассеивания. Измерительные трансформаторы тока применяют для расширения пределов измерений электроизмерительных приборов и подключения токов обмоток реле защит. К вторичным обмоткам трансформаторов тока подключают токовые обмотки электроизмерительных приборов (ваттметров, счетчиков электрической энергии, фазометров) и амперметры. Токовые обмотки имеют малое электрическое сопротивление, поэтому трансформаторы тока работают в режиме, близком к короткому замыканию.

Обратите внимание на конструкцию трансформаторов тока. Требуется различать их по способу установки: проходные и опорные; по конструкции первичной обмотки: одновитковые, шинные и многовитковые. Изучая их буквенно-цифровые обозначения, по маркировке можно составить достаточно полное представление о трансформаторе тока.

Следует детально разобраться с охлаждением трансформаторов тока, заземлением вторичной обмотки и опасностью работы при разомкнутой вторичной обмотке и со схемами соединения обмоток. В процессе эксплуатации электрооборудования подстанций придется использовать токоизмерительные клещи (разновидность трансформатора тока), поэтому внимательно изучите особенности их конструкции.

Трансформаторы напряжения применяют в сетях переменного тока. Он представляет собой понижающий трансформатор напряжения, вторичной обмотки которого составляет 100 В или 100 В. К ней подключают обмотки напряжения измерительных приборов и реле защиты. Это расширяет пределы измерений электроизмерительных приборов и защищает их изоляцию, т.е. изоляцию реле от высоких напряжений.

При изучении трансформаторов напряжения обратите внимание на их конструкцию, способы охлаждения активной части, схемы включения и маркировку.

В последнее время появились сухие трансформаторы напряжения с литой изоляцией и элегазовые (ЗНГ-110; ЗНОГ-220). Преимущества и недостатки каждого из них вы можете оценить из личного опыта.

Схемы соединения обмоток — «звезда», «треугольник», «неполный треугольник». Обратите внимание на схему соединения обмоток «неполный треугольник», которая

используется для непрерывного контроля за изоляцией.

Подробнее о трансформаторах можно узнать в [15, гл. 3].

#### Вопросы для самоконтроля

1. Расшифруйте маркировку силового трансформатора ТДТН-16000/110-81У1.
2. Объясните назначение силовых трансформаторов в системе электроснабжения.
3. Перечислите основные элементы выемной (активной) части силового трансформатора и укажите их назначение.
4. Назовите основные элементы силового трансформатора, расположенные на крышке бака, и укажите их назначение.
5. Почему режим холостого хода очень опасен для измерительного трансформатора тока?
6. Начертите электрическую схему подключения катушек реле в схеме соединения вторичной обмотки трансформатора напряжения в «неполную звезду».

#### Тема 1.4. Изоляторы и токоведущие части

##### Содержание учебного материала

Изоляторы распределительных устройств, их назначение, типы, параметры, конструкция. Шины и провода распределительных устройств, их назначение, типы, параметры, конструкция. Кабели, их назначение, типы, параметры, устройство, условные обозначения.

##### Практическое занятие № 3

Выбор и проверка токоведущих частей и изоляторов для открытого распределительного устройства.

##### Практическое занятие № 4

Выбор и проверка токоведущих частей и изоляторов для закрытого распределительного устройства.

##### Методические указания

Изучение этой темы следует начать с назначения и конструкции изоляторов. Все параметры изоляторов сводятся к роду установки (наружная или внутренняя), номинальному напряжению и степени разрушающей нагрузки, которая возникает при электродинамическом воздействии тока короткого замыкания. Проходные изоляторы, кроме того, проверяются по номинальному току.

Особое место занимают маслonaполненные изоляторы (вводы), которые используются в силовых трансформаторах и высоковольтных выключателях. Подвесные изоляторы используются на воздушных линиях электропередачи и гибких вводах на подстанциях. Кроме того, на воздушных линиях электропередачи используют и штыревые изоляторы.

Основные материалы для изготовления изоляторов: электротехнический фарфор, покрытый слоем глазури и обожженный в печах; стекло (закаленное) и полимерные,

изготовленные из специальных пластических масс.

Обозначение изоляторов:

- конструкция: Ш — штыревой; П — подвесной;
- материал: Ф — фарфор; С — стекло; П — полимер;
- назначение: Т — телеграфный; Н — низковольтный; Г — грязестойкий (для подвесных); Д — двухъюбочный;
- типоразмер — А; Б; В; Г (для штыревых);
- цифры, которые у штыревых изоляторов указывают на номинальное напряжение (10; 20; 35) или диаметр внутренней резьбы (для низковольтных), а у подвесных — на гарантированную механическую прочность, кН.

Шины являются жесткими неизолированными проводниками, из которых выполняются сборные шины распределительных устройств, электрическое соединение между аппаратами и присоединение их к сборным шинам. Материал шин должен соответствовать ряду требований: обеспечивать необходимую электрическую проводимость, механическую прочность; быть устойчивым к химическим воздействиям окружающей среды; иметь небольшую массу и стоимость. В качестве материала шин могут быть использованы медь, алюминий и сталь. Медные шины используются только в особых случаях и при соответствующем технико-экономическом обосновании. Стальные шины могут использоваться в маломощных электроустановках при рабочих токах до 200—300 А. По соображениям экономического порядка применяют, как правило, шины из алюминия и его сплавов с различными электрическими и механическими характеристиками.

Распространенной формой поперечного сечения шин является прямоугольник, имеющий соотношение сторон  $b/h = 1/5; 1/12$  (рис. 1, *a*). Такие шины называются плоскими. Они обеспечивают хороший отвод тепла в окружающую среду, так как имеют большую поверхность охлаждения. При рабочих токах более 2000 А токопроводы собирают из нескольких шин (пакет шин). Пакет состоит из двух или трех полос (рис. 1, *б* и *в*). Допустимый ток при этом увеличивается соответственно

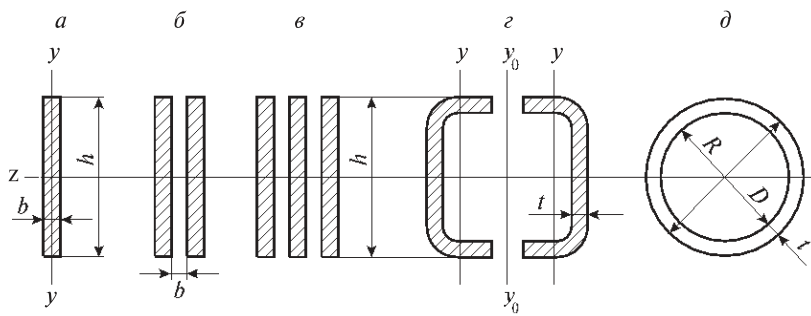


Рис. 1. Формы поперечного сечения шин:

*a* — прямоугольник; *б* — пакет из двух полос; *в* — пакет из трех полос; *г* — коробчатые шины; *д* — трубчатые шины

до 3200 А и 4100 А, т.е. не пропорционально числу полос из-за неравномерного распределения тока между полосами и ухудшения условий охлаждения. Недостатком пакета шин является также сложность монтажа и снижение механической устойчивости шин при КЗ из-за притяжения полос друг к другу, так как по ним протекают токи одного направления. Чтобы исключить смыкание полос при КЗ, между ними ставятся дистанционные прокладки с соответствующим креплением. При больших рабочих токах применяют составные шины из двух коробчатых шин большого сечения (рис. 1, *г*). Благодаря малому влиянию эффекта близости и достаточно хорошему охлаждению использование металла коробчатых шин получается значительно лучше по сравнению с пакетом прямоугольных шин того же общего сечения. Расчеты показывают, что уже трехполосовые пакеты шин выгодно заменять коробчатыми шинами. Шины прямоугольного и коробчатого сечения применяют на напряжение до 10 кВ. В установках напряжением 35 кВ и выше необходимо учитывать явление коронного разряда, который возникает при частичном электрическом пробое воздуха у поверхности проводника. Шины прямоугольного и коробчатого сечения способствуют формированию неравномерного электрического поля и появлению короны (фиолетового свечения, хорошо видимого в темноте). Коронирование шин весьма нежелательно, так как при этом происходит ионизация воздуха, снижающая его электрическую прочность и облегчающая перекрытие изоляторов и пробой между фазами. При коронных разрядах происходит образование озона и окислов азота. Озон интенсивно окисляет металлические конструкции распределительного устройства, а окислы азота образуют с водой азотную кислоту, которая разрушает изоляцию и металлы.

Наиболее совершенной формой поперечного сечения шин является круглая кольцевая, которую имеют трубчатые шины (рис. 1, *д*). При правильном выборе соотношения толщины стенки  $t$  и диаметра трубы  $D$  обеспечивается хороший отвод тепла и достаточная механическая прочность. Вокруг трубчатой шины создается равномерное электрическое поле, что препятствует возникновению короны. Трубчатые шины укрепляют на опорных стержневых или штыревых изоляторах, а также крепят к опорным конструкциям гирляндами подвесных изоляторов. Наряду

с трубчатыми шинами в открытых распределительных устройствах широко применяют гибкие многопроволочные провода. Обычно применяют сталеалюминиевые провода марки АС, у которых сердечник скручен из стальных оцинкованных проволок, а алюминиевая часть из проволок одинакового диаметра укладывается рядами (повивами) вокруг стального сердечника. Окраска шин эмалевой краской несколько повышает теплоотдачу в окружающую среду, что дает возможность увеличить допустимый ток нагрузки на шины. Для облегчения ориентировки персонала в электроустановке применяют цветную окраску шин. В распределительных устройствах постоянного тока шины положительной полярности окрашивают в красный цвет, отрицательной — в синий. Окраска шин при переменном трехфазном токе следующая: фаза А — желтый цвет; фаза В — зеленый; фаза С — красный; нулевая рабочая N — голубой; нулевая защитная N — продольные полосы желтого и зеленого цвета. Шины однофазного тока, являющиеся ответвлением от системы трехфазного тока, окрашиваются как соответствующие шины, от которых они ответвляются. Резервные шины окрашиваются в цвет основной. Если же резервная шина может заменить любую из основных, то она окрашивается поперечными полосами в цвета основных, которые чередуются между собой. Многопроволочные гибкие провода не окрашивают, так как изменение провисания их при изменении температуры нагрева приводит к разрушению слоя краски.

О самонесущих изолированных проводах вы можете узнать из [11]. Электрические силовые кабели предназначены для передачи электрической энергии от места ее производства или преобразования к потребителям.

В настоящее время появилось много разновидностей кабелей. Особенно изменились изоляция и другие наружные покрытия кабелей. Каждая конструкция кабелей имеет определенное обозначение и марку. Марка кабеля составляется из начальных букв слов, описывающих его конструкцию. Для расшифровки марок кабелей используйте справочник И.И. Алиева, С.Б. Казанского [10]. Там же можно узнать их устройство и возможности применения.

Устройство, назначение, типы кабелей — в [15, гл. 4].

#### Вопросы для защиты практических работ

1. Перечислите типы изоляторов и охарактеризуйте места их применения.
2. Почему шины открытых РУ напряжением выше 10 кВ выполняются гибкими проводами?
3. Перечислите виды сечений жестких шин закрытых РУ. 4. Расшифруйте марку кабеля ААБГ-10 3 x120.
5. Укажите параметры, по которым выбираются и проверяются опорные изоляторы.
6. Перечислите покрытия кабеля марки АСБ-10 и укажите назначение каждого из них.

## Тема 1.5. Коммутационное и защитное оборудование распределительных устройств

### Содержание учебного материала

Электрические контакты, их конструкции; электрическая дуга, процессы ее образования и гашения. Коммутационные и защитные аппараты напряжением до 1000 В, их типы, параметры, конструкции, условные обозначения.

Коммутационные аппараты напряжением выше 1000 В и их приводы; назначение, типы, параметры, устройство, условные обозначения. Схемы управления. Защитная аппаратура напряжением выше 1000 В. Разрядники и ограничители перенапряжений, предохранители, их принцип работы, типы и параметры, условные обозначения.

### Методические указания

Прежде чем рассматривать конструкцию коммутационных аппаратов, необходимо ознакомиться с основными процессами, происходящими в электрической дуге. Подробно явление разряда в газах, в том числе дуговой разряд, изучается в ОП.02.

Кроме того, перед началом изучения темы 1.5 следует повторить тему 11.2 в учебнике Л.А. Частоедова «Электротехника» [21], связанную с изучением переходных процессов при включении цепи, содержащей R и L, к источникам питания постоянного и переменного тока. В отключающих аппаратах необходимо не только разомкнуть контакты, но и погасить возникшую между ними дугу. Если разомкнуть контакты в бестоковую паузу и развести их с достаточной скоростью на такое расстояние, чтобы не произошел электрический пробой, то цепь будет отключена очень быстро.

В отключающих аппаратах до 1 кВ широко используются следующие способы гашения дуги:

— Удлинение дуги при быстром расхождении контактов: чем длиннее дуга, тем большее напряжение необходимо для ее существования. Если напряжение источника окажется меньше, то дуга гаснет.

— Гашение дуги в узких щелях. Если дуга горит в узкой щели, образованной дугостойким материалом, то благодаря соприкосновению с холодными поверхностями происходит интенсивное охлаждение и диффузия заряженных частиц в окружающую среду. Это приводит к быстрой деионизации и гашению дуги.

— *Движение дуги в магнитном поле.* Электрическая дуга может рассматриваться как проводник с током. Если дуга находится в магнитном поле, то на нее действует сила, определяемая по правилу левой руки. Если создать магнитное поле, направленное перпендикулярно оси дуги, то она получит поступательное движение и будет затянута внутрь щели дугогасительной камеры.

Основные способы гашения дуги в аппаратах выше 1 кВ:

— Гашение дуги в масле. Если контакты отключающего аппарата поместить в масло, то возникающая при размыкании дуга приводит к интенсивному газообразованию и испарению масла. Вокруг дуги образуется газовый пузырь, состоящий из водорода (70—80 %); быстрое расположение масла приводит к повышению давления в пузыре, что способствует ее лучшему охлаждению и деионизации. Водород обладает высокими дугогасящими свойствами; соприкасаясь непосредственно со стволом дуги, он способствует ее деионизации. Внутри газового пузыря происходит непрерывное движение газа и паров масла. Гашение дуги в масле широко применяется в выключателях.

— Газовоздушное дутье. Охлаждение дуги улучшается, если создать направленное движение газов — дутье. Дутье вдоль или поперек дуги способствует проникновению газовых частиц в ее ствол, интенсивной диффузии и охлаждению дуги. Газ создается при разложении масла

дугой (масляные выключатели) или твердых газогенерирующих материалов (автогазовое дутье). Более эффективное дутье осуществляется холодным неионизированным воздухом, поступающим из специальных баллонов со сжатым воздухом (воздушные выключатели).

- Гашение дуги в вакууме. Высокоразряженный газ ( $10^{-6}$ — $10^{-8}$  Н/см<sup>2</sup>) обладает электрической прочностью, в десятки раз больше, чем газ при атмосферном давлении. Если контакты размыкаются в вакууме, то сразу же после первого прохождения тока в дуге через ноль прочность промежутка восстанавливается, и дуга не загорается вновь. Эти свойства вакуума используются в некоторых типах выключателей.

По сравнению с другими выключателями вакуумные имеют ряд преимуществ: небольшой ход подвижных контактов, высокую скорость действия (0,01 с), малую величину необходимой мощности при включении и отключении (благодаря малой величине хода и веса контактов).

— Гашение дуги в газах высокого давления. Воздух при давлении 2 МПа и более обладает высокой электрической прочностью. Это позволяет создавать компактные устройства для гашения дуги в атмосфере сжатого воздуха. Еще более эффективно применение высокопрочных газов, например шестифтористой серы SF<sub>6</sub> (элегаза). Элегаз обладает не только большей электрической прочностью, чем воздух и водород, но и лучшими дугогасящими свойствами даже при атмосферном давлении. Элегаз применяется в выключателях, отделителях, короткозамыкателях и другой аппаратуре высокого напряжения.

Изучая коммутационную аппаратуру напряжением до 1000 В, следует не только усвоить принцип действия аппаратов, но запомнить электрическую схему магнитного пускателя, автоматического воздушного выключателя, максимального тока.

Необходимо хорошо изучить электрические схемы управления выключателями

переменного тока, оборудованными электромагнитными или пружинными приводами, твердо представляя назначение и действие каждого из элементов схемы. Для этого следует хорошо изучить схемы, приведенные в [15, рис. 5.60—5.63].

В схемах управления для контроля включенного и отключенного состояния выключателя используются блокировочные сигнальные контакты  $Q_1$  и  $Q_2$  (блок-контакты). Замыкание и размыкание блокконтактов происходит одновременно с включением и отключением главных контактов выключателя.

Пружинные приводы находят широкое применение для управления выключателями в установках до 10 кВ включительно как на трансформаторных, так и на тяговых подстанциях.

Очень хорошо описано устройство и принцип действия коммутационной и защитной аппаратуры распределительных устройств электрических подстанций в [16].

Некоторые коммутационные аппараты применяются только на железнодорожном транспорте: быстродействующие выключатели постоянного тока серии ВАБ. Их устройство, принцип действия, способы гашения дуги описываются в [15].

Большое значение придается условно-графическим обозначениям в электрических схемах, поэтому при выполнении электрических схем используйте [1], [2], [3], [12].

#### Вопросы для самоконтроля

1. Объясните причины возникновения электрической дуги в коммутационных аппаратах.
2. Перечислите и поясните способы гашения электрической дуги в коммутационных аппаратах напряжением до 1000 В.
3. Поясните гашение электрической дуги в масляных выключателях.
4. Сравните способы гашения электрической дуги в вакуумных и элегазовых выключателях.
5. Объясните назначение высоковольтных выключателей и разъединителей.
6. Перечислите основную защитную аппаратуру напряжением до 1000 В и объясните принцип ее действия.
7. Укажите защитное оборудование электрических подстанций напряжением выше 1000 В.

#### Тема 1.6. Электрические подстанции

##### Содержание учебного материала

Требования к распределительным устройствам открытого и закрытого типа, схемы и конструкции электрических подстанций.

Собственные нужды электроустановок. Системы питания собственных нужд. Аккумуляторная батарея. Графики нагрузок электроустановок. Определение мощности районных потребителей. Определение полной мощности подстанции.



Расчеты рабочих токов в распределительных устройствах до и выше 1000 В.

#### Методические указания

Распределительное устройство (РУ) — это электроустановка, служащая для приема и распределения электрической энергии одного класса напряжения. Оно содержит набор коммутационных аппаратов, сборные и соединительные шины, устройства релейной защиты и автоматики, средства учета электроэнергии и измерительные приборы.

Студенты должны знать требования к РУ и методы их выполнения:

1. Обслуживание РУ должно быть удобным и безопасным.

2. По своим номинальным данным оборудование РУ должно удовлетворять условиям работы, как в нормальном режиме, так и при КЗ. В условиях нормального режима работы нагрев током проводников не должен превышать значений, установленных нормами. Это обеспечивает надежную работу токоведущих частей и гарантирует экономически оправданный срок службы изоляции, исключая ее ускоренное тепловое старение. В режиме КЗ оборудование РУ должно обладать необходимой термической и электродинамической стойкостью, т.е. оно должно надежно противостоять силам электродинамического воздействия и кратковременному нагреву токами КЗ. Изоляция оборудования должна соответствовать номинальному напряжению сети и выдерживать возможные в эксплуатации повышения напряжения при коммутационных и атмосферных перенапряжениях. Важнейшим условием надежной эксплуатации изоляционных конструкций является содержание изоляции в чистоте путем систематической очистки (протирки) покрытия поверхности изоляторов гидрофобными пастами (обладающими водоотталкивающими свойствами), а для закрытых РУ — защита от проникновения в помещения пыли и вредных газов.

4. Оборудование должно надежно работать при допустимых перегрузках, которые не должны приводить к повреждениям и снижению срока его службы.

5. Производственные помещения РУ должны быть удобны и безопасны при обслуживании оборудования персоналом, а также при ремонтах.

6. Температурный режим и влажность воздуха в помещениях закрытых РУ должны поддерживаться такими, чтобы не происходило выпадения росы на изоляторах. В закрытых РУ температура не должна превышать 40 °С. Вентиляция помещений должна быть достаточно эффективной. Вентиляционные отверстия должны иметь жалюзи или металлические сетки. Окна в закрытых РУ должны быть заперты или защищены сетками, а проемы и отверстия в стенах и камерах заделаны для исключения возможности попадания животных и птиц. Кровля должна быть исправной.

Цементные полы должны быть покрашены, чтобы избежать образования цементной пыли. Полы в помещениях КРУ с выкатными тележками должны быть повышенной прочности и иметь металлические направляющие для выкатывания тележек с оборудованием.

7. Распределительные устройства должны быть оборудованы рабочим и аварийным

электрическим освещением. Осветительная арматура должна устанавливаться таким образом, чтобы было обеспечено ее безопасное обслуживание. Освещенность рабочих мест при применении ламп накаливания должна быть не менее 30 лк в помещениях сборных шин, коридорах управления, камерах реакторов, выключателей, трансформаторов, КРУ и 10 лк на открытых РУ 35 кВ и выше.

8. Для ориентации персонала все оборудование и особенно приводы коммутационных аппаратов должны быть снабжены четкими, бросающимися в глаза надписями, указывающими название оборудования и диспетчерское наименование электрической цепи, к которой относится надпись. В РУ недопустимо нетиповое (не характерное для данного РУ) расположение рукояток приводов шинных разъединителей, когда, например, одни разъединители отключаются переводом рукоятки привода вниз, а другие — вверх. Выключатели и их приводы, разъединители, отделители, короткозамыкатели и стационарные заземлители должны иметь указатели положения «Включено» и «Отключено».

9. Неизолированные токоведущие части должны располагаться в камерах или быть ограждены.

10. Из помещений закрытых РУ (РУ, расположенных внутри зданий) должны быть выходы наружу или в помещение с несгораемыми стенами и перекрытиями.

11. В ЗРУ должна быть обеспечена пожарная безопасность. 12. РУ должно быть экономичным.

Как выполняются эти требования, вы можете узнать из [16] и [11]. Студенты должны классифицировать РУ:

— по месту расположения: открытые и закрытые распределительные устройства (соответственно ОРУ и ЗРУ);

— по выполнению секционирования: РУ без секционирования, с двумя и более секциями шин, с секционированием сборных шин и обходным устройством;

— по структуре схемы: радиального или кольцевого типа. Необходимо знать конструктивные особенности ОРУ и ЗРУ, их достоинства и недостатки, применение комплектных распределительных устройств (КРУ) и их разновидностей (КРУН и КРУЭ).

Основные виды схем подстанций:

— однолинейная схема — это схема соединений электрической части подстанции, в которой многофазные связи показаны для одной фазы (по ГОСТ 24291—90);

— схемы расположения оборудования (план подстанции и разрез). Следует запомнить условные графические обозначения, применяемые в электрических схемах: выключателей, разъединителей, трансформаторов, разрядников, катушек различных элементов, контактов, ключей управления и т.д. Условные обозначения приводятся в стандартах: ГОСТ 2.710—81, ГОСТ 2.748—68, ГОСТ 2.755—87; ЕСКД, а также подробно описаны в [12].

Для ускорения сроков строительства подстанций и уменьшения их стоимости широко применяются подстанции с упрощенной схемой на стороне высшего

напряжения, где вместо выключателей применяются короткозамыкатели и быстродействующие отделители, предохранители. Схему распределительного устройства 110 кВ, которая часто применяется, следует изучить по [15]. Значительное сокращение сроков монтажа подстанции и повышение его качества дает применение комплектных ячеек заводского изготовления для сборки распределительных устройств. Конструкции таких ячеек нужно изучить по учебнику [16], а также следует максимально использовать возможности их изучения на производстве.

Рассматривая электрические схемы подстанций, необходимо проследить, какие переключения в схеме возможны и какие недопустимы, и оценить преимущества и недостатки каждой схемы с точки зрения бесперебойности снабжения потребителей и электроподвижного состава электрической энергией.

Следует учесть, что в настоящее время разработаны типовые проекты электрических схем и компоновки оборудования на электростанциях и подстанциях, с которыми следует ознакомиться и использовать при выполнении курсового проекта.

Кроме того, необходимо обязательно обратиться к Правилам устройства электроустановок [9] и Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей [8].

Необходимо помнить, что заучивание схемы — занятие бесполезное. Нужно научиться читать схемы. Для этого следует знать условные обозначения элементов схем, их буквенные и цифровые обозначения, весьма полезно запомнить схемы наиболее распространенных узлов электроустановки, например включения и отключения масляного выключателя, сигнализации его положения. При чтении и составлении схем следует помнить, что положение контактов в схемах соответствует отключенному положению аппарата или отсутствию тока в катушках реле. Подвижные части замыкающих и размыкающих контактов аппаратов изображаются на основании следующего: сила, действующая на подвижную часть контакта для срабатывания, должна иметь направление на схеме сверху вниз при горизонтальном изображении цепей контакта и слева направо — при вертикальном. Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанций, мощности силовых трансформаторов наличия синхронных компенсаторов, типа оборудования. Наименьшее количество потребителей собственных нужд (с.н.) на подстанциях, выполняемых по упрощенным схемам без синхронных компенсаторов, без постоянного дежурства. Это электродвигатели обдува, обогрев приводов отделителей и короткозамыкателей, шкафов КРУН и освещение подстанции.

На подстанциях с воздушными выключателями дополнительными потребителями являются компрессорные установки (для выключателей ВНВ, ВВБ), а при оперативном постоянном токе — зарядный и подзарядный агрегаты. При установке синхронных компенсаторов необходимы механизмы смазки их подшипников, насосы системы охлаждения.

Наиболее ответственными потребителями с.н. подстанций являются оперативные

цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной.

Мощность потребителей с.н. невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов (рис. 2).

Всех потребителей энергии, получающих питание от аккумуляторной батареи, можно разделить на три группы:

— постоянно включенная нагрузка. Сюда относятся аппараты устройств управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, постоянно обтекаемые током, а также постоянно включенная часть аварийного освещения;

— временная нагрузка, появляющаяся при исчезновении переменного тока во время аварийного режима. Это токи нагрузки аварийного освещения и электродвигателей постоянного тока. Длительность этой нагрузки определяется длительностью аварии (для электростанций, имеющих связь с энергосистемой, это время принимается равным 0,5 ч, для электростанций, не имеющих связи с энергосистемой — 1 ч);

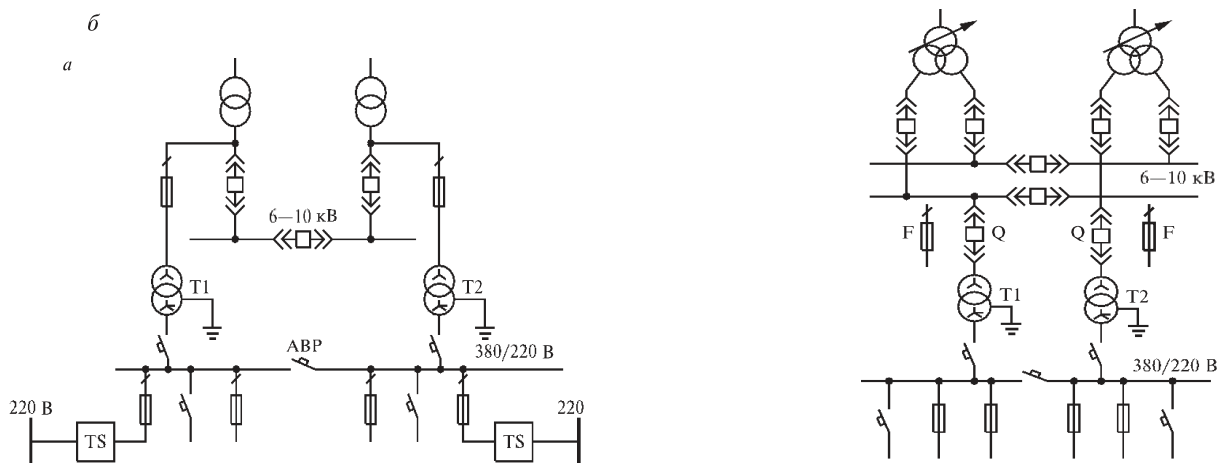


Рис. 2. Схема питания с.н. подстанций:

*а* — с оперативным переменным током; *б* — с оперативным постоянным током— кратковременная нагрузка — длительностью не более 5 с.

Такая нагрузка создается токами включения и отключения приводов выключателей и автоматов, а также пусковыми токами электродвигателей и токами нагрузки аппаратов управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, кратковременно обтекаемых током.

Постоянная нагрузка на аккумуляторную батарею зависит от мощности постоянно включенных ламп сигнализации и аварийного освещения, а также от типов реле.

Аккумуляторные батареи работают в режиме постоянного подзаряда, т.е. батарея постоянно в любом состоянии подключена параллельно зарядному устройству. Это

объясняется тем, что при работе кислотной аккумуляторной батареи по методу «заряд—разряд» (самостоятельное питание нагрузки заряженной аккумуляторной батареей с последующим зарядом ее после разрядки) износ положительных пластин аккумуляторов происходит значительно быстрее, чем при режиме постоянного подзаряда, так как износ пластин наблюдается в конце каждого заряда, когда положительная пластина теряет часть своего объема. Работа аккумуляторной батареи в режиме постоянного подзаряда обеспечивает надежность питания оперативных цепей, так как батарея находится всегда в заряженном состоянии; при этом уменьшается сульфатация пластин и выпадение их активной массы на дно сосуда вследствие отсутствия периодических глубоких разрядов большим током, что удлиняет срок службы батареи.

В режиме постоянного подзаряда все элементы разряжаются и подзаряжаются равномерно, а в сосудах поддерживается одинаковый уровень и плотность электролита.

Об устройстве свинцово-кислотных аккумуляторов можно прочитать в [16] или [15].

В последнее время промышленность многих стран стала выпускать герметичные стационарные аккумуляторные батареи с рекомбинацией газа серии ESPASE RG. Для их установки не требуются отдельные помещения, а их обслуживание сводится к ежемесячной проверке общего напряжения батареи и ежегодной проверке напряжения каждого элемента. Допустимое отклонение напряжения таких батарей не превышает 2,5 % по отношению к его среднему значению. Режим работы потребителей электроэнергии не остается постоянным, а меняется в различные часы суток, дни недели и месяцы

года. Соответственно меняется нагрузка всех звеньев в цепи передачи электроэнергии от генераторов электростанций до потребителей. Изменение нагрузок удобно изображать в виде графиков в осях координат, откладывая по оси абсцисс — время, в течение которого рассматривается изменение нагрузки, а по оси ординат — нагрузки.

Различают графики активных и реактивных нагрузок. В первом случае по оси ординат откладывается активная нагрузка  $P$ , во втором — реактивная  $Q$ . По продолжительности периода  $T$ , для которого строится график, различаются суточные и годовые графики нагрузок. По сезонности графики делятся на зимние и летние. Значения активных нагрузок в различные часы суток в эксплуатации определяют по показаниям измерительных приборов и наносят на график. Полученные точки соединяют прямыми линиями, график имеет вид ломаной линии.

Для простоты расчетов по графикам их строят ступенчатой формы. При этом считается, что между двумя замерами нагрузка не меняется. Подробнее о расчетах мощности нагрузки подстанции можно узнать из [16].

Токоведущие части и электрическое оборудование подстанций будут работать дольше при номинальной и повышенной нагрузке, не превышающей максимальной

рабочей. Для этих целей необходимо

рассчитать максимальные рабочие токи  $I_{p.max}$  сборных шин и всех присоединений к ним. Эти значения тока необходимы для определения допустимых токов токоведущих частей и номинальных токов электрического оборудования подстанции.

При расчете наибольших (максимальных) рабочих токов сборных шин и присоединений учитывается запас на перспективу развития подстанции, принимаемый равным 30 % расчетной мощности, возможные аварийные перегрузки до 40 %, увеличение значений токов параллельно включенных трансформаторов и линий в случае отключения одного из трансформаторов или одной линии. Формулы для расчетов максимальных рабочих токов зависят от типа подстанции и их вы найдете в [14].

#### Вопросы для самоконтроля

1. Дайте определение ОРУ и ЗРУ электрических подстанций.
2. Укажите назначение трансформаторов собственных нужд подстанций и перечислите основных потребителей собственных нужд.
3. Перечислите требования, предъявляемые к ЗРУ электрических подстанций.
4. Объясните устройство свинцово-кислотного аккумулятора и принцип его действия.
5. Укажите разницу между схемами подключения трансформаторов собственных нужд подстанций с постоянным и переменным оперативными токами.
6. Объясните принцип работы аккумуляторной батареи по методу «заряда—подзаряда».
7. Объясните назначение графиков нагрузок электроустановок и способ расчета мощности подстанции.

#### Задание для контрольной работы № 1

Задание для контрольной работы № 1 составлено в 50 вариантах. Номер варианта определяется двумя последними цифрами шифра студента по табл. 1.

Таблица 1

## Варианты контрольной работы

Две последние цифры шифра	Номер варианта	Номера вопросов	Две последние цифры шифра	Номер варианта	Номера Вопросов
1	2	3	4	5	6
01 51	1	1, 12, 23	26 76	26	6, 19, 21
02 52	2	2, 13, 24	27 77	27	7, 20, 23
03 53	3	3, 14, 25	28 78	28	8, 11, 24
04 54	4	4, 15, 26	29 79	29	9, 12, 25
05 55	5	5, 16, 27	30 80	30	10, 13, 26
06 56	6	6, 17, 28	31 81	31	1, 15, 29
07 57	7	7, 18, 29	32 82	32	2, 16, 30
08 58	8	8, 19, 30	33 83	33	3, 17, 22
09 59	9	9, 20, 22	34 84	34	4, 18, 21
10 60	10	10, 11, 21	35 85	35	5, 19, 23
11 61	11	1, 13, 25	36 86	36	6, 20, 24
12 62	12	2, 14, 26	37 87	37	7, 11, 25
13 63	13	3, 15, 27	38 88	38	8, 12, 26
14 64	14	4, 16, 28	39 89	39	9, 13, 27
15 65	15	5, 17, 29	40 90	40	10, 14, 28
16 66	16	6, 18, 30	41 91	41	1, 16, 22
17 67	17	7, 19, 22	42 92	42	2, 17, 21
18 68	18	8, 20, 21	43 93	43	3, 18, 23
19 69	19	9, 11, 23	44 94	44	4, 19, 24
20 70	20	10, 12, 24	45 95	45	5, 20, 25
21 71	21	1, 14, 27	46 96	46	6, 11, 26

22 72	22	2, 15, 28	47 97	47	7, 12, 27
23 73	23	3, 16, 29	48 98	48	8, 13, 28
24 74	24	4, 17, 30	49 99	49	9, 14, 29
25 75	25	5, 18, 22	50 100	50	10, 15, 30



Задачи № 1—10

Для заданных согласно варианту характерных точек трансформаторной подстанции рассчитайте токи, мощности КЗ и тепловые импульсы. На схеме электроснабжения (рис. 3) указаны выдержки времени срабатывания релейной защиты. Исходные данные для расчета указаны в табл. 2.

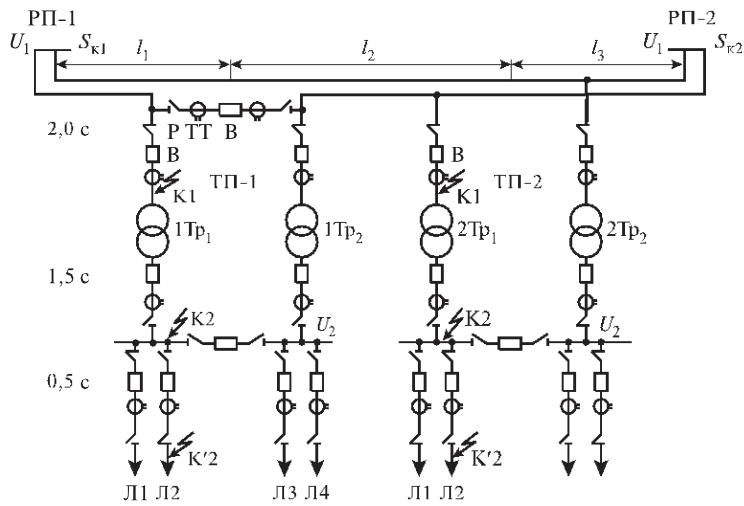


Рис. 3. Схема электроснабжения

Таблица 2 Исходные данные к задачам № 1—10

Параметры	Единица измерения	Номера задач									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Мощность КЗ на шинах РП-1, $S_{К1}$	МВА	350	1300	2400	700	1600	4200	420	1400	3800	600
Мощность КЗ на шинах РП-2, $S_{К2}$	МВА	450	700	2100	350	1100	2800	320	1100	4900	400
Длина линии электропередачи: $l_1$	км	10	30	25	16	38	40	10	29	56	9
$l_2$	км	14	41	33	10	40	65	8	20	48	13
$l_3$	км	9	24	25	14	30	68	10	40	60	15
Номер трансформаторной подстанции	—	ТП-1	ТП-2	ТП-1	ТП-2	ТП-1	ТП-2	ТП-1	ТП-2	ТП-1	ТП-2
Первичное напряжение подстанции: $U_1$	кВ	35	110	110	35	110	220	35	110	220	35
$U_2$	кВ	10,5	11	38,5	10,5	38,5	38,5	10,5	11	11	10,5
Номинальная мощность понижающего трансформатора: 1Тр1 и 1Тр2, $S_{ном.тр}$	МВА	1,6		10		16		4,0		25	
2Тр1 и 2Тр2, $S_{ном.тр}$	МВА		2,5		2,5		40		6,3		6,3
Напряжение КЗ трансформатора, $U_K$	%	6,5	10,5	10,5	6,5	10,5	12,5	7,5	10,5	20,0	7,5

## Задачи № 11—20

Выполнить выбор и проверку на стойкость токам короткого замыкания сборных шин распределительного устройства вторичного напряжения  $U_2$  и изоляторов для крепления сборных шин, используя результаты расчета токов короткого замыкания и исходные данные из предыдущей задачи (№ 1—10).

#### Задачи № 21—24

Выполнить выбор и проверку на стойкость токам короткого замыкания высоковольтного выключателя, разъединителя и отдельно стоящих трансформаторов тока питающей линии потребителя, при-соединенной к шинам вторичного напряжения подстанции.

Наибольший рабочий ток принять:

- для задачи № 21  $I_{\text{раб.маx}} = 200 \text{ A}$ ;
- для задачи № 22  $I_{\text{раб.маx}} = 150 \text{ A}$ ;
- для задачи № 23  $I_{\text{раб.маx}} = 300 \text{ A}$ ;
- для задачи № 24  $I_{\text{раб.маx}} = 380 \text{ A}$ .

При выполнении задачи использовать результаты расчета токов КЗ и исходные данные задач № 1—10.

Начертить принципиальную электрическую схему присоединения линии потребителя к шинам.

#### Задачи № 25—27

Выполнить выбор и проверку на стойкость токам короткого замыкания высоковольтного выключателя, разъединителя и отдельно стоящих трансформаторов тока в цепи присоединения первичной обмотки понижающего трансформатора. При выполнении задачи использовать результаты расчета токов КЗ и исходные данные задач № 1—10.

Начертить принципиальную электрическую схему присоединения понижающего трансформатора к питающей линии (ЛЭП).

#### Задачи № 28—30

Выполнить выбор и проверку на стойкость токам короткого замыкания высоковольтного выключателя, разъединителя и отдельно стоящего трансформатора тока в цепи присоединения вторичной обмотки понижающего трансформатора к шинам распределительного устройства. При выполнении задачи использовать результаты расчета токов короткого замыкания и исходные данные задач № 1—10. Начертить принципиальную электрическую схему присоединения вторичной обмотки понижающего трансформатора к шинам вторичного напряжения (ввода вторичного РУ).

#### Методические указания к выполнению контрольной работы № 1

Перед решением задач 1—10 необходимо повторить тему 1.2. Короткие замыкания в электрических системах ([14] и [15]).

При неизвестной мощности электрических станций следует воспользоваться аналитическим методом.

По заданной схеме электроснабжения составьте расчетную схему (рис. 4).

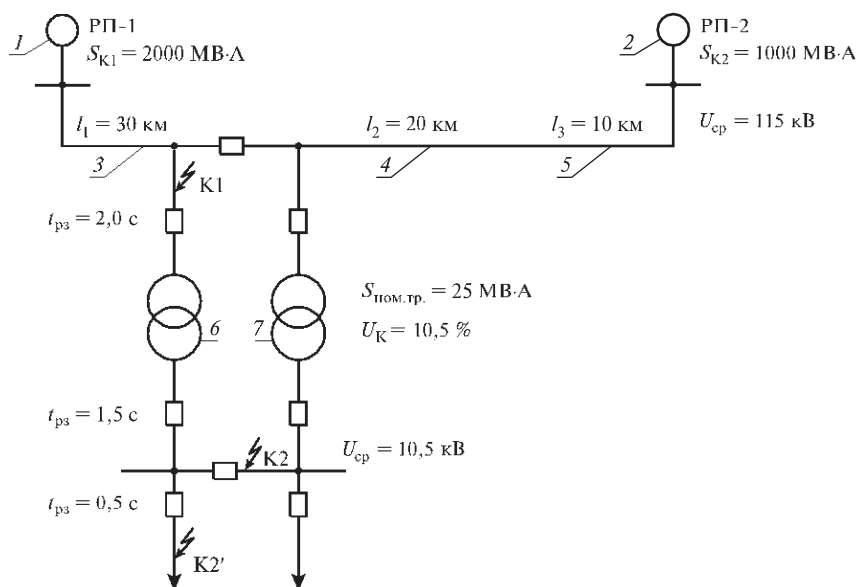


Рис. 4. Однолинейная расчетная схема

На ней указываются все элементы системы электроснабжения (линии, трансформаторы), расположенные между станциями и точками КЗ, время отключения тока КЗ. Затем по этой схеме составьте схему замещения, на которой пронумеруйте все сопротивления, оказывающие влияние на величину тока КЗ.

Все сопротивления рассчитайте в относительных единицах. Сначала принимают базисные условия:

— базисную мощность  $S_б$  (при питании точки КЗ от источника неограниченной мощности) практически можно принять равной любому числу, но для упрощения расчетов следует принять значение 100 МВА. Если мощность районной подстанции задана мощностью КЗ на шинах ее вторичного напряжения, то  $S_б = S_к$ , МВА;

— базисное напряжение принимают равным среднему номинальному напряжению (см. табл. 3).

Таблица 3

Значения средних напряжений для расчета токов КЗ

Параметры	Значение параметров											
Номинальное напряжение $U_н$ , кВ	3	6	10	20	25	35	110	150	220	500	750	1150
Рабочее максимальное напряжение $U_{р.мах}$ , кВ	3,5	6,9	11,5	23	27,5	40,5	126	176	252	525	787	1200
Среднее напряжение $U_{ср}$ , кВ	3,15	6,3	10,5	21	26,2	37	115	162	230	515	770	1180

Расчет выполняют по относительным сопротивлениям элементов цепи до точки КЗ при базисной мощности  $S_b$  и средних напряжений  $U_{ср}$ . За базисную мощность можно принять любую мощность, если мощность питающей системы не известна, то её можно считать неограниченно большой. Наиболее удобно принять

$S_b = 100$  мВА. В целях упрощения расчетов для каждой электрической ступени вместо действительного напряжения цепи принимают одну и ту же.

Расчет токов при трехфазном КЗ выполняются в следующей последовательности:

- составляют расчетную схему цепи КЗ;
- по расчетной схеме составляют электрическую схему замещения одной фазы;
- вычисляют относительные сопротивления элементов цепи КЗ указанных по схеме замещения;
- преобразовывается схема замещения цепи КЗ до простого вида, когда от источника питания до точки КЗ было одно результирующее сопротивление.

В расчетную схему для максимальных токов КЗ вводят все элементы, через которые осуществляется электроснабжение при нормальном режиме работы. В схеме для минимального режима часть линии и трансформаторов не участвуют.

На расчетной схеме все элементы цепи нумеруются, около каждого элемента указываются его параметры необходимые для вычисления относительного сопротивления, указывают характерные точки электроустановок, в которых требуется определить точки КЗ.

При составлении схемы замещения все элементы расчетной схемы заменяют относительными сопротивлениями. Каждое сопротивление обозначают дробью, в числителе которой порядковый номер, а в знаменателе относительное сопротивление.

Сопротивление схемы замещения считаются чисто индуктивными, так как в высоковольтных цепях активные сопротивления намного меньше индуктивных.

Расчетные формулы для определения сопротивлений элементов цепи КЗ приведены в таблице 6.

Таблица 6-Расчетные формулы относительных сопротивлений

Наименование электроустановки	Расчетные формулы
Энергосистема	$X_{б.с} = S_б / S_к$
ЛЭП	$X_{хл} = X_0 L_{\Delta} S_б / U_{ср}$
Трансформатор	$X_T = U_{кз} S_б / 100 S_{н.тр}$

где  $S_б$  – базисная мощность, равная 100 мВА;

$S_к$  – мощность энергосистемы РП – 1, РП – 2, мВА;

$X_0$  – относительное индуктивное сопротивление 1 км линии, Ом/км;

$L_{\Delta}$  - длина линии, км;

$U_{ср}$  – среднее напряжение в месте установки данного элемента, кВ;

$U_{кз}$  – напряжение короткого замыкания трансформатора, кВ;

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

Создаем напряжение короткого замыкания для каждой пары обмоток трансформатора  $U_{к в-с}$ ,  $U_{к в-н}$ ,  $U_{к с-н}$ . каждую обмотку представляем в схеме замещения, как самостоятельное индуктивное сопротивление  $U_{кв}$ ,  $U_{кс}$ ,  $U_{кн}$ , которые определяются по формуле

$$U_{кв} = 0,5 \times (U_{кв-с} + U_{кв-н} - U_{кс-н}),$$

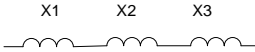

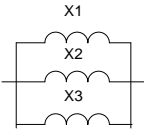

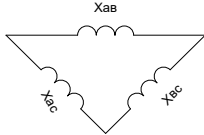
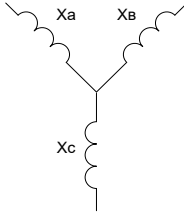
$$U_{KC} = 0,5 \times (U_{KB-C} + U_{KC-H} - U_{KB-H}),$$

$$U_{KH} = 0,5 \times (U_{KB-H} + U_{KC-H} - U_{KB-C}).$$

При расчете сопротивлений линии индуктивное сопротивление фазы определяется постоянным значением:

- для воздушной линии напряжением 6 кВ и выше  $X_0 = 0,4, (\text{Ом/км})$ ;
- для трехфазного кабеля напряжением 35 кВ:  $X_0 = 0,12, \text{Ом/км}$ .

Преобразование схемы замещения выполняют в направлении от источника питания к месту короткого замыкания, при этом используется последовательное и параллельное сложение сопротивлений, преобразование звезды в треугольник и т. д. Схемы преобразований и формулы для расчета приведены в таблице 7.

Выполняемое преобразование	Схемы		Формула сопротивления преобразованной схемы
	До преобразования	После преобразования	
Последовательное соединение			$X_{\Sigma} = X_1 + X_2 + \dots + X_n$
Параллельное соединения			$X_{\Sigma} = X_1 / n$ $X_{\Sigma} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{n}}$
Преобразование треугольника в звезду			$X_A = \frac{X_A * X_B}{X_A + X_B + X_C}$ $X_B = \frac{X_A * X_C}{X_A + X_B + X_C}$ $X_C = \frac{X_B * X_C}{X_A + X_B + X_C}$



## Таблица 7- Формулы преобразования соединений

По вычисленным значениям результирующих точек короткого замыкания выполняется расчет токов короткого замыкания.

### 3.1 Расчет токов короткого замыкания в максимальном режиме

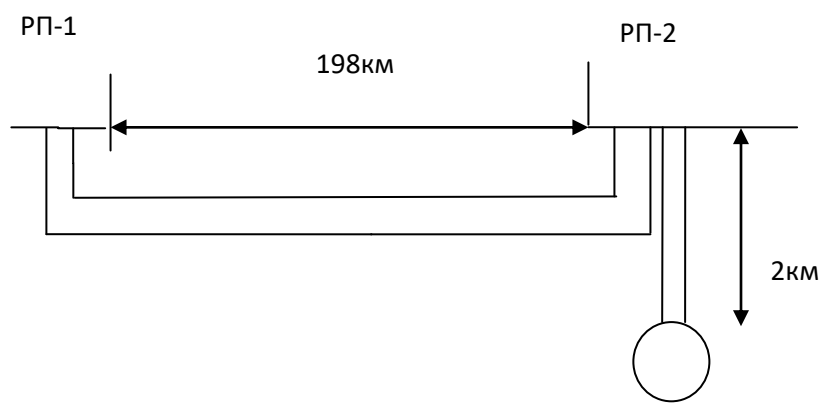


Рис.2-Расчетная схема

По расчетной схеме составляется схема замещения для максимального режима работы.

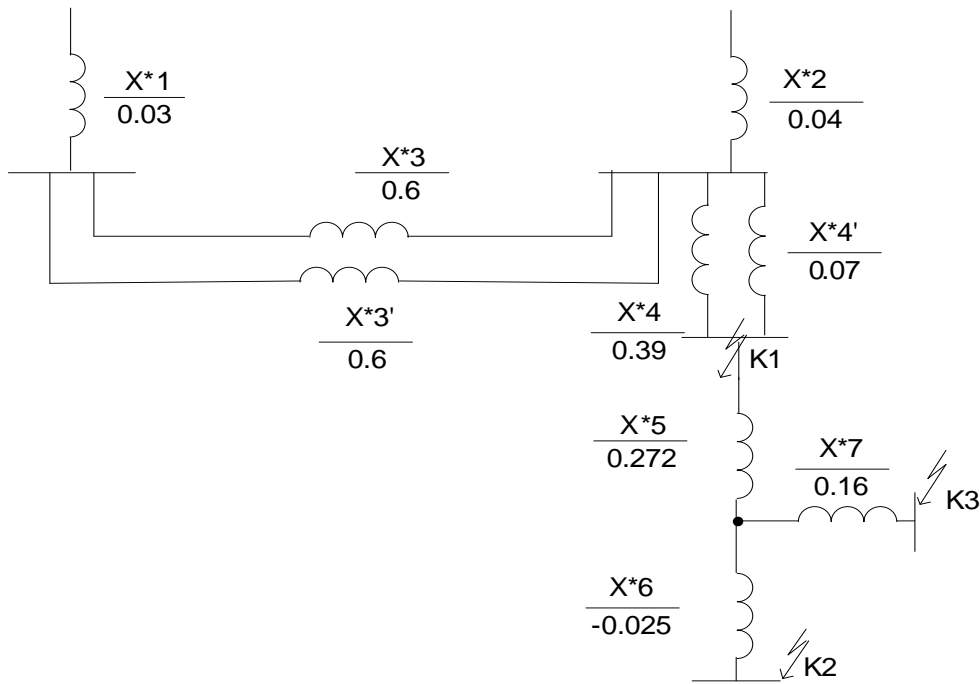


Рис.3 – Схема замещения для максимального режима

Определение относительного сопротивления системы до шин районных подстанций РП – 1 и РП – 2

$$X^*1 = S_6 / S_{K1} = 100/3200 = 0.03,$$

$$X^*2 = S_6 / S_{K2} = 100 / 2780 = 0.04.$$

Относительные сопротивления линии

$$X_* = X_0 \times l \times (S_6 / U_{cp}^2),$$

$$X_{*3} = X_{*3} = 0.4 \times 198 \times (100 / (115)^2) = 0.6,$$

$$X_{*4} = X_{*4'} = 0.4 \times 2 \times (100 / (115)^2) = 0.07.$$

Производим расчет относительного сопротивления трансформатора

$$U_{K,B\%} = 0,5x(U_{BC} + U_{BH} - U_{CH});$$

$$U_{K,C\%} = 0,5x(U_{BC} + U_{CH} + U_{BH});$$

$$U_{K,H\%} = 0,5x(U_{BH} + U_{CH} + U_{BC});$$

$$U_{KB\%} = 0,5x(10.7 + 17.2 - 6.1) = 10.9;$$

$$U_{KC\%} = 0,5x(10.7 + 6.3 - 17.2) = -0.1;$$

$$U_{KH\%} = 0,5x(17.2 + 6.3 - 10.7) = 6.4;$$

$$X^* = U_{K\%} \times S_6 / 100 \times S_{H.TP};$$

$$X_{*5} = 10.9 \times 100 / 100 \times 40 = 0.272;$$

$$X_{*6} = -0.1 \times 100 / 100 \times 40 = -0.0025;$$

$$X_{*7} = 6.4 \times 100 / 100 \times 40 = 0.16.$$

Производим преобразование параллельное соединение

$$X_{*8} = 1 / (1/X_{*3} + 1/X_{*3});$$

$$X_{*8} = 1 / (1/0.6 + 1/0.6) = 0.3.$$

Производим преобразование параллельное соединение

$$X_{*9} = 1 / (1/X_{*4} + 1/X_{*4});$$

$$X_{*9} = 1 / (1/0.07 + 1/0.07) = 0.03.$$

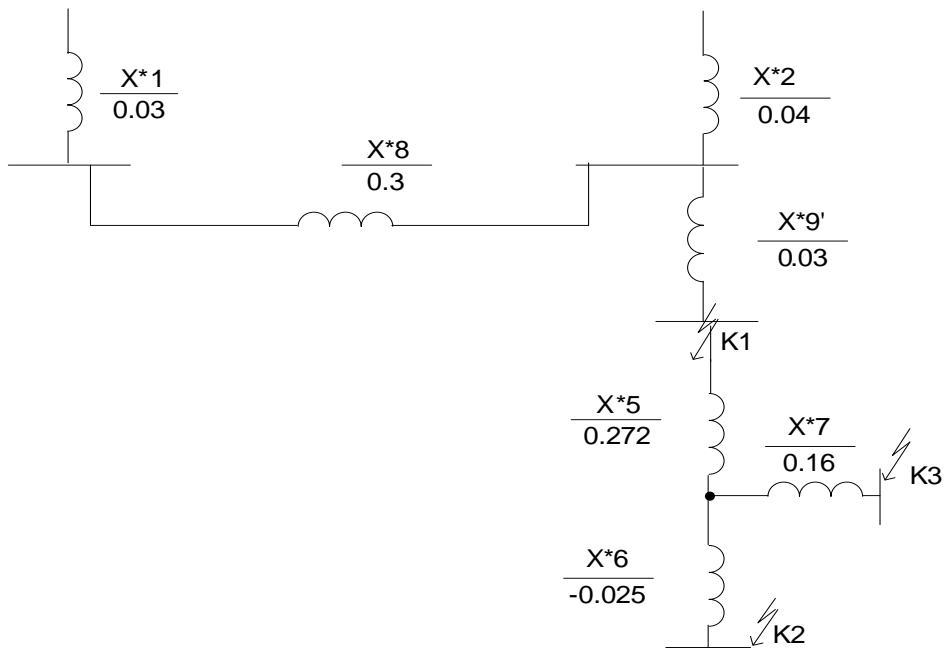


Рис.4- Схема замещения и преобразования для максимального режима

Производим преобразование параллельное соединение

$$X_{*10} = 1 / (1 / X_{*1} + 1 / X_{*2});$$

$$X_{*10} = 1 / (1 / 0.03 + 1 / 0.04) = 0,017.$$

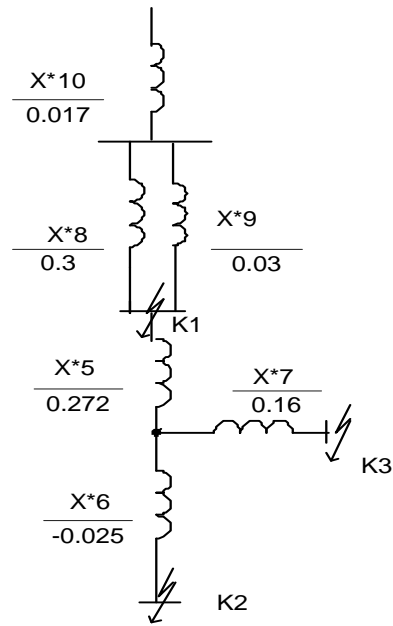


Рис.5 – Схема замещения и преобразования для максимального режима

Производим преобразование в параллельное соединение

$$X_{*11} = 1/(1/X_{*8}+1/X_{*9});$$

$$X_{*11}=1/(1/0.3+1/0.03) =0.03.$$

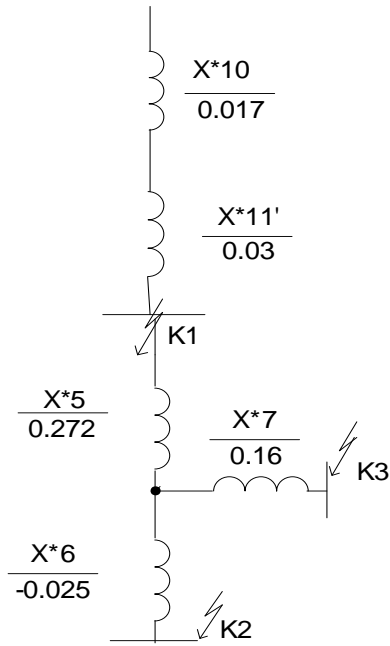


Рис.6 – Схема замещения и преобразования для максимального режима

Определяем относительное сопротивление до точки К1

$$X_{*12} = X_{*10} + X_{*11};$$

$$X_{*12} = X_{K1\text{рез}} = 0.017 + 0.03 = 0.045.$$

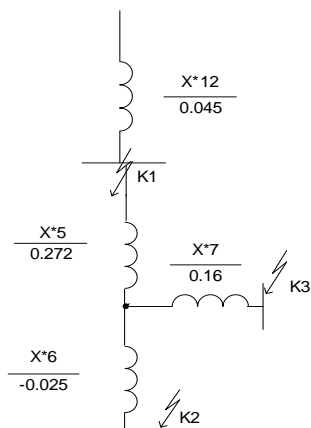


Рис.7 – Схема замещения и преобразования для максимального режима

Производим преобразование схемы и трансформатора

$$X_{*13}' = X_5 + X_6;$$

$$X_{*13} = 0.272 + (-0.0025) = 0.27;$$

$$X_{*14}' = X_5 + X_7;$$

$$X_{*14} = 0.272 + 0.16 = 0.43.$$

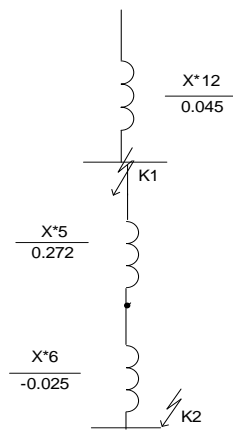


Рис.8 – Схема замещения и преобразования для максимального режима

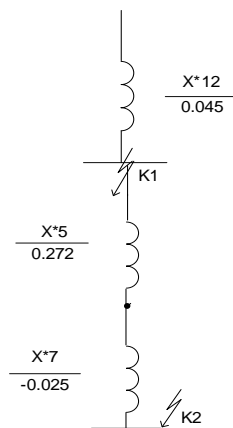


Рис.9 – Схема замещения и преобразования для максимального режима

Определяем относительное сопротивление до точки К2

$$K_{*2 \text{ рез}} = X_{*15} = X_{12} + X_{*14};$$

$$K_{*2 \text{ рез}} = 0.045 + 0.27 = 0.315.$$

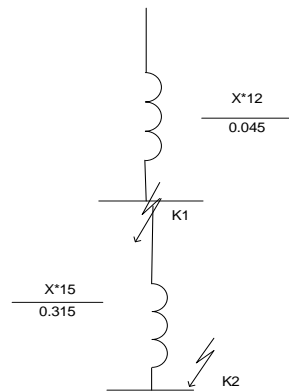


Рис.10– Схема замещения и преобразования для максимального режима

Определяем относительное сопротивление до точки К3

$$K_{*3 \text{ рез}} = X_{*16} = X_{12} + X_{13},$$

$$K_{*3 \text{ рез}} = 0.045 + 0.43 = 0.475.$$

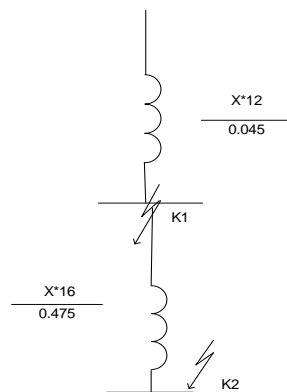




Рис.11 – Схема замещения и преобразования для максимального режима

### 3.2 Расчет для минимального режима короткого замыкания

Исходные значения принимаем из максимального режима

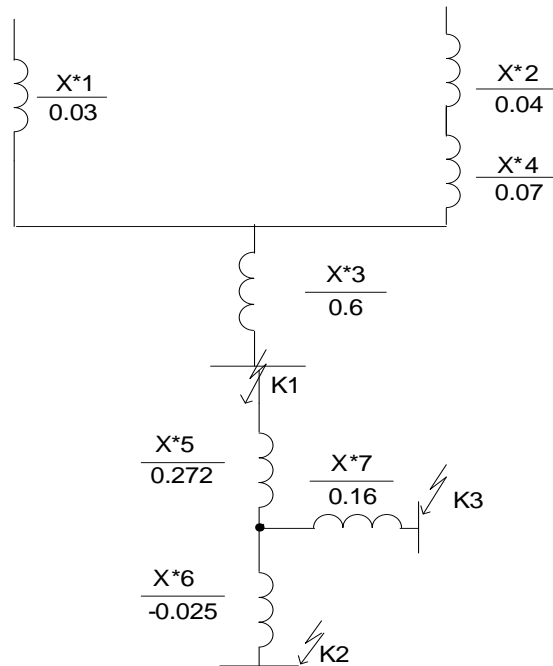


Рис.12 – Схема замещения и преобразования для минимального режима

Преобразуем последовательное соединение

$$X_{*17} = X_{*4} + X_{*2};$$

$$X_{*17} = 0.04 + 0.006 = 0.046.$$

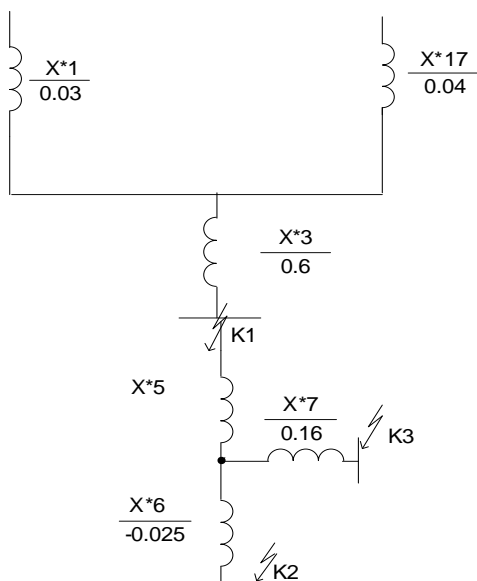


Рис.13 – Схема замещения и преобразования для минимального режима

Преобразуем параллельное соединение

$$X_{*18} = 1/(1/X_{*1}+1/X_{*17});$$

$$X_{*18} = 1/(1/0.03+1/0.046)=0.018.$$

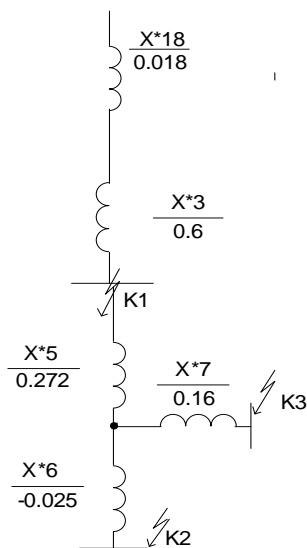


Рис.14 – Схема замещения и преобразования для минимального режима

Определяем первую результирующую точку для минимального режима  $K_1$

$$K_{*1 \text{ рез}} = X_{*19} = X_{*3} + X_{*18};$$

$$K_{*1 \text{ рез}} = X_{*19} = 0.018 + 0.6 = 0.62.$$

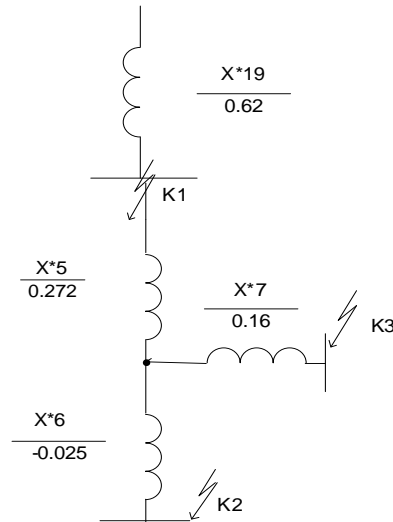


Рис.15 – Схема замещения и преобразования для минимального режима

Определяем вторую результирующую точку  $K_2$

$$K_{*2 \text{ рез}} = X_{*20} = X_{*19} + X_{*5} + X_{*6};$$

$$K_{*2 \text{ рез}} = X_{*20} = 0.62 + 0.27 = 0.89.$$

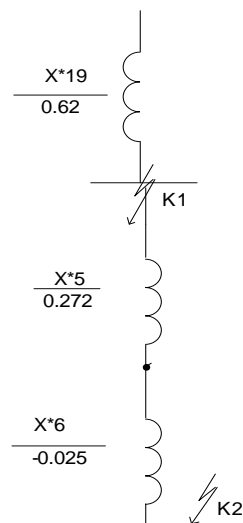


Рис.16 – Схема замещения и преобразования для минимального режима

Определяем третью результирующую точку  $K_3$

$$K_{*3 \text{ рез}} = X_{*22} = X_{*19} + X_{*5} + X_{*7};$$

$$K_{*3 \text{ рез}} = X_{*22} = 0.62 + 0.43 = 1.05.$$

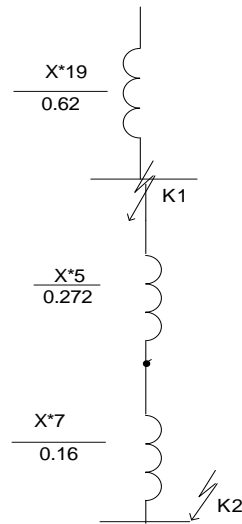


Рис.17 – Схема замещения и преобразования для минимального режима

Таблица 8-Значения точек короткого замыкания

Значения токов короткого замыкания в максимальном режиме	Значения токов короткого замыкания в минимальном режиме
$K_1=0.045$	$K_1=0.62$
$K_2=0.315$	$K_2=0.89$
$K_3=0.47$	$K_3=1.05$

При выборе оборудования и шин распределительных устройств предварительно следует определить максимальный рабочий ток  $I_{рм}$  заданного

присоединения.

За наибольший рабочий ток присоединения принимают ток с учетом допустимой перегрузки длительностью не меньше 30 минут. При расчете максимальных рабочих токов присоединений необходимо учесть возможность полуторакратной перегрузки трансформаторов и линий в случае отключения одного из трансформаторов или линий. Для выбора линий не тяговых потребителей следует предусмотреть запас на перспективу, который можно принять равным 30 процентов существующей мощности потребителей.

Таблица 10-Расчетные формулы мощности подстанции

Наименование присоединения	Расчетные Формулы
Ввод подстанции	$I_{p\max} = \frac{K_{nep} \times \sum S_{HTP}}{\sqrt{3} \times U_{H1}}$
Первичная обмотка ВН	$I_{p\max} = \frac{K_{nep} \times S_{HTP}}{\sqrt{3} \times U_{H1}}$
Вторичные обмотки СН и НН трех обмоточного понижающего трансформатора	$I_{p\max} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \times U_{H2}}$ $I_{p\max} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \times U_{H3}}$
Линии районного потребителя 6кВ	$I_{p\max} = \frac{K_{np} \times P_{\max}}{\sqrt{3} \times U_{H3} \times \cos \varphi}$
Сборные шины РУ-27.5кВ	$I_{p\max} = \frac{K_{pn} \times S_{27.5.}}{\sqrt{3} \times U_{H27.5}}$

При выборе оборудования и шин необходимо помнить, что они должны обеспечивать надежную работу как при номинальных (рабочих) режимах, так и при режимах коротких замыканий. Поэтому при выборе аппаратов необходимо сравнить номинальные параметры аппарата, взятые из каталога, со значениями соответствующих электрических величин для той точки цепи, где устанавливается аппарат. Аналогично при проверке оборудования на устойчивость действию токов КЗ требуется выполнить сравнение расчетных величин, полученных в результате расчета токов КЗ, с соответствующими каталожными величинами, которые может выдержать аппарат.

Указанные сравнения лучше выполнить в виде таблиц. Примеры приведены ниже. Перед каждой из таблиц следует написать условия, по которым выбирают и проверяют данный вид оборудования. Проверку выбранного оборудования на термическую устойчивость следует выполнить с учетом заданной величины выдержки времени релейной защиты присоединения. Следует также учесть собственное время срабатывания релейной защиты и выключателя. В справочнике задаются предельные токи термической устойчивости оборудования для различного времени действия тока, в соответствии с которым нужно определить расчетное значение тока.

Выбор сборных шин начинается с подбора их сечения по допустимому току. Сборные шины закрытых РУ 10 кВ выполняются жесткими алюминиевыми шинами прямоугольного сечения, уложенными на опорные изоляторы плашмя или на ребро. Сборные шины ОРУ 35 кВ выполняются гибкими проводами марки АС. Сечение сборных шин выбирают по наибольшему рабочему току, исходя из условия:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.мах}},$$

где  $I_{\text{доп}}$  — длительно допустимый ток для выбранного сечения, А .

Допустимые длительные токовые нагрузки на неизолированные шины и провода

Алюминиевые шины прямоугольного сечения		Сталеалюминиевые неизолированные провода марки АС		
Размер шины, $h \times b$ , мм	Токовая нагрузка, $I_{\text{доп}}$ , А	Сечение провода, $S$ , мм <sup>2</sup>	Диаметр провода, $d$ , мм	Токовая на грузка, $I_{\text{доп}}$ , А
15 X 3	165	25	6,6	142

20 X 3	215	35	8,4	175
25 X 3	265	50	9,6	210
30 X 4	365	70	11,4	265
40 X 4	480	95	13,5	330
40 X 5	540	120	15,2	380
50 X 5	665	150	17,0	450
50 X 6	740	185	19,0	510
60 X 6	870	240	21,6	610
80 X 6	1150			
100 X 6	1425			
60 X 8	1025			
80 X 8	1320			
100 X 8	1625			
120 X 8	1900			
60 X 10	1155			
80 X 10	1480			
100 X 10	1820			
120 X 10	2070			

*Примечание.* При горизонтальном расположении прямоугольных шин нагрузки должны быть уменьшены на 5 % для шин шириной 15—60 мм и на 8 % — для шин шириной 60—120 мм.

Электрические аппараты выбирают по условию длительного режима работы сравнением рабочего напряжения длительного рабочего тока присоединения, где предполагается установить данный аппарат, с его номинальным напряжением и током. Выбранные аппараты проверяют по условию короткого замыкания:

- согласно ПУЭ по режиму короткого замыкания при напряжении выше 1000 В не проверяют;
- аппараты и проводники, защищенные плавкими предохранителями с вставками на номинальный ток до 60 А по электрической стойкости;
- аппараты и проводники, защищенные плавкими предохранителями независимо от их номинального тока и типа по термической стойкости;

- аппараты и шины цепей трансформаторов напряжения при расположении их в отдельной камере или за добавочным резистором;

- проводники с неответственными индивидуальными электроприемниками;

- провода воздушных линий электропередачи при ударном токе короткого замыкания меньше 50 кА и отсутствии быстродействующих устройств АПВ.

К токоведущим частям подстанций относятся сборные шины распределительных устройств, присоединения к ним, ошиновка, соединяющая электрические аппараты друг с другом согласно однолинейной схеме, а также вводы и питающие линии.

Сборные шины распределительных устройств и все присоединения к ним напряжением 27,5 кВ и выше выполняются сталеалюминевыми (реже алюминиевыми) многопроволочными проводами. Медные многопроволочные провода допускается применять в открытых распределительных устройствах в районах с агрессивной средой. Сборные шины РУ – 27,5 и РУ – 35 кВ допускается выполнять жесткими шинами трубчатого сечения.

Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. Стальные шины находят ограниченное применение вследствие больших потерь от перемагничивания и вихревых токов.

Таблица 11- Условия проверки токоведущих частей

Характеристика условий выбора шин	Проверка результатов
По длительно допустимому току	$I_{доп} \geq I_{МАХР.А}$



По термической стойкости	$q \geq q_{MIN} = \frac{\sqrt{B_K \times 10^6}}{C}, \text{ мм}^2$
По условию отсутствию коронирования (при напряжении 35 кВ и выше)	$0,9 \times E_0 \geq 1,07 \times E, \text{ кВ/см}$
По электродинамической стойкости (для жестких шин)	$\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}$

где  $I_{доп}$  - длительно допустимый ток для выбранного сечения, А;

$I_{P,MAX}$  - максимальный рабочий ток сборных шин, А;

$q$  - выбранное сечение, мм<sup>2</sup>;

$q_{min}$  - минимально допустимое сечение токоведущей части по условию её термической стойкости, мм<sup>2</sup>;

$B_K$  - тепловой импульс тока КЗ для соответствующей характерной точки подстанции,  $кА^2 \times с$ ;

$C$  – коэффициент, учитывающий соотношение максимально допустимой температуры токоведущих частей и температуры при нормальном режиме работы.

Принимают равным:

- медные шины и провода –171;
- алюминиевые шины и провода –88;
- стальные шины –60.

$\sigma_{\text{расч}}$ -электродинамическая стойкость шин укрепленных на опорных изоляторах проверяемая по механическому напряжению, возникающему в них из-за КЗ, МПа.

Токоведущая часть удовлетворяет условию электродинамической стойкости, если будет выполнено условие по формуле

$$\sigma_{\text{расч}}=1.76 \times (i_y^2 \times L^2)/(a_x w) \times 10^{-8};$$

где  $i_y$ -ударный ток трехфазного короткого замыкания, кА;

$L$ -расстояние между соседними изоляторами одной фазы, м;

$a$ -расстояние между осями шин соседних фаз, м;

$w$ -момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, м<sup>3</sup>.

Момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, определяется размерами шины, ее формой поперечного сечения и количеством полос в фазе.

Для прямоугольных шин, поставленных плашмя, м<sup>3</sup>, определяется по формуле

$$W=b_x h^2/6,$$

где  $b$ -узкая сторона шины(ребро), м;

$h$ -широкая сторона шины, м.

Для прямоугольных шин, поставленных на ребро, м<sup>3</sup> определяется по формуле  
(15)

$$W=b^2_x h/6,$$

Шины будут электродинамически устойчивы, если выполнено условие

При этом допустимое механическое напряжение материала шин принимают,  
МПа

- алюминий(А5 и А6).....40
- алюминиевый сплав АД0.....65
- алюминиевый сплав АД31Т(закаленный и естественно состаренный).....75
- алюминиевый сплав АД31Т(закаленный и искусственно состаренный).... 90
- медь..... 140
- сталь..... 160

Если условие электродинамической устойчивости не выполняется, то его нужно добиться, изменяя длину пролета, форму сечения шин и материала.

Токоведущая часть будет термически стойка, если будет выполняться условие

$$q \geq q_{MIN} = \frac{\sqrt{B_k \times 10^6}}{C}, \text{ мм}^2.$$

Если это условие не выполняется, то необходимо выбрать другую токоведущую часть большего сечения или выполненную из другого материала. Максимальное значение начальной критической напряжённости электрического поля, при котором возникает разряд, кВ/см, определяется по формуле

$$E_0 = 30,3 \times m \left( 1 + 0,299 / \sqrt{r_{np}} \right), \text{ кВ/см}$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов  $m = 0,82$ );

$r_{np}$  - радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности провода определяется по формуле

$$E = 0,354 \times U / r_{пр} \times \lg \times D_{ср} ./ r_{пр}, \text{ кВ/см}$$

где  $U$  – среднее напряжение электроустановки, кВ;

$D_{ср}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см. При горизонтальном расположении фаз  $D_{ср} = 1,26 \times D$ . Здесь  $D$  – расстояние между соседними фазами, см. Для сборных шин приняты расстояния между проводами разных фаз – 1,5; 3,0; 4,0 м для напряжения 35, 110, 220 кВ.

Опорные изоляторы для РУ 10 кВ выбираются из табл. 5.11 [14] по номинальному напряжению

$$U_{ном} \geq U_{ном.у.}$$

В условном обозначении типа изоляторов буквы и цифры означают:

И — изолятор; О — опорный; Р — ребристый;

первая цифра — номинальное напряжение, кВ;

вторая цифра — минимальное разрушающее усилие на изгиб, кН;

I, II или III — вариант исполнения;

У, УХЛ, Т — климатическое исполнение;

2, 3 — категория размещения;

80 — испытательное напряжение грозового импульса, кВ;

П — подвесной; Ф — фарфоровый; С — стеклянный;

Последняя буква (А, Б, В и Д) — вариант конструкции изолятора.

Таблица 8

Изоляторы опорные и подвесные

Тип изолятора	Номинальное напряжение, кВ	Минимальное разрушающее усилие на изгиб, кН	Тип изолятора	Электромеханическая	Напряжение, кВ	
						выдерживаемое импульсное при волне

							+1,2 /50 Мкс	-1,2 /50 Мкс
							пробивное 50 выдерживаемое под	
Для внутренней установки			Для наружной установки					
ИО-10-3,75-І УЗ	10	3750	ПФ-70В	70	130	34	100	110
ИОР-10-3,75 УХЛ, Т2	10	3750	ПС-70Д	70	130	40	100	100
ИОР-10-7,50-ІІ УХЛ, Т2	10	7500	ПС-120А	120	130	45	ПО	115
И4-80 УХЛЗ	10	4000						

Изоляторы проверяют на электродинамическую стойкость, при КЗ по допустимому усилию на головку изолятора по условию  $F_{\text{доп}} \geq F$ . При этом следует учитывать способ установки шины на головке изолятора:

— при установке шины плашмя

$$F_{\text{доп}} = 0,6F_{\text{разр}}$$

где  $F_{\text{разр}}$  — разрушающее усилие на изгиб по паспорту, Н;

0,6 — коэффициент запаса;

— при установке шины на головке изолятора на ребро  $F_{\text{доп}} = K_{\text{п}} 0,6F_{\text{разр}}$ ,

где  $K_{\text{п}}$  — коэффициент дополнительного снижения нагрузки, обусловленного увеличением плеча действующего усилия.

Коэффициент  $K_{\text{п}}$  принимается для РУ10(6) кВ при высоте шины:

$$h = 20—60 \text{ мм}, K_{\text{п}} = 0,8; h = 80—100 \text{ мм}, K_{\text{п}} = 0,7;$$

$F$  — расчетное усилие, действующее на шину и на головку опорного изолятора при трехфазном ударном токе КЗ (Н), определено выше.

ОРУ 35 кВ гибкие шины крепят на гирляндах изоляторов. Количество изоляторов зависит от их типа и указано в ПУЭ [9].

Для крепления гибких шин ОРУ 35 кВ принимается три изолятора в гирлянде. Характеристики подвесных изоляторов указаны в табл. 5.10 [14]. Следует обратить внимание на электрические характеристики гирлянды изоляторов.

При выборе выключателей необходимо учесть различные параметры, но так как заводами — изготовителями гарантируется определенная зависимость ряда параметров друг от друга, например  $I_{\text{н.вкл}} \geq I_{\text{н.откл}}$ , то допустимо производить выбор выключателей только по важнейшим параметрам в зависимости от места установки (наружная или внутренняя) и условий работы по напряжению и току так, чтобы выполнялись условия

$$U_H \geq U_{\text{раб}} (\text{кВ}); I_H \geq I_{\text{р.мах}}, \text{ А}$$

где  $U_H$  и  $I_H$  - ближайшее большее напряжение, и ток выбираемого высоковольтного выключателя;

$U_{\text{раб}}$  и  $I_{\text{р.мах}}$  - рабочее напряжение и максимальный рабочий ток цепи, в котором должен быть установлен выключатель.

В одном распределительном устройстве рекомендуется устанавливать однотипные выключатели, что значительно облегчает их эксплуатацию, текущий и капитальный ремонты.

После выбора выключателя его паспортные характеристики сравнивают с расчетными условиями работы в той цепи, где он устанавливается в нормальном режиме работы и режиме короткого замыкания.

Выбранный высоковольтный выключатель должен быть проверен по следующим условиям.

По конструктивному исполнению: масляные с большим или малым количеством масла, элегазовых, вакуумные.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется:

- по предельному периодическому току короткого замыкания

$$I_{\text{пр.с}} \geq I_{\text{к}}, \text{ кА}$$

где  $I_{\text{пр.с}}$  - эффективное значение периодической составляющей предельного сквозного тока короткого замыкания по паспорту, кА;

$I_{\text{к}}$  - установившееся значение тока трехфазного короткого замыкания в цепи, где установлен выключатель, кА.

- по ударному току

$$i_{\text{пр.с}} \geq i_y, \text{ кА},$$

где  $i_{\text{пр.с}}$  - амплитудное значение предельного сквозного тока по паспорту, кА.

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока короткого замыкания

$$I_T^2 t_T \geq B_k, \text{ кА}^2 \times \text{с},$$

где  $I_T$  - среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) по паспорту, кА;

$t_T$  - длительность протекания тока термической стойкости по паспорту, с;

$B_k$  - тепловой импульс тока короткого замыкания,  $\text{кА}^2 \times \text{с}$ ;

- по номинальному периодическому току отключения

$$I_{\text{н.откл}} \geq I_K, \text{ кА},$$

где  $I_{\text{н.откл}}$  - номинальный предельно отключаемый ток выключателя по паспорту при его номинальном напряжении, кА;

$I_K$  - ток трехфазного короткого замыкания, кА.

- по полному току отключения

$$\sqrt{2} \times I_{\text{н.откл}} \times (1 + \beta_n) \geq (\sqrt{2} \times I_K + j_{a\tau}) ,$$

где  $\beta_n$  - номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, определяют в зависимости от  $\tau$ ;

$j_{a\tau}$  - аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов выключателя.

Если выключатели отвечают требованиям электродинамической стойкости, то они, как правило, отвечают также требованиям термической стойкости, поэтому для них не обязательна проверка на термическую стойкость.

Разъединители на электрической подстанции предназначены для создания видимого разрыва цепей и могут быть оборудованы одним или двумя стационарными заземляющими ножами.

По типу поворотного механизма делятся на: вертикально рубящего типа, горизонтально-поворотного.

По типу установки: наружной, внутренней установки.

Разъединители выбираются по следующим условиям:

- по конструкции, то есть когда необходимо учитывать место расположения (внутренняя или наружная установка, количество заземляющих ножей и их расположение);

- по номинальному напряжению

$$U_H \geq U_p \kappa B ;$$

- по номинальному току

$$I_H \geq I_{p.MAX} A ;$$

Выбор разъединителей по этим условиям производится по справочной литературе. Проверка выбранных разъединителей проводится по следующим условиям:

- по электродинамической стойкости

$$i_{npc} \geq i_y \kappa A ;$$



- по термической стойкости

$$I_T^2 t_T \geq B_K k A^2 c ;$$

Обозначение в этих условиях выбора и проверки разъединителей те же, что и в выражениях.

#### Разъединители внутренней и наружной установки

Тип разъединителя	Номинальное напряжение,	Номинальный ток, $I_{ном}$ ,	Амплитуда предельного сквозного тока,	Ток термической	Время прохождение тока	Тип привода
РВЗ-10/400 УЗ	10	400	50	16	4	ПР-3 УЗ
РВЗ-10/630 УЗ	10	630	60	20	4	ПР-3 УЗ
РВЗ-10/1000 УЗ	10	1000	81	40	4	ПР-3 УЗ
РВРЗ-10/2500 УЗ	10	2500	125	45	4	ПЧ-50 УЗ, ПД-5 У1
РДЗ-1а-35/1000 У1	35	1000	63	25	4	ПР-У1
РДЗ-35/1000 У1	35	1000	63	25	4	ПР-У1
РДЗ-35Б/2000 У1	35	2000	84	31,5	4	ПР-У1
РДЗ-С-110/1000 У1	110	1000	80	31,5	3	ПРН-110В, ПВ-
РГЗ-110/1000 У1	110	1000	80	31,5	3	ПР-У1, ПД-5 У1
РГЗ-110/2000 У1	110	2000	100	40	3	ПР-У1, ПД-5 У1
РДЗ1а-110/1000 У1	110	1000	80	31,5	3	ПР-У1, ПД-5 У1
РДЗ-220/1000 УХЛ1	220	1000	100	40	3	ПР-У1, ПР-ХП1
РДЗ-220/2000 УХЛ1	220	2000	100	40	3	ПР-У1, ПР-ХП1

Обозначения в этих условиях выбора и проверки разъединителей те же, что и для выключателей.

Трансформаторы тока (ТТ) выбирают по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

При выборе ТТ помимо условий необходимо учитывать его назначение-для присоединения каких видов защит и измерительных приборов предназначен ТТ.

Класс точности ТТ должен соответствовать его назначению.

ТТ класса точности 0.5 применяют для присоединения расчетных счетчиков(класс точности этих счетчиков на подстанции обычно второй),класса 1- для присоединения приборов технического учета, класса 3(P) или 10-для присоединения релейной защиты.

Характеристика условий выбора трансформаторов тока:

- по номинальному напряжению

$$U_H \geq U_{раб};$$

- по номинальному току

$$I_{1H} \geq I_{мавр};$$

- по электродинамической стойкости

$$\sqrt{2} \times I_{1H} \times K_d \geq +j_y;$$

- по термической стойкости

$$(I_{1H} K_T)^2 t_T \geq B_k.$$

где -  $I_{1H}$  - номинальный ток первичной обмотки ТТ, А;

$I_{мавр}$  - максимально рабочий ток первичной обмотки ТТ, А;

$K_T$  - кратность термической стойкости по каталогу;

$t_T$  - время термической стойкости по каталогу, с;

$B_k$  - тепловой импульс тока КЗ в месте установки ТТ по расчету, кАс.

По нагрузке вторичных цепей проверку условий не производим, а также проверку на 10%-ную погрешность.

## Трансформаторы тока

Тип трансформатора	Номинальные		Ток		Номинальная вторичная нагрузка	
	напряжение $U_{ном}$ , кВ	ток $I_{ном}$ , А	электродинамической стойкости, $i_{дин}$ , кА	четырёх (трех)-секундной термической стойкости, $I_T$ , кА	0,5 Ом	1,0 Ом
1	2	3	4	5	6	7
ТЛМ-10 УЗ	10	20, 50, 100, 150 200	7—52	2,66—8,75	0,4	—
ТЛМ-10 УЗ	10	300 400 600 800 1000 1500	100 100 100 100 100 100	16 16 20 20 22,5 22,5	0,6	—
ТШЛ-10 УЗ	10	2000 3000	81	31,5	0,8	1,2
ТФЗМ-35 А и ТФЗМ-35 Б	35	15 20 30 40 50 75 100 150 200 300 400 600 800 1000	3 4 6 8 10 15 21 31 42 63 84 127 107 134	0,6 0,7/0,9 1,1/1,3 1,5/1,8 1,9/2,0 2,3/3,0 3,5/4,0 5,8/6 7/9,0 11,6/13 15/18 22/27 30/30 37/37	1,2	2,4
ТФЗМ-110Б	110	50 75 100 150 200 300 400 600 800	10 15 21 31 42 63 62 126 124	2 3 4 6 8 12 16 26 28	1,2	4,0
ТФЗМ-220Б	220	300 400 600 800	27 24 54 48	10 9 20 18	50	—

### Задание для контрольной работы № 2

Задание для контрольной работы № 2 составлено в 50 вариантах. Номер варианта определяется двумя последними цифрами шифра студента по табл. 1.

### Задачи № 1—10

Определить наибольшую активную мощность каждого из потребителей  $P_{\max}$ , питающихся от шин вторичного напряжения и понижающей трансформаторной подстанции. Характеристика потребителей дается в таблице

#### Характеристики потребителей

Наименование потребителя	Установленная мощность, $P_{уст}$ , кВт	Категория потребителя	Коэффициент	
			спроса $K_c$	мощности, $\cos \varphi$
Потребители 35 кВ				
Машиностроительный завод	10000	1	0,65	0,93
Завод строительных материалов	3000	2	0,45	0,93
Химический завод	7000	1	0,6	0,93
Текстильная фабрика	5000	2	0,65	0,92
Сельскохозяйственные потребители	4500	2	0,55	0,92
Завод электротехнического оборудования	6000	1	0,5	0,93
Локомотиворемонтный завод	14000	1	0,45	0,92
Тепловозное депо	3500	1	0,3	0,93
Потребители 10 кВ				
Металлообрабатывающий завод	12000	1	0,4	0,93
Завод сельскохозяйственных машин	6300	2	0,6	0,93
Предприятие пищевой промышленности	2000	2	0,52	0,92
Фабрика по переработке сельскохозяйственных продуктов	1200	2	0,61	0,92
Деревообрабатывающая фабрика	2200	2	0,3	0,92
Вагоноремонтный завод	8000	1	0,33	0,92
Электровозное депо	5000	1	0,35	0,93
Вагонное депо	3500	1	0,43	0,93
Ремонтные мастерские	1800	1	0,36	0,92
Моторвагонное депо	3000	1	0,26	0,93
Наружное освещение	1000	2	0,75	0,98

На основании типовых графиков нагрузок (рис. 7) и наибольших мощностей отдельных потребителей вычислить активные нагрузки для каждого часа суток и нагрузку суммарного потребления. Результаты вычислений свести в таблицу.

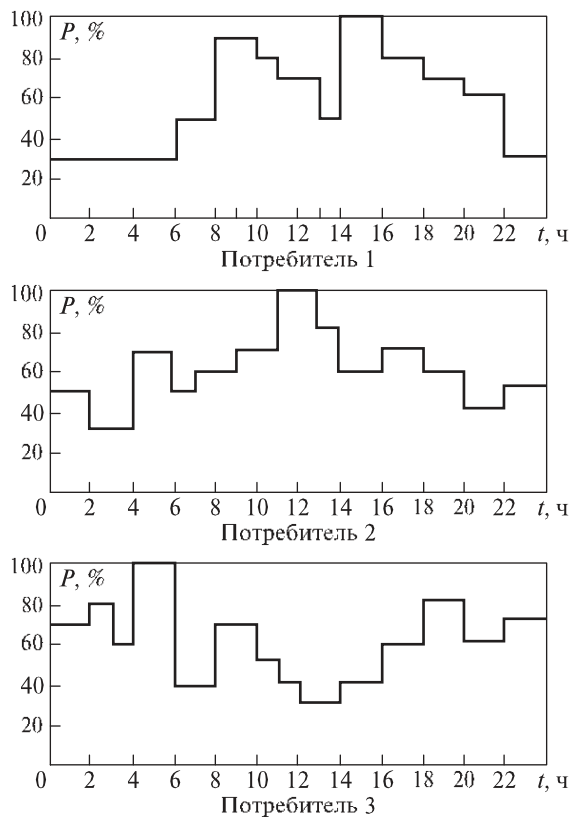


Рис. 7. Типовые графики нагрузок

По данным таблицы построить суточный график активной нагрузки каждого потребителя, график суммарной нагрузки и определить наибольшую суммарную расчетную мощность-  $P_{\text{max расч}}$ . Определить наибольшую мощность потребителей на шинах вторичного напряжения подстанции с учетом потерь в высоковольтных сетях и трансформаторах потребителей.

Определить суммарную мощность подстанции с учетом мощности трансформатора собственных нужд.

Вычислить расчетную мощность трансформатора  $S_{\text{расч.тр}}$  (по справочнику выбрать тип трансформатора).

Указать электрические характеристики трансформатора.

Для выбранного понижающего трансформатора рассчитать:

номинальный ток первичной обмотки  $I_{1\text{ном}}$ ;

номинальный ток вторичной обмотки  $I_{2\text{ном}}$ ;

коэффициент трансформации  $K_{\text{тр}}$ .

Исходные данные для задач № 1—10

Исходные данные	Номера задач									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Номинальное напряжение питающей сети, $U_{ном1}$ , кВ	110	110	35	110	110	35	110	35	110	110
Номинальное напряжение потребителей, $U_{ном2}$ , кВ	10	35	10	10	35	10	35	10	10	35
Потребитель 1	9	1	10	11	3	12	2	13	14	1
Потребитель 2	15	7	16	17	4	18	6	19	18	5
Потребитель 3	17	8	11	10	5	13	7	15	12	8
Мощность трансформатора собственных нужд, $S_{номТСН}$ , кВА	160	400	40	63	100	100	160	63	40	400
Категория потребителей	I	II	I	II	I	II	I	II	I	II

Задачи № 11—20

Расчитать токи КЗ на стороне 0,4/0,23 кВ трансформатора собственных нужд. Расчет сопротивлений элементов цепи короткого замыкания ведется в именованных единицах.

Порядок расчета:

1. Расчитать максимальный рабочий ток вторичной обмотки трансформатора.
2. Определить число кабелей, отходящих от трансформатора к сборным шинам 0,4/0,23 кВ.
3. Выбрать сечение сборных шин 0,4/0,23 кВ.
4. Составить расчетную схему для расчета токов КЗ на шинах собственных нужд.
5. Составить схему замещения.
6. Определить сопротивление схемы замещения.
7. Рассчитать токи КЗ.

## Вопросы № 21—30

21. Начертить принципиальную электрическую схему РУ 10 кВ понижающей подстанции — одинарной секционированной системой сборных шин. На схеме указать подключение питающих линий, четырех потребителей второй категории и двух потребителей первой категории. Указать типы оборудования. Дать описание схемы, пояснив назначение каждого ее элемента. Пояснить последовательность операций при подготовке рабочего места для ремонта первой секции сборных шин.

22. Начертить принципиальную электрическую схему РУ 35 кВ с одинарной секционированной системой сборных шин. На схеме указать подключение питающих линий, трех потребителей второй категории и одного потребителя первой категории. Указать типы оборудования. Дать описание схемы, пояснив назначение каждого элемента схемы. Пояснить последовательность операций при отключении и включении линии потребителей.

23. Начертить принципиальную электрическую схему ОРУ 110 кВ тупиковой подстанции с отделителем и короткозамыкателем на первичной стороне понижающих трансформаторов. Указать типы оборудования. Дать описание схемы, пояснив назначение каждого элемента схемы ОРУ 110 кВ. Пояснить последовательность работы элементов схемы при отключении понижающего трансформатора защитой.

24. Начертить принципиальную электрическую схему ОРУ 220 кВ транзитной подстанции с выключателями на первичной стороне понижающих трансформаторов. Указать типы оборудования. Дать описание схемы, пояснив назначение каждого элемента. Пояснить последовательность операций при отключении и включении понижающего трансформатора.

25. Начертить принципиальную электрическую схему однострансформаторной понижающей подстанции 110/10 кВ. Указать на схеме типы оборудования. Дать описание схемы. Пояснить назначение элементов схемы. Описать последовательность операций при отключении и включении выключателя ввода 10 кВ.

26. Начертить принципиальную электрическую схему однострансформаторной понижающей подстанции 10/0,4 кВ. Указать на схеме типы оборудования. Дать описание схемы. Пояснить назначение элементов схемы. Описать последовательность операций при отключении и включении понижающего трансформатора.

27. Пояснить конструкции шкафов линий комплектного РУ внутренней установки КРУ и наружной установки КРУН. Начертить соответствующие принципиальные электрические схемы шкафов. Описать последовательность действий персонала при выкатывании и вкатывании тележки с выключателем для его ремонта.

28. Начертить принципиальную электрическую схему однострансформаторной подстанции 35/10 кВ. Указать на схеме типы оборудования. Дать описание схемы. Пояснить назначение элементов схемы. Описать последовательность операций при отключении и включении линии 10 кВ.

29. Начертить принципиальную электрическую схему комплектной трансформаторной подстанции (КТП) 35/0,4 кВ с предохранителем на высшем напряжении. Указать типы оборудования. Пояснить схему и назначение каждого элемента схемы. Описать конструкцию КТП наружной установки.

30. Указать и пояснить мероприятия, обеспечивающие безопасность обслуживания открытых распределительных устройств ОРУ.

Методические указания  
к выполнению контрольной работы № 2

Задачи № 1—10

Содержание задач посвящено расчету необходимой мощности и выбору типа и количества трансформаторов трансформаторной подстанции, от шин вторичного напряжения которой питаются два потребителя. В условии задачи для каждого потребителя задаются установленная мощность, коэффициент спроса;  $\cos\varphi$ , типовой суточный график нагрузки. Ход решения задачи аналогичен примеру 6.1, приведенному в [15, § 6.5].

Сначала вычисляют максимальные мощности потребителей по формуле:

$$P_{\max} = P_y K_c.$$

Затем на основании полученных максимальных мощностей и типовых графиков нагрузки вычисляют активные мощности для каждого часа суток, которые записывают в таблицу

**Результаты вычислений активных суточных нагрузок потребителей**

Часы	Активная нагрузка, кВт			
	Потребитель 1	Потребитель 2	Потребитель 3	Суммарная нагрузка всех потребителей
0	$P_{01} =$	$P_{02} =$	$P_{03} =$	$P_{01} + P_{02} + P_{03} =$
1				
2				
...				
22				
23				

Путем суммирования мощностей для каждого часа трех потребителей определяют мощности графика суммарного потребления, которые также записывают в таблицу.

По данным таблицы вычерчивается суточный график суммарного потребления.

По таблице определяется час, соответствующий максимальной нагрузке суммарного графика  $P$ , и по величинам активных мощностей потребителей  $P_1—P_3$ , соответствующих этому часу, вычисляют реактивные мощности:

$$Q_1 = P \operatorname{tg}\varphi_1; Q_2 = P \operatorname{tg}\varphi_2; Q_3 = P \operatorname{tg}\varphi_3.$$

Для определения  $\operatorname{tg}\varphi$  можно воспользоваться математической таблицей или вычислением (по заданному  $\cos\varphi$ ).



Суммарная величина реактивной мощности для часа максимальной нагрузки:

$$\Sigma Q = Q_1 + Q_2 + Q_3.$$

Для определения необходимой максимальной полной мощности понизительных трансформаторов  $S_{\max}$  следует учесть потери в высоковольтных сетях и трансформаторах понизительных подстанций потребителей:

$$S_{\max} = \left(1 + \frac{P_{\text{пост}} + P_{\text{пер}}}{100}\right) \sqrt{(\Sigma_1^n P)_{\max}^2 + (\Sigma_1^n Q)_{\max}^2},$$

где  $P_{\text{пост}}$  и  $P_{\text{пер}}$  – постоянные потери в стали трансформаторов и переменные потери в сетях и трансформаторах, принимаемые соответственно равными 1-2 процентам и 6-10 процентов;

$(\Sigma_1^n P)_{\max}^2$  – максимальное значение суммарной нагрузки, кВт;

$(\Sigma_1^n Q)_{\max}^2$  – сумма реактивных мощностей всех  $n$  потребителей в час максимума суммарной нагрузки, кВАр

На трансформаторной подстанции к шинам вторичного напряжения, кроме линий потребителей, подключены трансформаторы собственных нужд (ТСН). Нормально в работе находится один ТСН. Тогда наибольшая полная мощность на шинах вторичного напряжения составит:

$$S_{\max.ш} = S_{\max} + S_{\text{ном.ТСН}}$$

По этой мощности выбирается мощность трансформатора.

На подстанциях возможна установка одного, двух и более понижающих трансформаторов. При значительной мощности потребителей первой категории устанавливаются два трансформатора. Номинальная мощность каждого трансформатора двухтрансформаторной подстанции, как правило, определяется аварийным режимом работы подстанции: при установке двух трансформаторов их мощность выбирается такой, чтобы при выходе из работы одного второй с аварийной допустимой перегрузкой мог обеспечить нормальное электроснабжение потребителей 1-й и 2-й категории. В аварийном режиме примерно 25 % потребителей из числа неотчетливых может быть отключено. Номинальная мощность трансформатора определяется из выражения

$$S_{\text{н.тр}} \geq S_{\max 110} / K_{\text{ав}} (n-1),$$

где  $K_{\text{ав}}$  – коэффициент допустимой перегрузки трансформатора,  $K_{\text{ав}} = 1,4$ ;

$n$  – число трансформаторов

Это означает, что для масляных трансформаторов в аварийных режимах допускается перегрузка на 40 % на время максимума общей суточной продолжительности не более 6 часов в течение не более 5 суток. При этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки трансформатора в условиях его перегрузки должен быть

$$K_{\text{загр}} = S_{\text{max110}} / S_{\text{н.тр.}}$$

Допустимые систематические и аварийные перегрузки масляных трансформаторов мощностью до 100 МВ·А регламентируются ГОСТ 14209—85.

Для сухих трансформаторов, предназначенных для комплектных трансформаторных подстанций, допускается аварийная перегрузка на 30 % сверх номинального тока не более чем 3 часа в сутки, если длительная предварительная нагрузка составила не более 70 % номинального тока трансформатора.

По расчетной мощности трансформатора следует выбрать тип трансформатора и выписать его электрические характеристики, при этом необходимо обратить внимание на заданное напряжение питающей сети и номинальное напряжение потребителя.

При расчете номинальных токов  $I_{1\text{ном}}$ ,  $I_{2\text{ном}}$  трансформатора следует иметь в виду, что мощности первичной и вторичной обмоток двухобмоточного трансформатора одинаковы, а также обращать внимание на единицы измерения.

Электрические характеристики двухобмоточных трехфазных масляных трансформаторов с высшим напряжением 35 кВ

Тип	Номинальная мощность	Номинальное напряжение обмоток		Потери		Ток холостого хода	Напряжение короткого замыкания	Схема и группа соединения обмоток
		высшего напряжения	нижнего напряжения	холостого хода	короткого замыкания			
ТМ-1000/35	1000	35	10,5	2,35	11,6	1,5	6,5	Y/-11
ТМН-	1000	35	11,0	2,1	11,6	1,4	6,5	
ТМ-1600/35	1600	35	10,5	2,75	16,5	1,3	6,5	
ТМН-1600/35	1600	35	11,0	2,9	16,5	1,3	6,5	
ТМ-2500/35	2500	35	11,0	4,35	23,5	1,1	6,5	
ТМН-2500/35	2500	35	11,0	4,1	23,5	1,0	6,5	
ТМ-40ХУ35	4000	35	11,0	5,7	33,5	1,0	7,5	
ТМН-4000/35	4000	35	11,0	5,6	33,5	0,9	7,5	

ТМ-6300/35	6300	35	11,0	8,0	46,5	0,9	7,5
ТМН-6300/35	6300	35	11,0	9,25	46,5	0,6	7,5
ТД-10000/35	10000	38,5	10,5	12,3	65,0	0,8	7,5
ТД-16000/35	16000	38,5	10,5	17,8	90,0	0,6	8,0

***Примечания.***

1. Трехфазные масляные трансформаторы типа ТМН, мощностью от 1000 до 6300 кВ·А, на стороне 35 кВ имеют РПН, позволяющие изменять напряжение относительно номинального на  $\pm 9\%$  ступенями по 1,5%.

2. Условные обозначения схемы соединения обмоток: Y — «звезда»;  
 Δ — «треугольник».

Электрические характеристики двухобмоточных трехфазных масляных трансформаторов с  
 высшим напряжением 110 кВ

Тип	Номиналы мощности, $S_n$ , кВ·А	Номинальное напряжение обмоток		Потери		Ток холостого хода, $I_{хх}$ , %	Напряжение короткого замыкания, $U_{кз}$ , %	Схема и группы соединения обмоток
		высшего напряжения, $U_{1н}$ , кВ	низшего напряжения, $U_{2н}$ , кВ	холостого хода, $P_{хх}$ , кВт	короткого замыкания, $P_{кз}$ , кВт			
ТМН- 6300/110	6300	115	11	10	50	1,0	10,5	Y*/-11
ТМН- 6300/110	6300	115	38,5	10	50	1,0	10,5	
ТДН- 10000/110	10000	115	11	14	60	0,9	10,5	
ТМН- 10000/110	10000	115	11	14	60	0,9	10,5	
ТМН- 10000/110	10000	115	38,5	14	60	0,9	10,5	
ТДН- 16000/110	16000	115	11	21	85	0,85	10,5	
ТДН- 16000/110	16000	115	38,5	21	85	0,8	10,5	
ТДН- 25000/110	25000	115	38,5	25	120	0,65	10,5	Y*/ Y-0
ТДН- 40000/110	40000	115	38,5	34	170	0,55	10,5	
ТДН- 63000/110	63000	115	38,5	50	245	0,5	10,5	
ТДН- 31500/110	31500	115	11	57	195	0,7	11,6	Y*/-11

**Примечание:**

Y\* — «звезда» с нулевым выводом; Y — «звезда»;  
 Δ — «треугольник».

Для выполнения расчетов в задачах № 11—20 изучите рекомендуемую литературу . Последовательность расчетов так же, как и при вычислении тока короткого замыкания в распределительных устройствах, выше 1000 В.

Вначале составляется расчетная схема (рис. 8, *a*).

На основании расчетной схемы составляется схема замещения (рис. 8, *б*), при этом в установках до 1000 В учитывают индуктивные и активные сопротивления обмоток трансформатора собственных нужд и всех элементов цепи, присоединенной к его вторичной обмотке, кабелей, переходных сопротивлений контактов коммутационной аппаратуры (рубильников, автоматических выключателей, катушек автоматических выключателей и трансформаторов тока .

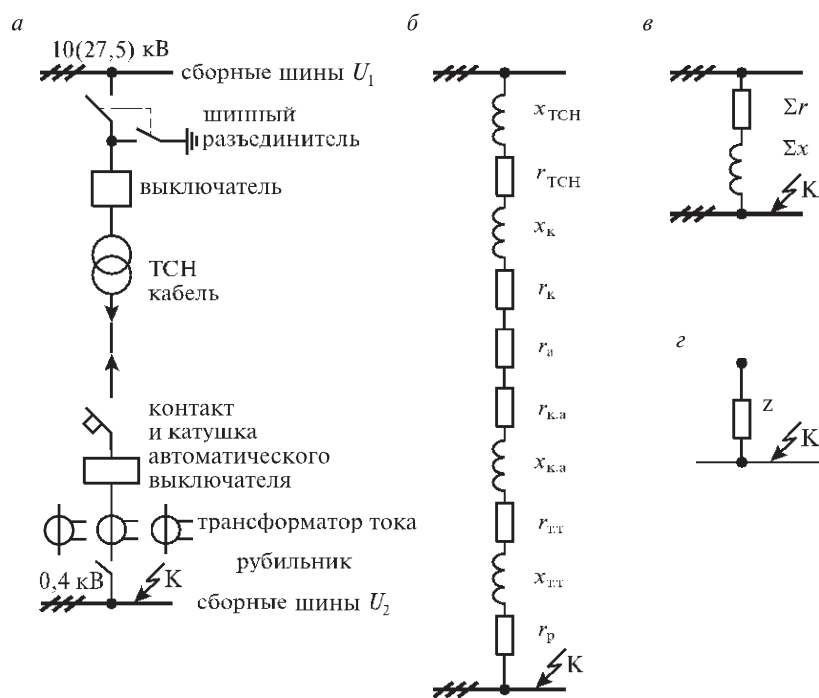


Рис. 8. Расчетная схема (*a*) и схемы замещения (*б*) и преобразования (*в, з*) для расчета тока короткого замыкания на шинах собственных нужд

Сопrotивления понижающих трансформаторов, приведенные к вторичному напряжению 400/230 В

(схема соединения обмоток «звезда—звезда с выведенной нейтралью»)

Номинальная мощность, кВА	Номинальное первичное напряжение, кВ	$u_K, \%$	<sup>3</sup> TP			$Z_{TP}, \text{ мОм}$	$^1 Z(1) \text{ мОм}$
			$r, \text{ мОм}$	$x, \text{ мОм}$			
25	10	4,5	153,9	243,6	287	1040	
40	10	4,5	88	157	180	650	
63	10	4,5	52	102	114	410	
100	10	4,5	31,5	64,7	72	260	
100	35	6,5	31,5	99	104	260	
160	10	4,5	16,6	41,7	45	160	
160	35	6,5	16,6	62,8	65	160	
250	10	4,5	9,4	27,2	28,7	100	
250	35	6,5	9,4	40,5	46	100	
400	10	4,5	5,5	17,1	18	65	
400	35	6,5	5,5	25,4	26	65	
630	10	5,5	3,1	13,6	14	42	
630	35	6,5	3,1	16,2	16,5	42	
1000	10	5,5	2,0	8,5	8,8	27	
1000	35	6,5	2,0	10,2	10,4	25,5	

Примечание: при напряжении 220/127 В значения сопротивлений уменьшаются в три раза.

Расстояние между кабелями, м	Значение коэффициента при количестве кабелей				
	1	2	3	4	5
0,1	1,0	0,90	0,85	0,80	0,78
0,2	1,0	0,92	0,87	0,84	0,82
0,3	1,0	0,93	0,90	0,87	0,86

Сопротивление трехжильных кабелей с поясной изоляцией

Площадь сечения жилы, мм <sup>2</sup>	Активное сопротивление жилы при 20 С, Ом/км		Индуктивное сопротивление, Ом/км, при напряжении кабеля			
	алюминий	медь	до 1 кВ	6 кВ	10 кВ	35 кВ
1	2	3	4	5	6	7
4	7,74	4,60	0,095	—	—	—

1	2	3	4	5	6	7
6	5,17	3,07	0,90	—	—	—
10	3,10	1,84	0,073	0,110	0,122	—
16	1,94	1,15	0,0675	0,102	0,113	—
25	1,24	0,74	0,0662	0,091	0,099	—
35	0,89	0,52	0,0637	0,087	0,095	—
50	0,62	0,37	0,0625	0,083	0,090	—
70	0,443	0,26	0,0612	0,080	0,086	0,137
95	0,326	0,194	0,0602	0,078	0,083	0,126
120	0,258	0,153	0,0602	0,076	0,081	0,120
150	0,206	0,122	0,0596	0,074	0,079	0,116
185	0,167	0,099	0,0596	0,073	0,077	0,113
240	0,129	0,077	0,0587	0,071	0,075	—

Среднее сопротивление автоматических выключателей и рубильников  
(разъединителей)

Номинальный ток, А	Сопротивление катушек автоматических выключателей, мОм		Переходное активное сопротивление контактов, мОм			Номинальный ток, А	Сопротивление катушек автоматических выключателей, мОм		Переходное активное сопротивление контактов, мОм		
	$r_{к.а}$	$x_{к.а}$	автоматическ их	рубильников	разъединителей		$r_{к.а}$	$x_{к.а}$	автоматическ их	рубильников	разъединителей
50	5,5	2,7	1,3	—	—	400	0,15	0,10	0,4	0,2	0,2
70	2,35	1,3	1,0	—	—	600	0,12	0,094	0,25	0,15	0,15
100	1,8	0,86	0,75	0,5	—	1000	—	—	—	0,08	0,08
140	0,74	0,55	0,65	—	—	2000	—	—	—	—	0,03
200	0,36	0,28	0,6	0,4	—						

Сопротивление первичных обмоток катушечных трансформаторов тока

Сопротивление	Значения сопротивлений, мОм, при номинальном токе, А										
	20	30	40	50	75	100	150	200	300	400	600
$r_{т.т}$	42	20	11	7	3	1,7	0,75	0,42	0,2	0,11	0,05
$x_{т.т}$	67	30	17	11	4,8	2,7	1,2	0,67	0,3	0,17	0,07

Расчет сопротивлений элементов цепи короткого замыкания ведется в именованных единицах — миллиомах, мОм.

Для определения сопротивлений элементов цепи короткого замыкания предварительно рассчитывается максимальный рабочий ток вторичной обмотки трансформатора, А:

$$I_{p\max} = \frac{K_{пер} \times S_{нтр}}{\sqrt{3} \times U_{н}}$$

где  $K_{пер}$  — Коэффициент перегрузки трансформаторов принимаем. равным 1,5;

$U_{н}$  — номинальное напряжение вторичной обмотки понижающего трансформатора, кВ.

$S_{нтр}$  — номинальная мощность понижающего трансформатора, кВА;

По этому значению тока выбирают марку кабеля и сопротивления всех элементов вторичной цепи трансформатора собственных нужд .

Активное и индуктивное сопротивления кабеля определяются в зависимости от выбранного типа кабеля и его длины, мОм.

$$r_k = l_k r_0; x_k = l_k x_0,$$

где  $l_k$  —длина кабеля от ТСН до автоматического выключателя;

$x_0$  и  $r_0$  — индуктивное и активное сопротивления трехжильного кабеля с поясной изоляцией.

В некоторых случаях вторичная обмотка может быть соединена несколькими кабелями с автоматическими выключателями, тогда в расчетных формулах сопротивления кабеля правая часть делится на число параллельно проложенных кабелей, а допускаемый суммар-ный ток этих кабелей определяется из выражения

$$I_{доп} = K_k I_{доп\ k} n_k,$$

где  $K_k$  — количество параллельно включенных кабелей;

$I_{доп}$  — длительно допустимый ток одного выбранного кабеля, А;

$n_k$  коэффициент, учитывающий ухудшение условий охлаждения кабеля, проложенного рядом с другими кабелями.

Схема замещения на рис. 8, б преобразуется в схему замещения на рис. 8, в, при этом определяются активные и индуктивные сопротивления, мОм.



Полное сопротивление до точки к.з по формуле

$$Z = \sqrt{(\sum r)^2 + (\sum x)^2}$$

Периодическая составляющая тока к.з

$$\sum r = 1,05 U_H \sqrt{3Z}$$

где  $U_H$  — линейное напряжение ступени КЗ, В;

$Z$  — полное сопротивление до точки КЗ, мОм;

1,05 — коэффициент, учитывающий возможность допустимого повышения напряжения на 5 %;

Затем схема замещения (см. рис. 8, в) преобразуется в схему замещения (см. рис. 8, г) и определяется:

— полное сопротивление до точки замыкания, мОм:

где  $r$  — сумма активных сопротивлений всех элементов КЗ; 1

$\Sigma x$  — сумма индуктивных сопротивлений всех элементов цепи КЗ.

$I_y$  — ударный ток КЗ, кА:

$$I_y = K_y \sqrt{2} I_k,$$

где  $K_y$  — ударный коэффициент, приближенное значение которого можно принять

$K_y = 1,2$  — для трансформаторов  $S_{н.тр} = 100 + 400$  кВА;

$K_y = 1,3$  — для  $S_{н.тр} = 630 + 1000$  кВА;

$K_y = 1$  — для удаленных точек распределительных сетей.

Действующее значение полного тока КЗ в первый период процесса КЗ, кА:

$$i_{y\sqrt{t}} = \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2} I_k;$$

— ток однофазного КЗ на шинах 0,4 кВ, получающих питание от понижающего трансформатора со схемой соединения обмоток «звезда—звезда с выведенной нейтралью», кА:

$$I_k(1) = \frac{U_{2\phi}}{\sqrt{3} Z_{тр}}$$

где  $U_{2\phi}$  — фазное напряжение вторичной обмотки трансформатора, В;

$Z_{тр}(1)$  — полное сопротивление трансформатора при однофазном КЗ, мОм

(значение сопротивления  $Z(1)$ ).

При составлении ответа на вопросы № 21—30 необходимо разобраться в понятии «распределительное устройство (РУ)», знать системы сборных шин, их особенности.

Схема одотрансформаторной подстанции включает в себя один понижающий

трансформатор, РУ высшего и РУ низшего напряжений. На таких подстанциях схемы РУ высшего напряжения выполняют без сборных шин с установкой в цепи трансформатора отделителя (ОД), дополненного короткозамккателем (КЗ). Но отделители недостаточно надежны в работе, поэтому в связи с выпуском мало-объемных масляных и вакуумных выключателей на стороне высшего напряжения устанавливаются выключатели. На схемах РУ вторичного (низшего) напряжения следует указать присоединения трансформатора собственных нужд (ТСН); измерительного трансформатора напряжения. В каждом РУ необходимо указать измерительные трансформаторы тока и ОПН.



заземлителя, L, м										
расстояние между заземлителями, м	7,5	6	5	2,5	5	2,5	2,5	2,5	5	7,5

### Задачи 11 – 20

Выберите тип аккумуляторной батареи, работающей в режиме постоянного подзаряда, и поясните ее конструкцию.

Определите число элементов батареи, питающих шины управления в режиме подзаряда, и общее число элементов батареи.

Выберите тип зарядно-подзарядного устройства и приведите его данные по каталогу:  $R_{ном}$ ,  $U_{ном}$ ,  $I_{ном}$ . Сравните эти значения с расчетными.

Исходные данные для задач соответствующего варианта приведены в табл. 13. Расчетная длительность аварийного режима для всех вариантов – 2ч.

Таблица 13

Исходные данные	задачи									
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Постоянная двигательная нагрузка, $I_{\text{пост}}$ , А	15	20	25	30	35		22	28	32	37
Аварийная нагрузка батареи, $I_{\text{ав}}$ , А	12	15	20	26	22	15	20	25	30	21
Напряжение на шинах управления, $U_{\text{ш}}$ , В	232	121	232	121	232	121	232	121	232	232
Напряжение на шинах, к которым присоединены цепи выключения выключателей, $U_{\text{шв}}$ , В	258	148	258	135	258	148	245	135	258	245
Типы выключателей	ВМПЭ-10 С-35 ВМТ-110	ВВЭ-10 ВМУЭ-35 ВМТ-220	ВКЭ-10 ВМУЭ-35 ВМТ-110	ВМПЭ-10 С-35 ВМТ-220	ВКЭ-10 С-35 ВМТ-110	ВВЭ-10 ВМУЭ-35 ВМТ-110	ВКЭ-10 ВМУЭ-35 ВМТ-110	ВМУЭ-35 ВВЭ-10 ВМТ-220	ВМПЭ-10 ВМУЭ-35 ВМТ-220	ВКЭ-10 С-35 ВМТ-110

### Вопрос 31

Поясните все виды защит трансформаторов, укажите область их применения в соответствии с требованиями ПУЭ.

### Вопрос 32

Поясните конструкцию газового реле. Начертите принципиальную схему газовой защиты, поясните принцип действия двухступенчатой газовой защиты, область применения.

### Вопрос 33

Начертите схему дифференциальной защиты двухобмоточного трехфазного трансформатора. Поясните принцип действия защиты, область применения.

### Вопрос 34

Поясните назначение защитного, рабочего заземления и зануления. Приведите примеры рабочего и защитного заземления на подстанции. Укажите нормирование значения защитного заземления для электроустановок.

### Вопрос 35

Начертите кривую распределения потенциала на поверхности земли для одиночного заземлителя, поясните ее. Дайте определение напряжения прикосновения и шага, поясните от чего зависит их величина, укажите допустимые значения.

### Вопрос 36

Поясните конструктивное выполнение заземляющих устройств и устройств зануления на подстанциях. Укажите требования ПУЭ к монтажу заземляющих устройств.

### Вопрос 37

Начертите схему шкафа собственных нужд постоянного тока. Поясните особенности питания потребителей шкафа. Поясните контроль изоляции шин.

### Вопрос 38

Начертите схему подключения трансформатора собственных нужд /ТСН/ к шинам 10 кВ и 0,4 кВ. Поясните ее.

На схеме укажите защиты ТСНа. Поясните принцип действия указанных защит.

### Вопрос 39

Опишите требования ПУЭ к монтажу аккумуляторных установок. Поясните режим работы аккумуляторной батареи подстанции. Начертите схему подключения аккумуляторной батареи и зарядно-подзарядного устройства к шинам собственных нужд постоянного тока.

### Вопрос 40

Источники оперативного тока. Источники выпрямленного тока. Блоки питания. Зарядные устройства. Комбинированные блоки.

Для выполнения задач 1 -10 контрольной работы необходимо изучить материал главы 8 “Заземляющие устройства” учебника Прохорского А. А. [Л.1], можно воспользоваться примером расчета заземляющего устройства.

В задачах 11- 20 предлагается рассчитать контурное заземление, которое выполняется из заземлителей длиной  $L$ , забиваемых по периметру подстанции на расстоянии “ $a$ ” друг от друга. Сопротивление одного заземлителя /трубы или уголка/  $R_z$  следует определить по формулам, приведенным в учебнике на стр. 330 [Л.1], удельное сопротивление грунта определяется по табл.17 [Л.1]. Для предварительного расчета количества электродов /без учета экранирования/ необходимо знать величину допустимого сопротивления защитного сопротивления  $R_z$ , которое следует принять в соответствии с указанными нормами на стр. 329 [Л.1]. При этом следует помнить, что электроустановки с первичным напряжением 110 кВ и выше являются электроустановками с большим током замыкания на землю. Для установок с распределительными устройствами до 1000 В и выше 1000 В принимается для объединенного защитного заземления наименьшее сопротивление из двух значений. Коэффициент экранирования определяется по рис. 204б [Л.1]. Обратите внимание, что сложные заземлители, состоящие из полосы или сетки, расположенной на глубине 0,5-0,8 м от поверхности земли с приваренными к ней вертикальными электродами, выполняются для получения требуемого нормами сопротивления заземления и для понижения напряжений прикосновения и шага до значений, неопасных для человека.

В электроустановках используется постоянный, переменный оперативный ток и выпрямленный. Источником постоянного оперативного тока является аккумуляторная батарея, источником переменного оперативного тока – трансформаторы собственных нужд /ТСН/, трансформаторы тока /ТТ/ и напряжения



/ТН/. Выпрямленный ток получают от выпрямительных устройств и блоков питания /БПН и БПТ/.

Следует изучить схемы шкафа собственных нужд постоянного и переменного тока, знать какие потребители подключаются к шинам шкафа, знать схемы контроля изоляции шин собственных нужд и как контролируется целостность предохранителей.

Трансформаторы собственных нужд подключаются к шинам переменного тока 10 кВ или 35 кВ с высоковольтным выключателем; к шинам 380/220 – рубильником и контактором или рубильником и автоматическим выключателем.

К трансформатором тока на первичной стороне ТСН подключается реле максимальной токовой защиты и токовой отсечки, к ТТ на вторичной стороне ТСН подключается амперметр, счетчик активной энергии и реле перегрузки. Это следует учесть при составлении схемы в вопросе 38.

При выбора типа аккумуляторной батареи в задачах 21 – 30 следует воспользоваться формулами и приведенным примером в подразделе 119 учебника [Л.1].

Для определения тока кратковременного разряда батареи следует по табл.4 данной брошюры для заданных типов выключателей установить максимальный ток, потребляемый от аккумуляторной батареи при включении одного из заданных выключателей.

В ответе надо пояснить, из каких соображений принят тип аккумуляторов /С или СК/, их конструктивное выполнение.

Выбирая номер аккумулятора, нужно знать, что они могут быть следующими: 1,2,3,4,5,6,8,10,12 и т. д.

Выбор зарядно-подзарядного устройства ЗПУ следует выполнить, сравнивая его номинальные данные  $I_{ном}$ ,  $U_{ном}$ ,  $P_{ном}$  с необходимыми значениями тока, напряжения и мощности. Выбор типа ЗПУ можно выполнить по табл.14.

Таблица 14

тип	Номинальное выпрямленное напряжение, В	Выпрямленный ток, А	Выпрямленная мощность, кВт
-----	--	------------------------	-------------------------------

ВАЗП-380/260-40/80	380/260	40/80	15,2/20,8
ВУ-110/24А	0-110±5%	24	2,64

*Ток включения привода выключателя, А, для некоторых типов приводов при  $U_n = 220$*

Тип привода	Тип выключателя	$I_{вкл}, А$
ППрК-1400(1800)	ВМТ-110(220), ВГТ-110(220)	2,5
ППрК-1800	ВЭБ-110	2,5
Пневматический	ВГБП-220	2,5
Гидравлический	ВГБУ-220	2,5
FSA2 (пружинный)	PM-121(245)	6
Пружинный	3AP1FG-145(245)	6
Пружинный	3AP1DT-145(245)	6
BLG-1002A (пружинный)	LTV-145; HPL-245	6
ПЭМУ-800	ВМУЭ-35	122
ПЭМУ-500	ВМУЭ-27,5	100

Тип привода	Тип выключателя	$I_{вкл}, А$
ПЭМУ-200	ВВК-27,5	48
ПЭМУ-500	ВВУС-35 (ВБЭС-35)	100
ПЭМУ-200	ВВУС-27,5 (ВБЭС-27,5)	48
Пружинный	ВБНТ-35	3
Пружинный	ВБНТ-27,5	3
ПЭМ-1(2,3)	ВГБЭ(ЭП)-35	40
ПЭ-11	ВМП-10, ВКЭ-10, ВМПЭ-10	58
Встроенный ЭМ	ВВ/TEL-10	10
A7204-M706 (пружинный)	ВГП-10	3
Встроенный пружинный	3АН-3; 3АН-5	3
Встроенный пружинный	LF-1(2,3)	7

Ток потребления электромагнита ЭЗБП, А, не более

- при 220 В постоянного тока - 50
- при 110 В постоянного тока - 50
- при 220 В переменного тока - 50

ПЭМУ-500	ВВУС-35 (ВБЭС-35)	100
ПЭМУ-200	ВВУС-27,5 (ВБЭС-27,5)	48
Пружинный	ВБНТ-35	3
Пружинный	ВБНТ-27,5	3
ПЭМ-1(2,3)	ВГБЭ(ЭП)-35	40
ПЭ-11	ВМП-10, ВКЭ-10, ВМПЭ-10	58
Встроенный ЭМ	ВВ/TEL-10	10
A7204-M706 (пружинный)	ВГП-10	3
Встроенный пружинный	3АН-3; 3АН-5	3
Встроенный пружинный	LF-1(2,3)	7

**Примечание.** Установка типа ВАЗП обеспечивает стабилизацию напряжения. Выпрямленное напряжение в режиме стабилизации плавно регулируется от 220 до 260 В при токе 4 до 80 А, и от 260 до 380 В при токе 4 до 40 А.

## ЗАДАНИЕ НА КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

Каждый учащийся выполняет курсовой проект по одной из двух тем.

Тема и вариант задаются преподавателем-консультантом.

### ТЕМЫ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

1. Выбор оборудования трансформаторной подстанции.
2. Выбор и расчет релейных защит трансформаторных подстанций.

#### Оформление курсового проекта

Курсовой проект должен состоять из пояснительной записки и чертежа. На чертеже (ватман, формат А1) выполняется однолинейная схема первичных цепей электрических соединений проектируемой подстанции. Обязательно должна быть рамка и штамп, соответствующий ГОСТу. Условные обозначения электрической схемы должны соответствовать ГОСТ 2.755—87ЕСКД, 2.748—68, 2.710—81.

Пояснительная записка, включающая все описательные и расчетные материалы проекта, выполняется на листах стандартной писчей бумаги (203 x 297 мм) с одной стороны

листа, с оставлением полей: слева — 30 мм, справа — 20 мм, сверху и внизу — по 20 мм. Сокращения слов в тексте не допускаются.

Нумерация разделов и подразделов должна быть следующей: разделы нумеруются одиночными арабскими цифрами, подразделы двойными, первая из которых обозначает: номер раздела, вторая — номер подраздела.

Например: 1. Расчетная часть

1.1. Разработка однолинейной схемы подстанции

Рисунки и таблицы должны иметь нумерацию и надписи. Материал пояснительной записки рекомендуется располагать в следующей последовательности:

1. Титульный лист.

2. Бланк задания на курсовой проект, подписанный преподавателем-консультантом и заведующим отделением.

3. Содержание задания и исходные данные согласно варианту задания.

4. Отзыв на курсовой проект.

5. Содержание.

6. Введение.

7. Расчетная часть с необходимыми расчетными схемами.

Ее следует разбить на подпункты. Рекомендуются следующие подпункты:

1) разработка однолинейной схемы подстанции;

2) расчет мощности подстанции и выбор силовых трансформаторов;

3) расчет максимальных рабочих токов;

4) расчет токов короткого замыкания;

5) выбор и проверка по режиму КЗ токоведущих частей и оборудования подстанции;

б) расчет параметров релейной защиты.

8. Технологическая часть.

Межремонтные испытания электрооборудования (указывается преподавателем-консультантом).

9. Вопросы охраны труда при эксплуатации электрооборудования.

10. Заключение.

11. Список литературы, подпись обучающегося, дата окончания работы над курсовым проектом.

Изложение материала в пояснительной записке должно быть кратким, ясным и последовательным. Объем записки не должен превышать 20—25 страниц. Для уменьшения объема вычисление токов короткого замыкания и выбор оборудования следует оформить в виде таблиц.

Расчетные формулы должны быть расшифрованы, указаны размерности величин, входящих в формулу, причем, если повторяются однотипные вычисления, формулу достаточно привести и расшифровать один раз.

Графическая часть курсового проекта (1 лист) выполняется на листе А1 в карандаше. Лист должен быть заполнен на 70—80 %. Все надписи на чертеже

выполняются стандартным шрифтом. В нижнем правом углу вычерчивается штамп установленного образца.

Документы, подлежащие представлению по каждой теме:

1. Однолинейная принципиальная схема первичных цепей проектируемой подстанции или схемы релейной защиты (графическая часть).

2. Пояснительная записка с необходимыми расчетами, схемами и обоснованием выбора оборудования и схем.

Одной из самых важных тем курсового проекта из рекомендованных примерной программой является «Расчет и выбор оборудования и аппаратуры трансформаторной подстанции».

#### Содержание задания

По заданной схеме питания понизительных подстанций и нагрузкам подстанции требуется:

1. Составить однолинейную схему электрических соединений подстанции.

2. Определить суммарную мощность потребителей, отнесенную к шинам проектируемой подстанции.

3. Определить необходимую мощность силового трансформатора на стороне 35 и 10 кВ.

4. Выбрать количество, тип и мощность силовых трансформаторов.

5. Определить мощность подстанции.

6. Рассчитать максимальные рабочие токи присоединений.

7. Произвести расчет токов короткого замыкания для характерных точек подстанции (РУ 35; 10 кВ);

8. Произвести выбор и проверку по токам короткого замыкания основного оборудования и токоведущих частей распределительного устройства 35 или 10 кВ (согласно заданию преподавателя) и указать их на однолинейной схеме:

а) сборных шин и изоляторов;

б) выключателей;

в) разъединителей;

г) трансформаторов тока;

д) трансформаторов напряжения.

9. Выбрать типы и установить выдержки времени релейных защит всех присоединений подстанции: вводов в распределительные устройства, понизительных трансформаторов, питающих линий и трансформаторов собственных нужд. Рассчитать ток срабатывания релейной защиты (для элемента по указанию преподавателя).

10. Разработать технологию эксплуатации одного из аппаратов проектируемой подстанции (специальное задание).

#### Исходные данные

Исходные данные для разработки проекта берутся из таблицы. Схема питания



Характеристика потребителей, питающихся от проектируемой подстанции	Напряжение $U_H$ 10кВ	—	2500	4500	2000	1500	6000	3500	5500	2000	3500
	Установленная мощность одного потребителя, $P$ , кВт	—	0,92	0,93	0,9	0,91	0,92	0,9	0,93	0,9	0,9
	cos	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	Коэффициент спроса, $K_c$	—	0,6	0,45	0,5	0,7	0,65	0,85	0,5	0,45	0,55
	Количество потребителей	—	2	5	4	2	4	2	3	4	5
		—	I	I	II	I	II	I	II	II	I
	Напряжение $U_H =$ 10 кВ	550	4000	2000	—	300	—	—	1200	—	—
	Установленная мощность одного потребителя, $P$ , кВт	0,9	0,92	0,9	—	0,92	—	—	0,93	—	—
	cosφ	0,6	0,5	0,6	—	0,55	—	—	0,65	—	—
	Коэффициент спроса, $K_c$	5	4	4	—	2	—	—	3	—	—
	Количество потребителей	II	I	II	—	I	—	—	I	—	—
	Мощность трансформаторов подстанции, от которой питается проектируемая ТП, $S_H$ , кВ·А	—	—	—	—	—	—	—	—	1000	25000
	Напряжение КЗ трансформаторов, $u_K$ , %	—	—	—	—	—	—	—	—	10,5	10,5
	Мощность трансформаторов	63	100	160	63	100	40	63	100	40	63

**Примечание:** при расчете мощности подстанций № 1 и 3 не следует учитывать мощность питающихся от них понизительных подстанций.

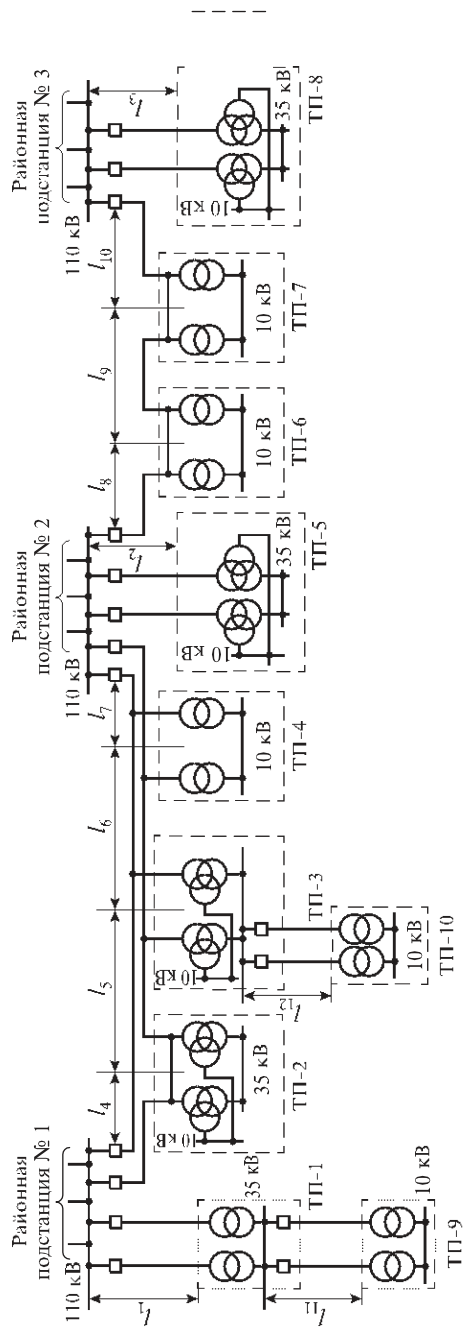


Рис. 9. Исходная схема для выполнения курсового проекта



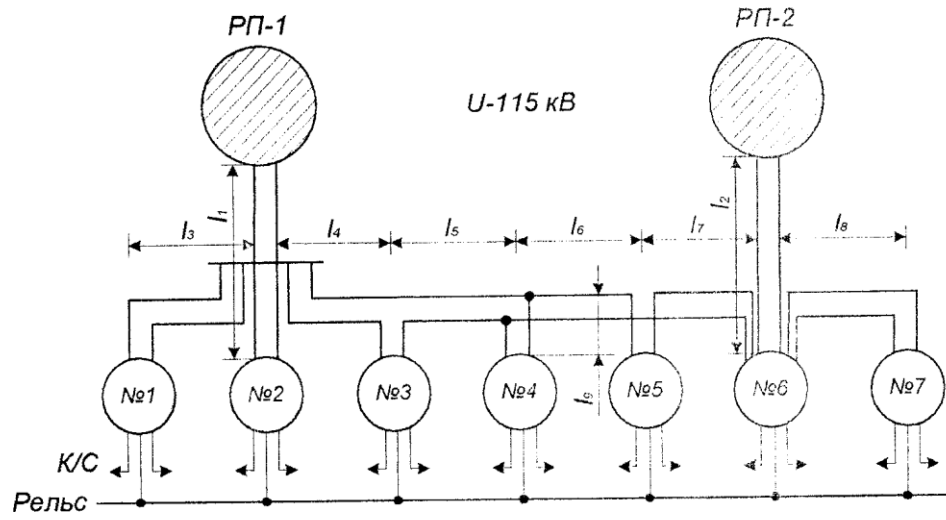


Рис. 1

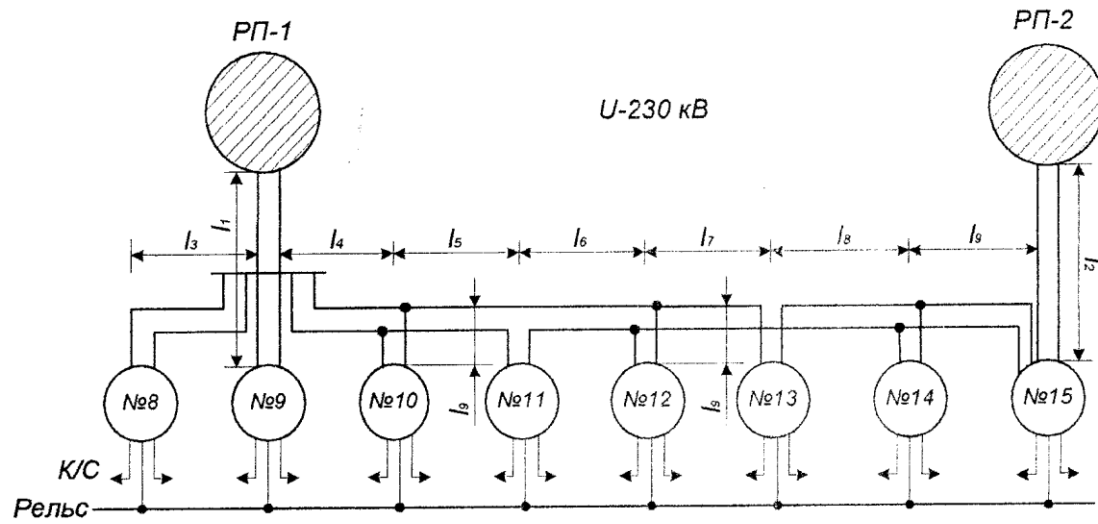


Рис. 2

Наименование	Варианты														
	Рис. 1							Рис. 2							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Характеристика электрифицируемого участка. Номинальное напряжение контактной сети. Количество путей. Тин рельса. Тип контактной подвески. Расстояние между тяговыми подстанциями L, км	Для всех вариантов 25 кВ. Участок двухпутный. Для всех вариантов ПБСМ-95+МФ-100. Принять согласно схемы внешнего электроснабжения.														
Схема внешнего электроснабжения. Длина воздушных линий, км:															
L1	-	15	-	15	25	35	40	-	20	-	20	10	40	80	65
L2	-	-	25	10	30	25	20	-	-	75	15	12	30	10	50
L3	40	45	40	50	55	50	60	25	45	55	60	50	50	40	50
L4	45	60	50	55	50	65	45	45	50	55	65	50	50	45	55
L5	50	50	55	45	55	60	65	50	55	60	60	45	50	50	65
L6	45	40	45	50	60	55	60	55	50	60	65	55	50	55	60
L7	55	-	-	40	-	-	50	40	45	55	60	60	45	50	60
L8	40	-	-	-	-	-	12	45	50	60	55	50	45	40	60
L9	-	-	-	2	-	-	-	-	-	20	-	10	-	3	-

## Методические указания к выполнению курсового проекта

Расчет максимальных рабочих токов шин и всех присоединений РУ проводится по расчетным формулам 3.1—3.9 [14].

Чтобы избежать завышенных значений токов на присоединениях, вводах и шинах РУ 10 кВ в случаях применения трехобмоточных силовых трансформаторов S -25000 кВА допускается вычислять эти токи по фактической мощности всех присоединенных потребителей к РУ 10 кВ [14, формула 3.8].

Расчет мощности потребителей трансформаторных подстанций проводится по единой методике для каждого уровня напряжения того распределительного устройства, откуда они получают питание (РУ 10 кВ или РУ 35 кВ). Расчет ведется в следующей последовательности.

1. Для каждого потребителя вычисляется наибольшая активная мощность  $P_{\max}$  по заданным значениям установленной мощности потребителей  $P_y$  и коэффициента спроса  $K_c$ , учитывающего режим работы, загрузку и КПД потребителей, кВт:

$$P_{\max n} = P_y \times K_c,$$

где  $n = 1, 2, 3 \dots$  номера потребителей электрической энергии.

2. На основании заданных типовых суточных графиков активной нагрузки потребителей (см. табл. 14 и рис. 7) и рассчитанных в п. 1 наибольших активных мощностей вычисляют активные нагрузки

потребителей для каждого часа суток по выражению, кВт:  $t$

$$P_t = \frac{P_n \%}{100} P_{\max n},$$

где  $P \%$  — значение мощности в процентах из типового графика для  $n$ -го потребителя в  $t$  час;

100 — переводной коэффициент из процентов в относительные единицы.

Вычисленные нагрузки по часам суток сводятся в таблицу и для каждого часа суток определяется суммарное потребление  $^n P$  (таблицу).

По результатам расчета в прямоугольных осях координат необходимо построить суточный график суммарной активной нагрузки потребителей  $^n P t$ . По таблице и графику определить наибольшую активную суммарную нагрузку  $P$  и соответствующий ей час суток, т.е. час, когда потребители берут от главного понижающего трансформатора наибольшую активную мощность (в таблице эту строку выделить) и наименьшую активную мощность  $P_{\min}$ .

Расчет активных нагрузок потребителей

Часы суток, $t$	Активная нагрузка, $P^t$ , кВт				Суммарная мощность, $\sum P$ , кВт
	потребитель 1	потребитель 2	...	потребитель $n$	
0(24)	$P_1^{0(24)}$	$P_2^{0(24)}$		$P_n^{0(24)}$	$P_1^{0(24)} + P_2^{0(24)} + \dots + P_n^{0(24)}$
1	$P_1^1$	$P_2^1$	...	$P_n^1$	$P_1^1 + P_2^1 + \dots + P_n^1$
2	$P_1^2$	$P_2^2$	...	$P_n^2$	$P_1^2 + P_2^2 + \dots + P_n^2$
3	$P_1^3$	$P_2^3$	...	$P_n^3$	$P_1^3 + P_2^3 + \dots + P_n^3$
...	...	...	...	...	...
23	$P_1^{23}$	$P_2^{23}$	...	$P_n^{23}$	$P_1^{23} + P_2^{23} + \dots + P_n^{23}$

Следует обратить внимание, что наибольшей суммарной мощности не обязательно в этот час соответствуют максимальные мощности отдельных потребителей. Далее необходимо рассчитать площадь графика  $\sum P$ , которая в выбранном масштабе выражает расход электроэнергии ( $W$ ) на потребителей за сутки в кВт ч.

Для определения наибольшей полной мощности потребителей необходимо рассчитать их реактивные мощности и суммарную реактивную мощность для часа наибольшей суммарной нагрузки.

Реактивная мощность отдельного потребителя вычисляется по формуле

$$Q_n = P_n \operatorname{tg} \varphi_n,$$

где  $P_n$  — активная мощность потребителя, попавшая в час наибольшей суммарной нагрузки, кВт;

$\operatorname{tg} \varphi$  — тангенс угла, определяемый для каждого потребителя по заданному коэффициенту мощности  $K_M = \cos \varphi$ .

$$\operatorname{tg} \varphi = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi} / \cos \varphi$$

Расчет выполняется для каждого потребителя, после чего определяется суммарная реактивная мощность всех потребителей  $\sum^n Q_{в}$  кВ·А.

Расчитанные значения суммарной активной  $\sum^n P$  и реактивной  $\sum^n Q$  мощностей позволяют определить полную мощность (нетяговых) потребителей на шинах вторичного напряжения подстанции ( $S_{n10}$ ,  $S_{n35}$  тяговых подстанций, а для трансформаторных — любого уровня в зависимости от задания).

Полная мощность определяется с учетом потерь в высоковольтных сетях и в трансформаторах подстанции. При этом постоянные потери считаются неизменными в течение суток независимо от времени нахождения трансформатора в работе и принимаются равными 1—2 % от полной мощности, а переменные в сетях и обмотках трансформатора, зависящие от изменяющейся в течение суток нагрузки, принимаются в пределах 5—8 %.

С учетом этого полная мощность потребителей определяется геометрической суммой активной и реактивной мощностей, кВ·А:

$$S_{max} = \left(1 + \frac{P_{пост} + P_{пер}}{100}\right) \sqrt{(\sum_1^n P)_{max}^2 + (\sum_1^n Q)_{max}^2}$$

где  $P_{пост}$  — постоянные потери 1-4 %;

$P_{пер}$  — переменные потери, 6-10%;

$\sum^n P_{max}$  — суммарная активная мощность потребителей, кВт; 1

$\sum^n Q_{max}$  — суммарная реактивная мощность потребителей, квар. 1

Расчет полной мощности нетяговых потребителей ведется отдельно для каждого распределительного устройства:  $S_{n10}$ ,  $S_{n35}$  и т.д.

Рекомендуемые типы трансформаторов собственных нужд и их основные электрические параметры приведены в табл. 26.

Электрические параметры трехфазных (Т) двухобмоточных масляных (М) трансформаторов на напряжение до 35 кВ

		Номинальное напряжение обмоток	Потери		
--	--	-----------------------------------	--------	--	--

Тип	Номинальная мощность	первичной, $U_{1н}$ , кВ	вторичной, $U_{2н}$ , кВ	холостого хода, $P_{х.х}$ , кВт	короткого замыкания, $P_{к.з}$ , кВт	Ток холостого	Напряжение короткого
1	2	3	4	5	6	7	8
ТМ-25/10	25	10	0,4	0,105	0,6	3,2	4,5
ТМ40/10	40	10	0,4	0,150	0,88	3,0	4,5
ТМ-63/10	63	10	0,4	0,220	1,28	2,8	4,5
ТМ-100/10	100	10	0,4	0,310	1,97	2,6	4,5

1	2	3	4	5	6	7	8
ТМ-100/27,5	100	27,5	0,4	0,390	1,97	2,6	6,5
ТМ-100/35	100	35	0,4	0,390	1,97	2,6	6,5
ТМ-160/10	160	10	0,4	0,460	2,65	2,4	4,5
ТМ-160/27,5	160	27,5	0,4	0,560	2,65	2,4	6,5
ТМ-160/35	160	35	0,4	0,560	2,65	2,4	6,5
ТМ-250/10	250	10	0,4	0,660	3,70	2,3	4,5
ТМ-250/27,5	250	27,5	0,4	0,820	3,70	2,3	6,5
ТМ-250/35	250	35	0,4	0,820	3,70	2,3	6,5
ТМ-400/10	400	10	0,4	0,920	5,50	2,1	4,5
ТМ-400/27,5	400	27,5	0,4	1,150	5,50	2,1	6,5
ТМ-400/35	400	35	0,4	1,150	5,50	2,1	6,5
ТМ-630/10	630	10	0,4	1,420	7,60	2,0	5,5
ТМ-630/27,5	630	27,5	0,4	1,700	7,60	2,0	6,5
ТМ-630/35	630	35	0,4	1,700	7,60	2,0	6,5

Примечания:

1. Трансформаторы имеют на стороне первичного напряжения устройство переключения ответвлений обмотки без возбуждения, позволяющее изменить коэффициент трансформации относительно номинального на  $\pm 5\%$ .

2. Приведенные характеристики одинаковы для трансформаторов внутренней и наружной установок.

3. Схема соединения обмоток:

— высшего (первичного) напряжения — «звезда»;

— низшего (вторичного) напряжения — «звезда» с выведенной нулевой точкой.

4. Группа соединения обмоток — нулевая.

Расчетная полная мощность для выбора главных понижающих трансформаторов определяется нагрузкой вторичных цепей. В случае двухобмоточного трансформатора, кВ·А:

$$S_{\max} = S_{n10} + S_{c.n}$$

и трехобмоточного, кВ·А:

$$S_{\max} = (S_{n10} + S_{c.n} + S_{n35})K_p.$$

Число главных понижающих трансформаторов на подстанциях определяется категорией потребителей и, как правило, их устанавливается два (количество может быть задано) с учетом надежного электроснабжения при аварийном отключении одного из трансформаторов.

В нормальном режиме в работе могут находиться один или два трансформатора в зависимости от величины нагрузки. При этом Правила устройства электроустановок допускают аварийную перегрузку на 40 % во время максимума общей суточной нагрузки продолжительностью не более шести часов в сутки в течение не более пяти суток.

Как правило, на подстанциях оба трансформатора находятся в работе. Мощность их целесообразно принять такой, чтобы при отключении одного из них электроснабжение обеспечивалось оставшимся в работе трансформатором с учетом допустимой перегрузки.

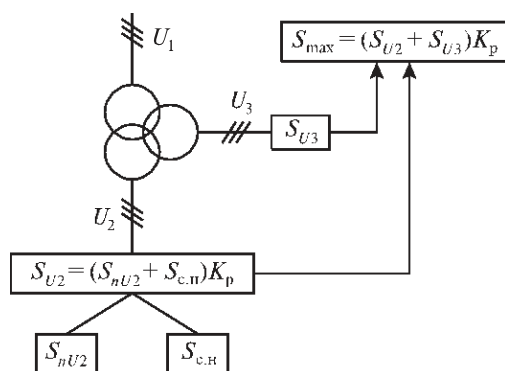
Поэтому мощность главных понижающих трансформаторов рекомендуется определять исходя из условий аварийного режима, кВ·А:

$$S = \frac{S_{\max}}{K(n-1)}$$

где  $S_{\max}$  — суммарная полная нагрузка трансформатора;

$K_{ав}$  — коэффициент допустимой аварийной перегрузки трансформатора по отношению к его номинальной мощности,  $K_{ав} = 1,4$ ;

$n_{тр}$  — количество главных понижающих трансформаторов, принятое или заданное к установке на подстанции.



Расчетная схема для определения максимальной полной мощности первичной обмотки главного понижающего трансформатора трансформаторной подстанции.

По расчетной мощности выбирается тип главного понижающего трансформатора по условиям:

$$S_{н.тр} \geq S_{тр.рас};$$

$$U_{1н} \geq U_{1раб};$$

$$U_{2н} \geq U_{2раб};$$

$$U_{3н} \geq U_{3раб};$$

Вычисление токов КЗ необходимо начать с составления расчетной схемы согласно заданной схеме питания подстанции. На ней указываются мощность КЗ на шинах районной подстанции, напряжение всех ступеней, длина линий, мощность и



напряжение КЗ понизительных трансформаторов; обозначаются точки, в которых необходимо вычислить токи КЗ. Необходимо выбрать время срабатывания релейных защит на вводе в распределительное устройство и на отходящих присоединениях с учетом селективности ее действия и указать это время на схеме.

На основании расчетной схемы составляется схема замещения цепи КЗ, на которой каждый элемент цепи представляют в виде эквивалентного индуктивного сопротивления; им присваивают порядковые номера, которые проставляются в числителе дроби, стоящей около соответствующего элемента. После этого приступают к вычислению относительных сопротивлений элементов цепи КЗ.

Так как мощность питающей энергосистемы не задана, ее относительное сопротивление следует вычислить по заданной мощности КЗ на шинах районной подстанции по формуле.

В случае применения трехобмоточных трансформаторов следует вычислить напряжение короткого замыкания каждой из обмоток трансформатора, а затем относительные сопротивления этих обмоток по формулам 4.5 [14].

После вычисления относительных сопротивлений каждого из элементов цепи КЗ их величины указываются на схеме замещения в знаменателе соответствующей дроби. В дальнейшем, последовательно преобразуя схему замещения, определяют относительные сопротивления до заданных точек КЗ.

Результаты по вычислению токов КЗ следует оформить в виде таблицы.

Учитывая различное время отключения токов КЗ выключателями ввода в РУ и отходящих присоединений, следует определить расчетные значения токов как для шин (точка К), так и для присоединений, (точка К). Расчет этот должен быть выполнен для указанного времени действия токов термической устойчивости выбираемого оборудования. Результаты расчетов сводятся в таблицу

Тепловой импульс

Место установки	$I_K$ , кА	$t_{рз}$ , с	$t_{ср}$ , с	$t_{св}$ , с	$t_a$ , с	$t_{откл}$ , с	$B_K$ , кА <sup>2</sup> ·с

Выбор выключателей, разъединителей, трансформаторов тока необходимо оформить в таблицы, вид которых рассматривался ранее в контрольной работе.

У выбранных трансформаторов тока должны быть проверены на соответствие классу точности обмотки класса 0,5. Для этого необходимо составить расчетные схемы присоединения приборов к вторичным обмоткам .

Класс точности трансформаторов тока должен соответствовать его назначению. Трансформаторы тока класса 0,5 применяют для присоединения расчетных

счетчиков (класс точности этих счетчиков на подстанции обычно 2,0), класса 1 для присоединения приборов технического учета, класса 3 (Р) или 10 — для присоединения релейной защиты.

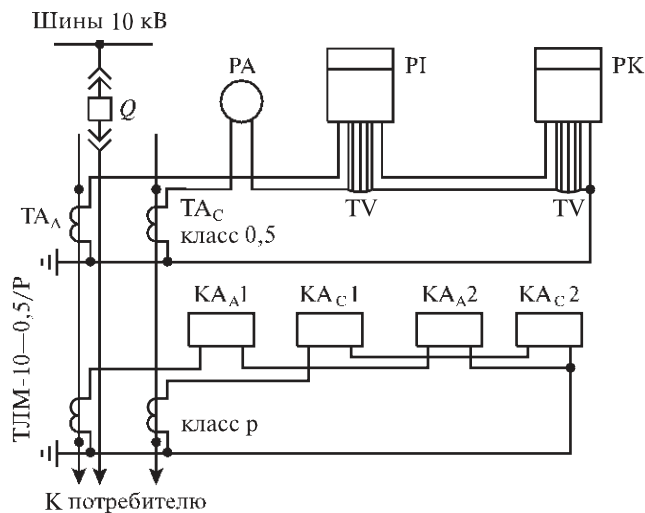


Рис. 11. Расчетная схема для проверки трансформатора тока по классу точности

Так как индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, можно принять

$$Z_2 \geq r_2, \text{ тогда } r_2 = r_{\text{пр}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{конт}},$$

где  $r_{\text{приб}}$  — сопротивление катушек всех последовательно включенных приборов, Ом;

$r_{\text{конт}}$  — сопротивление переходных контактов, принимаемое 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов.

Для трансформатора тока на линии районной нагрузки и вторичной обмотки трансформатора принимаем

$$r_{\text{приб}} = r_A + r_{\text{сч}} + r_p.$$

Сопротивление соединительных проводов, Ом:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho l_{\text{расч}}}{q}, \text{ пр}$$

где  $\rho$  — удельное сопротивление материала провода; провода контрольных кабелей с медными жилами ( $\rho = 1,75 \times 10^{-8}$  Ом) обязательно применяют во вторичных цепях подстанции с напряжением 220 кВ и больше, в остальных случаях обычно

используют провода с алюминиевыми жилами ( $p = 2,83 \times 10^{-8}$  Ом х м);

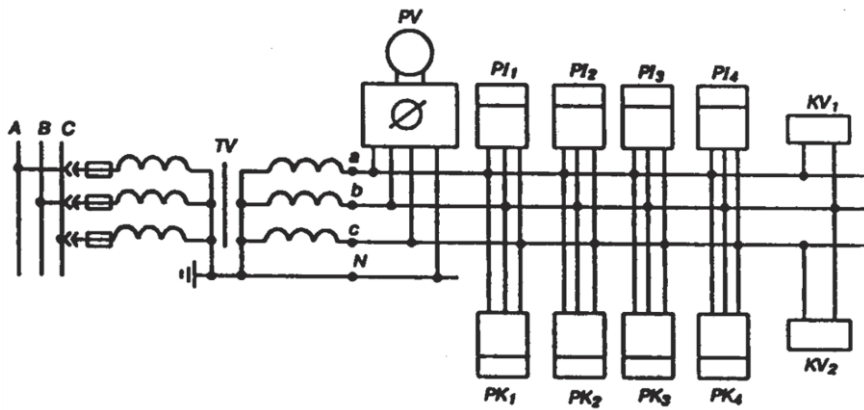
$l_{расч}$  — расчетная длина соединительного провода, она зависит от схемы соединения трансформаторов тока с приборами, м; если не известна точная длина проводов от трансформаторов тока до приборов, ее можно принять для разных присоединений приблизительно равной от 30 до 50 м.

Сечение проводов и жил кабеля  $q$  по условию механической прочности в токовых цепях не должно быть меньше  $4,0 \times 10^{-6}$  м<sup>2</sup> для алюминиевых жил.

Проверка трансформатора напряжения на соответствие классу точности также должна содержать соответствующую расчетную схему, представленную на рис. 12, на основании которой заполняется табл. 32 и вычисляется полная мощность всех приборов, присоединяемых к измерительному трансформатору.

Данные для расчета суммарной мощности приборов

Наименование	Тип	Число катушек напряжения в приборе	Число приборов	Мощность, потребляемая одной катушкой, В·А	cosφ	sinφ	Суммарная потребляемая мощность	
							$P_{приб}, Вт$	$Q_{приб}, вар$
Вольтметр	Э378	1	1	2	1	0	2	0
Счетчик активной энергии	СА3У	2	4	4	0,38	0,93	12,15	29,75
Счетчик реактивной энергии	СР4У	3	4	4	0,38	0,93	18,25	44,25
Реле напряжения	РН-50	1	2	1	1	0	2	0
Итого							34,4	74



Расчетная схема для проверки трансформатора напряжения

Составьте перечень видов релейных защит всех присоединений подстанции, включая газовую защиту трансформатора. Вычертите принципиальные схемы защит присоединений проектируемого РУ. Рассчитайте выбранные типы релейной защиты для указанного присоединения. Выбор и расчет релейной защиты подробно рассмотрен в методических указаниях к контрольной работе 2.

При разработке технологии эксплуатации (испытаний) электрооборудования воспользуйтесь технологическими картами на испытание электрооборудования. Укажите содержание работ (при необходимости приведите схемы измерений), инструменты и приборы, нормы времени, количественный и качественный состав исполнителей, вопросы безопасной работы.

## Список используемых источников

### Основной источник:

1. *Почаевец В.С.* Электрические подстанции. — М.: Желдориз-дат, 2001.
2. *Петров Е.Б.* Электрические подстанции. — М.: ГОУ «УМЦ ЖДТ», 2004.

### Дополнительные источники:

3. ГОСТ 2.755—87 ЕСКД — Обозначения условные графические в электрических схемах. Устройства коммутационные и контактные соединения.
4. ГОСТ 2.710—81 — Обозначения буквенно-цифровые в электрических схемах.
5. ГОСТ 2.748—68 — Обозначения условные графические электростанций и подстанций в схемах энергоснабжения.
6. *Алиев И.И., Казанский С.Б.* Кабельные изделия. — М.: Радио-софт, 2002. — 224 с.
7. *Макаров Е.Ф.* Обслуживание и ремонт электрооборудования электростанций и сетей. — М.: Академия, 2003.
8. *Митин Г.П.* Условные обозначения в отечественных и зарубежных электрических схемах. — М.: Изумруд, 2003.
9. *Москаленко А.В.* Электрические сети и системы. — М.: ГОУ «УМЦ ЖДТ», 2007.
10. *Рождкова Л.Д., Корнеева Л.К., Чиркова Т.В.* Электрическое оборудование электростанций и подстанций. — М.: Академия, 2004.
11. *Филатов А.А.* Обслуживание электрических подстанций оперативным персоналом. — М.: Энергоатомиздат, 1990.
12. *Южаков Б.Г.* Монтаж, наладка, обслуживание и ремонт электрических установок. — М.: ГОУ «УМЦ ЖДТ», 2008.
13. *Частоедов Л.А.* Электротехника: учебник. — М.: Высшая школа, 2004.
14. *Яцура А.И.* Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования. — М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006.
15. Инструкция МПС РФ от 14.03.2003 г. № ЦЭ-936. «Инструкция по техническому обслуживанию и ремонту оборудования тяговых подстанций электрифицированных железных дорог».

