

## Основные данные о работе

Версия шаблона	2.1
Вид работы	Комплексная электронная предзащита
Название дисциплины	Подготовка к процедуре защиты и защита выпускной квалификационной работы
Тема	
Фамилия выпускника	
Имя выпускника	
Отчество выпускника	
№ контракта	

## Содержание

	Введение.....	4
1	ГЛАВА 1. Характеристика подстанции.....	7
1.1	Структурная схема и характеристики производственных помещений подстанции.....	7
1.2	Общие сведения об электрической схеме подстанции.....	8
1.3	Основное электрооборудование подстанции.....	13
1.4	Анализ электрических нагрузок.....	16
2	ГЛАВА 2. Выбор основного электрооборудования подстанции...	18
2.1	Выбор силовых трансформаторов подстанции	18
2.2	Расчёт токов короткого замыкания	21
2.3	Выбор коммутационных аппаратов	25
2.4	Выбор сечения кабелей сети 10 кВ	33
2.5	Виды защит на ПС 110/10 кВ	37
3	ГЛАВА 3. Анализ работы электрооборудования подстанции.....	41
3.1	Расчёт заземляющих устройств	41
3.2	Молниезащита подстанции	45
3.3	Реконструкция силового оборудования	49
3.4	Реконструкция релейной защиты и автоматики подстанции	50
3.5	Капитальные затраты на проведение работ	57
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	67
	БИБЛИОГРАФИЯ	70
	ПРИЛОЖЕНИЯ	74

## **Введение**

Основное назначение электрических сетей - обеспечение надежного электроснабжения потребителей электротехники и электроустановок соответствующего качества.

Оно должно осуществляться в соответствии с требованиями технико-экономических показателей сети, то есть обеспечивать экономическую справедливость и как можно меньшие затраты.

В настоящее время инфраструктура развивается быстрыми темпами, а количество потребителей энергии растет. В связи с этим актуальной задачей проектирования является разработка электрических систем с использованием современных районных электростанций, отвечающих всем требованиям безопасного и надежного энергоснабжения и энергоэффективности, а также снижения эксплуатационных затрат.

Предметом последнего квалификационной работы была разработка электрической системы для небольшого распределительного центра. Разработанная электрическая система должна обеспечивать непрерывное и надежное электроснабжение потребителей всех категорий.

Разработка электрической системы включает в себя такие задачи, как выбор схемы электроснабжения, электрических трансформаторов на трансформаторных выводах, выбор современного коммутационного оборудования и релейной панели, защищающей трансформаторы от аварийного канала и аварийных отключений электроэнергии, а также от отключений линий электропередач.

Надежность системы электроснабжения потребителей напрямую зависит от правильного размещения трансформаторных подстанций (ТП) на территории микрорайона, а также от правильного расчета числа подстанций и мощности трансформаторов.

Надёжность схемы электроснабжения зависит от надёжности её отдельных элементов и способа их соединения. Инженерные оценки

надёжности базируются на характеристиках, определяемых по статистическим данным испытаний эксплуатируемых изделий или наблюдений за отказами объектов в процессе эксплуатации. При количественной оценке надёжности систем электроснабжения определяются показатели надёжности элементов, из которых состоит система.

Оптимальное расположение трансформаторных подстанций в непосредственной близости к центру питаемых ими групп потребителей. При таком расположении сокращается протяженность линий электропередач, уменьшается сечение проводов и кабелей, а значит, снижаются и затраты на сооружение сетей.

Целью выпускной квалификационной работы является «Реконструкция подстанции 110/10 кВ» на примере подстанции АО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция».

Проектирование нового строительства и реконструкции производится на базе широкого применения типовых проектов с использованием различных конструкций комплектных трансформаторных подстанции (КТП) и комплектных распределительных устройств (КРУ) заводского изготовления. Применение некомплектного оборудования должно быть обосновано.

В соответствии с поставленной целью необходимо решить следующие задачи:

1. Изучить теоретические основы работы электрооборудования РП 110/10 кВ;
2. Произвести подбор литературы и других источников для выполнения ВКР
3. Выбрать коммутационную, защитную и релейную аппаратуру
4. Определить капитальные затраты по модернизации силового оборудования и релейной защиты
5. Разработать схему электроснабжения
6. Выполнить графическую часть проекта.

Объект исследования – схема электроснабжения РП 110/10 кВ.

Предметом исследования является электрооборудование РП 110/10 кВ.

Гипотеза: Если провести реконструкцию схемы электроснабжения РП 110/10 кВ, то расширится возможность бесперебойного снабжения электроэнергией потребителей.

Практическая значимость исследования заключается в разработке схемы электроснабжения за счет применения нового электрооборудования РП.

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, трех глав, заключения, списка используемых источников, графической части.

## Основная часть

### ГЛАВА 1. Характеристика подстанции

#### 1.1 Структурная схема и характеристики производственных помещений подстанции

Подстанция РП 110/10кВ является распределительной подстанцией, она получает питание по двум воздушным линиям и питает потребители. В основном все потребители относятся к потребителям I категории и только около 3% - относятся к потребителям II категории.

Первая категория потребителей - электростанции, перерыв в электроснабжении которых может быть опасен для жизни людей, нанести значительный ущерб народному хозяйству, выход из строя крупного дорогостоящего оборудования, большого количества бракованных, сложных изделий, может привести к нарушению технологического процесса. Ухудшение функционирования основных элементов инженерной системы.

Когда вторая категория потребителей брошена на электроэнергию. Тогда дефицит электроэнергии связан только с острой нехваткой товаров, времени людей, автомобилей и промышленного транспорта. Все потребители завода питаются от двух независимых источников. Это отвечает требованиям надежного электроснабжения потребителей блока I.

Электроэнергия на участок автоматически вводится для потребителей первой категории.

Выбранный вариант структурного чертежа РУ должен быть детализирован для обоих напряжений (ВН и НН). Использовать ЗРУ на напряжение 110 кВ, предназначенное для приема и распределения трехфазной электрической энергии переменного тока напряжением 110 кВ и промышленной частотой 50 Гц. КРУН относится к низковольтным разработкам. Данная подстанция состоит из следующих элементов: - ЗРУ-110

кВ. - силовые трансформаторы; КРУН (комплектное распределительное устройство внутренней установки); жесткие и гибкие шины; заземление; грозозащиты; кабельных конструкций; фундаментов и ограждений; осветительных устройств; системы внутреннего отопления и вентиляции; охранно-пожарной сигнализации; линейного ввода.

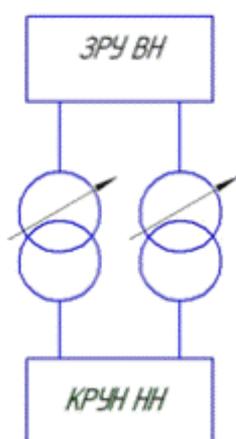


Рисунок 1 - Структурная схема

## 1.2 Общие сведения об электрической схеме подстанции

Новые проекты строительства и реконструкции будут основываться на распространении типовых проектов с использованием различных конструкций комплектных подстанций (КТП) и комплектных распределительных устройств заводского изготовления (КРУ). Использование несовершенного оборудования должно быть обосновано.

Современные и перспективные конструкции силовых цепей должны отвечать следующим требованиям:

- Максимальное использование существующих сетей 10-110 кВ с необходимым расширением и реконструкцией существующих подстанций и линий.

- Обеспечение электроснабжения с учетом категорий потребителей по надежности.

- Обеспечить требуемое качество электроэнергии.

- Гибкость схемы, т.е. приспособляемость к различным режимам передачи и распределения при изменении нагрузок потребителей, в том числе послеаварийных режимов работы сети.

- возможность последующего развития электрической сети без кардинальных изменений;

При выборе схемы подключения следует учитывать следующие факторы:

- Значение и роль подстанций в энергосистеме. Подстанции могут быть предназначены для снабжения электроэнергией отдельных потребителей или больших площадей, части энергосистемы или для соединения различных энергосистем. Роль подстанции определяет ее компоновку.

- Расположение подстанций в энергосистеме, схемы и напряжения прилегающих сетей. Подстанции бывают либо тупиковыми, проходными, либо ответвлениями. Схемы таких подстанций разные даже при одинаковом количестве трансформаторов одной мощности.<sup>1</sup>

Схема распределительного устройства 10 кВ зависит от схемы электроснабжения потребителя. Электроснабжение по одиночным или параллельным линиям, наличие резервных вводов для потребителей и т.д.

- Категории потребителей по надежности электроснабжения. С точки зрения надежности электроснабжения все электроприемники делятся на три категории.

- Среднесрочные перспективы расширения и развития подстанций и прилегающих участков сети. Схемы и компоновки распределительных устройств следует выбирать с учетом возможного увеличения количества присоединений по мере развития энергосистемы.

---

<sup>1</sup> Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учеб. для вузов/ В.А. Андреев– М.: Высшая школа, 2018. – С. 239.

При разработке распределительных устройств для подстанций не следует вносить существенные изменения. Это возможно только в том случае, если план выбран с учетом перспектив его развития.

При выборе электрической схемы учитываются допустимые токи короткого замыкания. При необходимости решается задача разделения сетей, выделения электроустановок на самостоятельное рабочее место и установки специальных токовых аппаратов.

Из сложного перечня условий, влияющих на выбор принципиальных схем электроустановок, можно выделить наиболее важные требования к схеме.

- Надежность электроснабжения населения;
- Пригодность для ремонта;
- Гибкость схем электроснабжения;
- Экономическая выгода.

Надежность - это свойство электрооборудования, являющегося частью электрической сети, которое предназначено для обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей со стандартным качеством электроэнергии. Повреждение оборудования в любой части цепи, как правило, не может привести к отключению электроэнергии. Качество контура должно соответствовать категориям потребителей, которые питаются от данной электростанции.

Надежность оценивается по частоте и продолжительности отключений потребителей электроэнергии.

Пригодность к ремонту электростанции зависит от того, как он может быть проведен без перерыва или снижения подачи электроэнергии потребителям. Обслуживание заданной программы может быть рассчитано по

частоте и среднему времени отключения потребителей для ремонта оборудования.

Эксплуатационная гибкость электрических цепей определяется их способностью создавать необходимые режимы работы и производить рабочие переключения.

Максимальная оперативная гибкость схемы обеспечивается, когда оперативное переключение в цепи осуществляется выключателем или другим коммутационным устройством с дистанционным приводом. Ликвидация аварийных ситуаций значительно ускорилась бы, если бы все операции выполнялись дистанционно и более эффективно за счет автоматизации.

Операционная гибкость измеряется количеством операционных переключений, сложностью и продолжительностью.

Описание метода внешнего источника питания

Распределительные устройства используются для приема электроэнергии, понижения уровня напряжения со 110 кВ до 10 кВ и распределения ее потребителям на напряжении 10 кВ.

Подстанция радиально питается от РП-1 110 кВ и является тупиковой. Питание каждого трансформатора осуществляется по кабельным линиям 110 кВ. Используется одножильный маслонаполненный кабель МНАШ с допустимым током нагрузки 380 А и сечением 150 мм<sup>2</sup>. Кабельные линии 110 кВ подключены к различным шинным системам ПС 110 кВ РП-1. Шинная система РП-1 110 кВ питается от двух независимых источников питания и соответствует требованиям по надежному электроснабжению потребителей I категории.

Электроснабжение трансформатора РП выполнено по блок-схеме «Кабельная линия - трансформатор» с установкой линейного разъединителя

РЛНД-2-110-1000 на ЗРУ-110 кВ. Между трансформаторами нет высоковольтных соединений. Нейтральная обмотка трансформатора ВН защищена от перенапряжения вентильными разрядниками и трансформатором НКФ-110. Кроме того, для заземления нейтрали установлен однофазный наружный заземлитель ЗОН-110У. В нормальном режиме трансформатор работает с изолированной нейтралью.

#### Описание внутреннего источника питания

Ввиду большого количества филиалов, большого количества приборов схема электроснабжения предприятий в пределах своей территории должна быть значительно совершеннее, чем схема внешнего электроснабжения, и в то же время дешевле и надежнее.

При наименьшем напряжении подстанции используется односекционная система сборных шин, которая управляет секциями и трансформаторами по отдельности. Схема с одной системой сборных шин позволяет использовать комплектное распределительное устройство, что снижает затраты на монтаж, широкое применение механизации и сокращение сроков строительства электроустановок. Для глубокого ограничения токов короткого замыкания. Используются трансформаторы с расщепленной обмоткой и группы подсекционных и выходных фидеров, а также отдельные реакторы. На подстанциях секторные реакторы не применяют из-за их неэффективности.

Электроснабжение потребителей подстанции осуществляется по лучевой схеме, при которой электрическая энергия от подстанции передается непосредственно на цеховую подстанцию без ответвления на пути к питанию других потребителей. Такие схемы имеют большое количество разъединяющих устройств и большое количество линий электропередач. Радиальные схемы

питания получили наибольшее распространение для питания достаточно мощных потребителей<sup>2</sup>.

Все трансформаторы в штатном режиме работают независимо, каждый на своем участке шинпровода 10 кВ. Трансформаторы подключаются к шинам секций через масляные выключатели МГГ-10-5000/1000Т, кроме первой секции трансформатора Т1, на которой установлен вводной выключатель ВМПЭ-10-1500-29Т. Выключатели секций МГГ-10-5000/1000Т выключены в штатном режиме, их цепи собраны, ключ АВР находится в положении «авто». От участка КРУ-10 кВ к потребителю отходят кабели с бумажно-пропитанной изоляцией типов ААШВ и ААБГ. Оснащен масляным выключателем ВМПЭ-10-1500-29Т, кроме ячейки 51, в которой установлен вакуумный выключатель АВВ ВД4-10-31,5/630.

Цепи с частичными выключателями предназначены для питания первой категории потребителей, но часто используются для питания второй категории потребителей.

На подстанции установлены трансформаторы тока типа ТВТ-110-600/5, ТШЛ 10-3000/5, ТПОЛ 10-1500/5, ТПШЛ 10-2000/5, ТПЛ 10-1000/5, ТПЛ 10-300/, оснащенные оборудование. 5 и трансформаторные напряжения типов НКФ-110 и ЗНОЛТ-10.

Схема разработана в соответствии с заданием на проектирование «Реконструкция распределительного устройства 110/10 кВ». Существующая ЗРУ-10 кВ №1 выполнена по нестандартной схеме «Две системы шин с шиносоединительными выключателями» и имеет две секции. Однолинейная схема до перестроения показана на Листе 1 в графической части проекта.

---

<sup>2</sup> Воропанова, Ю. В. Расчет сметной стоимости строительства объектов электроэнергетики: учебно-методическое пособие / Ю. В. Воропанова, М. Б. Перова. – Вологда: ВоГТУ, 2019. – С. 25.

После реконструкции он будет выполнен по схеме «две системы шин, разделенных выключателем» и состоять из четырех секций, что повысит надежность РУ-10. На листе 2 графической части проекта представлена схематическая однолинейная схема РУ после реконструкции.

Выбор схемы электроснабжения на напряжение 10 кВ зависит от состава потребителей энергии: их количества, категорий мощности и надежности. Так, для питания потребителей I категории и ответственных потребителей II категории, если каждый трансформатор получает питание по отдельным линиям, подключенным к независимым источникам, применяют две трансформаторные подстанции и двухлучевую схему питания. Если один из трансформаторов выйдет из строя, другой трансформатор возьмет на себя большую часть нагрузки из-за своей перегрузочной способности. Переключение нагрузки с вышедшего из строя трансформатора на работающий трансформатор происходит автоматически.

Схема электроснабжения для сети 10 кВ представлена на рис. А.1  
ПРИЛОЖЕНИЯ 1.

### **1.3 Основное электрооборудование подстанции**

В состав оборудования РП 110/10кВт входят:

- открытое распределительное устройство 110кВ (ОРУ-110кВ), на котором установлены силовые трансформаторы;

- закрытое распределительное устройство 110 кВ (ЗРУ-110 кВ) с разъединителями;

- закрытое комплектное распределительное устройство 10кВ (КРУ-10кВ), с секциями шин, с токоограничивающими групповыми реакторами, с масляными выключателями, разъединителями, трансформаторами тока и напряжения;

- главный щит управления (ГЩУ), в котором находятся панели управления, релейной защиты и автоматики, сигнализации;

- токоограничивающие реакторы и разъединители 10 кВ;

- два трансформатора собственных нужд;

- щит собственных нужд – 0,4кВ;

- щит постоянного тока;

- аккумуляторная батарея;

- кабельный подвал;

- вентиляционные системы;

- насосная станция пожаротушения.

К компоновке электрооборудования предъявляются следующие общие требования<sup>3</sup>:

- Помещения корпоративных распределительных устройств (РУ), принадлежащие сторонним организациям и примыкающие к объектам с оборудованием под напряжением, должны быть отделены от них и иметь отдельные запираемые выходы.

<sup>3</sup> Воропанова, Ю. В. Расчет сметной стоимости строительства объектов электроэнергетики: учебно-методическое пособие / Ю. В. Воропанова, М. Б. Перова. – Вологда: ВоГТУ, 2019. – С. 28.

Окна в помещении КРУ должны быть постоянно закрыты, а отверстия в перегородках между аппаратами, содержащими масло, должны быть герметизированы. Все отверстия, через которые проходят кабели, загерметизированы. Все проемы и проемы в наружных стенах объекта герметизируются или закрываются сеткой для предотвращения проникновения животных и птиц.

- Токоведущие части балласта и защитного оборудования должны быть защищены от случайного прикосновения. Электрооборудование распределительных устройств всех типов и напряжений должно соответствовать условиям эксплуатации как в номинальном режиме, так и при коротких замыканиях, перенапряжениях и перегрузках. Кабельные каналы и заземленные кабельные лотки КРУЭ должны быть покрыты огнеупорной плитой, места выхода кабелей из кабельных каналов, лотков, перекрытий и переходов между кабельными отсеками должны быть герметизированы огнеупорным материалом. Туннели, подвалы и водные пути должны содержаться в чистоте, а дренажные системы должны обеспечивать беспрепятственный сток воды. Нефтеприемники, гравийные подушки, желоба и маслоотводы должны содержаться в исправном состоянии. Уровень масла в масляном выключателе, трансформаторе напряжения и вводах должен оставаться в пределах шкалы масломера при максимальной и минимальной температуре окружающей среды.

- Выключатели и их приводы должны иметь индикаторы разомкнутого и замкнутого положения. Индикаторы включения и выключения необходимы для приводов разъединителей, заземляющих ножей, сепараторов, КЗ и другого оборудования, разделенного стенами.

КРУ должны включать переносные заземлители, защитное противопожарное и вспомогательное оборудование (песок, огнетушитель), противогазы, респираторы и средства для оказания первой помощи пострадавшим при аварии. При эксплуатации силового трансформатора необходимо обеспечить его надежную работу.

Нагрузка, уровень напряжения, температура, свойства масла и параметры изоляции должны соответствовать установленным нормам. Охлаждение, регулировка напряжения и другие элементы должны содержаться в исправном состоянии. Уровень масла в расширителе неработающего трансформатора (реактора) должен соответствовать температуре масла трансформатора тока (реактора).

Обслуживающий персонал использует показания тепловой сигнализации и термометров на трансформаторах с расширителями, а также показания манометров и вакуумметров на «Советоле» или маслонаполненных герметизированных трансформаторах для определения верхнего слоя масла. Следует контролировать температуру. Если давление в баке превышает 50 кПа (0,5 кгс/см<sup>2</sup>), следует уменьшить нагрузку на трансформатор.

- Гравийная засыпка отстойника трансформатора (атомного реактора) должна содержаться в чистоте. В случае сильного загрязнения его следует заменить или очистить. В случае автоматического отключения трансформатора (реактора) из-за защитного действия от внутренних повреждений (газовых, дифференциальных) ввод трансформатора (реактора) в работу допускается только после осмотра, испытания, анализа и удаления газа, масла и т. д. Выявленные дефекты (повреждения).

Если трансформатор (реактор) отключен от защиты, его работа не связана с внутренними повреждениями и может быть снова включена без проверки после внешнего осмотра.

Аварийный вывод трансформатора из работы необходим при: сильном неравномерном шуме и потрескивании внутри трансформатора; ненормальном и постоянно возрастающем нагреве трансформатора при нормальных нагрузке и работе устройств охлаждения; выбросе масла из расширителя и разрыве диафрагмы выхлопной трубы; течи масла с понижением его уровня ниже уровня масломерного стекла.

Трансформаторы выводятся из работы также при необходимости немедленной замены масла по результатам лабораторных анализов.

#### **1.4 Анализ электрических нагрузок**

Расчетная нагрузка является одним из основных входных параметров при проектировании электрических систем, сетей и установок. Определение нагрузки требуется для выбора количества и мощности блоков электростанции.

количество и мощность трансформаторов подстанции, напряжение, сечение проводов и количество цепей в ЛЭП; Расчет мощности и потерь мощности, расчет отклонений напряжения в электрических сетях и выбор средств регулирования напряжения и др.

Под расчетной (максимальной) нагрузкой понимается максимальная средняя нагрузка за 30 минут, ожидаемая в конце расчетного периода развития сети или установки. Расчетную продолжительность можно получить в пределах 5-20 лет.

Помимо расчетной нагрузки, при проектировании важно знать график нагрузки. Характер нагрузки меняется со временем. В большинстве методов проектирования используются ежедневные графики нагрузки, годовые графики нагрузки по периодам и годовые графики максимальной нагрузки для каждого месяца.

По данным предприятия получим таблицу расчетных нагрузок.

Результаты отражены в таблице 1.

Таблица 1

Суммарная расчетная нагрузка РП

Наименование потребителей	$S_p$ , кВт	$I_p$ , А
Производственные цеха	4870,81	7030,4
Общественные здания	1598,46	2307,2
Итого:	6469,27	9337,6

## ГЛАВА 2. Выбор основного электрооборудования подстанции

### 2.1 Выбор силовых трансформаторов подстанции

Данная распределительная подстанция рассчитана на обеспечение электроэнергией на уровне 10 кВ цехов, расположенных в непосредственной близости: чугунолитейного, водопроводного, доменного цеха №1, коксохимического и кислородного производств. Подстанция также питает паровоздуховную станцию ТЭЦ НЛМК, газоочистку ККЦ-1, ТП городских электрических сетей, несколько мощных компрессоров кислородного производства, механосборочный цех металлургического оборудования.

Определим плотность электрической нагрузки по формуле:

$$\sigma = \frac{P_p}{F_{\text{мк}}}, \text{ МВт/км}^2, \quad (2.1.1)$$

где  $P_p$  – активная расчетная нагрузка, МВт;

$F_{\text{мк}}$  – площадь, км<sup>2</sup>.

Плотность электрической нагрузки:

$$\sigma = \frac{6,46}{0,31} = 20,8 \geq 8, \text{ МВт/км}^2.$$

Будем рассматривать трансформаторы мощностью 630 или 1000кВ·А.

Минимальное количество трансформаторов, которое необходимо для обеспечения электроснабжения определяется по формуле.

$$N_{\text{Т.мин}} = \frac{S_p}{k_3 \cdot S_{\text{Т.ном}}}, \text{ шт}, \quad (2.1.2)$$

где  $S_p$  – расчетная нагрузка потребителей, кВ·А;

$k_3$  – коэффициент загрузки трансформатора ( $k_3=0,7$ );<sup>4</sup>

$S_{\text{Т.ном}}$  – номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

<sup>4</sup> ГОСТ 13109-97 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего значения. / Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации. – Введ. 01.01.99. – М.: Издательство стандартов, 2019. – С. 25.

Для электроснабжения потребителей с мощностью  $S_{\text{тп}} = 1141,31 \text{ кВ}\cdot\text{А}$  запроектируем отдельную двухтрансформаторную подстанцию.

Для определения электрических нагрузок, приходящихся на каждую подстанцию, воспользуемся формулами определения максимумов нагрузки.

Расчетный максимум активной нагрузки определяется по формуле:

$$P_{\text{р.м}} = P_{\text{зд.мах}} + \sum_{i=1}^n K_{\text{yi}} P_{\text{зди}}, \text{ кВт}, \quad (2.1.3)$$

где  $P_{\text{зд.мах}}$  – наибольшая активная нагрузка цеха из числа потребителей, питаемых от ТП, кВт;

$P_{\text{зди}}$  – расчетные активные нагрузки других потребителей, кВт;

$K_{\text{yi}}$  – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных помещений [1].

Расчетный максимум реактивной нагрузки определяется по формуле:

$$Q_{\text{р.м}} = Q_{\text{зд.мах}} + \sum_{i=1}^n k_{\text{yi}} Q_{\text{зди}}, \text{ квар}, \quad (2.1.4)$$

где  $Q_{\text{зд.мах}}$  – наибольшая активная нагрузка потребителей из числа потребителей, питаемых от ТП, кВт;

$Q_{\text{зди}}$  – расчетные активные нагрузки других потребителей, кВт;

$k_{\text{yi}}$  – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий помещений<sup>5</sup>.

Пример расчета приведем для ТП2:

$$P_{\text{р.м}} = P_2 + 0,9 \cdot (P_1 + P_3 + P_8 + P_{15}), \quad (2.1.5)$$

$$P_{\text{р.м}} = 151,77 + 0,9 \cdot (143,13 + 151,77 + 211,92 + 139,2) = 733,2, \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{р.м}} = Q_{15} + 0,9 \cdot (Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_8), \quad (2.1.6)$$

$$Q_{\text{р.м}} = 52,84 + 0,9 \cdot (33,88 + 35,01 + 35,01 + 51,69) = 192,9, \text{ квар},$$

<sup>5</sup> Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учеб. для вузов/ В.А. Андреев– М.: Высшая школа, 2018. – С 438.

$$S_{p.m} = 758, \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме определяется по формуле:

$$K_3 = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{N \cdot S_{HT}}, \quad (2.1.7)$$

где  $P_p$  – расчетная активная нагрузка потребителей, питаемых от ТП, кВт;

$Q_p$  – расчетные реактивная нагрузка потребителей, питаемых от ТП, квар;

$N_T$  – число силовых трансформаторов, устанавливаемых в ТП, шт;

$S_{HT}$  – номинальная мощность силового трансформатора, кВ·А.

$$K_{3,ТП2} = \frac{758}{2 \cdot 630} = 0,602 < 0,7.$$

Загрузка силовых трансформаторов в послеаварийном режиме характеризуется коэффициентом  $k_{3,AB}$ , который определяется по формуле:

$$k_{3,AB} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{(N-1) \cdot S_{HT}}, \quad (2.1.8)$$

$$K_{3,AB,ТП2} = \frac{758}{630} = 1,2 < 1,4.$$

Результаты расчета для остальных подстанций приведены в таблице 3.2.

Таблица 2

### Выбор трансформаторов

№ТП	$S_p$ , кВ·А	$S_{HT}$ , кВ·А	Кол-во Трансформаторов	$K_3$	$K_{3AB}$
ТП1	872,4	630	2	0,69	1,38

ТП2	758	630	2	0,7	1,2
ТП3	900,38	630	2	0,7	1,4
ТП4	815,19	630	2	0,65	1,29
ТП5	826,14	630	2	0,66	1,31
ТП6	865,57	630	2	0,68	1,37
ТП7	1141,31	1000	2	0,57	1,14

## 2.2 Расчёт токов короткого замыкания

В энергосистеме, помимо нормальных режимов работы, могут возникать аварийные режимы, наиболее тяжелыми из которых считаются трехфазные короткие замыкания. Токи в таких режимах значительно превышают нормальные токи и измеряются в килоамперах. Расчет токов короткого замыкания проводится для того, чтобы впоследствии выбрать коммутационное и защитное оборудование, способное выдержать и защитить от таких режимов работы.

Расчет токов короткого замыкания в сети напряжением 10 кВ

Для расчета токов короткого замыкания составляется расчетная схема, представляющая собой упрощенный вариант однолинейной схемы, и схема замещения, в которой все элементы заменяются сопротивлениями. Рассматриваются два режима работы схемы: максимальный и минимальный.

Схему замещения при работе в разомкнутом режиме (см. приложение Б на рис. Б.1).

Схему замещения при работе в режиме магистрали (послеаварийный режим) (см. приложение Б на рис. Б.2).

Определим параметры схем замещения, для этого зададимся необходимыми исходными данными.

Распределительный пункт (РП) примем в расчете, как систему с током трехфазного  $I_{к.с}^{(3)} = 9,3$  (кА).

Реактивное сопротивление системы определяется по формуле:

$$X_c = \frac{U_{кз}}{\sqrt{3} \cdot I_{к.с}^{(3)}}, \text{ Ом,}$$

(2.2.1)

где  $U_{ср}$  – среднее напряжение, кВ;

$I_{к.с}^{(3)}$  – ток трехфазного КЗ на стороне 10 (кВ), кА.

Активное сопротивление для кабельных линий определим по выражению:

$$R_w = R_{o.w} \cdot l, \text{ Ом},$$

(2.2.2)

где  $R_{o.w}$  – удельное активное сопротивление, Ом/км;

$l$  – длина линии, км.

Пример расчета:

Активным сопротивлением системы пренебрегаем, поскольку оно более, чем в три раза меньше, чем реактивное.

$$X_c = \frac{U_{кз}}{\sqrt{3} \cdot I_{к.с}^{(3)}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 9,3} = 0,652, \text{ Ом};$$

$$R_{w1} = R_{o.w1} \cdot l = 0,169 \cdot 0,55 = 0,093, \text{ Ом};$$

$$X_{w1} = X_{o.w1} \cdot l = 0,078 \cdot 0,55 = 0,043, \text{ Ом};$$

$$Z_{w1} = \sqrt{R_{w1}^2 + X_{w1}^2} = \sqrt{0,093^2 + 0,043^2} = 0,103, \text{ Ом}.$$

Параметры остальных линий рассчитываются аналогично. Результаты расчетов приведены в табл. 3.

Таблица 3

Параметры схемы замещения

Элемент	$R_0$ , Ом/км	$X_0$ , Ом/км	$L$ , км	$R$ , Ом	$X$ , Ом	$Z$ , Ом
Система					0,652	0,652
W1	0,169	0,078	0,55	0,093	0,043	0,102
W2	0,208	0,079	0,14	0,029	0,011	0,031
W3	0,261	0,08	0,38	0,099	0,030	0,104
W4	0,329	0,081	0,46	0,151	0,037	0,156
W5	0,261	0,08	0,19	0,050	0,015	0,052
W6	0,208	0,079	0,17	0,035	0,013	0,038
W7	0,169	0,078	0,68	0,115	0,053	0,127
W8	0,329	0,081	0,6	0,197	0,049	0,203

W9	0,32	0,08	0,	0,19	0,0	0,20
	9	1	6	7	49	3

В нормальном режиме работы сеть 10 кВ работает в разомкнутом режиме по точке потокораздела.

Рассчитаем токи КЗ для случаев, когда сеть работает в нормальном режиме, а также при работе в послеаварийном режиме- при отключении (в случае КЗ и при выводе в ремонт) линии W1 в режиме магистрали.

Ток трехфазного КЗ рассчитывается по формуле:

$$I_k^{(3)} = \frac{U_\phi}{\sqrt{3} \cdot Z_\Sigma}, \text{ кА,}$$

(2.2.3)

где  $Z_\Sigma$  – суммарное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Ударный ток рассчитывается формуле:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_k^{(3)} \cdot K_y, \text{ кА,}$$

(2.2.4)

где  $K_y$  – ударный коэффициент, который находится по формуле:

$$K_y = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}},$$

(2.2.5)

где  $T_a$  – постоянная времени переходного процесса.

$$T_a = \frac{X}{\omega \cdot R}, \text{ с,}$$

(2.2.6)

где  $X$  – реактивное сопротивление контура, образованного КЗ, Ом;

$\omega$  – угловая частота ( $\omega=314$  при частоте питающей сети 50 Гц);

$R$  – активное сопротивление контура, образованного КЗ, Ом.

Пример расчета для рисунка П7.1:

$$I_k^{(3)} = \frac{U_\phi}{\sqrt{3} \cdot Z_\Sigma} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot (0,652+0,102)} = 8,04, \text{ кА};$$

$$T_a = \frac{x}{\omega \cdot R} = \frac{0,652+0,078}{314 \cdot 0,169} = 0,014, \text{ с};$$

$$K_y = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,014}} = 1,48,$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_k^{(3)} \times K_y = \sqrt{2} \cdot 8,04 \cdot 1,48 = 16,94, \text{ кА};$$

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,04 = 6,96, \text{ кА}.$$

Результаты расчетов для всех точек расчета (см. табл. 2.2).

Таблица 4

Результаты расчета токов КЗ в сети 10 кВ

Точка КЗ	К1	К2	К3	К4	К5	К6	К7
Рабочий режим электрической сети							
$I_k^{(3)}, \text{ кА}$	8,04	7,72	6,82	5,8	6,98	7,43	7,79
$I_k^{(2)}, \text{ кА}$	6,96	6,68	5,9	5,02	6,05	6,43	6,74
$K_y$	1,48	1,23	1,1	1,04	1,10	1,23	1,48
$I_y, \text{ кА}$	16,84	13,42	10,64	8,56	10,9	12,92	16,32
Послеаварийный режим электрической сети							
$I_k^{(3)}, \text{ кА}$	7,79	7,43	6,98	5,92	5,37	5,23	—
$I_k^{(2)}, \text{ кА}$	6,74	6,48	6,05	5,13	4,65	4,53	—
$K_y$	1,48	1,23	1,1	1,04	1,03	1,02	—
$I_y, \text{ кА}$	16,32	12,92	10,9	8,73	7,79	7,53	—

ТП7							
$I_k^{(3)}$ , кА	7,5	7,5	—	—	—	—	—
$I_k^{(2)}$ , кА	6,5	6,5	—	—	—	—	—
$K_y$	1,24	1,24	—	—	—	—	—
$I_y$ , кА	13,19	13,19	—	—	—	—	—

### 2.3 Выбор коммутационных аппаратов

Электрооборудование, изоляторы и оборудование, находящееся под напряжением, работают в трех основных режимах условий эксплуатации: длительном, перегрузочном (повышенная нагрузка, достигающая для некоторого оборудования значений до номинальных 1,4) и коротком замыкании. (короткое замыкание).

При длительной эксплуатации надежная работа приборов, изоляторов и токоведущих устройств обеспечивается правильным подбором номинальных напряжений и токов.

В режиме перегрузки ограничение величины и продолжительности повышения напряжения или тока обеспечивает надежную работу устройств электроустановки и других устройств, а запас мощности обеспечивает нормальную работу электроустановки. увеличивать.

В режиме короткого замыкания надежная работа устройств, изоляторов и токоведущих устройств обеспечивается соответствием выбранных параметров устройств требованиям по термической и электромеханической стойкости. Для автоматических выключателей, предохранителей и выключателей нагрузки добавлены условия выбора на основе отключающей способности.

На стороне 10 кВ будут установлены вакуумные выключатели серии ВБЭС-10-31,5/1600 УХЛ2 в качестве линейных выключателей и ВГГ-10-63/4000 У в качестве вводных и частичных выключателей.

Вакуумные выключатели типа ВБЭС-10-31,5 предназначены для коммутации электрических цепей в нормальном и аварийном режимах в сетях трехфазного переменного тока с изолированной нейтралью частотой 50 и 60 Гц и номинальным напряжением до 12 кВ.

Выбор выключателей и разъединителей

Выбор высоковольтных выключателей проводится по следующим параметрам:

- по напряжению электроустановки  $U_{уст}$ :

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение выключателя, кВ;

- по длительному току:

$$I_{р.мах} \leq I_{ном},$$

где  $I_{ном}$  – номинальный ток выключателя, А;

- по отключающей способности:

$$I_{К.мах}^{(3)} \leq I_{откл.},$$

где  $I_{откл.}$  – номинальный ток отключения выключателя, кА;

- на электродинамическую стойкость:

$$i_{дин.} = i_{пр.скв.} \geq i_{уд.},$$

где  $i_{пр.скв.}$  – предельный сквозной ток выключателя, кА;

$i_{уд.}$  – расчётное значение ударного тока, кА;

$i_{дин.}$  – действующее значение предельного сквозного тока короткого замыкания, кА;

- на термическую стойкость:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T; \quad (2.3.1)$$

$$B_k = (I_{Kmax}^{(3)})^2 \cdot t_{сз}, \quad (2.3.2)$$

где  $B_k$  – тепловой импульс по расчёту;

$I_T$  – предельный ток термической устойчивости, кА;

$t_T$  – длительность протекания тока  $I_T$ , с;

$t_{сз}$  – время срабатывания защиты, с.

Выбора выключателя Q1.

Предварительно выбираем вакуумный выключатель типа ВБЭС-10-31,5/1600 УХЛ2:

$$U_{уст}=10 < U_{ном}=12 \text{ [кВ]};$$

$$I_{p,max}=205.2 \text{ А};$$

$$I_{K,max}=6,58 \text{ кА} \leq I_{откл}=31,5 \text{ кА}$$

$$i_{дин.} = i_{пр.скв.} = 15,75 \text{ кА} < i_{уд} = 80 \text{ кА},$$

$$B_k = 6,58 \cdot 2 = 13,16 \text{ кА} \leq I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таким образом, из проведенных расчетов видно, что вакуумный выключатель типа ВБЭС-10-31,5/1600 УХЛ2 удовлетворяет условиям выбора.

Таблица 5

Технические данные выключателей

Условия выбора	Численное Значение	Линейный ВБЭС-10-31,5/1600 УХЛ2	Численное Значение	Вводный и секционный ВГГ-10-63/4000 У
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ	10 кВ	10 кВ
$I_{p,max} \leq I_{ном}$	205,2 А	1600 А	1650 А	4000 А
$I_{K,max}^{(3)} \leq I_{откл.}$	6,58 кА	31,5 кА	6,58 кА	63 кА
$i_{дин.} = i_{пр.скв.} \geq i_{уд.}$	15,75 кА	80 кА	15,74 кА	161 кА

$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	13,16кА <sup>2</sup> с	2976,8 кА <sup>2</sup> ·с	13,16 кА <sup>2</sup> с	77763 кА <sup>2</sup> ·с
----------------------------	------------------------	---------------------------	-------------------------	--------------------------

В КРУ-10 кВ выполним установку разъединителей РВК-10/2000.

Разъединитель имеет технические характеристики, приведенные в табл. 6.

Таблица 6

Технические характеристики разъединителя типа РВК-10/2000

Параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток, А	2000
Ток электродинамической стойкости, кА	31,5
Ток термической стойкости, 3 с	80

### I. Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Выбор трансформаторов осуществляется:

- по напряжению установки  $U_{цеп} \leq U_{ном}$  ;
- по току  $I_p \max \leq I_{1 ном}$  ;
- по конструкции и классу точности ;
- по электродинамической стойкости  $i_{уд} \leq i_{дин}$  ;
- по термической стойкости  $B_k \leq I_T^2 t_T$  ;
- по вторичной нагрузке  $Z_2 \leq Z_{2ном}$  ,

где  $Z_2$  – сопротивление вторичной нагрузки трансформатора тока;  $Z_{2,ном}$  – номинальное допустимое сопротивление нагрузки трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому принимаем  $Z_2 \approx r_2$ . Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов<sup>6</sup>:

<sup>6</sup> Князевский, Б.А. Охрана труда в электроустановках: Учебник для вузов / Б.А.Князевского. – Москва: Энергоатомиздат, 2019.– С. 154.

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_k. \quad (2.3.3)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению [Зс.104]:

$$r_{\text{приб}} = S_{\text{приб}}/I_2^2, \quad (2.3.4)$$

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

$I_2$  – вторичный номинальный ток приборов.

Сопротивление контактов принимаем равным 0,1 Ом.

Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие<sup>7</sup>:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_k \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (2.3.5)$$

откуда:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k,$$

Зная  $r_{\text{пр}}$ , можно определить сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \ell_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (2.3.6)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала провода.

Применяем провода с медными жилами  $\rho = 0,0178$  Ом/м.

$l$  – расчётная длина соединительных проводов.

На стороне 10 кВ устанавливаем трансформаторы тока.

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{1\text{ном}} = 3000 \text{ А};$$

$$I_{\text{р max}} = 1650 \text{ А};$$

$$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд}} = 5,38 \text{ кА};$$

$$I_t^2 t_t = 84672 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_k = 10,76 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$Z_{2\text{ном}} = 10 \text{ Ом в классе точности } 0,5.$$

Проверяем трансформатор тока по вторичной нагрузке.

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{1}{5} = 0,2 \text{ [ Ом]}$$

Допустимое сопротивление проводов:

<sup>7</sup> Князевский, Б.А. Охрана труда в электроустановках: Учебник для вузов / Б.А.Князевского. – Москва: Энергоатомиздат, 2019.– С. 155.

$$r_{\text{пр}}=10 \cdot 0,2 + 0,1 = 9,7 \text{ [Ом]}$$

Принимаем длину проводов  $\ell_{\text{расч}}=40\text{м}$ , тогда сечение:

$$q = \frac{0,0178 \times 40}{9,7} = 0,08 \text{ [мм}^2\text{]}.$$

Согласно требованиям ПУЭ принимаем контрольный медный кабель ВВГ с жилами сечением  $2,5 \text{ мм}^2$ .

Таблица 7

### Трансформаторы тока

Условия выбора	На вводе и секционный		
	Расчетное значение	ТПШФЛД-10-3000/5 УЗ	
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб,мах}}$	$I_{\text{раб,мах}} = 1650 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3000 \text{ А}$	
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}} = 5,38 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$	
$I^2 \cdot t \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 10,76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2 \cdot t = 84672 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	
Условия в ыбора	На фидерах нагрузки		
	Расчетное значение	ТПЛ-10-1500/5 УЗ	ТПЛ-10-1000/5 УЗ
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб,мах}}$	$I_{\text{раб,мах}} = 1050; 940; 550 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}} = 5,38 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$

$I^2 \cdot t \geq B_k$	$B_k=10,76$ кА <sup>2</sup> ·с	$I^2 \cdot t=1587$ кА <sup>2</sup> ·с	$I^2 \cdot t=1016$ кА <sup>2</sup> ·с
------------------------	-----------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------

## II. Выбор трансформаторов напряжения

Условие выбора трансформатора напряжения:

1. По напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$$

2. По расчетной нагрузке вторичных цепей:

$$S_2 \leq S_{2\text{ном}}$$

где  $S_{2\text{ном}}$  – номинальная вторичная мощность (при заданном классе точности 0,5).

На стороне 10 кВ устанавливаем трансформаторы типа НАМИТ-10:

$$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ} = U_{\text{сети}}=10 \text{ кВ};$$

$$S_2=300\text{МВ} \leq S_{2\text{ном}}=630\text{МВ}$$

Трансформатор напряжения подключаются через предохранители:

на 10 кВ - ПКН-001-10 УЗ:  $U_{\text{ном}}=10\text{кВ}$ ,  $I_{\text{мин.откл.}}=2 \text{ А}$ .

## III. Выбор ограничителей перенапряжения

Защиту от перенапряжений изоляции трансформаторов и аппаратуры выше 1кВ подстанции выполняем ограничителями перенапряжения. Параметры ОПН представлены табл. 8.

Создание ограничителей перенапряжения позволило отказаться от дорогостоящих и ненадежных искровых промежутков, значительно (на 30-50%) снизить уровень ограничения коммутационных перенапряжений, в 2-3 раза улучшить массово-габаритные показатели защитных аппаратов.

Таблица 8

Выбор ОПН

Тип ОПН	ОПН – РС-10/12,7УХЛ1
Класс напряжения с сети	$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$

Наибольшее рабочее длительно допустимое напряжение	$U_{\text{длит.доп}}=12,7 \text{ кВ}$
Номинальный разрядный ток, при импульсе 8/20 мкс	$I_{\text{ном.разр}}=10 \text{ кА}$
Мах. амплитуда импульса тока 4/10 мкс	$I_{\text{ампл}}=100 \text{ кА}$

### Выбор дугогасящих реакторов

Дугогасительные реакторы представляют собой индуктивности, предназначенные для гашения дуги емкостных токов замыкания на землю и ограничения перенапряжений при повторном возгорании дуги на землю.

Согласно ПУЭ, допускается длительная эксплуатация сетей с изолированной нейтралью при емкостных токах замыкания на землю не более 20А. Однако исследования и опыт эксплуатации, проведенные в Республике Беларусь и за рубежом, показали, что использование дугогасящих катушек рекомендуется даже при токах замыкания на землю 15А.

Возьмем однофазный маслоохлаждаемый реактор с заземленным дугогашением типа РУОМ. Они используются в качестве заземлителей с автоматической компенсацией емкостных токов замыкания на землю и предотвращают переход однофазных замыканий на землю в короткие замыкания в электрических сетях.

Реактор подключается между точкой заземления и высшей нейтралью трансформатора или с помощью нейтрали фильтра нулевой последовательности. Регулировка режимов производится автоматически с помощью специальной системы управления САНК, входящей в комплект РУОМ. SANK распознает нормальные рабочие режимы и режимы замыкания на землю, измеряет емкость сети в нормальном режиме и плавно переходит в режим компенсации емкостного тока в случае замыкания на землю.

### Расчет емкостных токов

Емкостной ток для воздушной линии определяется по формуле<sup>8</sup>:

$$I_c^{ВЛ} = \frac{U_{л} \cdot l}{350} \quad (2.3.7)$$

Емкостной ток для кабельной линии определяется по формуле:

$$I_c^{КЛ} = \frac{U_{л} \cdot l}{10} \quad (2.3.8)$$

Мощность дугогасящих катушек выбирается по величине полного емкостного тока замыкания на землю сети и подсчитывается по формуле<sup>9</sup>:

$$Q = n \cdot I_c \cdot U_{\phi} \quad (2.3.9)$$

где  $n$  – коэффициент, учитывающий развитие сети в ближайшие пять лет.

Приблизительно  $n=1,25$ .

Определяем мощность дугогасящих катушек:

$$\text{I С.Ш.: } Q=1,25 \cdot 18,4 \cdot 10=230 \text{кВА};$$

$$\text{II С.Ш.: } Q=1,25 \cdot 11,3 \cdot 10=141 \text{кВА}.$$

Принимаем мощность реактора для первой секции шин  $S_{др} = 300 \text{ кВ}\cdot\text{А}$  и мощность ФЗМО  $S_{фзмо} = 310 \text{кВ}\cdot\text{А}$ . Окончательно выбираем заземляющий дугогасящий реактор типа РУОМ - 300/11/ЦЗ У1. Для второй секции шин – мощность реактора также  $S_{др} = 300 \text{ кВ}\cdot\text{А}$  и мощность ФЗМО  $S_{фзмо} = 310 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ . Окончательно выбираем заземляющий дугогасящий реактор типа РУОМ - 300/11/ЦЗ У1. Для РУОМ - 300/11/ЦЗ У1 выбираем кабель ВВГ-4×3:  $I_{доп} = 37 \text{ А} > I_{расч.} = 18 \text{ А}$ ,  $\Delta U = 0,03\% < 5\%$ . А также устанавливаем трансформаторы тока ТОЛ-10 300/5.

## 2.4 Выбор сечения кабелей сети 10 кВ

<sup>8</sup> Князевский, Б.А. Охрана труда в электроустановках: Учебник для вузов / Б.А.Князевского. – Москва: Энергоатомиздат, 2019.– С. 161.

<sup>9</sup> Князевский, Б.А. Охрана труда в электроустановках: Учебник для вузов / Б.А.Князевского. – Москва: Энергоатомиздат, 2019.– С. 162.

Электрические нагрузки сетей 10 кВ, в соответствии с<sup>10</sup>, определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети (ЦП, РП, линий и прочее), на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок (коэффициент участия в максимуме нагрузок), принимаемый по. Коэффициент мощности для линий 10 кВ в период максимума нагрузки принимается равным 0,92 ( $\text{tg}\varphi = 0,43$ ).

Расчетная активная нагрузка линии  $P_{p.w}$  определяется по формуле:

$$P_{p.w} = k_y \cdot \sum_{i=1}^n P_{p.ТП.i}, \text{ кВт}, \quad (2.3.10)$$

где  $k_y$  – коэффициент совмещения максимумов нагрузок трансформаторов<sup>11</sup>;

$P_{p.ТП.i}$  – активная нагрузка  $i$ -ой ТП, получающей питание по данной линии в послеаварийном режиме, кВт.

Расчетная реактивная нагрузка линии  $Q_{p.w}$  определяется по формуле:

$$Q_{p.w} = P_{p.w} \cdot \text{tg}\varphi, \text{ квар}, \quad (2.3.11)$$

где  $P_{p.w}$  – расчетная активная нагрузка в послеаварийном режиме, кВт;

$\text{tg}\varphi$  – коэффициент реактивной мощности.

Полная электрическая нагрузка  $S_p$  определяется по формуле:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \text{ кВ}\cdot\text{А}, \quad (2.3.12)$$

<sup>10</sup> Князевский, Б.А. Охрана труда в электроустановках: Учебник для вузов / Б.А.Князевского. – Москва: Энергоатомиздат, 2018. – С 221.

<sup>11</sup> Воропанова, Ю. В. Расчет сметной стоимости строительства объектов электроэнергетики: учебно-методическое пособие / Ю. В. Воропанова, М. Б. Перова. – Вологда: ВоГТУ, 2019. – С 27.

где  $P_p$  – расчетная электрическая нагрузка линии, кВт;

$Q_p$  – расчетная реактивная мощность линий, квар.

Расчетный ток линии в послеаварийном режиме работы  $I_p$ , кА, определяется по формуле:

$$I_p = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{S_p}{U_n}, \text{ А}, \quad (2.3.13)$$

где  $S_p$  – полная электрическая нагрузка линии, кВ·А;

$U_n$  – номинальное напряжение, кВ.

Согласно, кабели выбирают по следующим условиям;

1) по длительно допустимому току:

$$I_p < I_{\text{доп}}, \text{ А}, \quad (2.3.14)$$

2) по экономической плотности тока:

$$F_p = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}, \text{ мм}^2, \quad (2.3.15)$$

где  $F_p$  – расчетное сечение кабеля, мм<sup>2</sup>;

$I_p$  – расчетный ток линии, А;

$j_{\text{эк}}$  – экономическая плотность тока А/мм<sup>2</sup>.

3) по нагреву током послеаварийного режима:

$$I_{\text{па}} \leq k_{\text{ср}} \cdot k_{\text{пр}} \cdot k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{гр}} \cdot I_{\text{доп}}, \quad (2.3.16)$$

где  $I_{\text{па}}$  – ток послеаварийного режима, А;

$k_{\text{ср}}$  – коэффициент среды, учитывает отличие температуры среды от заданной [6];

$k_{\text{пр}}$  – коэффициент прокладки, учитывающий снижение допустимой токовой нагрузки при параллельной прокладке;

$k_{\text{пер}}$  – коэффициент перегрузки в послеаварийном режиме,  $k_{\text{пер}} = 1,25$ ;

$k_{\text{гр}}$  – коэффициент, учитывающий удельное сопротивление грунта [6];

$I_{\text{доп}}$  – допустимый ток кабеля, А, [6].

4) по допустимому отклонению напряжения:

$$\Delta U \% \geq \Delta U_p = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot 100 (r_0 \cdot \cos\varphi_n + x_0 \cdot \sin\varphi_n)}{U_{\text{ном}}}, \quad (2.3.17)$$

где  $\Delta U\%$  – допустимая потеря напряжения  $\leq 5\%$  ;

$\Delta U_p$  – расчетные потери напряжения, %;

$I_p$  – расчетный ток линии, А;

$L$  – длина кабеля, км;

$r_0$  – удельное активное сопротивление кабеля, мОм/м;

$x_0$  – удельное реактивное сопротивление кабеля, мОм/м<sup>12</sup>;

$\cos\varphi_n$ ,  $\sin\varphi_n$  – косинус и синус нагрузки;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение кабеля, В.

Выбираем марку кабеля: АПвП – алюминиевая жила, с изоляцией из сшитого полиэтилена, в оболочке из полиэтилена. Рекомендуется прокладка в земле (траншеях) с низкой коррозионной активностью, в процессе эксплуатации не подвергается растягивающим усилиям.

Рассчитаем нагрузки для линии W1.

$$P_{p.w1} = k_y \cdot (P_{p.тп,1} + P_{p.тп,2} + P_{p.тп,3} + P_{p.тп,4} + P_{p.тп,5} + P_{p.тп,6}) = \\ = 0,9 \times (592,84 + 780,48 + 569,78 + 1032,9 + 753,67 + 578,67) = 3877,5, \text{ кВт};$$

$$Q_{p.w1} = 3877,5 \cdot 0,43 = 1667,3, \text{ квар};$$

$$S_p = \sqrt{3877,5^2 + 1667,3^2} = 4220,8, \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Расчетный ток линии в послеаварийном режиме:

<sup>12</sup> 6. Князевский, Б.А. Охрана труда в электроустановках: Учебник для вузов / Б.А.Князевского. – Москва: Энергоатомиздат, 2018.– С. 133.

$$I_p = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{4220,8}{10} = 243,7, \text{ А.}$$

Расчетному току соответствует кабель сечением 95 мм<sup>2</sup> с допустимым током  $I_{\text{доп}} = 275 \text{ А}$ .

Проверка по экономической плотности;

$$F_p = \frac{243,7}{1,6} = 152,3, \text{ мм}^2.$$

Сечение получилось завышенным при расчете по экономической плотности тока. Выбираем сечение по длительно допустимому току.

Подставив численные значения в выражение (5.6), получим:

$$243,7 < 1 \cdot 0,9 \cdot 1,25 \cdot 1 \cdot 275, \text{ мм}^2,$$

$$243,7 \text{ мм}^2 < 309,375 \text{ мм}^2 \text{ условие соблюдается.}$$

Потери напряжения составят:

$$\Delta U_p = \frac{\sqrt{3} \cdot 243,7 \cdot 0,55 \cdot 100 \cdot (0,169 \cdot 0,92 + 0,078 \cdot 0,43)}{10000} = 0,44 \%,$$

$$0,44\% \leq 5\%, \text{ условие выполняется.}$$

В результате проверок и расчетов получаем сечение линии  $W1F = 95 \text{ мм}^2$ .

Результаты расчета сечений кабеля для других линий (см. приложение В. табл. В.1).

Проверим сечение кабеля по вышеперечисленным условиям.

1) по нагреву расчетным током:

$$238,98 \leq 1 \cdot 0,9 \cdot 0,92 \cdot 295, \text{ А,}$$

$$238,98 \leq 244,26, \text{ А условие соблюдается.}$$

3) по допустимому отклонению напряжения:

$$6\% \geq \frac{\sqrt{3} \cdot 238,98 \cdot 0,078 \cdot 100 \cdot (0,261 \cdot 0,92 + 0,08 \cdot 0,39)}{400} = 2,19 \%,$$

$6\% \geq 2,19\%$ , условие соблюдается.

Окончательно принимаем следующие сечение  $F = 120 \text{ мм}^2$ .

Выбираем марку кабеля: АВБбШв – алюминиевая жила, изоляция из поливинилхлорида, броня из профилированной стальной ленты, защитный покров в виде выпрессованного шланга из поливинилхлорида.

## **2.5 Виды защит на ПС 110/10 кВ**

Согласно ПУЭ силовые трансформаторы подстанций обеспечены следующими защитами:

а) повреждение внутри трансформатора с выделением газа и низким уровнем масла - газозащита;

б) Повреждения клемм трансформатора и внутренних повреждений - продольная дифференциальная защита. Установка обязательна для трансформаторов мощностью выше 6,3 МВА.

с) От токов, вызванных внешними короткими замыканиями, - максимальная токовая защита, установленная на стороне питания.

г) от токов, вызванных перегрузками (по возможности) - максимальная токовая защита от перегрузок, содержащаяся в токе одной фазы;

По статистическим данным наиболее частым аварийным режимом в РУ является короткое замыкание. Причинами коротких замыканий обычно являются механические повреждения, старение, перекрытие фазных проводов посторонними предметами, перенапряжение, нарушение изоляции из-за некачественного обслуживания оборудования. Короткие замыкания часто возникают из-за неправильного поведения обслуживающего персонала. Примерами таких действий являются ошибочное включение разъединителей короткого замыкания, ошибочное действие при коммутации в главных цепях и цепях релейной защиты и автоматики.

Дифференциальная защита и отключение действуют при отключении выключателя стороны питания 110 кВ и отключении выключателя стороны 10 кВ. Газозащита первой степени и защита от перегрузки выполняются по сигналу. Вторая степень газовой защиты и защиты от перегрузки по току срабатывает при размыкании автоматического выключателя на стороне подачи (или на размыкании всех автоматических выключателей на стороне).

Для защиты шин 10кВ предусмотрена максимальная токовая защита, установленная на шинах вводных и секционных выключателей 10кВ.

Защищает отходящие линии 10 кВ от междуфазных коротких замыканий, и двойное замыкание на землю, предусмотрена защита от перегрузки по току, которая может быть дополнена отсечкой по току.

д) Предусмотрены устройства контроля изоляции или частичная защита от однофазных замыканий на землю на отводной линии 10 кВ для воздействия на сигнал или отключение.

Аварии можно предотвратить, быстро отключив поврежденные участки электроустановок или сетей, как правило, с помощью специальных отключающих автоматических устройств.

Поэтому основной целью релейной защиты является быстрое и автоматическое отключение выключателя поврежденного оборудования или сети от неповрежденной остальной части электроустановки или сети.

Помимо повреждений электрооборудования, приводящих к многофазным коротким замыканиям, могут возникать нарушения нормального режима работы, такие как перегрузки, замыкания на землю на одной фазе в сетях с изолированной нейтралью, газообразование в результате пробоя масла и т.п. Низкий уровень масла в баке трансформатора или устройства РПН, расширителе трансформатора, аномально высокая температура масла трансформатора.

В большинстве этих случаев нет необходимости сразу обесточивать оборудование, так как данные явления не представляют непосредственной опасности для оборудования и разрешаются сами собой (исключения - загазованность трансформаторов или РПН, их повреждение). в трансформатор). Поэтому при нарушении нормального режима работы на стационарной подстанции обычно достаточно подать предупредительный сигнал персоналу подстанции.

Поэтому второстепенным назначением релейной защиты является обнаружение нарушений нормального режима работы оборудования, которые могут привести к авариям, и выдача предупредительных сигналов обслуживающему персоналу.

В трансформаторах принято выполнять защиты, выполняющие функцию отключения при всех видах многофазных и однофазных коротких замыканий выводов и обмоток, а также катушечных коротких замыканий и «пожаров», которые представляют собой ламинированные магнитные замыкания, вызванные вихревыми токами, которые возникают, когда изоляция между пластинами Повреждения связаны с искрением и газовыделением от разложения масла и других изоляционных материалов.

Ненормальными режимами работы, учитываемыми при выполнении релейной защиты, являются МТЗ при внешних коротких замыканиях, МТЗ при перегрузках и низкий уровень масла в случае маслонеполненных трансформаторов.

Тепловые эффекты перегрузки по току могут вызвать преждевременный износ и повреждение изоляторов. Защита от перегрузки по току внешних коротких замыканий используется для защиты соседних поврежденных элементов или для выполнения резервной функции на случай выхода из строя выключателя.

В трансформаторах защита от перегрузки по току имеет выдержку времени и срабатывает по сигналу, автоматической разгрузке или отключению.

Установленные в настоящее время в КРУ устройства релейной защиты и автоматики соответствуют требованиям. Их набор, избирательность действия и чувствительность обеспечивают защиту оборудования от нештатных режимов работы и бесперебойного электроснабжения потребителей.

В то же время реальный срок службы электромеханических реле значительно превышает заявленный срок службы. В результате мы наблюдаем увеличение количества изменений характеристик релейных элементов и случаев повреждения, выявляемых при регулярном техническом обслуживании и анализе неисправностей, а также увеличение относительного количества неисправностей. Наличие этих факторов приводит к невозможности восстановления требуемых характеристик устройства при техническом обслуживании.

### **3. Анализ работы электрооборудования подстанции**

#### **3.1 Расчёт заземляющих устройств**

Распределительные устройства различного напряжения (10 и 110 кВ) устанавливаются в КРУЭ, эффективно заземлены и работают в изолированной нейтрали. Нейтральный режим имеет решающее значение при выборе и

расчетах заземляющих устройств. Наиболее жесткие требования ПУЭ распространяются на заземляющие устройства для электроустановок напряжением свыше 1000 В, работающих с эффективно заземленной нейтралью.

Заземляющие устройства для электроустановок напряжением выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью должны выполняться с соблюдением требований по сопротивлению.

Заземляющие устройства, выполненные с соблюдением требований по сопротивлению, должны иметь сопротивление 0,5 Ом и менее в любое время года с учетом сопротивления естественных и техногенных заземлителей.

Продольные и поперечные горизонтальные заземлители должны быть проложены и присоединены к заземлителю для выравнивания потенциалов и надежного подключения электрооборудования к системе заземлителей на занимаемой им площади.

Продольные заземлители следует прокладывать со стороны обслуживания по оси электрооборудования на глубине от 0,5 до 0,7 м от поверхности земли и на расстоянии от 0,8 до 1,0 м от фундамента<sup>13</sup>.

Расчет заземляющего устройства сводится к определению числа вертикальных заземлителей и длины соединительной полосы. Расчет проведем для заземляющего устройства, выполненного из стального уголка 60Ч60 мм (рис. 2), в соответствии с<sup>14</sup>

<sup>13</sup> Воропанова, Ю. В. Расчет сметной стоимости строительства объектов электроэнергетики: учебно-методическое пособие / Ю. В. Воропанова, М. Б. Перова. – Вологда: ВоГТУ, 2019. – С. 15.

<sup>14</sup> Правила устройства электроустановок / – 9-е изд. перераб. и доп. - Санкт-Петербург: ЭНЭС, 2020 – С. 468.

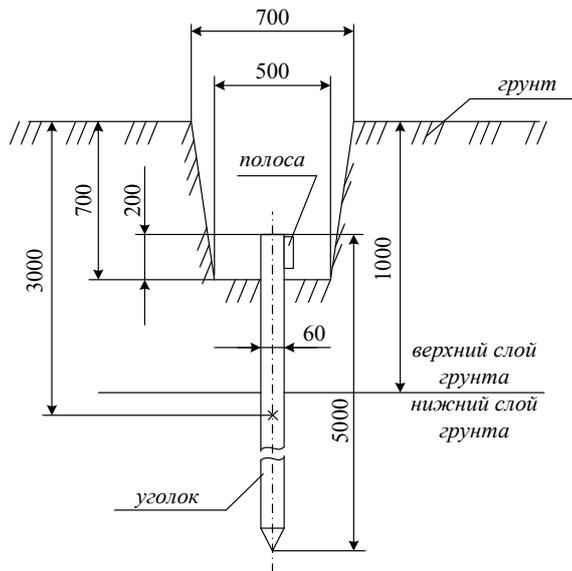


Рисунок 2- Стержневой заземлитель

Сопротивление одиночного заземлителя находится по следующей формуле:

$$r_b = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{экв}}}{L} \left( \lg \frac{2 \cdot L}{0,95 \cdot b} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot T + L}{4 \cdot T - L} \right), \quad (3.1.1)$$

где  $L$  – длина стержня, м;

$b$  – ширина полки уголка, м;

$\rho_{\text{экв}}$  – эквивалентное удельное сопротивление грунта, Ом·м;

$T$  – расстояние от поверхности земли до середины электрода, м.

Длину стержня принимаем равной  $L = 5$  м, ширины полки уголка  $b = 0,06$  м, расстояние  $T = 3$  м. Расстояние между стержнями принимаем  $a = 3$  м.

Эквивалентным удельным сопротивлением  $\rho_{\text{экв}}$  грунта неоднородной структуры называется такое удельное сопротивление земли с однородной структурой, в которой сопротивление заземляющего устройства имеет то же значение, что и в земле с неоднородной структурой.

Эквивалентное сопротивление грунта определим по формуле:

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{\psi \cdot \rho_1 \cdot \rho_2 \cdot L}{\rho_1 \cdot \psi \cdot (L - H + t) + \rho_2 \cdot (H - t)} = \frac{1,8 \cdot 150 \cdot 100 \cdot 3}{150 \cdot 1,8 \cdot (3 - 1 + 0,7) + 100 \cdot (1 - 0,7)} = 106,7 \text{ Ом} \cdot \text{м}, \quad (12.4.2) \quad (3.1.2)$$

где  $c_1$  – удельное сопротивление верхнего слоя грунта, для супеси – 150 Ом·м,

$c_2$  – удельное сопротивление нижнего слоя грунта, для суглинка – 100 Ом·м,

$\psi$  – коэффициент сезонности, для второй климатической зоны (средняя температура января от -15 до -10°C, июля – от +18 до +22°C) принимается равным 1,8,

$H$  – толщина верхнего слоя грунта, м,

$t$  – заглубление полосы, м.

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{\psi \cdot \rho_1 \cdot \rho_2 \cdot L}{\rho_1 \cdot \psi \cdot (L - H + t) + \rho_2 \cdot (H - t)} = \frac{1,8 \cdot 150 \cdot 100 \cdot 3}{150 \cdot 1,8 \cdot (3 - 1 + 0,7) + 100 \cdot (1 - 0,7)} = 106,7 \text{ Ом} \cdot \text{м}, \quad (12.4.2)$$

Определим сопротивление одиночного заземлителя:

$$r_b = \frac{0,366 \cdot 106,7}{2 \cdot 5} \cdot \left( \ln \frac{2 \cdot 5}{0,95 \cdot 0,06} + 0,5 \cdot \ln \frac{4 \cdot 3 + 5}{4 \cdot 3 - 5} \right) = 18,5 \text{ Ом}. \quad (12.4.3)$$

Как было сказано выше, сопротивление заземляющего устройства в любое время года с учетом сопротивления естественных заземлителей, а также при использовании заземляющего устройства одновременно для электроустановок напряжением до 1 кВ должно быть не более 0,5 Ом.

Ориентировочное количество вертикальных заземлителей без учета соединительной полосы:

$$n_0 = \frac{r_b}{R_n \cdot \eta_b} = \frac{18,5}{0,5 \cdot 0,45} = 83.$$

где  $z_b$  – коэффициент использования вертикальных заземлителей.

Длину полосы можно определить по предварительному количеству вертикальных заземлителей. Если принять, что они размещены в ряд, то длина полосы составит:

$$L_{\text{п}} = K \cdot (n_0 - 1) = 3 \cdot (83 - 1) = 246 \text{ м}, \quad (3.1.3)$$

где  $K$  – расстояние между соседними вертикальными заземлителями, м.

Определим сопротивление растеканию тока соединительной полосы:

$$R_{\Pi} = 0,366 \cdot \frac{\rho_{\text{экв}} \cdot \Psi_{\Pi}}{L_{\Pi} \cdot \eta_{\Pi}} \cdot \lg \frac{2 \cdot L_{\Pi}^2}{b \cdot t_{\Pi}}, \quad (3.1.4)$$

где  $L_{\Pi}$ ,  $b$  – длина и ширина соединительной полосы, м;

$t_{\Pi}$  – заглубление соединительной полосы, м;

$\Psi_{\Pi}$  – коэффициент сезонности для полосы;

$z_{\Pi}$  – коэффициент использования полосы.

Ширину соединительной полосы принимаем равной  $b_{\Pi} = 0,04$  м, длина полосы вычислена ранее и составляет 246 м. Коэффициент сезонности равен  $\Psi_{\Pi} = 3,5$ , коэффициент использования равен  $z_{\Pi} = 0,25$ , заглубление выбираем равным  $t_{\Pi} = 0,7$  м.

Подставив в формулу принятые данные, получим:

$$R_{\Pi} = 0,366 \cdot \frac{106,7 \cdot 3,5}{246 \cdot 0,25} \cdot \lg \frac{2 \cdot 246^2}{0,04 \cdot 0,7} = 20,7 \text{ Ом.}$$

Определяем сопротивление вертикальных заземлителей с учетом сопротивления растеканию тока соединительной полосы:

$$R_{\text{в}} = \frac{R_{\Pi} \cdot R_{\text{н}}}{R_{\Pi} - R_{\text{н}}} = \frac{20,7 \cdot 0,5}{20,7 - 0,5} = 0,48 \text{ Ом.}$$

Определяем окончательное количество заземлителей:

$$n = \frac{r_{\text{в}}}{R_{\text{в}} \cdot \eta_{\text{с}}} = \frac{18,5}{0,48 \cdot 0,49} = 79, \quad (12.4.9)$$

где  $z_{\text{с}}$  – коэффициент использования вертикальных заземлителей.

Для вертикальных заземлителей коэффициент использования (при установке стержней по контуру и при отношении расстояния между стержнями к их длине равным двум) составляет  $z_{\text{с}} = 0,49$ .

Стержневые заземлители располагаем вдоль стен здания п/с по периметру на расстоянии 1 м от стен через 3 м каждый.

## 3.2 Молниезащита подстанции

Одним из ключевых условий бесперебойной работы подстанций является обеспечение надежной молниезащиты зданий, сооружений и электрооборудования.

Подстанции защищены от прямых ударов молнии громоотводами.

Следующие рекомендации следует использовать при разработке системы молниезащиты для конкретной подстанции.

Здания ЗРУ и закрытые подстанции должны быть защищены от прямых ударов молнии в районах, где грозы бывают более 20 часов в году. При наличии непрерывной электрической связи железобетонной кровли и ее отдельных элементов защиту обеспечивают заземлением ее арматуры.

Защиту зданий ЗРУ и подстанций, где отсутствует металлическое или железобетонное покрытие на кровле, а отдельные элементы непрерывно электрически соединены, с помощью молниеотводов или укладки молниезащитной сетки непосредственно на кровле, необходимо выполнять путем здания.

При установке молниеотводов в защищаемых зданиях от каждого молниеотвода должны быть проложены не менее двух токоотводов по противоположным сторонам здания.

Молниеотводная сетка изготавливается из стальной проволоки диаметром 6-8 мм и должна располагаться непосредственно на кровле или под слоем негорючего утеплителя или гидроизоляционного материала. В сетке должны быть ячейки площадью 150 м<sup>2</sup> и менее (например, ячейка 12x12 м). Узлы сетки

должны быть соединены сваркой. Токоотводы, соединяющие молниеотвод и заземляющее устройство, следует прокладывать по периметру здания не реже чем через каждые 25 м.

В соответствии с требованиями ПУЭ, при отсутствии точных сведений о материале кровли и наличии металлической связи с заземлителем, принимаем металлическую сетку с размером ячейки 12x12 м и диаметром прутка 8 мм. Для защиты зданий подстанций. Токоотводы, соединяющие молниеотвод и заземлитель, размещают по периметру здания на расстоянии 12 м друг от друга. Токоотводы соединены горизонтальной лентой у земли<sup>15</sup>.

Для защиты трансформаторов, расположенных на открытом распределительном устройстве 110 кВ, применяем двойной стержневой молниеотвод, установленный на крыше здания подстанции. Высота молниеотвода принимается равной 6 м, таким образом, высота молниеприемника над уровнем земли составит 25 м (с учетом высоты здания подстанции). Молниеприемники установим по углам наиболее высокой части здания со стороны ОРУ-110 кВ. При этом расстояние между ними составит 42 м.

Рассчитаем защитные области для принятых молниеотводов согласно [10,] для случая  $h < L < 2h$ .

Радиус защиты на уровне земли для молниезащиты класса А:

$$r_0 = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot h) \cdot h \quad (3.2.1)$$

$$r_0 = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot 25) \cdot 25 = 26,3 \text{ м.}$$

Высота вершины конуса стержневого молниеотвода:

$$h_0 = 0,85 \cdot h \quad (3.2.2)$$

<sup>15</sup> Правила устройства электроустановок / – 9-е изд. перераб. и доп. - Санкт-Петербург: ЭНОС, 2020 – С. 278.

$$h_o = 0,85 \cdot 25 = 21,3 \text{ м.}$$

Высота средней части двойного стержневого молниеотвода:

$$h_c = h_o - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (3.2.3)$$

$$h_c = 21,3 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 25)(42 - 25) = 18,2 \text{ м.}$$

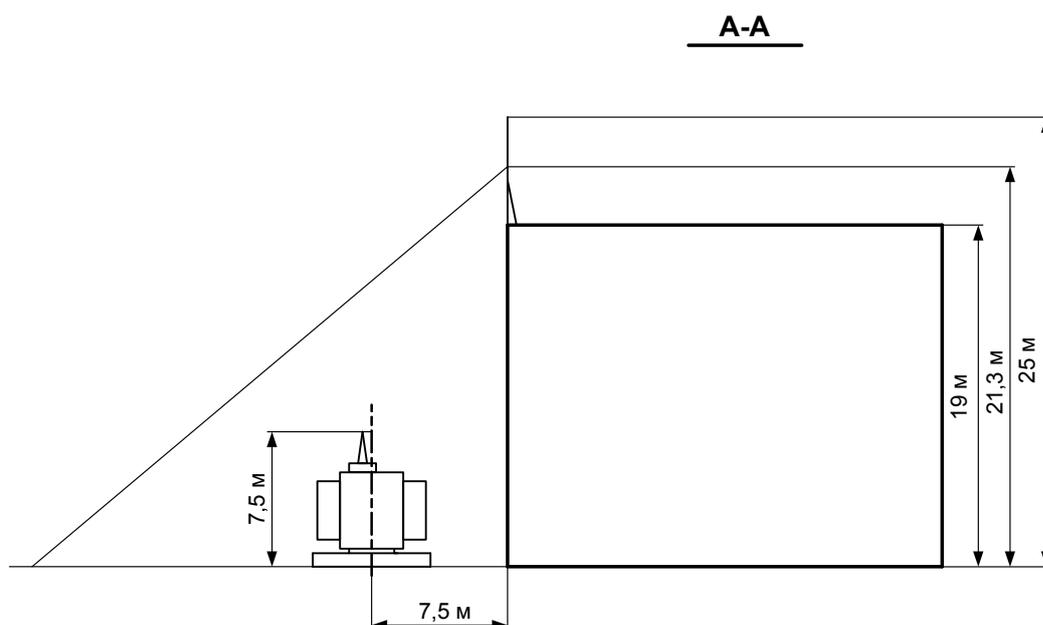
Радиус средней части зоны двойного стержневого молниеотвода на уровне земли:

$$r_c = r_o = 26,3 \text{ м.}$$

Высота защищаемого оборудования (трансформатора)  $h_x = 7,5 \text{ м}$ . Отсюда ширина средней части зоны двойного стержневого молниеотвода на высоте защищаемого объекта:

$$r_{cx} = r_o \cdot (h_c - h_x) \cdot \frac{1}{h_c} = 26,3 \cdot (18,2 - 7,5) \cdot \frac{1}{18,2} = 15,5 \text{ м.}$$

Схема молниезащиты приведена на рис. 3.



### **Рисунок 3 - Молниезащита на ГПП-9**

1. Для защиты подстанции от прямых ударов молнии на крыше здания уложена молниеприемная сетка с размером ячейки 12х12 м.
2. Со стороны открытого распределительного устройства в двух углах здания установлены стержневые молниеприемники высотой 6 м.
3. Через каждые 12 м по периметру здания проложены токоотводы из полосы сечением 40х4 мм, соединенные с заземляющим устройством.
4. Стержневые заземлители (79 штук) располагаем вдоль стен здания п/с по периметру на расстоянии 1 м от стен через 3 м каждый.

### **3.3 Реконструкция силового оборудования**

Основное оборудование подстанции отработало свой нормативный срок службы. Не соответствует требованиям надежности. Дальнейшая эксплуатация связана с неоправданными затратами на поддержание его в рабочем состоянии и высокой частотой отказов силового оборудования и релейной защиты. Для устранения этих недостатков предлагается реконструировать подстанцию.

Реконструкция подстанций будет проводиться для достижения следующих целей: Повышение надежности и обеспечение бесперебойного питания потребителей электроэнергией. снизить потери при передаче, улучшить качество электроэнергии, улучшить защиту от нештатных режимов работы электрооборудования на подстанциях, снизить вероятность возникновения аварийных ситуаций на подстанциях. Замена старого оборудования современным оборудованием приводит к уменьшению количества ремонтов электрооборудования и увеличению срока службы подстанции.

В настоящее время увеличивается частота отказов силового оборудования, средств релейной защиты и автоматики. Все это негативно сказывается на надежности электроснабжения потребителей.

Восстановление РР — это заключительный этап полного восстановления РР. РУ-10 кВ выполнен по схеме «Две системы шин с шиносоединительными выключателями» и имеет две секции. После реконструкции выполняется по схеме «Две системы сборных шин, разделенных выключателями» и состоит из 4-х. Это повышает надежность РУ-10. Масляные выключатели также заменяются вакуумными выключателями. Это позволяет реализовать

следующие преимущества по сравнению с автоматическими выключателями предыдущего поколения: Надежный. Не требует обслуживания. Снижены массогабаритные характеристики. Широкий диапазон рабочих температур, отсутствие вредных выбросов.

### 3.4 Реконструкция релейной защиты и автоматики подстанции

#### Защита силовых трансформаторов

В случаях присоединения трансформаторов к линии без выключателя одним из мероприятий для отключения повреждений в трансформаторе является установка предохранителей на стороне высшего напряжения понижающего трансформатора.

Выбираем предохранители ПКТ, получившие наибольшее распространение.

Для предотвращения срабатывания предохранителей в нормальном режиме и при бросках тока намагничивания трансформатора плавкую вставку предохранителя выбирают с номинальным током [12].

$$I_{\text{ном.п.пв.}} \geq I_{\text{н.тр.}}, \text{ А}, \quad (3.3.1)$$

где  $I_{\text{н.тр.}}$ - номинальный ток трансформатора, А.

$$I_{\text{н.тр.}} = \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.с}}}, \text{ А}. \quad (3.3.2)$$

В формуле (8.2) подставляем известные данные и получаем

$$I_{н.тр.} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,4 \text{ , А,}$$

$$I_{н.тр.} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,8 \text{ , А.}$$

По формуле (8.1) получаем:

$$I_{н.пл.вст.} = 2 \cdot 36,4 = 72,8 \text{ , А,}$$

$$I_{н.пл.вст.} = 2 \cdot 57,8 = 115,6 \text{ , А.}$$

$$I_{н.пл.вст.} = 80 \text{ А; ПКТ-103-}$$

Выбираем предохранители: ПКТ-103-10-80-20-У3 с

10-120-20-У3 с  $I_{н.пл.вст.} = 120 \text{ А}$

### Защита линий 10 кВ

Для защиты линий 10 кВ предусматриваем токовую отсечку и МТЗ (максимальная токовая защита). Также предусматриваем защиту от замыкания на землю.

Релейная защита на цифровой базе будет выполнена с использованием микропроцессорных устройств фирмы «Радиус-Автоматика».

Защиту линии выполним микропроцессорным устройством релейной защиты сетей напряжением 6-35 кВ – «Сириус – Л».

АВР будет выполнена с помощью «Сириус – С».

Расчеты ведутся аналогичным образом, как для электромеханической части РЗА, но с учетом своих коэффициентов и времятоковых характеристик.

Основные технические данные устройств Сириус.

Питание устройства осуществляется от источника переменного (от 45 до 55 Гц), постоянного или выпрямленного тока напряжением от 178 до 242 В или

от источника постоянного тока напряжением от 88 до 132 (В), в зависимости от исполнения.

Мощность, потребляемая устройством от источника оперативного постоянного тока в дежурном режиме – не более 15 Вт, в режиме срабатывания защит – не более 30 (Вт).

Дополнительная погрешность измерения токов, а также дополнительная погрешность срабатывания блока при изменении температуры окружающей среды в рабочем диапазоне не превышает 1% на каждые 10°С относительно 20°(С).

Дополнительная погрешность измерения токов и срабатывания блока при изменении частоты входных сигналов в диапазоне от 45 до 55 Гц не превышает 2(%) на каждый 1 (Гц) относительно 50 (Гц).

Устройство не срабатывает ложно и не повреждается:

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

- при подаче напряжения оперативного постоянного тока обратной полярности;
- при замыкании на землю цепей оперативного тока.

Селективная токовая отсечка без выдержки времени

Ток срабатывания токовой отсечки мгновенного действия  $I_{с.о.}$  кА определим по формуле;

$$I_{с.о.} \leq k_n \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \text{ кА}, \quad (3.3.3)$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности ( $k_n=1,2-1,3[12]$ ).

Ток  $I_{к.мах}^{(3)}$  определяется при максимальном режиме питающей системы ( $I_{к.мах}^{(3)} = I_{кз}^{(3)} = 1768 \text{ А}$ )

Ток срабатывания реле определим по формуле:

$$I_{с.р.} = \frac{k_{сх} \cdot I_{с.о.}}{k_T}, \text{ кА}, \quad (3.3.4)$$

где  $k_{сх}$  – коэффициент схемы;

$k_T$  – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Оценку коэффициента чувствительности отсечки производят при трехфазном КЗ в месте установки защиты:

$$k_{ч} = \frac{I_{к}^{(3)}}{I_{с.о.}}, \quad (3.3.5)$$

где  $I_{кз}^{(3)}$  – ток трехфазного КЗ, кА;

Защиту будем выполнять по однорелейной схеме. Схема соединений трансформаторов тока – неполная звезда ( $k_{сх}=1$ ).

Выбираем трансформатор тока марки ТПЛМ–10 класса Р с  $k_T = 500/5$ .

Рассчитываем параметры токовой отсечки:

$$I_{с.о.} \geq 1,2 \cdot I_{кз}^{(3)} = 1,2 \cdot 5800 = 6960, \text{ А},$$

$$I_{с.р.} = \frac{1 \cdot 2121,6}{500/5} = 21,2, \text{ А}.$$

Чувствительность определяем по формуле (8.5):

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к}}^{(3)}}{I_{\text{с.з.}}} = \frac{8040}{6960} = 1,15$$

МТЗ с выдержкой времени

Ток срабатывания МТЗ определим по формуле:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{смн}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.мах.W}}, \text{ А}, \quad (3.3.6)$$

где  $k_{\text{н}}$  – коэффициент надежности;

$k_{\text{смн}}$  – коэффициент самозапуска;

$k_{\text{в}}$  – коэффициент возврата;

$I_{\text{раб.мах.W}}$  – максимальный рабочий ток, А.

Ток срабатывания реле и коэффициент чувствительности максимальной токовой защиты определяется как и для токовой отсечки по (8.4) и (8.5).

При выборе тока срабатывания МТЗ используется ток послеаварийного режима. Представим, что произошел обрыв на линии между ТП4 и ТП5. В этом случае ток  $I_{\text{раб.мах.}} = 259,1$  (А)

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,1 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 259,1 = 388,65, \text{ А},$$

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{k_{\text{сх}}}{k_{\text{Т}}} \cdot I_{\text{с.з.}} = \frac{1 \cdot 388,65}{500/5} = 3,88, \text{ А}.$$

Оценку коэффициента чувствительности МТЗ производят при двухфазном КЗ в зоне основного действия.

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} = \frac{5020}{388,6} = 12,931,15$$

Защита от замыкания на землю подключается через трансформаторы тока нулевой последовательности. Это защита с действием на сигнал, поэтому

устанавливается на главной понизительной подстанции, где есть обслуживающий персонал.

Селективность действия МТЗ осуществляется путем выбора соответствующей выдержки времени, которая должна согласовываться с временем сгорания предохранителя.

Время сгорания предохранителя определяется для тока, равного уставке МТЗ:  $I_{с.з.}=388,65\text{А}$ . По времятоковой характеристике<sup>16</sup>, находим, что время плавления вставки предохранителя составляет 0,4с.

$$t_{с.пр} + t_{ср} \cdot \Delta t, \text{ с}, \quad (3.3.7)$$

где  $t_{ср}$  - время срабатывания предохранителя при  $I_{с.з.}=388,65\text{А}$ ;

$\Delta t$  - время селективности.

$$t_{сМТЗ} = 0,4 + 0,5 = 0,9, \text{ с}.$$

Проверка на 10% погрешность осуществляется при двухфазном КЗ для схемы соединения ТТ в неполную звезду. Кратность  $K_{10}$  определяется по расчетному току отсечки:

$$K_{10} = \frac{I_{1.р.р.а}}{I_{н.ном}} = \frac{1,1 \cdot I_{с.о}}{I_{н.ном}}, \quad (3.3.8)$$

$$K_{10} = \frac{I_{1.р.р.а}}{I_{н.ном}} = \frac{1,1 \cdot 6960}{1000} = 7,65, \text{ кА}.$$

По кривой предельной кратности для трансформатора типа ТПЛМ–10

$Z_{н.доп} = 3,5, \text{ Ом}$ .

Фактическое расчетное сопротивление нагрузки:

$$Z_{н.рас.} = 2R_{пр.} + R_{пер.} + R_{приб.}, \text{ Ом}, \quad (3.3.9)$$

где  $R_{пр.}$  - сопротивление прямого и обратного проводов ( $R_{пр.} = 0,05 \text{ Ом}$ );

$R_{пер.}$  - переходное сопротивление в контактах соединения ( $R_{пер.} = 0,1 \text{ Ом}$ );

$R_{приб.}$  - сопротивление приборов (устройства «Сириус-2-Л»).

<sup>16</sup> Территориальные единичные расценки на монтаж оборудования. Сборник №8 «Электротехнические установки»: ТЕРм 81-03-08-2021/ Официальное издание. – Вологодская область, 2022. – С. 63.

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \text{ Ом}, \quad (3.3.10)$$

где  $S_{\text{приб}}$  - мощность, потребляемая «Сириус-2-Л»;

$I_2$  - вторичный ток устройства.

Сопротивление «Сириус-2-Л»:

$$R_{\text{приб}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02, \text{ Ом}.$$

Коэффициент 0,8 учитывает снижение сопротивления реле при больших токах.

$$Z_{\text{н.рас.}} = 20,05 + 0,02 + 0,1 = 0,22, \text{ Ом}.$$

Из результатов расчетов видно, что  $Z_{\text{н.рас.}} = 0,22$ , Ом меньше, чем  $Z_{\text{н.доп.}} = 3,5$ , Ом и следовательно, полная погрешность ТТ  $\varepsilon \leq 10\%$

Расчет устройства автоматического включения резерва

Функция АВР выполняется совместными действиями «Сириус-С» (секционный выключатель) и двух «Сириус-В» (вводные выключатели).

1. Напряжение срабатывания защиты максимального действия:

$$U_{\text{с.р.}} = (0,25 \dots 0,4) \cdot U_{\text{ном}}, \quad (3.3.11)$$

$$U_{\text{с.р.}} = 0,4 \times 100 = 40, \text{ В}.$$

2. Вставка на резервном источнике определяется из условия отстройки от минимального рабочего напряжения:

$$U_{\text{с.р.}} = 0,65 \cdot U_{\text{ном}}, \quad (3.3.12)$$

$$U_{\text{с.р.}} = 0,65 \cdot 100 = 65, \text{ В}.$$

Время срабатывания АВР:

$$t_{\text{ABP}} = t_{\text{MTЗ.В.В.}} + Dt = 1,5, \text{ с.}$$

### 3.5 Капитальные затраты на проведение работ

#### Оценка затрат на проведение работ

Полная сметная стоимость монтажных и пуско-наладочных работ является обоснованием необходимого объема инвестиций (капитальных вложений). Для расчетов используются прайс-листы фирм-поставщиков электрооборудования и материалов.

Локальная смета затрат на монтажные работы (см. приложение Г. табл. Г.1), смета затрат на пуско-наладочные работы (см. приложение Г. табл. Г.2), стоимость оборудования и материалов в текущих ценах (см. приложение Д. табл. Д.1).

#### Расчет стоимости строительно-монтажных и пуско-наладочных работ

Оплата труда рабочих занятых непосредственно на строительно-монтажных работах и машинистов, эксплуатирующих машины:

$$C_{\text{ЗП}} = (38926,62 + 23088,3) \cdot 1,15 = 65478.16, \text{ руб.}$$

Расходы на материалы, необходимые для выполнения строительно-монтажных работ:

$$C_{\text{М}} = 45928,91 \text{ руб.}$$

Расходы по эксплуатации строительных машин и оборудования:

$$C_{\text{ЭМ}} = 350093,72 - 23088,3 = 327005,42 \text{ руб.}$$

Прямые затраты:

$$C_{\text{ПЗ}} = 65478.16 + 45928,91 + 327005,42 = 438412,49 \text{ руб.}$$

Накладные расходы, охватывающие затраты строительно-монтажных организации:

$$C_{\text{Н}} = 0,95 \cdot 65478.16 = 62204.25 \text{ руб.}$$

Сметная прибыль, представляющая собой сумму средств, необходимую для покрытия расходов строительной организации на развитие производства, социальной сферы и материальное стимулирование работников:

$$P_{CM} = 0,65 \cdot 65478,16 = 42560,8 \text{ руб.}$$

Стоимость строительно-монтажных работ по возведению зданий, сооружений, монтажа технологического оборудования:

$$C_{смр} = (438412,49 + 62204,25 + 42560,8) \cdot 7,84 = 4258511,91 \text{ руб.}$$

Стоимость пуско-наладочных работ:

$$C_{пнр} = (17114,54 + 17114,54 \cdot 0,65 + 17114,54 \cdot 0,4) \cdot 1,15 \cdot 15,44 = \\ = 625196,92 \text{ руб.}$$

Стоимость строительно-монтажных работ и пуско-наладочных работ:

$$C_p = 4258511,91 + 625196,92 = 4883708,84 \text{ руб.}$$

Расчет затрат на приобретение основного и вспомогательного оборудования.

Стоимость запасных частей:

$$C_{зч} = 0,02 \cdot 13522930 = 270458,6 \text{ руб.}$$

Затраты на тару и упаковку:

$$C_{ту} = 0,015 \cdot 13522930 = 202843,95 \text{ руб.}$$

Стоимость транспортных услуг:

$$C_{тр} = 0,05 \cdot 13522930 = 676146,5 \text{ руб.}$$

Стоимость услуг посреднических и сбытовых компаний:

$$C_{сб} = 0,05 \cdot 13522930 = 676146,5 \text{ руб.}$$

Стоимость комплектации:

$$C_{ком} = 0,007 \cdot 13522930 = 94660,51 \text{ руб.}$$

Заготовительно-складские затраты:

$$C_{зс} = 0,012 \cdot 13522930 = 162275,16 \text{ руб.}$$

Дополнительные затраты, связанные с приобретением оборудования:

$$C_{до} = 270458,6 + 202843,95 + 676146,5 + 676146,5 + 94660,51 + \\ + 162275,16 = 2082531,22 \text{ руб.}$$

Общие затраты на оборудование:

$$C_{\text{сб}} = 13522930 + 2082531,22 = 15605461,2 \text{ руб.}$$

Расчет стоимости материалов

Затраты на тару и упаковку:

$$C_{\text{ту}} = 0,015 \cdot 5267364 = 79,010,46 \text{ руб.}$$

Стоимость транспортных услуг:

$$C_{\text{тр}} = 0,05 \cdot 5267364 = 263368,2 \text{ руб.}$$

Заготовительно-складские затраты:

$$C_{\text{зс}} = 0,012 \cdot (263368,2 + 79,010,46 + 5267364) = 405587,02 \text{ руб.}$$

Общие затраты на материалы:

$$C_{\text{мат}} = 1,012 \cdot (5267364 + 263368,2 + 79,010,46) = 5610690,79 \text{ руб.}$$

Расчет лимитированных затрат

Затраты на временные здания и сооружения:

$$C_{\text{вз}} = 0,025 \cdot 4881477,61 = 122036,94 \text{ руб.}$$

Затраты на перевозку крупногабаритных и тяжеловесных грузов:

$$C_{\text{гр}} = 0,0003 \cdot 4881477,61 = 1464,44 \text{ руб.}$$

Средства на покрытие затрат строительных организаций по платежам на добровольное страхование:

$$C_{\text{стр}} = 0,03 \cdot 4881477,61 = 146444,32 \text{ руб.}$$

Затраты, связанные с отчислениями в фонд научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ:

$$C_{\text{ниокр}} = 0,015 \cdot (13522930 + 5267364 + 4881477,61) = 355076,57 \text{ руб.}$$

Затраты, связанные с премированием за ввод в эксплуатацию в срок построенных объектов:

$$C_{\text{экспл}} = 0,0213 \cdot 4881477,61 = 103975,47 \text{ руб.}$$

Дополнительные затраты по охране объектов строительства:

$$C_{\text{охр}} = 0,013 \cdot 4881477,61 = 63459,20 \text{ руб.}$$

Затраты, связанные с содержанием дирекции:

$$C_{\text{дир}} = 0,1 \cdot 4881477,61 = 488147,76 \text{ руб.}$$

Лимитированные затраты:

$$C_{\text{ли}} = (122036,94 + 1464,44 + 146444,32 + 355076,57 + 103975,47 +$$

$$+ 63459,20 + 488147,76) = 1280604,7 \text{ руб.}$$

Полная сметная стоимость

$$C_{\text{п}} = 4881477,61 + 13522930 + 5610690,79 + 1280604,7 = 25295703,1 \text{ руб.}$$

Авторский надзор

$$C_{\text{авт}} = 0,002 \cdot 25295703,1 = 50591,40 \text{ руб.}$$

Резерв средств на непредвиденные затраты

$$C_{\text{непр}} = 0,025 \cdot 25295703,1 = 632392,57 \text{ руб.}$$

Организация электромонтажных работ по вводу схемы в эксплуатацию

Установим срок выполнения монтажных работ 5 месяцев. Исходя из заданного срока выполнения строительно-монтажных работ, рассчитываем явочную численность бригад электромонтажников по формуле:

$$Ч_{\text{я}} = \frac{T_{\text{с}} + T_{\text{пн}}}{T_{\text{пл}} \cdot K_{\text{в}} \cdot K_{\text{и}}}, \text{ чел.} \quad (3.4.1)$$

где  $T_{\text{с}}$  – общие трудозатраты на строительные работы, чел.ч.;

$T_{\text{пн}}$  – общие трудозатраты на пусконаладочные работы, чел.ч.;

$T_{\text{пл}}$  – плановый срок выполнения монтажных работ, ч.;

$K_{\text{в}}$  – коэффициент выполнения норм труда;

$K_{\text{и}}$  – коэффициент использования рабочего времени.

$$T_{\text{пл}} = n T_{\text{мес}}, \text{ час.} \quad (3.4.2)$$

где  $n$  – количество месяцев, необходимых на возведение объекта;

$T_{\text{мес}}$  – фонд рабочего времени, ч.

$$T_{\text{пл}} = 3 \cdot 176 = 528 \text{ ч.},$$

$$Ч_{\text{я}} = \frac{5127,06}{528 \cdot 0,95 \cdot 0,9} = 11 \text{ чел.}$$

Рассчитаем количество рабочих электромонтажников, необходимых для строительства

$$Ч_{\text{спис}} = Ч_{\text{я}} \cdot K_{\text{нв}},$$

$$(3.4.3)$$

где  $K_{\text{нв}}$  – коэффициент, отображающий количество возможных невыходов на работу;

$Ч_{я}$  – численность людей в бригаде.

$$Ч_{\text{чис}} = 11 \cdot 1,125 = 12 \text{ чел.}$$

В производстве работ участвуют две бригады общей численностью 12 человек

## Заключение

Задачей данной выпускной квалификационной работы была реконструкция подстанции 110/10 кВ.

В первой части работы представлена характеристика подстанции, проведен анализ существующей схемы электроснабжения.

Подстанция РП 110/10кВ является распределительной и получает питание от двух ВЛ 220 кВ. Все потребители РП 110/10 кВ являются потребителями I категории и только около 3% - потребителями II категории.

Все потребители подстанции питаются от двух независимых источников. Соответствует требованиям по надежному электроснабжению потребителей I категории. Автоматически вводится резервное электроснабжение участка с потребителями первой категории.

При разработке схемы электроснабжения подстанции учитывались следующие основные требования: Надежность электроснабжения потребителей. пригодность к ремонтным работам; эксплуатационная гибкость электрических цепей; экономические выгоды.

При выполнении работ определялась электрическая нагрузка.

В ходе работы было определено, что оптимальное количество подстанций, питающих потребителей электроэнергией, равно 7. Все подстанции представляют собой две подстанции. Все подстанции оснащены трансформаторами ТМГ 630/10/0,4 кВ. Для электроснабжения газопромывочной установки КСС-1 предусмотрена отдельная двухтрансформаторная подстанция с трансформаторами ТМГ 1000/10/0,4 кВ.

Разработана схема электроснабжения.

В энергосистемах, помимо нормальных режимов работы, могут возникать аварийные режимы, наиболее серьезным из которых является трехфазное короткое замыкание. Ток в таких режимах значительно превышает нормальный ток и измеряется в килоамперах, поэтому расчет тока короткого замыкания производится во время работы.

На основании полученных данных о значениях токов короткого замыкания произведен подбор и испытания электродинамической, термической стойкости и коммутационной способности электрооборудования подстанций с использованием современных типов выключателей и микропроцессорных релейных защит. Сделано.

На стороне 10 кВ планируется установка вакуумного выключателя ВБЭС-10-31,5/1600 УХЛ2 в качестве линейного выключателя. Вакуумные выключатели ВБЭС-10-31,5 предназначены для коммутации электрических цепей в нормальном и аварийном режимах в сетях трехфазного переменного тока с изолированной нейтралью частотой 50 и 60 Гц и номинальным напряжением до 12 кВ.

Были произведены необходимые расчеты и выбрано необходимое сечение кабеля 10 кВ. Он прошел испытания и соответствует критериям РУЕ.

При анализе поведения электрооборудования на подстанциях были выполнены расчеты заземляющих устройств. Заземляющие устройства, выполненные с соблюдением требований по сопротивлению, должны иметь сопротивление 0,5 Ом и менее в любое время года с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей.

Одним из ключевых условий бесперебойной работы подстанций является обеспечение надежной молниезащиты зданий, сооружений и электрооборудования. Поэтому рассчитана его молниезащита.

При реконструкции РЗА и автоматики подстанций проектом будут предусмотрены токовые отключения и МТЗ для защиты линий 10 кВ. Он также обеспечивает защиту от замыкания на землю.

Релейная защита на цифровой базе выполнена с использованием микропроцессорных устройств фирмы «Радиус-Автоматика».

Защиту линии микропроцессорным устройством релейной защиты сетей напряжением 6-35 кВ – «Сириус – Л». АВР выполнена с помощью «Сириус – С».

В результате проведенной реконструкции в проекте проведена замена схемы РУ-10 кВ. На стороне 10 кВ были установлены 4 секции шин, которые обладали большей надежностью нежели 2 секции шин. Так же заменены масляные выключатели на вакуумные, что позволило добиться следующих преимуществ по сравнению с выключателями предыдущих поколений:

- высокая надежность
- не требуют обслуживания
- сниженные массогабаритные характеристики
- широкий диапазон рабочих температур
- отсутствие вредных выбросов

Экономическая целесообразность схемы оценивается приведенными затратами, включающими в себя затраты на сооружение установки – капиталовложения, её эксплуатацию и возможный ущерб от нарушения электроснабжения.

В результате реконструкции электрооборудования подстанции повысится надежность электроснабжения потребителей, уменьшатся потери в элементах электрической сети. Также снизятся расходы на эксплуатацию оборудования, так как предполагаемое к установке оборудование в основном не требует проведения текущих ремонтов и имеет высокие показатели качества.

Считаю проект технически и экономически целесообразным.

## **Список использованных источников**

### **Нормативные правовые акты**

1. Конституция Российской Федерации (принята всенародным голосованием 12.12.1993 с изменениями, одобренными в ходе общероссийского голосования 01.07.2020). // Собрание законодательства РФ. 2014. № 31. ст. 4398.

2. Правила устройства электроустановок // – 9-е изд. перераб. и доп. - Санкт-Петербург: ЭНОС, 2020 – 648 с.

3. Типовая инструкция по проектированию городских электрических сетей: РД 34.20.185–94. утв. РАО «ЕЭС России» 07.07.94. – Введ. 01.01.95. – Москва: НЦ ЭНАС, 2021. – 46 с.

4. СП 31-110-2003. Свод правил. // Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий: утв. Госстроем России 26.10.2019. – Введ. 01.01.2020. – Москва: ФГУП ЦПП, 2020. – 51 с.

5. ГОСТ 13109-97 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего значения. // Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации. – Введ. 01.01.99. – М.: Издательство стандартов, 2019. - 26 с.

6. ГОСТ 28249-93 Короткие замыкания в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ / Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации. – Введ. 01.01.95. - Минск: Издательство стандартов, 2018. - 36 с.

7. ГОСТ Р МЭК 60050-195-2005. Заземление и защита от поражения электрическим током.– М.: Стандартиформ, 2018.

8. ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – М.: Стандартиформ, 2017.

### **Учебники, монографии, диссертации, статьи**

9. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения:

учеб. для вузов/ В.А. Андреев– М.: Высшая школа, 2018. – 639 с.

10. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, 2018. - 192 с.

11. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений / Т.В. Анчарова, Е.Д. Стебунова, М.А. Рашевская. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2016. - 416 с.

12. Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование.: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, 2019. - 48 с.

13. Быстрицкий Г.Ф., Кудрин Б.И. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов: Учебн. пособие. – М.: ИЦ «Академия», 2018.-223с.

14. А.В., Сазыкин В.Г., Кудряков А.Г., Масенко А.В. Системы электроснабжения: учебное пособие. – Краснодар: изд-во «КРОН», 2018.- 334с.

15. Воропанова, Ю. В. Расчет сметной стоимости строительства объектов электроэнергетики: учебно-методическое пособие / Ю. В. Воропанова, М. Б. Перова. – Вологда: ВоГТУ, 2019. – 38 с.

16. Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий: Учебное пособие / Э.А. Киреева. - М.: КноРус, 2018. - 368 с.

17. Климова Г.Н. Энергосбережение на промышленных предприятиях: учебное пособие. - Томск: Изд-во ТПУ, 2019. - 180 с.

18. Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов: Учебник / Е.А. Конюхова. - М.: Академия, 2018. - 352 с.

19. Князевский, Б.А. Охрана труда в электроустановках: Учебник для вузов / Б.А.Князевского. – Москва: Энергоатомиздат, 2019.– 336 с.

20. Коробов, Г.В. Электроснабжение. Курсовое и дипломное проектирование: Учебное пособие / Г.В. Коробов, В.В. Картавец, Н.А. Черемисинова. - СПб.: Лань, 2019. - 192 с.

21. Кудрин, Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы: Учебное пособие / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, Ю.В. Матюнина. - М.: МЭИ, 2013. - 412 с.

22. Кудрин, Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы: Учебное пособие / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, Ю.В. Матюнина. - М.: МЭИ, 2019. - 412 с.
23. Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник для студентов учреждений высшего профессионального образования / Б.И. Кудрин. - М.: ИЦ Академия, 2018. - 352 с.
24. Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учеб. пособие / А.В. Лыкин. - М.: Логос-М, 2017. - 254с.
25. Мамошин, Р.Р. Электроснабжение: Учебник / Р.Р. Мамошин, А.Н. Зимакова. - М.: Альянс, 2016. - 296 с.
26. Назарычев, А.Н. Справочник инженера по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электрических станций и сетей. Централизованное и автономное электроснабжение объектов, цехов, промыслов, предприятий и промышленных комплексов / А.Н. Назарычев. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2006. - 928 с.
27. Плащанский, Л.А. Электроснабжение промышленного производства. Релейная защита / Л.А. Плащанский. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2013. - 299 с.
28. Ополева, Г.Н. Электроснабжение промыш.предприятий и городов: Учебное пособие / Г.Н. Ополева. - М.: Форум, 2018. - 350 с.
29. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин, В.А. Яшков. - М.: Форум, 2018. - 224 с.
30. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение: Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин. - М.: РадиоСофт, 2019. - 328 с.
31. Старкова, Л.Е. Проектирование цехового электроснабжения: Учеб. пособие / Л.Е. Старкова, В.В. Орлов. – Вологда: ВоГТУ, 2019. – 175 с.
32. Седельников, Ф.И. Безопасность жизнедеятельности (охрана труда): Учеб. Пособие / Ф.И. Седельников. – Вологда: ВоГТУ, 2019. – 388 с.
33. Чеботаев, Н.И. Электрооборудование и электроснабжение: Учеб. пособие / Н.И. Чеботаев. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2019. - 474 с.

34. Шитов, В. Н. История финансов России: учеб. пособие / В. Н. Шитов. – Москва: КНОРУС, 2018. – 156 с.
35. Федоров А. А., Старкова Л. Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учеб. Пособие для вузов. - М.: Энергоатомиздат, 2017. - 225с.
36. Щербаков, Е.Ф. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях: Учебное пособие / Е.Ф. Щербаков, Д.С. Александров, А.Л. Дубов. - М.: Форум, 2017. - 496 с.
37. Щербаков, Е.Ф. Электроснабжение и электропотр. на предпр.: Учебное пособие / Е.Ф. Щербаков, Д.С. Александров, А.Л. Дубов. - М.: Форум, 2016. - 224 с.
38. Щербаков, Е.Ф. Электроснабжение. Курсовое проектирование: Учебное пособие / Е.Ф. Щербаков, Д.С. Александров, А.Л. Дубов. - СПб.: Лань, 2020. - 192 с.
39. Щипакин, М.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование: Учебное пособие / М.В. Щипакин, Н.В. Зеленевский и др. - СПб.: Лань, 2018. - 192 с.
40. Яхонтова, О. Электроснабжение и электропотребление: Учебное пособие / О. Яхонтова, Л. Валенкевич, Я. Рутгайзер. - СПб.: Лань, 2017. - 512 с.
41. Территориальные единичные расценки на монтаж оборудования. Сборник №8 «Электротехнические установки»: ТЕРм 81-03-08-2021// Официальное издание. – Вологодская область, 2022. - 74 с.

# Приложения

## ПРИЛОЖЕНИЕ 1

### Схема электроснабжения сети 10 кВ

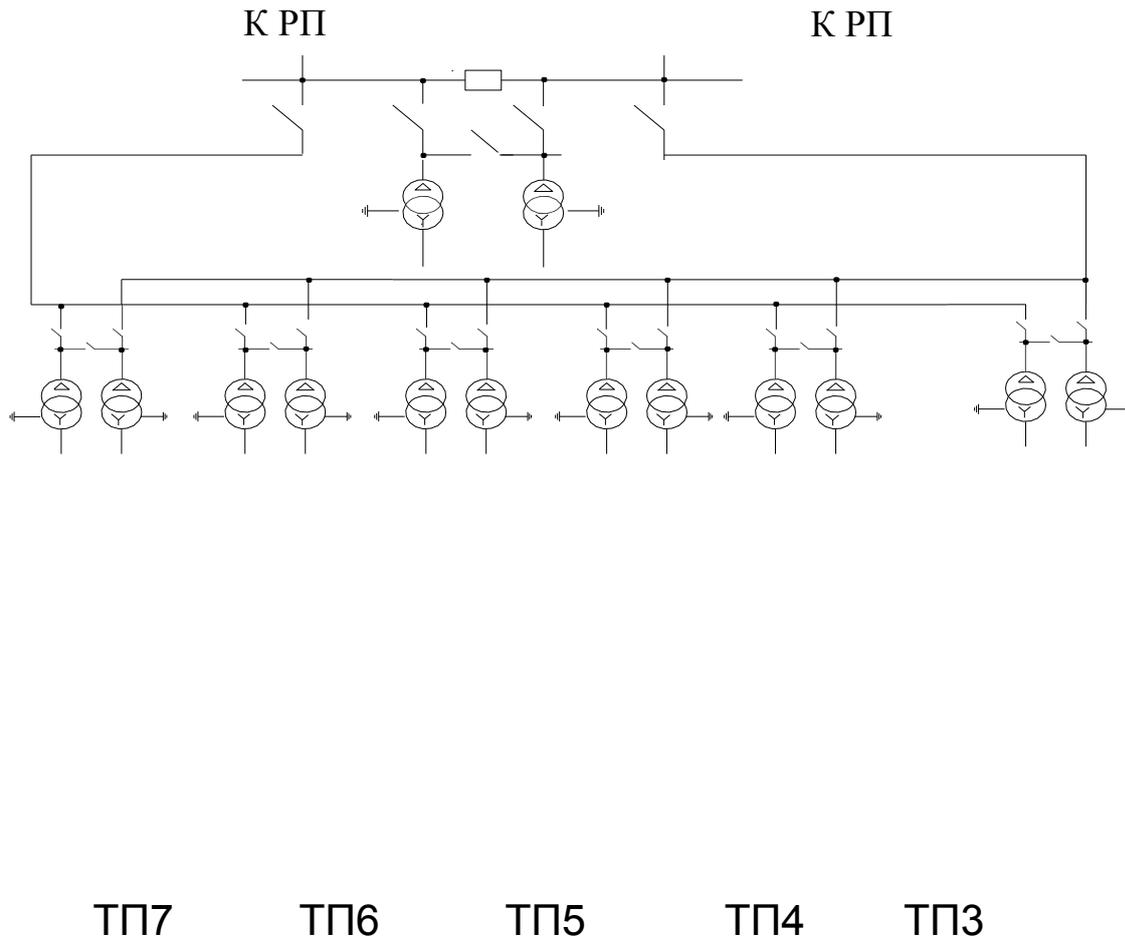


Рисунок А.1 – Схема электроснабжения сети 10 кВ

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Схемы для расчета токов короткого замыкания в сети 10 кВ

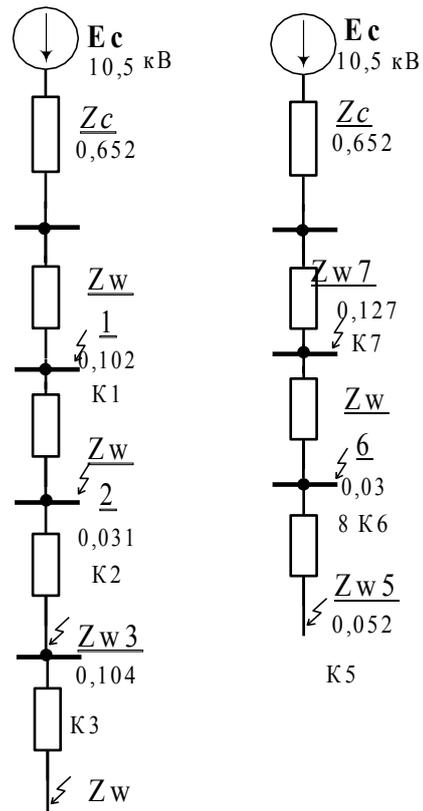


Рисунок К.1 – Схема замещения в разомкнутом режиме работы (нормальный режим)

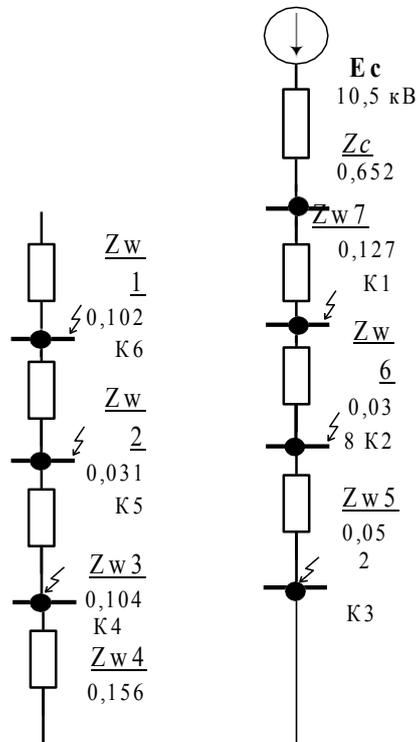


Рисунок Б.2 –Схема замещения при работе в режиме магистрали (послеаварийный режим)



## ПРИЛОЖЕНИЕ 2

### Выбор сечения линий 10 кВ

Таблица В.1 - Выбор сечения кабелей на напряжение 10 кВ

Номер линии	Назначение	$P_p$	$Q_p$	$S_p$	$I_p$	$L$	$I_p/j$	$k_{ср} \cdot k_{пр} \cdot k_{пер}$	$r_0$	$x_0$	$\Delta U$	$F$
		кВт	квар	кВ·А	А	км	м м <sup>2</sup>	А	Ом/км	Ом/км	%	мм <sup>2</sup>
W1	РП— ТП1	387 7,5	166 7,3	422 0,8	24 3,7	0, 5 5	15 2, 3	417,4	0,1 69	0,0 78	0 , 4 4	1 8 5
W2	ТП 1—Т П 2	334 3,7	143 7,8	363 9,7	21 0,2	0, 1 4	13 1, 4	370,1	0,2 08	0,0 79	0 , 1 1	1 5 0
W3	ТП 2—Т П 3	264 1,3	113 5,7	287 5,1	16 6	0, 3 8	10 3, 7	335,3	0,2 61	0,0 8	0 , 3	1 2 0
W4	ТП 3—Т П 4	212 8,7	915 ,4	231 7,2	13 3,8	0, 4 6	83 ,6	295,9	0,3 29	0,0 81	0 , 3 6	9 5
W5	ТП 4—Т П 5	267 8,1	115 1,6	291 5,3	16 8,3	0, 1 9	10 5, 2	335,3	0,2 61	0,0 8	0 , 1 5	1 2 0
W6	ТП 5—Т П 6	335 6,4	144 3,3	365 3,6	21 0,9	0, 1 7	13 1, 8	370,1	0,2 08	0,0 79	0 , 1 4	1 5 0
W7	РП— ТП 6	387 7,3	166 7,2	422 0,5	24 3,7	0, 6 8	15 2, 3	417,4	0,1 69	0,0 78	0 , 5 4	1 8 5
W8	РП— ТП 7	970	601 ,4	114 1,3	65, 9	0, 6	41 ,2	295,9	0,3 29	0,0 81	0 , 2	9 5

											3	
W9	РП— ТП 7	970	601 ,4	114 1,3	65, 9	0, 6	41 ,2	295,9	0,3 29	0,0 81	0 , 2 3	9 5

### ПРИЛОЖЕНИЕ 3

#### Локальный сметный расчет

Таблица Г.1 - Смета затрат на электромонтажные работы

№ п/п	Шифр и позиция в нормативе	Наименование работ и затрат	Кол.	Стоимость на единицу, руб.				Общая стоимость, руб.				Затраты труда рабочих занятых экпл. Машин, чел.-час		
				Ед. изм.	Всего	Эксплуатации машин В т. Ч. Зарплаты	Материалы	Всего	Основной зарплаты	Эксплуатации машин В т. Ч. Зарплаты	Материалы	единицы	общая	
														Основной зарплаты
<b>№1 Монтажные работы</b>														
1	08-01-062-02	Транс-р трехфазный 10 кВ, мощность ю 1000 кВА ТМГ-1000/10/0,4	2	2660,28	1220,87	1137,21	5320,56	604,4	2441,74	2274,48	30,10	60,2		
			шт.	302,20	83,69				167,38					
2	08-01-062-02	Транс-р трехфазный 10 кВ, мощность ю 630 кВА ТМГ-630/10/0,4	12	2660,28	1220,87	1137,21	3192,36	3626,4	14650,44	13646,52	30,10	36,1,2		
			шт.	302,20	83,69				1004,28					
3	08-01-025-02	КТП напряжени	6	2492,74	1586,16	499,65	1495,644	2441,58	9516,96	2997,9	42,30	25,3,8		

		ем до 10 кВ с трансформатором мощностью до 1000 кВ·А	шт .	406,93	133,25				799,5			
4	08-01-084-02	КСО с трансформатором напряжения и ограничителем перенапряжений	2	412,13	189,42	19,90	824,26	405,62	378,84	39,8	20,20	40,4
			шт .	202,81	10,97				21,94			
5	08-01-055-01	Разъединитель однополосный до 10 кВ, на ток до 600 А.	2	18,71	2,49	5,48	37,42	21,48	4,98	10,96	1,07	2,14
			шт .	10,74	0,14				0,28			

Продолжение таблицы Г.1

№ п/п	Шифр и позиция в нормативе	Наименование работ и затрат	Кол.	Стоимость на единицу, руб.			Общая стоимость, руб.				Затраты труда рабочих занятых экспл. Машин, чел.-час		
				Ед. из м.	Всего	Эксплуатации машин В т. Ч. Зарплаты	Материалы	Всего	Основной заработной платы	Эксплуатации машин В т. Ч. Зарплаты	Материалы	единицы	общая
6	08-01-084-04	КСО с Выключатель нагрузки ВНМ-10/400	2	365,51	109,67	19,90	731,02	471,88	219,34	39,8	23,50	47	
			шт .	235,94	6,35				12,7				
7	08-01-084-04	КСО с выключателем ВВ/TEL 10	5	365,51	109,67	19,90	1827,55	1179,7	548,35	99,5	23,50	117,5	
			шт .	235,94	6,35				31,75				
8	08-01-086-02	Вводная панель ЦО	2	327	180,48	6,96	654	279,12	360,96	13,92	13,9	27,8	
			шт .	139,56	10,95				21,9				

9	08-01-086-02	Линейная панель ЦО	4	327	180,48	6,96	1308	558,24	721,91	27,84	13,9	55,6
			шт.	139,56	10,95				43,8			
10	08-01-086-02	Секционная панель ЦО	1	327	180,48	6,96	327	139,56	180,48	6,96	13,9	13,9
			шт.	139,56	10,95				10,95			
11	08-01-086-02	Панель АВР	1	327	180,48	6,96	327	139,56	180,48	6,96	13,9	13,9
			шт.	139,56	10,95				10,95			
12	08-02-141-03	Кабели до 35 кв в готовых траншеях без покрытой кабель массой 1 м, кг, до: 3	41,43	964,99	725,05	363,80	39979,53	5906,67	30038,82	15072,23	14,20	588,3
			100 м	142,57	56,61				2345,35			
13	08-02-141-02	Кабели до 35 кв в готовых траншеях без покрытой кабель массой 1 м, кг, до: 2	43,15	807,93	573,01	97,37	34862,17	5935,28	24725,38	4201,51	13,70	591,15
			100 м	137,55	47,81				2063			

Продолжение таблицы Г.1

№ п / п	Шифр и позиция в нормативе	Наименование работ и затрат	Кол.	Стоимость на единицу, руб			Общая стоимость, руб.					Затраты труда рабочих занятых экпл. Машин, чел.-час	
				Ед. из м.	Всего	Эксплуатации машин	Материалы	Всего	Основной зарплаты	Эксплуатации машин	Материалы	единицы	общая
14	08-02-141-01	Кабели до 35 кв в готовых траншеях без покрытой кабель массой 1	7,25	765,57	530,65	97,37	5550,38	997,23	3847,65	705,93	13,70	99,32	
			100 м	137,55	45,36				328,86				

		м, кг, до:										
15	08-02-142-01	Устройство постели при одном кабеле в траншее	91,83	1310,28	1243,71	-	120323	6113,12	114209,88	-	6,63	608,83
			100м	66,57	72,01				6612,67			
16	08-02-369-02	Покрытие кабеля, проложено в траншее, плитами одного кабеля	91,83	1395,55	1323,46	-	128153,35	6620	121533,33	-	7,18	659,33
			100м	72,09	76,62				7036			
17	08-02-363-01	Кронштейны специальные на опорах для светильников.	45	263,49	211,06	17,68	11857,05	1563,75	9497,7	795,6	3,41	153,45
			шт.	34,75	19,48				876,6			
18	08-03-596-07	Прожектор, отдельно устанавливаемый на стальной мачте.	0,45	42409,87	25140,76	13308,89	19084,44	1782,09	11313,34	5989	383,00	172,35
			100шт.	3960,22	2306,35				1037,85			

Продолжение таблицы Г.1

№ п/п	Шифр и позиция в нормативе	Наименование работ и затрат	Кол.	Стоимость на единицу, руб			Общая стоимость, руб.				Затраты труда рабочих занятых экспл. Машин, чел.-час		
				Ед. изм.	Всего	Эксплуатации машин В т. Ч. Зарплаты	Материалы	Всего	Основной зарплаты	Эксплуатации машин В т. Ч. Зарплаты	Материалы	единицы	общая
<b>№2 Строительные работы</b>													
19	ТЕР01-01-003-08	Разработка грунта в отвал экскаваторами «драглайн» или «обратна	1,65	3135,70	3050,50	0,00	5173,90	140,58	5033,32	0,00	10,48	17,29	
			1000 м³.	85,20	328,57				542,14				



				аты								
2 1	ТЕРп 01-12- 027-01	Испытани е кабеля силового длиной до 50 0м напряжени ем до 10 кВ	12	127	0,00	0,00	1524	1524	0,00	0,00	9,6	11 5,2
			1 ис п.	127	0,00				0,00			
2 2	ТЕРп 01-12- 010-01	Обмотка трансформ атора силового	28	43,35	0,00	0,00	1213 ,8	1213, 8	0,00	0,00	3,0 0	84
			1 ис п.	43,35	0,00				0,00			
2 3	ТЕРп0 1-03- 008-05	Исп. Вакуумны х выключате лей напряжени ем до 11 кВ	5	332,6 4	0,00	0,00	1663 ,2	1663, 2	0,00	0,00	24, 00	12 0
			шт .	332,6 4	0,00				0,00			
2 4	ТЕРп0 1-03- 008-01	Исп. Выключат еля нагрузки напряжени ем до 11 кВ	44	124,7 4	0,00	0,00	5488 ,56	5488, 56	0,00	0,00	9,0 0	39 6
			шт .	124,7 4	0,00				0,00			
2 5	ТЕРп 01-12- 020-01	Испытани я повышенн ым напряжени ем сборных и соедините льных шин	14	119,0 7	0,00	0,00	1666 ,98	1666, 98	0,00	0,00	9,0 0	12 6
			1 ис п.	119,0 7	0,00				0,00			
2 6	ТЕРп 01-02- 016-02	Испытани е измерител ьного трансформ атора напряжени я до 11 кВ	2	221,7 6	0,00	0,00	443, 52	443,5 2	0,00	0,00	16, 00	32
			шт .	221,7 6	0,00				0,00			
2 7	ТЕРп0 1-12- 021-01	Испытани е коммутаци онных аппаратов до 1 кВ	14	27,72	0,00	0,00	388, 08	388,0 8	0,00	0,00	2,0 0	28
			шт .	27,72	0,00				0,00			

Продолжение таблицы Г.2

№ п /п	Шифр и позиц ия в норма тиве	Наименова ние работ и затрат	Ко л.	Стоимость на единицу, руб.	Общая стоимость, руб.	Затраты труда рабочих не занятых экспл. Машин,
--------------	---	------------------------------------	----------	-------------------------------	-----------------------	--

			Ед. изм.	Всего		Эксплуатации машин	Материалы	Всего	Основной зарплаты	Эксплуатации машин	Материалы	чел.-час	
				Основной зарплаты	В т. Ч. Зарплаты							единицы	общая
28	ТЕРп 01-03-002-10	Выключатель автоматический трехполюсный с электромагнитным расцепителем до 1600А	14	130,52	0,00	0,00	1827,28	1827,28	0,00	0,00	9,00	126	
			шт.	130,52	0,00				0,00				
29	ТЕРп 01-03-002-05	Выключатель автоматический трехполюсный с электромагнитным расцепителем до 200А	7	30,12	0,00	0,00	210,84	210,84	0,00	0,00	3,00	21	
			шт.	30,12	0,00				0,00				
30	ТЕРп 01-03-005-01	Испытание коммутационных аппаратов свыше 1 кВ	14	83,16	0,00	0,00	1164,24	1164,24	0,00	0,00	6,00	84	
			шт.	83,16	0,00				0,00				
31	ТЕРп 01-02-017-02	Испытание трансформаторов тока до 11 кВ	6	69,30	0,00	0,00	415,8	415,8	0,00	0,00	5,00	30	
			шт.	69,30	0,00				0,00				
32	ТЕРп 01-02-017-02	Измерение сопротивления изоляции мегомметром кабельных линий	46	5,11	0,00	0,00	235,06	235,06	0,00	0,00	0,40	18,4	
			лин.ия	5,11	0,00				0,00				
33	ТЕРп 01-02-017-01	Испытание трансформаторов тока до 1 кВ	42	20,79	0,00	0,00	873,18	873,18	0,00	0,00	1,50	63	
			шт.	20,79	0,00				0,00				
ИТОГО:							17114,54	17114,54			97,5	1243,6	

## ПРИЛОЖЕНИЕ 4

### Оборудование и материалы в текущих ценах

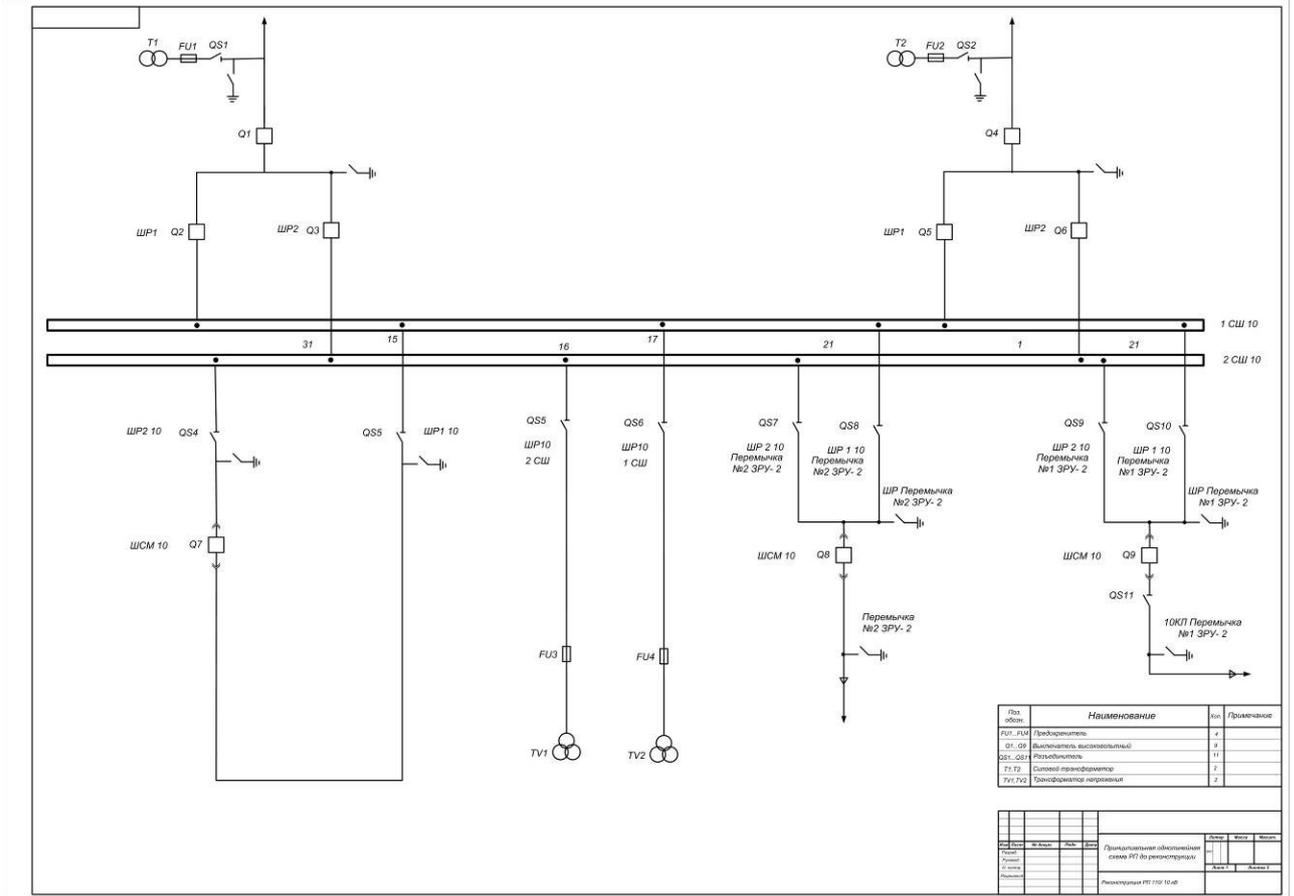
Таблица Д.1 – Оборудование и материалы в текущих ценах

п/п	Источник ценообразования	Наименование оборудования и материалов	Количество	Цена	Цена всего
			Единица измерения		
Оборудование в текущих ценах					
1	<a href="http://transform74.ru/tr/transformatory-tm/200/">http://transform74.ru/tr/transformatory-tm/200/</a>	Силовой трансформатор ТМГ-1000/10/0,4	2	446082	892164
			шт.		
2	<a href="http://transform74.ru/tr/transformatory-tm/200/">http://transform74.ru/tr/transformatory-tm/200/</a>	Силовой трансформатор ТМГ-630/10/0,4	шт.	298000	3576000
			шт.		
3	<a href="https://www.ruselt.ru/catalog/kamery_kso/kamery_kso1/">https://www.ruselt.ru/catalog/kamery_kso/kamery_kso1/</a>	КСО с трансформатором напряжения и ОПН	2	582000	1036000
			шт.		
4	<a href="https://www.ruselt.ru/">https://www.ruselt.ru/</a>	Ячейка КСО с ВВ/TEL-10	5	628303	3141515
			шт.		
5	<a href="https://www.ruselt.ru/catalog/kamery_kso/kamery_kso1/">https://www.ruselt.ru/catalog/kamery_kso/kamery_kso1/</a>	КСО с Выключатель нагрузки ВНМ-10/400	2	510000	1020000
			шт.		
6	<a href="https://grantek-svet.ru/catalog">https://grantek-svet.ru/catalog</a>	Разъединитель высоковольтный	2	5 951	11902
			шт.		
7	<a href="http://trans-ktp.ru/price/ktp">http://trans-ktp.ru/price/ktp</a>	КТП напряжением до 10 кВ	5	412000	2060000
			шт.		
8	<a href="http://trans-ktp.ru/price/ktp">http://trans-ktp.ru/price/ktp</a>	КТП напряжением до 10 кВ	1	528000	528000
			шт.		
9	<a href="https://www.pulscen.ru">https://www.pulscen.ru</a>	Вводная панель одностороннего обслуживания	2	30931	61862
			шт.		
10	<a href="https://www.pulscen.ru">https://www.pulscen.ru</a>	Линейная панель одностороннего обслуживания	4	107873	431492
			шт.		
11	<a href="https://www.pulscen.ru">https://www.pulscen.ru</a>	Секционная панель одностороннего обслуживания	1	20345	20345
			шт.		
12	<a href="https://www.pulscen.ru">https://www.pulscen.ru</a>	Панель АВР	1	46 150	46150
			шт.		
13	<a href="https://fokus-spb.com/">https://fokus-spb.com/</a>	Светодиодный светильник УСС 70/100	45	15500	697500
			шт.		
<b>ИТОГО:</b>					<b>13522930</b>

Продолжение таблицы Д.1

п/п	Источник ценообразования	Наименование оборудования и материалов	Количество	Цена	Цена всего
			Единица измерения		
Материалы в текущих ценах					
15	<a href="https://led-svetilniki.ru/shop/products/kronshtejn-kr">https://led-svetilniki.ru/shop/products/kronshtejn-kr</a>	Кронштейн КР-3	45	780	35100
			шт.		
16	<a href="https://cable.ru">https://cable.ru</a>	кабель 10 кВ АПвП 3*185	12,3	108200	1330860
			100м		
17	<a href="https://cable.ru">https://cable.ru</a>	кабель 10 кВ АПвП 3*150	3,1	88147	273255
			100м		
18	<a href="https://cable.ru">https://cable.ru</a>	кабель 10 кВ АПвП 3*120	5,7	77565	442120
			100м		
19	<a href="https://cable.ru">https://cable.ru</a>	кабель 10 кВ АПвП 3*95	16,6	67139	1114507
			100м		
20	<a href="https://cable.ru">https://cable.ru</a>	кабель 10 кВ АПвП 3*25	7,25	9800	71050
			100м		
21	<a href="https://cable.ru">https://cable.ru</a>	кабель 10 кВ АПвП 3*50	0,53	13970	7404
			100м		
22	<a href="https://cable.ru">https://cable.ru</a>	кабель 10 кВ АПвП 3*70	4,75	23210	110247
			100м		
23	<a href="https://cable.ru">https://cable.ru</a>	кабель 10 кВ АПвП 3*95	21,21	33957	720227
			100м		
24	<a href="https://cable.ru">https://cable.ru</a>	кабель 10 кВ АПвП 3*120	6,74	39270	264679
			100м		
25	<a href="https://cable.ru">https://cable.ru</a>	кабель 10 кВ АПвП 3*150	5	46200	231000
			100м		
26	<a href="https://cable.ru">https://cable.ru</a>	кабель 10 кВ АПвП 3*185	8,65	77100	666915
			100м		
ИТОГО:					5267364

Принципиальная однолинейная схема РП до реконструкции



Принципиальная однолинейная схема РП после реконструкции

