

**Министерство образования и науки Российской Федерации**

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) программы Релейная защита и автоматизация  
электроэнергетических систем

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Развитие Хабаровских электрических сетей напряжением 110 кВ в  
связи с установкой третьего трансформатора на ПС Корфовская

Исполнитель

студент группы

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А. А. Лебедева

Руководитель

преподаватель

\_\_\_\_\_

Ю. В. Мясоедов

подпись, дата

Нормоконтроль  
доцент, канд. техн. наук

А.Н. Козлов

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Благовещенск 2016

**Министерство образования и науки Российской Федерации**

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

## З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе  
студента: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

1. выпускной квалификационной работы (проекта):

\_\_\_\_\_

(утверждена приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)

2. Срок сдачи студентом законченной работы  
(проекта) \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной  
работе: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

4. Содержание выпускной квалификационной работы (проекта) (перечень подлежащих  
разработке вопросов):

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем,  
программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.)

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (проекту) (с указанием  
относящихся к ним  
разделов \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

7. Дата выдачи  
задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной  
работы: \_\_\_\_\_

Задание принял к исполнению  
(дата): \_\_\_\_\_

**Министерство образования и науки Российской Федерации**

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

**ОТЗЫВ**

**на выпускную квалификационную работу студента  
энергетического факультета**

**Фамилия** \_\_\_\_\_

**Имя** \_\_\_\_\_

**Отчество** \_\_\_\_\_

**Направление**  
**подготовки** \_\_\_\_\_

**Направленность (профиль) программы**

**Тема** \_\_\_\_\_ **выпускной** \_\_\_\_\_ **квалификационной**  
**работы** \_\_\_\_\_

**1. Объем работы:**

**количество листов выпускной квалификационной**  
**работы** \_\_\_\_\_

**количество рисунков и**

**таблиц** \_\_\_\_\_

**число**

**приложений** \_\_\_\_\_

**2. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)**

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

**Вопросы задания, не нашедшие отражения в**  
**работе** \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

**Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с**  
**темой** \_\_\_\_\_ **и** \_\_\_\_\_ **направленностью**

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

**Министерство образования и науки Российской Федерации**

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

**РЕЦЕНЗИЯ**

**на выпускную квалификационную работу студента  
энергетического факультета**

**Фамилия** \_\_\_\_\_

**Имя** \_\_\_\_\_

**Отчество** \_\_\_\_\_

**Направление  
подготовки** \_\_\_\_\_

**Направленность (профиль) программы**

**Тема \_\_\_\_\_ выпускной \_\_\_\_\_ квалификационной  
работы \_\_\_\_\_**

**1. Соответствию содержанию работы (проекта) заданию (полное или  
неполное)**

\_\_\_\_\_

**Вопросы задания, не надлежащие отражения в работе (проекте)**

\_\_\_\_\_

**Материалы представленные в работе (проекте), непосредственно связанные с темой и направленностью** \_\_\_\_\_

**2. Достоинства работы (проекта)** \_\_\_\_\_

**3. Недостатки работы (проекта)** \_\_\_\_\_

## ВВЕДЕНИЕ

На Дальнем Востоке генерирующие мощности и передающие сети объединены в шесть энергосистем. Одной из крупнейших энергосистем является энергосистема Хабаровского края (2294 тыс. кВт).

С точки зрения энергообеспечения, некоторые регионы Дальнего Востока в силу их географического расположения являются изолированными и самодостаточными. Энергосистемы южной зоны образуют единую энергосеть "Восток", которая позволяет регулировать энергетический баланс в регионах, но не имеет выхода на российские магистральные линии электропередачи.

Дальнейшее развитие электроэнергетической промышленности на Дальнем Востоке продиктовано необходимостью технической модернизации, более широкого использования высокорентабельных видов энергетики и дешевых местных ресурсов.

Необходимым условием обеспечения высоких темпов социально-экономического развития региона является решение задач по закреплению

населения путём сохранения и создания новых рабочих мест и реализации проектов, связанных с развитием инженерной инфраструктуры, транспортного и топливно-энергетического комплексов, социальной сферы.

Согласно «Стратегии социального и экономического развития Хабаровского края на период до 2025 года», утверждённой Постановлением Правительства Хабаровского края 13.01.2009 г. № 1-пр, развитие Хабаровского края должно обеспечиваться за счёт реализации промышленного потенциала с учётом реконструкции и модернизации машиностроения и обрабатывающего сектора, осуществления Проектов по развитию транспортных магистралей и транспортных узлов, выполняющих основные межрегиональные связи.

Вводы новых крупных потребителей или развитие существующих приняты, исходя из выданных или запрошенных технических условий (ТУ) на подключение к сетям энергосистемы края и с учетом «Схемы размещения крупных производственных мощностей, а также объектов транспортной и энергетической инфраструктуры, необходимых для осуществления их деятельности, на территории Хабаровского края на период 2008-2025 гг.», утверждённой распоряжением Губернатора Хабаровского края от 23 октября 2007 г. № 580-р./9/

В данной бакалаврской работе предлагается установить третий трансформатор на подстанции «Корфовская» Хабаровского края. В связи с увеличением нагрузки, в основном на средней стороне трансформаторов, нужно либо заменять два существующих сейчас там трансформатора на класс выше по мощности, либо как предлагается в этой работе установить третий трансформатор, что экономически будет выгоднее.

Для решения поставленной задачи необходимо выбрать источники питания, рассчитать режимные характеристики потребителей. Выбрать трансформатор, подходящий по всем параметрам в данную сеть, выбрать коммутационные аппараты. А для этого необходимо знать соответствующие максимальные рабочие токи и ток короткого замыкания. Доказать

экономически, что это действительно будет выгоднее. Рассчитать молниезащиту и заземление подстанции; грозоупорность ВЛ 110 кВ; определить надежность проектируемой схемы.

Следующим шагом будет определение установившихся режимов (максимального, послеаварийного), оценка эффективности инвестиций в проектируемую сеть, и последнее - расчет безопасности и экологичности проекта.

# 1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ХАБАРОВСКОГО КРАЯ

## 1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района проектируемой сети

Хабаровский край граничит на юге с Приморским краем, на юго-западе – с Еврейской АО (ЕАО), на западе – с Амурской областью, с Республикой Саха (Якутия) - на севере и северо-западе.

Хабаровский край – один из самых крупных регионов Дальнего Востока (788 тыс. км<sup>2</sup>), население которого составляет около 1,4 млн. человек. По сравнению с 1995г. уменьшение численности населения в крае составило около 197 тыс. человек (или ~12%) по причине миграционного оттока населения за пределы края и превышения смертности над рождаемостью.

Преобладающая часть территории имеет горный рельеф. Равнинные пространства занимают значительно меньшую часть и простираются главным образом вдоль бассейнов рек Амура, Тугура, Уды, Амгуни.

Климат Хабаровского края носит муссонный характер, с характерной холодной зимой и влажным жарким летом. Он создается под влиянием Азиатского континента и Тихого океана. Климатические условия существенно изменяются с характером рельефа, близостью к морю и с севера на юг. Так, например, средняя температура января в континентальных районах колеблется от –22 °С– на юге, до –40 °С –на севере; на морском побережье — от –18 °С до –24 °С. Средняя температура июля на юге +20 °С, на севере +15°С.

Весна на большей части территории края приходит в начале марта и отмечается заметным повышением дневных температур воздуха. Весна достаточно продолжительна с характерной неустойчивостью температур. В северные районы и на морские побережья края весна приходит с опозданием на месяц-полтора.

Лето в крае, за исключением морского побережья, жаркое. Начало лета (июнь) отмечается малым количеством осадков. В июле — начале августа в южных районах края наблюдаются дожди, обусловленные проникновением сюда влажных тропических масс воздуха. Наиболее теплым месяцем является июль, средняя температура его на юге края 20 – 21<sup>0</sup>С, а на севере 14 – 16<sup>0</sup>С.

Начало осени в Хабаровском крае — самое лучшее время года. В это время устанавливается теплая и сухая погода, с постепенным похолоданием. Резкое похолодание на юге края наблюдается конце ноября. В горы и северные районы осень приходит на месяц раньше.

Зима в Хабаровском крае характеризуется солнечной погодой с сильными морозами, достаточно часто сопровождаемыми ветрами. На побережье края морозы несколько слабее. Днем в конце зимы устанавливается умеренно отрицательная температура. Средние температуры самого холодного месяца колеблются от – 22, - 24<sup>0</sup>С на юге до – 26- 40<sup>0</sup>С на севере. В отдельные годы на крайнем севере Хабаровского края понижение температур наблюдается до – 55 - 60<sup>0</sup>С.

Годовая сумма осадков колеблется от 400—600 мм на севере и до 600—800 мм на равнинах и восточных склонах хребтов. На юге края до 90 % осадков выпадает с апреля по октябрь, особенно много их в июле и августе. В Хабаровском крае два района: Аяно-Майский и Охотский (а также Шантарские острова) — являются районами Крайнего Севера.

Территория края, охваченная централизованным электроснабжением (с численностью населения ~ 1,35 млн. чел) составляет около 35 % от всей площади края.

Ведущими секторами экономики Хабаровского края является промышленность (~20%), транспорт и связь (~20%), торговля и строительство.

Основными отраслями специализации промышленности являются: топливно-энергетический комплекс (~ 25%), машиностроительный комплекс

(~20%), добыча полезных ископаемых (~13%), металлургическое производство (~12%), лесозаготовка и деревопереработка (свыше 12%), производство пищевых продуктов (~10%).

Территория края заселена и освоена неравномерно. Подавляющая часть социально-экономического и демографического потенциала приходится на Амурскую долину. На остальной части территории - разреженная сеть поселений и небольших экономических центров вдоль побережья моря и очаги освоения во внутренних горных районах.

Через территорию края проходят две крупнейшие железнодорожные магистрали федерального значения: Транссибирская – с выходом через территорию Еврейской АО и Хабаровского края на морские порты Приморья и Байкало-Амурская (БАМ) – с выходом на морские порты Хабаровского края: Ванино и Советская Гавань.

## **1.2 Характеристика источников питания**

Суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы Хабаровского края (без ЕАО) составила на 1.01.2011 г. - 2294,6 МВт, в т.ч. Николаевского ЭР – 130,6 МВт.

Энергосистема Хабаровского края по структуре установленной мощности однородна, так как в ней работают только ТЭС, поэтому ощущается недостаток маневренной мощности. Покрытие пиковой части графиков электрических нагрузок осуществляется реверсивным перетоком из энергосистем Амурской области и Приморского края.

В энергосистеме края находятся объекты филиалов ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» (ДГК) - Хабаровская генерация и Хабаровская теплосетевая компании. Параллельно с энергосистемой в ОЭР эксплуатируется блок-станция - Хорская ТЭЦ (гидролизного завода) установленной мощностью 5 МВт.

В составе филиала Хабаровской генерации находятся 7 электростанций и ДЭС суммарной установленной мощностью 2289,6, из которых 2 являются источниками питания г.Хабаровск:

Хабаровская ТЭЦ-1 – установленная мощность 435 МВт;

Хабаровская ТЭЦ-3 – установленная мощность 720 МВт.

В составе энергосистемы действуют электрические сети 220-500 кВ филиала Федеральной сетевой компании (ФСК) МЭС Востока и сети ОАО «ДРСК» - 35-110 кВ.

Доля энергосистемы Хабаровского края (без ЕАО) составляет в последние годы в электропотреблении и максимуме электрической нагрузки ОЭС Востока - около 26-28%. /6/

### **1.3 Характеристика существующей электрической сети**

На территории Хабаровского края получили развитие электрические сети напряжением **500/220/110/35** кВ.

Низким напряжением ПС 35-220 кВ, на котором осуществляется распределение электроэнергии, является напряжение **6 - 10** кВ.

Энергосистема, функционирующая на территории Хабаровского края и Еврейской Автономной области, входит в состав Объединённой энергосистемы Востока и связана с двумя соседними энергосистемами ОЭС следующими ВЛ:

с ЭС Амурской области:

- двумя ВЛ 500 кВ Хабаровская - Бурейская ГЭС (ПС 500 кВ Хабаровская расположена в п. Смидовичи на территории Еврейской автономной области, граничащей с Хабаровским краем);

- тремя ВЛ 220 кВ, из них: двумя – вдоль транссиба и одной – вдоль БАМа,

с ЭС Приморского края:

- одной ВЛ 500 кВ Хехцир-2 – Приморская ГРЭС, двухцепной ВЛ 220 кВ Хехцир - Приморская ГРЭС и одноцепной ВЛ 110 кВ Хехцир - Приморская ГРЭС.

Системообразующая сеть энергосистемы сформирована на напряжении 500 - 220 кВ, распределительная - на напряжении 110 - 35 кВ.

**Конфигурация электрической сети:**

### **ВЛ-220 кВ**

Магистраль №1 с двухсторонним питанием ХТЭЦ-3 – РЦ цепи №1,2 (Лвл= 13,1 км, АСО-400, двухцепная).

Магистраль №2 с двухсторонним питанием ХТЭЦ-3 – Хехцир-2 цепи №1, 2 с отпайкой ПС НПЗ-34 (Лвл= 66,6 км, АС-400, двухцепная).

Магистраль №3 с двухсторонним питанием ХТЭЦ-3 – Хехцир-2 цепи №1,2 с отпайкой ПС Князе-Волконка (Лвл= 92,1 км, АС-400, двухцепная).

Магистраль №4 с двухсторонним питанием Хехцир-2 – Хехцир цепи №1,2 (Лвл= 0,27 км, АС-400, двухцепная).

### **ВЛ-110 кВ**

Магистраль №1: ХТЭЦ-3 – РЦ цепи №1,2 (Лвл=17,38 км, АС-150, двухцепная, 1975 г., *загрузка линий превышает двойную экономическую и длительно-допустимую/9/*).

Магистраль №2: ХТЭЦ-3 – РЦ (Лвл= 9,31 км, АС-150 – 8,16 км , АС-185 – 1,16 км, одноцепная).

Магистраль №3: ХТЭЦ-1 – РЦ с отпайками Центральная, Городская цепи №1, (Лвл=17 км, АС-120, двухцепная).

Магистраль №4: Хехцир – Корфовская (Лвл= 0,9 км, АС-120, одноцепная).

Магистраль №5: ХТЭЦ-1 – Корфовская с отп МЖК, АК (Лвл=23,64, АС-120, двухцепная).

### **Общая характеристика электрической сети:**

Источники генерации:

Хабаровская ТЭЦ-3 (ОРУ-220 кВ, ОРУ-110 кВ).

Хабаровская ТЭЦ-1 (ОРУ-110 кВ, ОРУ-35 кВ).

Уровни напряжений в сети: 220, 110, 10, 6 кВ.

### **ПС-500 кВ**

1. ПС Хехцир-2 – транзитная.

### **ПС-220 кВ**

1. ПС РЦ – транзитная (2 АТ х 125 МВА).
2. ПС Хехцир – транзитная (АТ х 125 МВА, АТ х 63 МВА).
3. ПС Князе-Волконка – отпаечная.
4. ПС НПС-34 – отпаечная.

### **ПС-110 кВ**

1. ПС Центральная – отпаечная (2 х 40 МВА, ОРУ-110, 35, ЗРУ-6)
2. ПС Городская – отпаечная (2 х 40 МВА, КРУ-110, 6)
3. ПС Корфовская – транзитная (1Т х 10 МВА, 2Т х 16 МВА, ОРУ-110, 35, ЗРУ-6)
4. ПС МЖК – отпаечная (2 х 16 МВА, ОРУ-110, ЗРУ-6)
5. ПС АК – отпаечная (2 х 25 МВА, ОРУ-110, 35, ЗРУ-6)

### 2.1 Расчёт режимных характеристик потребителей

Ввод новых объектов в эксплуатацию, обеспечит первую категорию надежности электроснабжения. Применение нового трехобмоточного трансформатора 25 МВА позволяет разгрузить два трансформатора, которые сейчас очень сильно загружены по средней стороне 35 кВ.

Средняя мощность:

$$P_{\text{ср}} = K_3 \cdot N_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном тр}} \cdot \cos(\varphi), \quad (1)$$

где  $K_3$  – коэффициент загрузки трансформатора;

$N_{\text{тр}}$  – количество трансформаторов на ПС;

$S_{\text{ном тр}}$  – номинальная мощность трансформаторов.

Максимальная мощность:

$$P_{\text{max}} = K_{\text{max}} \cdot P_{\text{ср}}, \quad (2)$$

где  $K_{\text{max}} = 1,24$  – коэффициент максимума нагрузки, для Хабаровского края.

Эффективная мощность:

$$P_{\text{эф}} = K_{\text{эф}} \cdot P_{\text{ср}}, \quad (3)$$

где  $K_{\text{эф}} = 1,17$  – коэффициент эффективной нагрузки, для Хабаровского края.

Вероятностные характеристики для летнего периода рассчитываются путем умножения зимних характеристик на  $K_{\text{л}}$  - коэффициент летнего снижения нагрузки, который равен для Хабаровского края 0,85.

Реактивные нагрузки рассчитываются через коэффициент реактивной мощности -  $\text{tg}(\varphi)$ .

Расчитанные вероятностные характеристики отображены в таблице 1.

Таблица 1 – Вероятностные характеристики мощностей

ПС	Активная мощность			Реактивная мощность		
	$P_{ср}$ , МВт	$P_{max}$ , МВт	$P_{эф}$ , МВт	$Q_{ср}$ , Мвар	$Q_{max}$ , Мвар	$Q_{эф}$ , Мвар
АК	31,5	39,06	36,9	12,6	15,6	14,7
Центральная	50,4	62,5	59	20,16	25	23,5
Городская	50,4	62,5	59	20,16	25	23,5
МЖК	20,2	25	24	8,1	10	9,5
Корфовская	16,4	20	19,2	6,5	8,2	7,6

## 2.2 Выбор силового трансформатора

Расчетная мощность силового трансформатора определяется по формуле:

$$S_{тр} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{n_{тр} \cdot K_3}, \quad (4)$$

где  $P_{ср}$  – средняя активная мощность нагрузки в зимний период, МВт;

$Q_{неск}$  – средняя реактивная мощность нагрузки в зимний период, Мвар;

$n_{тр}$  – количество трансформаторов на подстанции;

$K_3 = 0,7$  – коэффициент загрузки трансформатора.

Проверка выбора трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки трансформатора в нормальном и послеаварийном режиме:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{n_{тр} \cdot S_{тр.ном}} \leq 0,7; \quad (5)$$

$$K_3^{п/ав} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{(n_{тр} - 1) \cdot S_{тр.ном}} \leq 1,4; \quad (6)$$

Расчетная мощность силового трансформатора на подстанции «Корфовская»:

$$S_{\text{тр}} = \frac{\sqrt{23,85^2 + 9,54^2}}{2 \cdot 0,7} = 18,35 \text{ МВА.}$$

Выбираем силовой трансформатор ТДТН-25000/110.

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{23,85^2 + 9,54^2}}{2 \cdot 25} = 0,57 \leq 0,7; \quad (7)$$

$$K_3^{\text{п/ав}} = \frac{\sqrt{29,71^2 + 11,884^2}}{1 \cdot 25} 1,12 \leq 1,4. \quad (8)$$

Таблица 2 - Технические характеристики масляного трансформатора серии ТДТН-25000/110

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение, кВ			Потери, кВт		Ток ХХ, %
		ВН	СН	НН	х.х	к.з.	
ТДТН-25000/110-У1	25000	115	38,5	11	31	140	0,7

### 2.3 Описание силового трансформатора

Силовые трехфазные трехобмоточные трансформаторы с масляным охлаждением с дутьем, с переключением ответвлений под нагрузкой и повышенной стойкостью к токам короткого замыкания предназначены для работы в электрических сетях промышленной частоты 50 Гц. Трансформаторы ТДТН-25000 на напряжение 110 кВ по технике безопасности соответствуют ГОСТ 12.2.007.2-75, выпускаются в соответствии с ГОСТ 11677-85 и ГОСТ 11920-85. Система циркуляции воздуха — принудительная. Охлаждение — естественное, масляное. Возможность регулирования напряжения под нагрузкой (диапазон РПН  $\pm 8 \times 1,5\%$ ). Форма баков, для типа ТДТН, изготавливается овальной. При необходимости увеличения поверхности охлаждения часто используются радиаторы. Возможность перемещения трансформатора ТДТН также предусмотрена — под верхней рамой бака располагаются крюки. За

циркуляцию воздуха отвечают вентиляторы, установленные снизу радиаторов и имеющие мощность двигателя 0,25 кВА.

Трансформаторы не предназначены для работы в условиях тряски, вибрации, ударов, в химически активной среде. Высота установки ТРДН над уровнем моря не более 1000 м.

Масляные трансформаторы ТДТН предназначены для наружной или внутренней установки умеренного (от + 40°C до - 45°C) климата.

#### **2.4 Определение токов короткого замыкания**

Коротким замыканием называется всякое не предусмотренное нормальными условиями работы замыкания между фазами, а в сетях с заземленными нейтралью – также замыкание между одной или нескольких фаз на землю (или нулевой провод).

При возникновении КЗ в электрической системе сопротивление цепи уменьшается, что приводит к увеличению токов в ветвях системы по сравнению с токами нормального режима. Это в свою очередь, вызывает снижение уровней напряжения в узлах, которое особенно велико вблизи места короткого замыкания.

Электрические аппараты, изоляторы и токоведущие устройства работают в трех основных режимах: длительном, перегрузки и короткого замыкания.

В длительном режиме надежная работа аппаратов обеспечивается правильным выбором их по номинальному напряжению и току.

В режиме перегрузки надежная работа аппаратов электрических установок обеспечивается ограничением значения и длительности повышения напряжения или тока в таких пределах, при которых гарантируется нормальная работа установок за счет запаса прочности.

В режиме короткого замыкания надежная работа аппаратов обеспечивается соответствием выбранных параметров устройств условиям термической и электродинамической стойкости. Следовательно, можно сказать, что расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и

проверки электрических аппаратов (выключателей, разъединителей, ошиновки, трансформаторов тока и трансформаторов напряжения), а также для выбора и проверки уставок срабатывания релейной защиты и автоматики.

Расчет токов КЗ при выборе и проверке электрических аппаратов не требует высокая точность результатов расчета, поэтому в данной бакалаврской работе проведем расчет в приближенном приведении параметров элементов сети к одной ступени напряжения, в относительных единицах.

Электрическая схема замещения для расчета токов короткого замыкания приведена на рисунке 1.

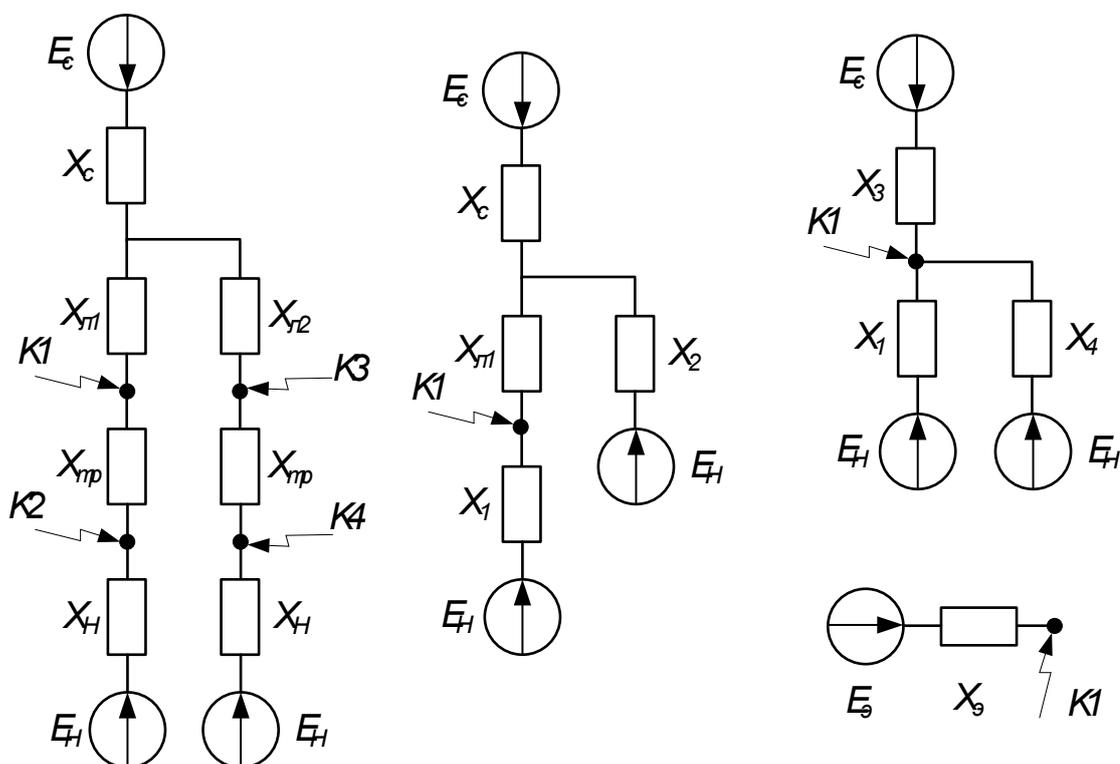


Рисунок 1 – Схема замещения для расчетов токов короткого замыкания

В расчете вводятся базисные величины  $U_6=110$  кВ и  $S_6=100$  МВА, ЭДС системы принимаем 1, ЭДС нагрузки 0,85.

Базисный ток:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (9)$$

$$I_{6110} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,525 \text{ кА};$$

$$I_{635} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1,65 \text{ кА};$$

$$I_{610,5} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}.$$

Параметры схемы замещения:

Индуктивные сопротивления силового трансформатора:

$$X_{\text{тр}}^* = \frac{U_{\text{к,}\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}},$$

где  $U_{\text{к,}\%}$  – напряжение короткого замыкания;

$S_{\text{НОМ}}$  – номинальная мощность силового трансформатора;

$$X_{\text{тр}}^* = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,23;$$

Индуктивные сопротивления воздушной линии:

$$X_{\text{л}}^* = X_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{1}{n} \cdot \frac{S_6}{U_6^2},$$

где  $X_{\text{уд}}$  – удельное индуктивное сопротивление 1 км линии, Ом/км;

$l$  – длина линии, км;

$n$  – количество цепей;

$$X_{\text{л1}}^* = 0,4 \cdot 31,7 \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{100}{220^2} = 0,0131;$$

$$X_{\text{л2}}^* = 0,4 \cdot 36,35 \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{100}{220^2} = 0,015.$$

Индуктивные сопротивления системы:

$$X_{\text{с}}^* = \frac{S_6}{S_{\text{КЗ}}},$$

где  $S_{\text{КЗ}}$  – мощность системы, МВА;

$$X_{\text{с}}^* = \frac{100}{1600} = 0,0625.$$

Индуктивные сопротивления нагрузки:

$$X_H^* = \frac{S_6}{I_{\text{НОМ}} \cdot S_{\text{НОМ}}};$$

$$X_H^* = \frac{100}{7 \cdot 30} = 0,476.$$

Определяем эквивалентное сопротивление системы для точки К1:

$$X_1^* = X_{\text{тр}}^* + X_H^*; \quad (10)$$

$$X_1^* = 0,23 + 0,476 = 0,706;$$

$$X_2^* = X_{\text{л2}}^* + X_{\text{тр}}^* + X_H^*; \quad (11)$$

$$X_2^* = 0,015 + 0,23 + 0,476 = 0,721;$$

$$X_3^* = X_c^* + X_{\text{л1}}^* + \frac{X_c^* \cdot X_{\text{л1}}^*}{X_2^*}; \quad (12)$$

$$X_3^* = 0,0625 + 0,0131 + \frac{0,0625 \cdot 0,0131}{0,721} = 0,077;$$

$$X_4^* = X_{\text{л1}}^* + X_2^* + \frac{X_{\text{л1}}^* \cdot X_2^*}{X_c^*}; \quad (13)$$

$$X_4^* = 0,0131 + 0,721 + \frac{0,0131 \cdot 0,721}{0,0625} = 0,885;$$

Проводимости ветвей:

$$Y^* = \frac{1}{X^*} \quad (14)$$

$$Y_1^* = \frac{1}{X_1^*} = \frac{1}{0,706} = 1,416;$$

$$Y_3^* = \frac{1}{3} = \frac{1}{0,077} = 13,032;$$

$$Y_4^* = \frac{1}{X_4^*} = \frac{1}{0,885} = 1,129;$$

Эквивалентное сопротивление схемы для точки К1:

$$X_{\text{э}}^* = \frac{1}{Y_1^* + Y_3^* + Y_4^*} \quad (15)$$

$$X_{\text{э}}^* = \frac{1}{1,416 + 13,032 + 1,129} = 0,064.$$

Эквивалентная ЭДС для точки К1:

$$E_{\text{э}} = \frac{\sum E_i \cdot Y_i}{\sum Y_i} \quad (16)$$

$$E_{\text{э}} = \frac{E_H \cdot Y_1^* + E_c \cdot Y_3^* + E_H \cdot Y_4^*}{Y_1^* + Y_3^* + Y_4^*}; \quad (17)$$

$$E_{\text{э}} = \frac{0,85 \cdot 1,416 + 1 \cdot 13,032 + 0,85 \cdot 1,129}{1,416 + 13,032 + 1,129} = 0,975.$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{КЗ}^{(3)} = \frac{E_3}{X_3^*} \cdot I_{6110}; \quad (18)$$

$$I_{КЗ}^{(3)} = \frac{0,975}{0,064} \cdot 0,525 = 8 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)}; \quad (19)$$

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8 = 6,92 \text{ кА.}$$

Определяем начальное действующее значение периодической составляющей тока в месте КЗ:

$$I_{n0} = \sqrt{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)}; \quad (20)$$

$$I_{n0} = \sqrt{2} \cdot 8 = 11,3 \text{ кА.}$$

Начальное значение аperiodической составляющей тока трехфазного КЗ следует определять как разность мгновенных значений полного тока в момент, предшествующий КЗ, и периодической составляющей тока в начальный момент КЗ. Наибольшее начальное значение аperiodической составляющей тока в начальный момент времени КЗ:

$$i_{A\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}; \quad (21)$$

$$i_{A\tau} = \sqrt{2} \cdot 11,3 \cdot e^{\frac{-0,065}{0,03}} = 0,914 \text{ кА.}$$

Ударный ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot K_{уд}, \quad (22)$$

где  $K_{уд}$  – ударный коэффициент.

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 11,3 \cdot 1,717 = 13,694 \text{ кА.}$$

Аналогично находим токи для других точек КЗ.

Таблица 3 – Значение токов КЗ.

Точка КЗ	$I_{КЗ}^{(3)}$ , кА	$I_{КЗ}^{(2)}$ , кА	$i_{уд}$ , кА	$i_{A\tau}$ , кА	$T_a$ , с
К1	8	6,92	13,694	0,914	0,03
К2	17,892	15,495	61,44	4,099	0,03
К3	3,981	3,37	13,362	0,892	0,03
К4	15,708	13,603	53,94	3,599	0,03

## 2.5 Определение максимальных рабочих токов

Для надежной работы аппарата необходимо, чтобы максимальный рабочий ток не превышал номинальный ток аппарата.

На высокой стороне подстанции установлены две рабочие и обходная системы шин, на средней и на низкой – одна рабочая секционированная система шин.

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}. \quad (23)$$

Таблица 4 – Значение номинальных и максимальных токов.

№ Q	1	2	3	4	5	6
$I_{\text{НОМ}}$ , кА	0,042	0	0,042	0,178	0	0,154
$I_{\text{max}}$ , кА	0,084	0,204	0,084	1,847	0,924	0,154

## 2.6 Определение времени отключения выключателей

Рассчитываем время отключения выключателей, учитывая степень селективности:

$$t_{\text{откл}} = T_a + t_{\text{откл.Q}} + \Delta t, \quad (24)$$

где  $T_a$  – постоянная затухания;

$t_{\text{откл.Q}}$  – собственное время отключения выключателя;

$\Delta t$  – степень селективности.

Таблица 5 – Время отключения выключателей.

№ Q	$\Delta t$ , с	$T_a$ , с	$t_{\text{откл.Q}}$ , с	$t_{\text{откл}}$ , с
ОРУ 110 кВ				
1	2	0,03	0,055	2,085
2	2	0,03	0,055	2,085
3	2,5	0,03	0,055	2,585
ЗРУ 10 кВ				
4	1,5	0,01	0,03	1,54
5	1,0	0,01	0,03	1,04
6	0,5	0,01	0,03	0,54

## 2.7 Выбор коммутационных аппаратов

Выключатели выбирают по номинальному режиму и проверяют на отключающую способность, а также на стойкость токам КЗ. Условия выбора следующие:

- род установки (наружная, внутренняя);
- тип выключателя (предварительно);
- номинальное напряжение;
- номинальный ток выключателя.

*Выбор выключателя 110 кВ*

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем масляные выключатели наружной установки.

Предварительно выбранный выключатель проверяют на отключающую способность, а также на динамическую и термическую устойчивость токам КЗ.

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_k = I_{КЗ}^2 \cdot t_{откл};$$

$$B_{k1} = 3,988^2 \cdot 2,085 = 33,16 \text{ MA}^2\text{c};$$

Таблица 6 – Параметры выключателя МКП-110-М/600/18,4 У1

Расчетные данные	Паспортные данные	Условия проверки
$U_{уст}=110 \text{ кВ}$	$U_{ном}=110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max1}=84 \text{ А}$ $I_{max2}=204 \text{ А}$ $I_{max3}=84 \text{ А}$	$I_{ном}=1000 \text{ А}$	$I_{max1} \leq I_{ном}$
$I_{n0}=5,64 \text{ кА}$	$I_{вкл}=25 \text{ кА}$	$I_{n0} < I_{вкл}$
$I_{уд}=13,694$	$I_{пр.с.}=126 \text{ кА}$	$I_{уд} < I_{пр.с.}$
$I_{ат}=0,914$	$I_{откл.н.}=25 \text{ кА}$	$I_{ат} < I_{откл.н.}$
$B_{k1}=33,16\text{MA}^2\text{c}$ $B_{k2}=33,16\text{MA}^2\text{c}$ $B_{k3}=41,112\text{MA}^2\text{c}$	$I_{тн}^2 \cdot t_{тн}=4800 \text{ MA}^2\text{c}$	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Выключатель МКП-110-М/600/18,4 У1 (выключатель масляный

баковый трехполюсный наружной установки со встроенными трансформаторами тока) предназначен для коммутации электрических цепей переменного тока в нормальных и аварийных режимах в условиях умеренного и холодного климата. Привод электромагнитный ШПЭ-33. Диапазон рабочих температур от  $-55$  до  $+40$  °С.

*Выбор выключателя 10 кВ*

Выключатель на вводе в ЗРУ 10 кВ.

Таблица 7 – Параметры выключателя ВМГ-133-20/600

Расчетные данные	Паспортные данные	Условия проверки
$U_{уст}=10$ кВ	$U_{ном}=10$ кВ	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max4}=1847$ А	$I_{ном}=2000$ А	$I_{max1} \leq I_{ном}$
$I_{n0}=10,343$ кА	$I_{вкл}=20$ кА	$I_{n0} < I_{вкл}$
$I_{уд}=61,44$	$I_{пр.с.}=65$ кА	$I_{уд} < I_{пр.с.}$
$I_{ат}=4,099$	$I_{откл.н.}=20$ кА	$I_{ат} < I_{откл.н.}$
$B_{к4}=607,55$ МА <sup>2</sup> с	$I_{тн}^2 \cdot t_{тн}=1200$ МА <sup>2</sup> с	$B_k < I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$

Выключатель ВМГ-133-20/600 (масляный) предназначен для работы в ЗРУ внутренней и наружной установки класса напряжения до 10 кВ трехфазного переменного тока частотой 50 Гц для систем с изолированной и заземлённой нейтралью. Выключатель снабжен пофазным электромагнитным приводом с “магнитной защелкой”. Диапазон рабочих температур от  $-25$  до  $+50$  °С .

## 2.8 Выбор разъединителей

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток.

При ремонтных работах создается видимый разрыв между частями, оставшимися под напряжением, и аппаратами, выведенными в ремонт. К надежности разъединителей предъявляют высокие требования. Это объясняется большим числом разъединителей в электрических установках и

важностью их для схем соединений. Для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации разъединителей стремятся использовать разъединители трехполюсного типа. Чтобы исключить ошибочные действия с разъединителями, устанавливаются блокировки, которые разрешают оперировать с разъединителями в том случае, если связанный с ними выключатель отключен.

Разъединители выбирают по аналогии с выключателями, то есть по номинальному напряжению, номинальному длительному току, в режиме КЗ проверяют на термическую и электродинамическую стойкость. Расчетные величины для выбора разъединителей те же, что и для выключателей. Результаты расчета параметров и их сравнение с номинальными, приведены в таблице 17.

На ОРУ 110 кВ принимаются марки разъединителей РЛНД-110/600 У1.

Таблица 11 – Выбор разъединителей на ОРУ 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_H = 1250 \text{ А}$	$I_{max} = 204 \text{ А}$
$I_{ТН}^2 \cdot t_{ТН} = 4800 \text{ МА}^2\text{с}$	$B_k = 41,112 \text{ МА}^2\text{с}$

Принятые разъединители удовлетворяют условие выбора.

## 2.9 Выбор трансформаторов тока 35 кВ

Трансформатор тока предназначен 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.

Трансформаторы тока выбираются по классу напряжения и максимальному рабочему току (на расчетный период времени). Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей. Также

трансформаторы тока выбираются по конструкции и классу точности, а также проверяются по динамической устойчивости, по термической стойкости и по вторичной нагрузке  $Z_{2НОМ}$ .

Таблица 12 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5		0,5
Варметр	Д-335	0,5		0,5
Счетчик АЭ (2 шт.)	А2 Альфа плюс	0,026		0,026
Итого		1,526	0,5	1,526

Выбираются трансформаторы тока встроенные в полюса выключателя.

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}; \quad (25)$$

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

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора,  $I_2 = 1$  А;

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,526}{1^2} = 1,526 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_2 - r_{\text{приб}} - r_k;$$

где  $r_k$  – сопротивление контактов ( $r_k = 0,1$  Ом – при большом количестве приборов).

Определяется сечение проводов по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (26)$$

где  $l$  – длина соединительных проводов;

$\rho$  – удельное сопротивление материала провода, для алюминия:

$$\rho = 0,0283 \text{ Ом/м};$$

$$S = \frac{0,0283 \cdot 50}{1,039} = 1,36 \text{ мм}^2$$

Выбирается провод марки АКРВГ с сечением  $4 \text{ мм}^2$ .

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S} \quad (27)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 50}{4} = 0,36 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_k; \quad (28)$$

$$r_2 = 0,061 + 0,36 + 0,1 = 0,521 \text{ Ом.}$$

Таблица 13- Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 138 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$
$Z_{\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{\text{расч}} = 0,521 \text{ Ом}$	$Z_{\text{расч}} \leq Z_{\text{ном}}$
$B_{\text{кр}} = 468,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кн}} = 12,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кр}} \leq B_{\text{кн}}$
$I_{\text{дин}} = 26 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 5,17 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$

## 2.10 Выбор трансформаторов тока для 10 кВ

Таблица 14 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	-	0,5	-
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ (2 шт.)	А2 Альфа плюс	0,013	-	0,013
Итого		1,013	0,5	1,013

Выбираются трансформаторы тока марки ТПЛ -10- У1.

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,013}{5^2} = 0,04 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_2 - r_{\text{приб}} - r_k = 0,8 - 0,04 - 0,1 = 0,66 \text{ Ом;}$$

где  $r_k$  – сопротивление контактов ( $r_k = 0,1 \text{ Ом}$  – при большом количестве

приборов).

Определяется сечение проводов по формуле:

$$S = \frac{0,0283 \cdot 6}{0,66} = 1,36 \text{ мм}^2; \quad (29)$$

Выбирается провод марки КРВГ с сечением 1,5 мм<sup>2</sup>.

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 6}{1,5} = 0,11 \text{ мм}^2; \quad (30)$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$r_2 = 0,04 + 0,11 + 0,1 = 0,23 \text{ Ом}.$$

Таблица 15 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1500 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 485 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$
$Z_{\text{ном}} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_{\text{расч}} = 0,25 \text{ Ом}$	$Z_{\text{расч}} \leq Z_{\text{ном}}$
$B_{\text{кн}} = 3675 \text{ кА} \cdot 2\text{с}$	$B_{\text{кр}} = 42,37 \text{ кА} \cdot 2\text{с}$	$B_{\text{кр}} \leq B_{\text{кн}}$
$I_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 12,32 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$

## 2.11 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

по напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (31)$$

по конструкции и схеме соединения;

по классу точности;

по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}, \quad (32)$$

где  $S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$  - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, В.А.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда:

$$S_{2a} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos j_{\text{приб}})^2 + (\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin j_{\text{приб}})^2} \quad (33)$$

$$S_{2a} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}. \quad (34)$$

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие классу точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи  $S_{2\text{расч}}$ . Приблизительно, без учета схемы включения приборов,  $S_{2\text{расч}}$  можно определить по выражению.

Должно при этом соблюдаться условие

$$S_{2a} \leq S_{\text{ном}}.$$

Выбирается трансформатор напряжения типа НКФ-110 У1.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{74^2 + 8^2} = 74,4 \text{ ВА}$ , что меньше номинального значения  $S_{2\text{ном}} = 3 \cdot 600 = 1800 \text{ ВА}$ .

Таблица 16 – Выбор трансформаторов напряжения на 110 кВ

Прибор	Тип	Общая потребляемая мощность	
		$P$ , Вт	$Q$ , Вар
Ваттметр	Д-335	8	-
Варметр	Д-335	8	-
Счетчик	И-680	8	8
Вольтметр	Э-335	6	
Частотометр	Э-362	4	
Вольтметр регистрирующий	Н-394	20	
Частотометр регистрирующий	Н-397	7	
Итого		74	8

Таблица 17 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{рас}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{рас}} \leq U_{\text{ном}}$
$S_{\text{ном}} = 1600 \text{ ВА}$	$S_{\text{рас}} = 57,32 \text{ ВА}$	$S_{\text{рас}} \leq S_{\text{ном}}$

Таблица 18 – Выбор трансформаторов напряжения на 10 кВ

Прибор	Тип	Общая потребляемая мощность	
		$P$ , Вт	$Q$ , Вар
Ваттметр	Д-335	8	-
Варметр	Д-335	8	-
Счетчик	И-680	8	8
Вольтметр	Э-335	6	
Вольтметр регистрирующий	Н-394	20	
Итого		56	8

Выбирается трансформатор напряжения НТМИ-10.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{56^2 + 8^2} = 56,5 \text{ ВА}$ , что меньше номинального значения  $S_{2\text{ном}} = 3 \cdot 200 = 600 \text{ ВА}$ .

Таблица 19 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{рас}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{рас}} \leq U_{\text{ном}}$
$S_{\text{ном}} = 600 \text{ ВА}$	$S_{\text{рас}} = 56,5 \text{ ВА}$	$S_{\text{рас}} \leq S_{\text{ном}}$

## 2.12 Выбор ОПН

Ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН) представляют собой разрядники без искровых промежутков, в которых вместо обычных резисторов, изготовленных на базе карбида кремния (SiC), используются высоко нелинейные резисторы (варисторы), изготовленные на базе окиси цинка (ZnO). Они предназначены для защиты электрооборудования от коммутационных и атмосферных перенапряжений.

Высокая нелинейность варисторов определяет чрезвычайно малую величину тока протекающего через ОПН при наибольшем допустимом напряжении (менее 1 мА), что позволяет ОПН неограниченно долго находиться под рабочим напряжением сети. По этой причине отсутствует необходимость устройства в ОПН искровых промежутков. Уровень

ограничения перенапряжений определяется только вольтамперной характеристикой ОПН. При возникновении в сети волн перенапряжений, ток через ОПН резко увеличивается (до 5-10 кА) и снижает напряжение на защищаемом оборудовании. После воздействия грозового или коммутационного импульса ОПН возвращается в исходное состояние.

По сравнению с фарфоровыми вентильными разрядниками ограничители с полимерной изоляцией имеют следующие преимущества:

- более глубокий уровень ограничения атмосферных перенапряжений;
- эффективное ограничение коммутационных перенапряжений;
- непрерывное подключение резисторов ОПН к защищаемой сети;
- отсутствие сопровождающего тока и более высокий коммутационный ресурс;
- простая конструкция, стабильность характеристик и высокая надежность в эксплуатации;
- эксплуатация без обслуживания и ремонта в течение всего срока службы – 25 лет; малые габариты, вес и стоимость.

Выбор ограничителей перенапряжения осуществляется по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ОПН.ном}} = U_{\text{с.ном}} \cdot \quad (35)$$

где  $U_{\text{ОПН.ном}}$  – номинальное напряжение ОПН, кВ;

$U_{\text{с.ном}}$  – номинальное напряжение сети, в которую включен ОПН, кВ.

Также ОПН выбирается наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению; по защитному уровню ограничителя при коммутационных перенапряжениях; по условиям обеспечения взрывоопасности, по механическим характеристикам. По номинальному напряжению, а также по климатическим условиям выбираем ОПН– 220 УХЛ1.

### **2.13 Выбор гибких шин ОРУ 110 кВ**

Основное электрическое оборудование ПС и аппараты в основных электрических цепях соединяются между собой проводниками разного типа,

которые образуют токоведущие части электрической установки. В ОРУ подстанции применяем провода марки АС.

При выборе гибких шин производится следующее:

- проверка сечения на нагрев (по допустимому току);
- проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как ошиновка выполнена голыми проводами на открытом воздухе;

- проверка на электродинамическое действие токов короткого замыкания (на схлестывание) не производится, так как токи КЗ для всех ОРУ меньше 20 кА;

- проверка по условию короны необходима для гибких проводников ОРУ при напряжении 10-35 кВ и выше.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля и определяется:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (36)$$

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

$r_0$  – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}}, \quad (37)$$

где  $E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}}$  – линейное напряжение, кВ;

$D_{\text{ср}}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D \quad (38)$$

где  $D$  – расстояние между соседними фазами, см.

Провода не будут коронировать, если выполняется условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0. \quad (39)$$

## 2.14 Выбор жестких шин на ОРУ 110 кВ

Принимается полая алюминиевая труба 2.(75.35.5,5)мм;  $S=695$  мм<sup>2</sup>;  $I_{\text{ном}}=2670$  А.

С учётом поправочного коэффициента на температуру 0,94 определяется

$$I_{\text{доп}} = 0,94 \cdot 2509 = 2509 \text{ А};$$

Проверка по термостойкости:

$$I_{\text{н0}}=5,64 \text{ кА}; T_{\text{а}}=0,03; I_{\text{уд}}=13,694 \text{ кА}.$$

Тепловой импульс тока к.з.:

$$B_k = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_{\text{а}}) = 41,112 \text{ МА}^2\text{с}. \quad (40)$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{c} 61,3 \text{ мм}^2, \quad (41)$$

где  $c=91$  принимаю по табл.3.14 [4].

$$q_{\text{min}} < S.$$

Шины термически стойкие.

Проверка на механическую прочность.

Принимается, что шины соединены жёстко, тогда момент сопротивления  $W_{y_0-y_0}=30,1 \text{ см}^3$ .

Напряжение в материале шин:

$$\sigma_{\text{ф.мах}} = 2,2 \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W_{y_0-y_0}}, \quad (42)$$

где  $l=2 \text{ м}$ ;

$a=3,5$ – расстояние между фазами.

$$\sigma_{\text{ф.мах}} = 2,2 \frac{13,694^2 \cdot 2^2}{3,5 \cdot 30,1} = 2,4 \text{ МПа}.$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\text{ф.мах}} < \sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}.$$

Таким образом, шины механически прочны.

При горизонтальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}; \quad (43)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{13,694^2}{3,5} \cdot 1,5 \cdot 10^{-7} = 219,8 \text{ Н.}$$

Принимаются опорные изоляторы ИО-10-3,75У3 (по таблице 5.7 [6]), у которых  $F_{\text{разр}} = 3150 \text{ Н}$ ,  $H = 120 \text{ мм}$ ,

Расстояние от вершины изолятора до центра масс поперечного сечения шины;

$$h = b + 0,5 \cdot b, \quad (44)$$

$$h = 10 + 0,5 \cdot 10 = 15 \text{ мм.}$$

Допустимая нагрузка на изолятор:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} \cdot \frac{H}{h+H}; \quad (45)$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 3150 \cdot \frac{120}{15+120} = 463 \text{ Н} > 115,8 \text{ Н.}$$

Следовательно, изоляторы удовлетворяют условию электродинамической стойкости.

## 3 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 3.1 Назначение и основные типы защиты трансформатора

Трансформаторы конструктивно весьма надежны благодаря отсутствию в них, движущихся или вращающихся частей. Несмотря на это, в процессе эксплуатации возможны и практически имеют место их повреждения и нарушения нормальных режимов работы. Поэтому трансформаторы должны оснащаться соответствующей релейной защитой.

В обмотках трансформаторов могут возникать короткие замыкания между фазами, одной или двух фаз на землю, между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов, ошиновке и в кабелях также могут возникать короткие замыкания между фазами и на землю.

Кроме указанных повреждений, в условиях эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры.

Из изложенного следует, что защита трансформаторов должна выполнять следующие функции:

а) отключать трансформатор от всех источников питания при его повреждении;

б) отключать трансформатор от поврежденной части установки при прохождении через него сверхтока в случаях повреждения шин или другого оборудования, связанного с трансформатором, а также при повреждениях смежного оборудования и отказах его защиты или выключателей;

в) подавать предупредительный сигнал дежурному персоналу подстанции (или электростанции) при перегрузке трансформатора,

выделении газа из масла, понижении уровня масла, повышении его температуры.

Дифференциальная защита для защиты при повреждениях обмоток, вводов и ошиновки трансформаторов. Токовая отсечка мгновенного действия для защиты трансформатора при повреждениях его ошиновки, вводов и части обмотки со стороны источника питания. Газовая защита для защиты при повреждениях внутри бака трансформатора, сопровождающихся выделением газа, а также при понижении уровня масла. Максимальная токовая или максимальная направленная защита или эти же защиты с пуском минимального напряжения для защиты от сверхтоков, проходящих через трансформатор, при повреждении, как самого трансформатора, так и других элементов, связанных с ним. Защиты от сверхтоков действуют, как правило, с выдержкой времени.

Защита от замыканий на корпус. Защита от перегрузки, действующая на сигнал, для оповещения дежурного персонала или с действием на отключение на подстанциях без постоянного дежурного персонала. Кроме того, в отдельных случаях на трансформаторах могут устанавливаться и другие виды защиты.

### **3.2 Расчет дифференциальной токовой защиты**

Область применения и принцип действия.

Дифференциальная защита применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов. Ввиду ее сравнительной сложности дифференциальная защита устанавливается не на всех трансформаторах, а лишь в следующих случаях

- 1) на одиночно работающих трансформаторах мощностью 6300 кВА и выше;
- 2) на параллельно работающих трансформаторах мощностью 4000 кВА и выше;
- 3) на трансформаторах мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности ( $K_{\text{ч}} < 2$ ), а

максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 1 с.

При параллельной работе трансформаторов дифференциальная защита обеспечивает не только быстрое, но и селективное отключение поврежденного трансформатора.

Дифференциальная защита, действующая без выдержки времени, обеспечивает в рассмотренном случае отключение только поврежденного трансформатора. Для выполнения дифференциальной защиты трансформатора устанавливаются трансформаторы тока со стороны всех его обмоток. Вторичные обмотки соединяются в дифференциальную схему, и параллельно к ним подключается токовое реле.

При рассмотрении принципа действия дифференциальной защиты условно принимается, что защищаемый трансформатор имеет коэффициент трансформации, равный единице, одинаковое соединение обмоток и одинаковые трансформаторы тока с обеих сторон.

Ниже приводится расчет дифференциальной токовой защиты, выполненной с реле серии ДЗТ-11.

Расчет защиты проводится в следующем порядке:

1) Определяются первичные токи для всех сторон защищаемого трансформатора соответствующие его номинальной мощности. По этим токам определяются соответствующие вторичные токи в плечах защиты, исходя из коэффициентов трансформации трансформаторов тока  $k_I$  и коэффициентов схемы  $k_{сх}$  (см. таблицу 26).

2) Тормозная обмотка включается на сумму токов трансформаторов тока, установленных на сторонах высокого и низкого напряжений трансформатора.

Ток срабатывания защиты в этом случае определяется по условию отстройки от броска намагничивающего тока при включении ненагруженного трансформатора под напряжение:

$$I_{с.з.} = 5 \cdot I_{ном} \quad (46)$$

$$I_{с.з.} = 5 \cdot 104 = 520 \text{ А}$$

За основную сторону принимаем сторону 110 кВ.

Таблица 20 – Расчет дифференциальной токовой защиты

Наименование Величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 65,6$	$\frac{25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1443$
Схема соединения трансформаторов тока	-	У	Д
Коэффициент схемы	$k_{сх}$	1	$\sqrt{3}$
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	$k_I$	$65,5 \cdot 1 = 65,1$	$1443 \sqrt{3} = 2499$
		100/5	2500/1
Тип трансформатора тока	-	ТВ - 110	ТПЛ-10
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{номВ} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{k_I}$	$\frac{65,5 \cdot 1}{100 / 1} = 0,655$	$\frac{1443 \cdot \sqrt{3}}{2500 / 1} = 0,5772$

3) Определяется числа витков рабочей обмотки БНТ реле для сторон 110 и 10 кВ, исходя из значения минимального тока срабатывания защиты.

Расчет сводится в таблицу 27.

4) Выбирается необходимое число витков тормозной обмотки реле. При включении тормозной обмотки на сумму токов трансформаторов тока, установленных на сторонах высокого и низкого напряжений, является короткое замыкание на стороне низкого напряжения. Исходя из полученных значений токов, определяем первичный ток небаланса и необходимое число витков тормозной обмотки.

Таблица 21– Расчёт числа витков

Наименование величин	Обозначение и метод определения	Числовое Значение
1	2	3
Ток срабатывания реле на основной стороне, А	$I_{с.р.осн} = \frac{I_{с.з} \cdot k_{сх}}{k_I}$	$\frac{520 \cdot 1}{150/5} = 17$
Число витков обмотки реле для основной стороны 110 кВ: - расчетное - принятое	$w_{осн} = w_{раб}$ $wI = w_{ур} I$	$\frac{100}{17} = 5,8$ 6
Число витков рабочей обмотки реле для стороны 10 кВ: - расчетное - принятое	$w_{II расч} = w_{осн} \cdot \frac{I_{осн.в}}{I_{II в}}$ $wII = w_{урII}$	$6 \cdot \frac{3,4}{5,8} = 4,7$ 5

Первичный ток небаланса:

$$I_{нб max} = I_{нбТТ max} + I_{нб.рег max} + I_{нб.комп max} \quad (47)$$

где  $I_{нбТТ}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью ТТ;

$I_{нб.рег}$ – составляющая тока небаланса, вызванная регулированием напряжения на трансформаторе;

$I_{нб.комп}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная разностью вторичных токов в плечах защиты;

$$I_{нб. max} = \left| k_{ан} \cdot k_{одн} \cdot e \cdot I_{k max}^{(3)} + I_{k max}^{(3)} \right| + \left| \frac{w_{II расч} - w_{II}}{w_{II расч}} \cdot I_{k max}^{(3)} \right|$$

$$I_{нб. max} = \left| 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 2791 + \left( \frac{5}{100} \right) \cdot 2791 \right| + \left| \frac{4,7 - 5}{4,7} \cdot 2791 \right| = 596,7 \text{ А.}$$

Необходимое число витков тормозной обмотки:

$$w_{торм} \geq \frac{k_{отс} \cdot I_{нб. max} \cdot w_{II расч}}{I_{k max}^{(3)} \cdot tg\alpha} = \frac{1,5 \cdot 596,7 \cdot 4,7}{2791 \cdot 0,75} = 2,01 \text{ витка.}$$

Принимается ближайшее большее число витков  $w_{торм} = 2$ .

$$I_{с.з.} = k_H \cdot I_{нб. max} \quad (48)$$

$$I_{c.з.} = 1,3 \cdot I_{нб. max} = 1,3 \cdot 596,7 = 775,7 \text{ A.}$$

Коэффициент чувствительности при коротком замыкании в зоне защиты (торможение отсутствует):

$$I_{c.p.} = \frac{I_{c.з.} \cdot k_{cx}}{k_I} = \frac{775,7 \cdot 1,73}{60} = 22,36;$$

$$I_{p.полн} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{кз.в}}{k_{Tв}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 2791}{150 / 5} = 161,13;$$

$$k_{ч min} = \frac{I_{p.полн}}{I_{c.p.}} = \frac{161,13}{22,36} = 7,2 > 2.$$

То есть защита, выполненная с реле серии ДЗТ-11, обеспечивает необходимый [8], коэффициент чувствительности.

### 3.3 Максимальная токовая защита трансформатора

На трансформаторах наряду с защитами, действующими при повреждении в трансформаторе и его соединениях, предусматриваются резервные защиты для действия при внешних коротких замыканиях в случае отказа защит или выключателей смежных элементов. Одновременно они являются основными защитами шин, на которые работает трансформатор, если на шинах отсутствует собственная защита. В качестве защит от внешних коротких замыканий применяются токовые защиты с выдержкой времени с включением реле на полные токи фаз и на их симметричные составляющие. Эти защиты реагируют и на внутренние короткие замыкания, поэтому могут использоваться как резервные или даже как основные защиты трансформаторов.

Расчет МТЗ трансформатора производится следующим образом:

Определяются номинальные токи трансформатора:

$$I_{ном} = \frac{S_{TP}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (49)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение соответствующей стороны трансформатора, кВ.

Получается:

для стороны высокого напряжения:

$$I_{ном B} = \frac{S_{ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{6,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 104 \text{ А.}$$

для стороны низкого напряжения:

$$I_{ном H} = \frac{S_{ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{6,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6} = 606 \text{ А.}$$

Определяется максимальные рабочие токи.

Для стороны высокого напряжения:

$$I_{р. max} = 2 \cdot I_{ном B} = 2 \cdot 65,5 = 131 \text{ А.}$$

Для стороны низкого напряжения:

$$I_{р. max} = 2 \cdot I_{ном H} = 2 \cdot 1443 = 2886 \text{ А.}$$

Определяется ток срабатывания МТЗ:

$$I_{с.з.} = \frac{k_n \cdot k_{с.з.}}{k_\epsilon} \cdot I_p, \quad (50)$$

где  $I_p$  – максимальный рабочий ток, А;

$k_n$  – коэффициент надежности, для реле типа РТ-40 принимается равным 1,2-1,3;

$k_{с.з.}$  – коэффициент, учитывающий самозапуск заторможенных двигателей (принимается равным  $k_{с.з.} = 1,5-2$  – для обобщенной промышленной нагрузки);  $k_\epsilon$  – коэффициент возврата токового реле (для реле РТ-40 принимается равным 0,8).

Для стороны высокого напряжения:

$$I_{с.з.B} = \frac{k_n \cdot k_{с.з.}}{k_\epsilon} \cdot I_p = \frac{1,2 \cdot 2}{0,8} \cdot 208 = 624 \text{ А.}$$

Для стороны низкого напряжения:

$$I_{с.з.H} = \frac{k_n \cdot k_{с.з.}}{k_\epsilon} \cdot I_p = \frac{1,2 \cdot 2}{0,8} \cdot 728 = 2184 \text{ А.}$$

Проверяется чувствительность МТЗ:

Чувствительность МТЗ проверяется по минимальному току короткого замыкания в месте установки защиты[9]:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кmin}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} . \quad (51)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{2417}{2184} = 1,1 \leq 1,5 .$$

Согласно [8] коэффициент чувствительности МТЗ должен быть не более 1,5 для основной зоны защиты и не менее 1,2 – для резервной.

Рассматриваем возможность применения МТЗ с пуском напряжения. Максимальная токовая защита с комбинированным пусковым органом напряжения. Наличие комбинированного пускового органа напряжения позволяет выбрать ток срабатывания защиты без учета перегрузки трансформатора по условию:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном}} . \quad (52)$$

Для стороны высокого напряжения:

$$I_{\text{с.з.В}} = \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном}} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 138 = 207 \text{ А} .$$

Для стороны низкого напряжения:

$$I_{\text{с.з.Н}} = \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном}} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 485 = 717,5 \text{ А} .$$

Пусковые органы напряжения устанавливаем на обеих сторонах. Напряжение срабатывания защиты определяется как:

$$U_{\text{с.з.}} = k_{\text{н}} \cdot k_{\text{в}} \cdot U_{\text{ном}} , \quad (53)$$

где  $k_{\text{н}} = 0,9$ ;  $k_{\text{в}} = 0,8$ .

Как правило, в расчетах принимается:

$$U_{\text{с.з.}} = (0,6 - 0,7) \cdot U_{\text{ном}} \quad (54)$$

Для стороны высокого напряжения:

$$U_{\text{с.з.}} = 0,6 \cdot U_{\text{ном}} = 0,6 \cdot 35 = 21 \text{ кВ} .$$

Для стороны низкого напряжения:

$$U_{с.з.} = 0,6 \cdot U_{ном} = 0,6 \cdot 6 = 3,6 \text{ кВ.}$$

Проверяется чувствительность МТЗ:

по току:

$$k_{чи} = \frac{I_{кmin}^{(2)}}{I_{с.з.}} = \frac{2417}{1070} = 2,259;$$

по напряжению:

$$k_{чи} = \frac{U_{с.з.}}{U_{ост.макс}}, \quad (55)$$

где  $U_{ост.макс}$  - максимальное значение остаточного напряжения на шинах со стороны питания.

$$U_{ост.макс} = \sqrt{3} \cdot I_{КЗмакс}^{(3)},$$

$$U_{ост.макс} = \sqrt{3} \cdot 2791 = 4834,$$

$$k_{чи} = \frac{4834}{7692,5} = 0,608 .$$

Чувствительность по напряжению не достаточна, поэтому устройство пуска минимального напряжения подключаем со стороны силового трансформатора, противоположной питанию. Тогда чувствительность по напряжению  $k_{чи} = \infty$ , так как  $U_{ост.}$  в месте КЗ равно нулю.

Вторичные уставки защиты определяются выражениями:

Для стороны высокого напряжения:

$$I_{с.р.} = I_{с.з.} \cdot \frac{k_{сх}}{k_I} = 77,9 \cdot \frac{\sqrt{3}}{150 / 5} = 4,4 \text{ А.}$$

принимается реле РТ-40.

Для стороны низкого напряжения:

$$I_{с.р.} = I_{с.з.} \cdot \frac{k_{сх}}{k_I} = 775,5 \cdot \frac{\sqrt{3}}{1000 / 5} = 6,5 \text{ А.}$$

принимается реле тока РТ-40.

Время срабатывание защиты:

$$t_{c.з.} = 2,0 + 0,5 = 2,5 \text{ с.}$$

### 3.4 Защита от перегрузки

На подстанциях без обслуживающего персонала защита от перегрузки действует на разгрузку или отключение трансформатора, а на подстанциях с обслуживающим персоналом защита действует с выдержкой времени на сигнал посредством токового реле, которое устанавливается только в одной фазе, поскольку перегрузка трансформатора возникает одновременно во всех трёх фазах, т.е. является симметричной.

Чтобы избежать излишних сигналов при коротких замыканиях и кратковременных перегрузках, предусматривается реле времени, обмотки которого должны быть рассчитаны на длительное прохождение тока.

Учитывая, что обмотки трансформатора имеют одинаковую мощность, защиту от перегрузки устанавливаем со стороны питания (на стороне 35 кВ трансформатора).

$$I_{c.з.} = \frac{k_{омс}}{k_{г}} \cdot I_{ном}, \quad (56)$$

где  $k_{омс}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05;

$k_{г}$  – коэффициент возврата токового реле (для реле типа РТ-40 принимается равным 0,8);

$I_{ном}$  – номинальный ток обмотки трансформатора, с учетом регулирования напряжения, на стороне которой устанавливается рассматриваемая защита.

$$I_{c.з.} = \frac{k_{омс}}{k_{г}} \cdot I_{ном} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 51,94 = 68,171 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{c.р.} = \frac{I_{c.з.} \cdot k_{сх}}{n_T} = \frac{68,171 \cdot 1}{100/5} = 3,4 \text{ А.}$$

Таким образом, для защиты трансформатора от перегрузки применяем токовое реле типа РТ-40.

Как правило, выдержка времени защиты от перегрузки берется на ступень селективности больше выдержки времени МТЗ, поэтому при установке защиты на стороне высокого напряжения трансформатора получаем:

$$t_{c.з.пер} = t_{c.з.МТЗ} + \Delta t, \quad (57)$$

где  $t_{c.з.МТЗ}$  – время срабатывания МТЗ, установленной на стороне высокого напряжения трансформатора ( $t_{c.з.МТЗ} = 2,5$  с);

$\Delta t$  – ступень селективности, принимается равной 0,5 с.

$$t_{c.з.пер} = t_{c.з.МТЗ} + \Delta t = 2,5 + 0,5 = 3 \text{ с.}$$

### 3.5 Газовая защита трансформатора

Газовая защита основана на использовании явления газообразования в баке поврежденного трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения и в зависимости от этого действовать на сигнал или отключение.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле KSG, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем.

Элементы выполнены в виде плоскодонных алюминиевых чашек вращающихся вместе с подвижными контактами 4 вокруг осей 3. Эти контакты замыкаются с неподвижными контактами 5 при опускании чашек. В нормальном режиме при наличии масла в кожухе реле чашки удерживаются пружинами 6 в положении, указанном на рисунке. Система отрегулирована так, что масса чашки с маслом является достаточной для преодоления силы пружины при отсутствии масла в кожухе реле. Поэтому понижение уровня масла сопровождается опусканием чашек и замыканием соответствующих контактов. Сначала опускается верхняя чашка и реле действует на сигнал. При интенсивном газообразовании возникает сильный

поток масла и газов из бака в расширитель через газовое реле. На пути потока находится лопасть 7, действующая вместе с нижней чашкой на общий контакт. Лопасть поворачивается и замыкает контакт в цепи отключения трансформатора, если скорость движения масла и газов достигает определенного значения, установленного на реле. Предусмотрены три уставки срабатывания отключающего элемента по скорости потока масла: 0,6- 0,9; 1,2 м/с. При этом время срабатывания реле составляет  $t_{с.р.}=0,05...0,5$  с. Уставка по скорости потока масла определяется мощностью и характером охлаждения трансформатора.

В нашей стране широко используется газовое реле с двумя шарообразными пластмассовыми поплавками типа BF80/Q.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых - нереагирование ее на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями, а также возможны ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям.

Необходимо также отметить, что начальная стадия виткового замыкания может и не сопровождаться появлением дуги и газообразованием. В таком случае газовая защита не действует, и витковые замыкания в трансформаторе могут длительно оставаться незамеченными.

Напряжение срабатывания пусковых реле:

$$U_{с.з.}=(0,25 \div 0,30) \cdot U_{ном}=0,30 \cdot 10=3 \text{ В.} \quad (58)$$

Выдержка времени  $ABP$   $t_{ABP}=3\text{с}$ , выбрана таким образом, чтобы обеспечить недействие устройства при кратковременном исчезновении или снижении напряжения на резервируемом элементе из-за возникновения КЗ в сети, до отключения этих повреждений.

## 4 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ КОРФОВСКАЯ

### 4.1 Заземление подстанции

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно соединяться с землей.

Для выполнения заземления используют заземлители. Количество заземлителей определяется расчетом в зависимости от необходимого сопротивления заземляющего устройства или допустимого напряжения прикосновения. Размещение заземлителей производится таким образом, чтобы достичь равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой оборудованием. Для этой цели на территории ОРУ прокладывают заземляющие полосы вдоль рядов оборудования и в поперечном направлении, т. е. образуется заземляющая сетка, к которой присоединяется заземляемое оборудование. Согласно [8] заземляющие устройства электроустановок напряжением выше 1 кВ сети выполняются с учетом сопротивления  $R_3 \leq 0.5 \text{ Ом}$ .

Расчет заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя.

Полный расчет сетки заземления приведен в приложении В.

Для расчета заземлителя в виде сетки необходимо определить площадь, используемую под заземлитель по формуле:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) \quad (97)$$

$$S = (63,4 + 2 \cdot 1,5) \cdot (112 + 2 \cdot 1,5) = 7636 \text{ м}^2$$

где А - ширина территории ОРУ, м;

В - длина территории ОРУ, м.

Проверка сечения горизонтальных проводников по условиям

механической прочности:

$$F_{м.п.} = \pi \cdot R^2 = 78,5 \text{ мм}^2, \quad (98)$$

где R- радиус провода.

Проверка сечения проводников по условиям термической стойкости:

$$F_{т.с.} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}}. \quad (99)$$

где  $I_{кз}$  – ток короткого замыкания;

t – время срабатывания релейной защиты, 0,5 с;

$\beta$  – коэффициент термической стойкости, (для стали  $\beta=21$ ).

Проверка сечения проводников по условиям коррозионной стойкости:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{ср} \cdot (D_{нр} + S_{ср}), \quad (100)$$

$$S_{ср} = a_3 \cdot \ln_3 T + a_2 \cdot \ln_2 T + a_1 \cdot \ln T + a_0, \quad (101)$$

$$S_{ср} = 0,0026 \cdot \ln_3 240 + 0,00915 \cdot \ln_2 240 + (-0,00104) \cdot \ln 240 + 0,224 = 0,67 \text{ мм}^2,$$

где T - время использования заземлителя, мес.;

$a_1, a_2, a_3, a_0$  - коэффициенты зависящие от грунта.

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости:

$$F_{м.п.} \geq F_{кор} + F_{т.с.} \quad (102)$$

$$78,5 \geq 22,39 + 20,83 = 43,22 \text{ мм}^2$$

Определение общей длины полос сетки заземлителя:

$$L_c = \frac{A + 2 \cdot 1,5}{a_q} \cdot (B + 2 \cdot 1,5) + \frac{B + 2 \cdot 1,5}{a_q} \cdot (A + 2 \cdot 1,5) = 1909 \text{ м}, \quad (103)$$

где  $a_q$  - расстояние между полосами сетки, м.

Уточнение длины горизонтальных полос квадратичной модели со

стороной  $\sqrt{S}$ . В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_2}{2\sqrt{S}} - 1; \quad (104)$$

$$m = \frac{1909}{2\sqrt{7636}} - 1 = 9,923.$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2\sqrt{S} \cdot (m + 1) = 1223,4 \text{ м} \quad (105)$$

Определение количества вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{\frac{a}{l_в} \cdot l_в} = 21,85 \quad (106)$$

где  $a$  – расстояние между вертикальными электродами, равная 6 м;

$l_в$  – длина вертикальных электродов, м.

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{CT} = \rho_{ЭКВ} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_в \cdot l_в} \right), \quad (107)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление грунта;

$A$  – параметр зависящий от соотношения  $l_в / \sqrt{S}$ , равный 0,3.

$$\rho_{ЭКВ} = \frac{\rho_1 \cdot h_1 + \rho_2 \cdot h_2}{h_1 + h_2} = \frac{60 \cdot 1 + 28 \cdot 6}{60 + 28} = 33;$$

$$R_{CT} = 33 \cdot \left( \frac{0,3}{\sqrt{7636}} + \frac{1}{1223 + 22 \cdot 5} \right) = 0,252 \text{ Ом.}$$

Определение импульсного сопротивления заземлителя. Для этого рассчитывается импульсный коэффициент:

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (108)$$

где  $I_m$  – ток молнии, кА.

$$R_{II} = R_{CT} \cdot \alpha_{II}, \quad (109)$$

$$R_{II} = 0,44 \cdot 1,08 = 0,48 \text{ Ом}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя ОРУ-110 кВ менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям [8]. Контур заземления подстанции «Корфовская» приведен на пятом листе графической части бакалаврской работы.

#### 4.2 Расчет молниезащиты подстанции

Для защиты ОРУ от прямых ударов молнии наиболее простым и дешевым решением является применение стержневых молниеотводов устанавливаемых на металлических конструкциях ОРУ и других высоких объектах.

Методика выбора системы молниеотводов основана на понятии зоны защиты, под которой подразумевается некоторое пространство в окрестности молниеотводов, внутри которого любое сооружение защищено от прорывов молнии с надежностью не ниже заданной.

Расчет зоны защиты образованной двумя стержневыми молниеотводами одинаковой высоты. Зоны защиты двух стержневых молниеотводов приведены на рисунке 6.

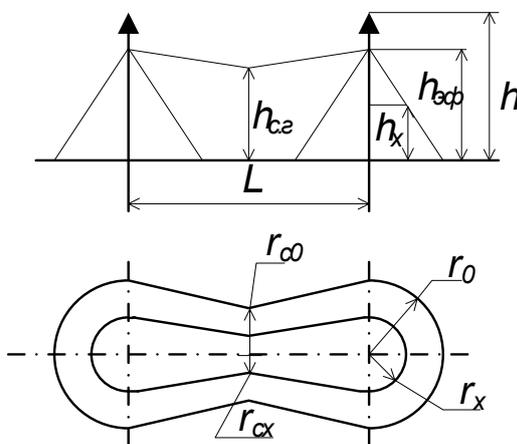


Рисунок 6 - Зоны защиты двух стержневых молниеотводов

Эффективная высота молниеотводов определяется по формуле:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (110)$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 21 = 17,8 \text{ м.}$$

где  $h$  – высота молниеотводов, м.

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = 22,2 \text{ м.} \quad (111)$$

Радиус внешней зоны при условии  $h < L \leq 2 \cdot h$ ,  $r_{c0} = r_0$  м, если  $2h < L \leq 4h$

$$r_{c,0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L - 2h)}{h}\right). \quad (112)$$

Высота зоны защиты в середине между молниеотводами:

$$h_{сг} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h). \quad (113)$$

Радиус зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте равной высоте защищаемого объекта  $h_x$ :

$$r_{c,x} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{сг} - h_x}{h_{сг}}\right) \quad (114)$$

Радиус зоны защиты на высоте равной высоте защищаемого объекта возле молниеотвода:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right) \quad (115)$$

Расчет зоны защиты стержневых молниеотводов приведены в приложении Б, а результаты расчета в таблице 28.

Таблица 25 - Зоны защиты молниеотводов ПС «Корфовская»

Молниеотвод		h,м	h <sub>эф</sub> ,м	L,м	h <sub>x</sub>	h <sub>сх</sub> ,м	r <sub>c0</sub> ,м	r <sub>сх</sub> , м
1	2	21	17,8	60	7	11	20	18,4
3	4	21	17,8	60	7	11	20	18,4
5	6	21	17,8	15	7	14,5	22,218	22,6
7	8	21	17,8	24,1	7	14,5	22,218	22,6
9	10	21	17,8	60	7	11	20	18,4
11	12	21	17,8	15	7	14,5	22,218	22,6
13	14	21	17,8	24,1	7	14,5	22,218	22,6

План подстанции с указанием мест установки молниеотводов приведен на пятом листе графической части дипломного проекта.

Как видно по плану система молниеотводов образована многократными стержневыми молниеотводами одинаковой высоты. На уровне земли территория подстанции полностью защищена от прямых ударов молнии, на высоте 17 метров все элементы ОРУ находятся внутри соответствующих зонзащиты.

### **4.3 Грозоупорность ВЛ 110 кВ**

#### *Общая характеристика перенапряжений и средств защиты от них*

Всякое превышение мгновенным значением напряжения на изоляции амплитуды наибольшего рабочего напряжения принято называть перенапряжением. В большинстве случаев перенапряжения имеют кратковременный характер, поскольку они возникают при быстро затухающих переходных процессах или в аварийных режимах, время которых ограничивается действием релейной защиты и системной автоматики. Различные виды перенапряжений имеют длительность от единиц микросекунд до нескольких часов. Даже самые кратковременные перенапряжения высокой кратности могут привести к пробое или перекрытию изоляции с последующим отключением поврежденного

элемента сети и перерывом в электроснабжении потребителей или снижением качества электроэнергии.

В зависимости от причин возникновения различают две группы перенапряжений: внешние и внутренние. Внешние перенапряжения возникают при ударах молнии и воздействии других внешних по отношению к рассматриваемой сети источников энергии. Внутренние перенапряжения развиваются за счет энергии подключенных к сети генераторов или реактивных элементов. Они могут возникать вследствие различных резонансных процессов, аварий и коммутаций элементов сети, в том числе и при повторных зажиганиях электрической дуги.

Главным источником внешних перенапряжений в высоковольтных электрических сетях являются грозовые разряды. Наиболее опасные грозовые перенапряжения возникают при прямом ударе молнии в токоведущие элементы электрической сети. Удар молнии в заземленные элементы конструкции приводит к возникновению на них кратковременных перенапряжений, которые могут вызвать обратные перекрытия с заземленных элементов на токоведущие части.

Импульсы грозовых перенапряжений могут так же воздействовать на изоляцию электроустановок, расположенных на значительном удалении от места удара молнии, так как волны перенапряжения распространяются по линии электропередачи на значительные расстояния с малым затуханием. Набегающие волны могут представлять опасность для электрооборудования станций и подстанций, которое имеет меньшие запасы электрической прочности по сравнению с линейной изоляцией.

Общее назначение мер защиты от перенапряжений состоит в том, чтобы при минимальных дополнительных затратах получить максимальный экономический эффект от снижения ущерба, вызванного перенапряжениями и от повышения надежности работы энергосистем.

Средства защиты от перенапряжений, как правило, содержат в себе коммутирующие элементы, например, искровые промежутки. Они

срабатывают, когда перенапряжение в точке их установки превысит некоторую критическую величину. К коммутационным средствам защиты относятся вентильные разрядники и нелинейные ограничители перенапряжений (а в старых сетях – трубчатые разрядники и защитные искровые промежутки), а так же шунтирующие реакторы с искровым присоединением. В ОПН отсутствуют искровые промежутки, и высоконелинейные резисторы подключены к сети постоянно. Однако при повышении напряжения на ОПН сверх наибольшего рабочего резко уменьшается их сопротивление, что эффективно снижает воздействующие перенапряжения.

Защита изоляции подстанций от волн, набегающих по линиям электропередачи, осуществляется с помощью вентильных и трубчатых разрядников или ОПН. Надежность защиты энергосистем от перенапряжений в значительной степени определяется состоянием заземления опор воздушных линий электропередачи и металлических корпусов оборудования подстанций. Грозозащитные заземления предназначены для защиты от внешних перенапряжений. Заземление разрядников, молниеотводов и тросов на опорах способствует уменьшению вероятности перекрытия изоляции при грозовых разрядах.

Значительное улучшение защитных характеристик разрядников может быть достигнуто при отказе от использования искровых промежутков. Это оказывается возможным при переходе к резисторам с резко нелинейной вольт – амперной характеристикой и достаточной пропускной способностью. Таким требованиям отвечают резисторы из полупроводникового материала на базе оксида цинка.

Высоконелинейные оксидно–цинковые резисторы выпускаются в виде дисков диаметром от 28 до 85 мм. ОПН обладают лучшими защитными характеристиками по сравнению с вентильными разрядниками, но, так же как и вентильные разрядники они не в состоянии обеспечить ограничение перенапряжений ниже некоторого минимального уровня. Это связано с

особенностью нелинейных сопротивлений, изготовленных на основе оксида цинка. Их характеристики могут необратимо изменяться под действием длительно приложенного рабочего напряжения, если при этом ток через нелинейное сопротивление превосходит величину порядка нескольких десятых долей миллиампера, поэтому вольт-амперную характеристику ОПН приходится поднимать вверх по оси напряжения до тех пор, пока ток нормального режима не понизится до значения 0,1 мА. Технически это достигается путем увеличения числа последовательно соединенных элементов нелинейных сопротивлений.

С увеличением амплитуды напряжений в течение одной наносекунды сопротивление ОПН падает на несколько порядков, преобладает активная составляющая тока. В итоге энергия волны в защищаемой сети с помощью ОПН отводится в землю, что резко и глубоко ограничивает амплитуду переходных процессов и тем самым обеспечивает защиту изоляции.

Главную опасность для линии представляет прямой удар молнии в фазные провода с последующим перекрытием изоляции от возникающих при этом перенапряжений. Вероятность грозового отключения линии зависит от многих причин: интенсивности грозовой деятельности в районах, расположенных вдоль трассы линии, номинального напряжения сети, ее конструкции, материала опор и т.д.

Под уровнем грозоупорности понимают тот наибольший расчетный ток в хорошо заземленном объекте, возникающий вследствие прямого удара молнии типичной формы, при котором еще не перекрывается изоляция линии. Показателем грозоупорности линии является число ее грозовых отключений.

Эффективность грозозащиты определяют отдельно для следующих расчетных случаев поражения линии:

- Удар молнии в опору (трос возле опоры);
- Удар молнии в трос в середине пролета;
- Удар молнии в провод при прорыве сквозь тросовую защиту.

Определяем среднюю высоту подвеса троса по формуле:

$$h_{cp} = h_{mp} - \frac{2}{3} \cdot f_{mp} \quad (116)$$

где  $h_{mp}$  - высота подвеса троса;

$f_{mp}$  - стрела провеса троса, определяется по формуле:

$$f_{mp} = h_{mp} - H_{\Gamma} - (h_{np}^B - h_{np}^H) - h_{mp(np)}, \quad (117)$$

где  $h_{mp}$  - высота подвеса троса,  $h_{mp} = 24,6$  м;

$H_{\Gamma}$  - высота габарита,  $H_{\Gamma} = 2,04$  м;

$h_{np}^B$  - высота подвеса верхнего провода,  $h_{np}^B = 21,5$  м;

$h_{np}^H$  - высота подвеса нижнего провода,  $h_{np}^H = 18,5$  м;

$h_{mp(np)}$  - высота подвеса троса над проводом,  $h_{mp(np)} = 2,5$  м;

$$f_{mp} = 24,6 - 2,04 - (21,5 - 18,5) - 2,5 = 14,06 \text{ м}$$

$$h_{cp} = 24,6 - \frac{2}{3} \cdot 14,06 = 15,2 \text{ м}$$

Определяются показатели грозоупорности.

Число грозовых отключений линии в году определяем по формуле:

$$N_{\Gamma} = \frac{L_{BL} \cdot D_{\Gamma}}{100 \cdot 100} \cdot n_{BL}, \quad (118)$$

где  $L_{BL}$  - длина воздушной линии,

$D_{\Gamma}$  - число грозовых часов в год, для Приморского края:  $D_{\Gamma} = 100$  час;

$n_{BL}$  - удельное число отключения линии, определяется по формуле:

$$n_{BL} = \sum n_{OI} + n_{TP} + n_{IP}, \quad (119)$$

где  $n_{OI}$  - удельное число отключений при ударе молнии в опору;

$n_{TP}$  - удельное число отключений при ударе молнии в середину троса;

$n_{IP}$  - удельное число отключений при прорыве молнии сквозь тросовую защиту.

1) Определение удельного числа отключений линии при ударе молнии в опору (искровой разряд).

Общее число ударов молнии в опору определяем по формуле:

$$N_{оп} = 4 \cdot N \cdot \frac{h_{мп}}{l_{ПП}}, \quad (120)$$

где  $N$  - общее число ударов молнии на 100 км линии, определяется по формуле:

$$N = 0,15 \cdot P_0 \cdot \left( \frac{h_{мп(нр)}}{2} + h_{ср} + 90 \right) \quad (121)$$

где  $P_0$  - плотность разряда линии на землю

$$P_0 = 0,05 \cdot D_r; \quad (122)$$

$$P_0 = 0,05 \cdot 50 = 2,5$$

$$N = 0,15 \cdot 2,5 \cdot \left( \frac{5,5}{2} + 15,2 + 90 \right) = 40,5$$

$$N_{оп} = 4 \cdot 40,5 \cdot \frac{24,6}{300} = 13,3$$

Определяется вероятность перекрытия линейной изоляции при ударе молнии в опору (искровой разряд) по формуле:

$$P_{оп} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}}, \quad (123)$$

где  $I_{кр}$  - критический ток молнии, определяется по формуле:

$$I_{кр} = \frac{U_{50\%}}{R_u + \delta \cdot h_{мп}} \quad (124)$$

где  $U_{50\%}$  – пятидесятипроцентное разрядное напряжение для стандартного импульса отрицательной полярности,  $U_{50\%} = 1000$  кВ;

$R_u$  – импульсное сопротивление заземлителя опоры,  $R_u = 15$ ;

$\delta$  – коэффициент, зависящий от количества тросов,  $\delta = 0,3$ .

$$I_{кр} = \frac{330}{15 + 0,3 \cdot 24,6} = 44,6 \text{ кА}$$

$$P_{оп} = e^{-0,04 \cdot 44,6} = 0,168$$

Определяется вероятность перехода искрового разряда в дугу по формуле:

$$\eta = \left( 0,92 \cdot \frac{U}{l_{\text{разр}}} - 6 \right) \cdot 10^{-2}, \quad (125)$$

где  $U$  - длительное наибольшее рабочее напряжение, для 220 кВ:

$$U = 235 \text{ кВ};$$

$l_{\text{разр}}$  - длина разрядного пути,  $l_{\text{разр}} = 0,68 \text{ м}$ .

$$\eta = \left( 0,92 \cdot \frac{235}{0,68} - 6 \right) \cdot 10^{-2} = 0,44$$

Принимается :  $\eta = 0,45$

Удельное число отключений линии при ударе молнии в опору определяем по формуле:

$$n_{\text{оп}} = N_{\text{оп}} \cdot P_{\text{оп}} \cdot \eta \quad (126)$$

$$n_{\text{оп}} = 13,3 \cdot 0,168 \cdot 0,45 = 0,98$$

Определение удельного числа отключений линии при ударе молнии в середину троса.

Число ударов молнии в трос определяется по формуле:

$$N_{\text{ТР}} = N \cdot \left( 1 - \frac{4 \cdot h_{\text{ТР}}}{l_{\text{ПП}}} - P_{\alpha} \right), \quad (127)$$

где  $P_{\alpha}$  - вероятность прорыва молнии сквозь тросовую защиту,  $P_{\alpha} = 0,005$

$$N_{\text{ТР}} = 40,5 \cdot \left( 1 - \frac{4 \cdot 24,6}{300} - 0,005 \right) = 20,4$$

2) Определяем вероятность импульсного пробоя воздушного промежутка трех проводов по формуле:

$$P_{\text{ТР}} = e^{-0,08 a_{\text{КР}}}, \quad (128)$$

где  $a_{\text{КР}}$  - критическая крутизна фронта тока молнии, приводящая к перекрытию изоляции трос-провод, определяется по формуле:

$$a_{\text{КР}} = \frac{2 \cdot E_{\text{CP}}^{\text{max}} \cdot \Delta h \cdot \nu}{Z \cdot (1 - k) \cdot l}, \quad (129)$$

где  $E_{\text{CP}}^{\text{max}}$  - среднее значение максимальной напряженности электрического поля в воздушном промежутке трос – провод,  $E_{\text{CP}}^{\text{max}} = 750 \frac{\text{кВ}}{\text{м}}$  ;

$\Delta h$  - расстояние между тросом и проводом по вертикали,  $\Delta h=2,5$  м;

$v$  - скорость распространения волны;

$Z$  - волновое сопротивление коронирующего троса,  $Z=270$  Ом;

$k$  - коэффициент связи электромагнитный, определяется по формуле:

$$k = \frac{\kappa_G}{\beta}, \quad (130)$$

где  $\kappa_G$  - геометрический коэффициент связи;

$\beta$  - коэффициент затухания электромагнитной волны, определяемый по формуле:

$$\beta = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{1,5 \cdot h_{CP} \cdot E_{CP}}{U_{50\%}}}{\ln \frac{2 \cdot h_{CP}}{r_{ПП}}}}, \quad (131)$$

где  $E_{CP}$  - средняя напряженность электрического поля,  $E_{CP}=21 \frac{\kappa B}{см}$  ;

$r_{ПП}$  - радиус провода, определяется по формуле:

$$r_{ПП} = \sqrt{\frac{S}{\pi}} \quad (132)$$

где  $S$  - сечение провода,  $S = 95 \text{ мм}^2$

$$r_{ПП} = \sqrt{\frac{95}{3,14}} = 5,5 \text{ мм}$$

$$\beta = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{1,5 \cdot 1520 \cdot 21}{330}}{\ln \frac{2 \cdot 15,2}{5,5 \cdot 10^{-3}}}} = 0,76$$

Определяем геометрический коэффициент связи по формуле:

$$\kappa_G = \frac{\ln \frac{D_{12}^1}{d_{12}}}{\ln \frac{2 \cdot h_{CP}}{r}}, \quad (133)$$

где  $D_{12}^1$  - расстояние между тросом и зеркальным изображением верхнего провода,  $D_{12}^1 = 40,6$  м;

$r$  - радиус троса;

$d_{12}$  - расстояние между тросом и верхним проводом,  $d_{12} = 2,5$  м

$$\kappa_r = \frac{\ln \frac{50,6}{2,5}}{\ln \frac{2 \cdot 15,2}{5,5 \cdot 10^{-3}}} = 0,38$$

$$k = \frac{0,38}{0,76} = 0,5$$

Скорость распространения волны определим по формуле:

$$v = c \cdot \beta, \quad (134)$$

где  $v$  - скорость света,  $v = 3 \cdot 10^8 \frac{м}{с}$

$$v = 3 \cdot 10^8 \cdot 0,76 = 2,538 \cdot 10^8 \frac{м}{с}$$

Определяется критическая крутизна фронта тока молнии, приводящая к перекрытию изоляции трос-провод:

$$a_{кр} = \frac{2 \cdot 750 \cdot 2,5 \cdot 2,538 \cdot 10^8}{270 \cdot (1 - 0,5) \cdot 300} = 23,5 \frac{м}{с}$$

Вероятность импульсного перекрытия изоляционного промежутка трос-провод:

$$P_{TP} = e^{-0,08 \cdot 23,5} = 0,1$$

Удельное число отключений линии при ударе молнии в середину троса определяется по формуле:

$$n_{TP} = N_{TP} \cdot P_{TP} \cdot \eta; \quad (135)$$

$$n_{TP} = 20,4 \cdot 0,1 \cdot 0,44 = 0,89$$

3) Определение удельного числа отключений линии при прорыве молнии сквозь тросовую защиту.

Удельное число отключений линии при прорыве молнии сквозь тросовую защиту определяется по формуле:

$$n_{IP} = N_{IP} \cdot P_{IP} \cdot \eta, \quad (136)$$

где  $N_{IP}$  - число прорывов молнии на 100 км линии;

$P_{\text{ПР}}$  -вероятность прорыва молнии сквозь тросовую защиту, определяется по формуле:

$$P_{\text{ПР}} = e^{-0.04 \cdot I_{\text{КР}}^{\text{ПР}}}, \quad (137)$$

где  $I_{\text{КР}}^{\text{ПР}}$  - критическое значение тока молнии, приводящее к перекрытию изоляции, определяется по формуле:

$$I_{\text{КР}}^{\text{ПР}} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{\text{ПР.КР}}}, \quad (138)$$

где  $Z_{\text{ПР.КР}}$  -сопротивление коронирующего провода, определяется по формуле

$$Z_{\text{ПР.КР}} = 60 \cdot \ln \frac{2 \cdot h_{\text{СР}}}{r_{\text{ПР}}}, \quad (139)$$

где  $h_{\text{СР}}$  - средняя высота подвеса проводов,  $h_{\text{СР}} = 29$  м

$$Z_{\text{ПР.КР}} = 60 \cdot \ln \frac{2 \cdot 15,2}{5,5 \cdot 10^{-3}} = 302 \text{ Ом};$$

$$I_{\text{КР}}^{\text{ПР}} = \frac{2 \cdot 330}{507} = 2,2 \text{ кА};$$

$$P_{\text{ПР}} = e^{-0.04 \cdot 2,2} = 0,91$$

Число прорывов молнии на 100 км линии определяем по формуле:

$$N_{\text{ПР}} = N \cdot P_{\alpha}; \quad (140)$$

$$N_{\text{ПР}} = 40,5 \cdot 0,005 = 0,2$$

Удельное число отключений линии при прорыве молнии сквозь тросовую защиту:

$$n_{\text{ПР}} = N_{\text{ПР}} \cdot P_{\text{ПР}} \cdot \eta; \quad (141)$$

$$n_{\text{ПР}} = 0,2 \cdot 0,91 \cdot 0,44 = 0,08$$

Удельное число отключения линии:

$$n_{\text{ВЛ}} = 0,08 + 0,89 + 0,98 = 2,0$$

В результате получилось, что число отключений не превышает годового количества отключений, равного 12,8 – 17,6, что говорит о

надежности молниезащиты и грозоупорности ВЛ.

$$Z_{\text{ПР.КР}} = 60 \cdot \ln \frac{2 \cdot 15,2}{5,5 \cdot 10^{-3}} = 302 \text{ Ом};$$

$$I_{\text{КР}}^{\text{ПР}} = \frac{2 \cdot 330}{507} = 2,2 \text{ кА};$$

$$P_{\text{ПР}} = e^{-0,04 \cdot 2,2} = 0,91.$$

Число прорывов молнии на 100 км линии определяем по формуле:

$$N_{\text{ПР}} = N \cdot P_{\alpha}; \quad (142)$$

$$N_{\text{ПР}} = 40,5 \cdot 0,005 = 0,2.$$

Удельное число отключений линии при прорыве молнии сквозь тросовую защиту:

$$n_{\text{ПР}} = N_{\text{ПР}} \cdot P_{\text{ПР}} \cdot \eta, \quad (143)$$

$$n_{\text{ПР}} = 0,2 \cdot 0,91 \cdot 0,44 = 0,08.$$

Удельное число отключения линии:

$$n_{\text{ВЛ}} = 0,08 + 0,89 + 0,98 = 2,0.$$

В результате получилось, что число отключений не превышает годового количества отключений, равного 12,8 – 17,6, что говорит о надежности молниезащиты и грозоупорности ВЛ.

## 5 НАДЕЖНОСТЬ ПОДСТАНЦИИ КОРФОВСКАЯ

Каждый вариант сети должен обеспечивать необходимую надежность, под которой понимается способность выполнять заданные функции, сохраняя эксплуатационные показатели в условиях, оговоренных в нормативных документах. Требования к надежности электроснабжения определяются «Правилами устройств электроустановок» в зависимости от категорий электроприемников. Нарушение электроснабжения может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, расстройство сложного технологического процесса. Электроснабжение при аварийном отключении одного из основных элементов должно обеспечиваться вторым. Перерыв в электроснабжении потребителей может быть допущен только на время автоматического ввода резервного питания.

С точки зрения надежности система характеризуется такими понятиями, как работоспособность — способность системы выполнять заданные функции с требуемыми режимными параметрами; отказ — нарушение работоспособности; безотказность — свойство системы сохранять работоспособность в течение заданного интервала времени без вынужденных перерывов.

В качестве критериев оценки надежности схемы сетей принимаются следующие технические показатели надежности:

- параметр потока отказов (среднее количество отказов в год)  $\omega$ , 1/год;
- среднее время восстановления электроснабжения  $T_e$ , ч;
- продолжительность ремонтов (планового, текущего, капитального)  $T_p$ , ч;
- частота ремонтов (планового, капитального, текущего)  $\mu$ , 1/год.

Кроме основных показателей надежности в воздушных линиях используются такие как:

- среднее число преднамеренных отключений  $\mu$ , 1/год;

- среднее время простоя при преднамеренных отключениях  $T_p$  ч.

Для выключателей, кроме основных, используются:

$a_{OP}$  - относительная частота отказов выключателя;

$a_{КЗ}$  - относительная частота отказов выключателя при КЗ.

Определение показателей надежности элементов (выключателей, трансформаторов), причем у линий учитывается ее длина, у шин количество присоединений, производится по следующей формуле:

$$q = \frac{w \cdot T_B}{T_r}, \quad (144)$$

где  $q$  – вероятность состояния отказа простых элементов,

$T_r$  – число часов в году, ч.

Все необходимые показатели надежности для дальнейшего расчета приведены в таблицах 26 и 27.

Таблица 26 – Показатели надежности защит

Вид защиты	$q$ , 1/год	$\omega$ , 1/год
ДЗТ	0.0044	0.0102
Газовая	0.00525	0.00308
ДЗШ	0.0096	0.02636
ДЗЛ	0.0012	0.0294
УРОВ	0.02	0.02134

Вероятность отказа модели выключателя определяется моделью выключателя, где учитываются отказы смежных элементов, релейная защита, автоматика и оперативные переключения, а также АПВ на линии.

Поток отказов для последовательно соединенных элементов определим как:

$$\omega = \sum \omega_i + \omega_{\text{пр.наиб}}, \quad (145)$$

где  $\omega_{\text{пр.наиб}}$  - наибольшая частота преднамеренных отключений, 1/год.

Коэффициент  $\omega_{\text{пр.наиб}}$  определяется по справочнику исходя из максимального значения частоты капитальных ремонтов.

Таблица 27 – Показатели надежности элементов

Элемент	$\omega$ , 1/год	$T_B$ , ч	$\mu$ , 1/год	$T_p$ , ч	$a_{кз}$	$a_{оп}$
1	2	3	4	5	6	7
Разъединитель 110 кВ	0,01	6	0,166	5,5	-	-
Разъединитель 10 кВ	0,01	7	0,166	7	-	-
Трансформатор	0,007	65	0,25	26	-	-
Выключатель 110 кВ	0,02	25	0,14	9	0,005	0,005
Выключатель 10 кВ	0,009	20	0,14	10	0,003	0,004
Воздушная линия 110 кВ	0,65	9	2,1	16	-	-
Система шин 110 кВ	0,02	7	0,166	4	-	-

Поток отказов для двух параллельно соединенных элементов определим как:

$$\omega_{II,III} = \omega_{II} \cdot q_{III} + \omega_{III} \cdot q_{II} + \omega_{II}^* \cdot q_{прIII} + \omega_{III}^* \cdot q_{прII}, \quad (146)$$

где  $q_{пI}$  - вероятность преднамеренного отключения цепочки определяемая по формуле:

$$q_{пр} = \frac{\omega \cdot t_B}{T_r}. \quad (147)$$

$\omega^*$  находим по формуле:

$$\omega^* = \omega_c - \omega_{пр.нб}. \quad (148)$$

Среднее время безотказной работы системы находится по формуле:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c}; \quad (149)$$

Расчетное время безотказной работы системы определяем по формуле:

$$T_c = 0,105 \cdot \frac{1}{\omega_c}. \quad (150)$$

Среднее время восстановления системы найдем из формулы:

$$t_{BC} = \frac{q_c}{\omega_c}. \quad (151)$$

Все результаты расчетов сведены в таблицу 28.

Таблица 28 – Показатели надежности после реконструкции

Параметр	$q_c$	$\omega_c$	$T_c$ , ГОД	$T_p$ , ГОД	$t_{BC}$ , Ч
Значения	$5,332 \cdot 10^{-8}$	0,75	1,333	0,14	1,26

## 6 РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

Целью расчета сети является определение параметров режимов, выявление возможностей дальнейшего повышения экономичности работы сети и получение необходимых данных для решения вопросов регулирования напряжения

В расчет входит распределение активных и реактивных мощностей по линиям сети, вычисление потерь активной и реактивной мощностей в сети, а также расчет напряжений на шинах потребительских подстанций в максимальном (зимнем), минимальном (летнем) и послеаварийном режимах работы.

### **6.1 Расчет максимального режима с помощью ПК «RastrWin»**

Программный комплекс RastrWin предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. RastrWin используется более чем в 150 организациях на территории России, Казахстана, Киргизии, Беларуси, Молдовы, Монголии, Югославии. В России основными пользователями являются: Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ПДУ ЕЭС) и его филиалы, Федеральная Сетевая Компания (ФСК) и ее подразделения, территориальные АО-Энерго, проектные и научно-исследовательские институты (Энергосетьпроект, ВНИИЭ, НИИПТ и т.д.).

В данном проекте RastrWin используется при расчетах установившихся режимов (максимального и послеаварийного).

Особенности программного комплекса:

1) расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0,4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);

2) расчет установившихся режимов с учетом частоты;

- 3) оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- 4) расчет положений регулятором трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;
- 5) расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
- 6) структурный анализ потерь мощности - по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;
- 7) моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
- 8) моделирование генератором и возможность задания его PQ-диаграммы;
- 9) моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения;
- 10) анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;
- 11) сравнение различных режимов по заданному списку параметров.

Исходные данные:

Все номера узлов и ветвей должны быть положительными целыми числами в диапазоне от 1 до 2 147 483 647. Ввод схемы рекомендуется начать с данных по узлам. Минимально необходимой информацией для каждого узла является его номер и номинальное напряжение. Для узлов нагрузки требуется дополнительно ввести активную и реактивную мощность потребления. Для узлов с генераторами или компенсаторами необходимо дополнительно задать пределы изменения реактивной мощности, в графе для этих узлов указать заданный (фиксированный) модуль напряжения, который будет выдержан, если позволят пределы регулирования реактивной мощности. Один из узлов должен быть назначен базисным (балансирующим), для чего в меню Тип этого узла надо выбрать строку База. Остальные типы узлов (Нагрузка,

Генератор) и ветвей (ЛЭП, Тр-р) выбираются программой автоматически при расчете режима.

Таблица 29 - Список узлов

Тип	Номер	Название	U <sub>ном</sub>	P <sub>н</sub>	Q <sub>н</sub>	P <sub>г</sub>	Q <sub>г</sub>	V	Delta
База	5000	Дальн.	500			59,4	33,1	505	
Нагр	5010	Дальн. 0	500					504,97	0
Нагр	5020	Дальн. 0	500					504,97	0
Нагр	5021	Дальн. СН	220					222,17	0
Нагр	5022	Дальн. СН	220					222,17	0
Нагр	5011	СК-100	10					10,1	0
Нагр	5012	СК-100	10					10,1	0
Нагр	4021	НПС 40 ВН	220					221,48	-0,21
Нагр	4022	НПС 40 ВН	220					221,27	-0,27
Нагр	4010	НПС 40 0	220					221,2	-0,22
Нагр	4020	НПС 40 0	220					220,98	-0,28
Нагр	4121	НПС 41 ВН	220					221,48	-0,21
Нагр	4122	НПС 41 ВН	220					221,27	-0,27
Нагр	4110	НПС 41 0	220					221,2	-0,22
Нагр	4120	НПС 41 0	220					220,98	-0,28
Нагр	4011	НПС 40 НН	10	7,4	3			10,61	-0,23
Нагр	4012	НПС 40 НН	10	7,4	3			10,6	-0,29
Нагр	4013	НПС 40 НН	10	7,4	3			10,61	-0,23
Нагр	4014	НПС 40 НН	10	7,4	3			10,6	-0,29
Нагр	4111	НПС 41 НН	10	7,4	3			10,61	-0,23
Нагр	4112	НПС 41 НН	10	7,4	3			10,6	-0,29
Нагр	4113	НПС 41 НН	10	7,4	3			10,61	-0,23
Нагр	4114	НПС 41 НН	10	7,4	3			10,6	-0,29

При вводе данных по ветвям (пункт меню Ветви) задаются номера узлов, ограничивающих ветвь. Разделение ветвей на ЛЭП и трансформаторы осуществляется программой по значению, проставленному в поле  $K_{т/р}$  (коэффициент трансформации): для ЛЭП это поле пустое или ноль, для трансформаторов заполнено значением (даже если это единица!). При вводе данных о трансформаторных ветвях важен порядок задания номеров узлов, которые их ограничивают. Первым (поле  $N_{нач}$ ) должен стоять

номер узла, к напряжению которого приведено сопротивление, чаще всего это узел высшего напряжения, тогда вторым (поле  $N_{\text{кон}}$ ) будет номер узла низшего напряжения. Коэффициент трансформации - отношение напряжения узла  $N_{\text{кон}}$ , к напряжению узла  $N_{\text{нач}}$ , т.е. это, как правило, отношение низшего напряжения к высшему.

Таблица 30 - Список узлов

Тип	$N_{\text{нач}}$	$N_{\text{кон}}$	Название	R	X	B	$K_{\text{т/г}}$	$P_{\text{нач}}$	$Q_{\text{нач}}$
ЛЭП	5021	4021	Дальн. СН - НПС 40 ВН	3,74	13,78	41,2		-15	-8
ЛЭП	4022	5021	НПС 40 ВН - Дальн. СН	4,84	17,85	47,3		15	6
ЛЭП	4122	5022	НПС 41 ВН - Дальн. СН	4,84	17,85	47,3		15	6
ЛЭП	4121	5022	НПС 41 ВН - Дальн. СН	3,74	13,78	41,2		15	6
Тр-р	4021	4010	НПС 40 ВН - НПС 40 0	3,29	2,23		1	-15	-6
Тр-р	4022	4020	НПС 40 ВН - НПС 40 0	3,29	2,23		1	-15	-6
Тр-р	4010	4011	НПС 40 0 - НПС 40 НН	3,29	2,23		0,048	-7	-3
Тр-р	4010	4013	НПС 40 0 - НПС 40 НН	3,29	2,23		0,048	-7	-3
Тр-р	4020	4012	НПС 40 0 - НПС 40 НН	3,29	2,23		0,048	-7	-3
Тр-р	4020	4014	НПС 40 0 - НПС 40 НН	3,29	2,23		0,048	-7	-3
Тр-р	4121	4110	НПС 41 ВН - НПС 41 0	3,29	2,23		1	-15	-6
Тр-р	4122	4120	НПС 41 ВН - НПС 41 0	3,29	2,23		1	-15	-6
Тр-р	4110	4111	НПС 41 0 - НПС 41 НН	3,29	2,23		0,048	-7	-3
Тр-р	4110	4113	НПС 41 0 - НПС 41 НН	3,29	2,23		0,048	-7	-3
Тр-р	4120	4112	НПС 41 0 - НПС 41 НН	3,29	2,23		0,048	-7	-3
Тр-р	4120	4114	НПС 41 0 - НПС 41 НН	3,29	2,23		0,048	-7	-3
Тр-р	5000	5010	Дальн. - Дальн. 0	0,45	0,18		1	-30	-17
Тр-р	5000	5020	Дальн. - Дальн. 0	0,45	0,18		1	-30	-17
Тр-р	5010	5021	Дальн. 0 - Дальн. СН	0,45	0,18		0,44	-30	-17
Тр-р	5010	5011	Дальн. 0 - СК-100	0,45	0,18		0,02	0	0
Тр-р	5020	5022	Дальн. 0 - Дальн. СН	0,45	0,18		0,44	-30	-17
Тр-р	5020	5012	Дальн. 0 - СК-100	0,45	0,18		0,02	0	0
Выкл	4122	4022	НПС 41 ВН - НПС 40 ВН						
Выкл	4121	4021	НПС 41 ВН - НПС 40 ВН						

Коэффициент трансформации, используемый при оптимизации, является промежуточной расчетной величиной. В технологических задачах используют номер положения отпайки РПН или ВДТ, называемой анцапфой.

В программе RastrWin в исходных данных вместо коэффициента трансформации можно задать тип регулируемого устройства трансформатора и номер анцапфы.

## **6.2 Расчет послеаварийного режима**

Послеаварийный режим наступает в ЭЭС после ликвидации аварийной ситуации. Такой режим часто бывает утяжеленным. Цель этого пункта определить возможность регулирования напряжения при обрыве наиболее загруженных участков.

Результаты расчета режима, рассчитанного с помощью ПВК RastrWin, представлены в листе «Расчет установившихся режимов».

## 7 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 7.1 Цели и задачи

Целью данного раздела дипломного проекта является оценка экономической эффективности инвестиций в проектируемую сеть. Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- 1) юридический статус объекта
- 2) расчет капиталовложений в проектируемую сеть
- 3) жизненный цикл проекта и график его реализации
- 4) определение срока окупаемости проекта
- 5) Юридический статус объекта

### 7.2 Описание проектируемой сети

В данной бакалаврской работе предлагается установка третьего трансформатора на ПС Корфовская.

Данные о ВЛ приведены в таблице 37.

Таблица 33 – Капиталовложения в строительство ЛЭП

Линия	Марка провода	Кол-во цепей	Длина, км	Стоимость 1 км, тыс. р.	Стоимость линии, тыс. р.
Корфовская – Хехцир	АС-240/32	1	0,9	2195	1976
Корфовская – ХТЭЦ-1	АС-240/32	2	30,5	2195	66948
Итого					68924

Таблица 34 – Капиталовложения в строительство ПС

П/ст	$K_{ору}$ , тыс.руб.	$K_{тр}$ , тыс.руб.	$K_{пост}$ , тыс.руб.
Корфовская	48000	20000	1621
итого	96000	40000	3242

### 7.3 Расчет капиталовложений

Цены на оборудование взяты из Укрупненных стоимостных показателей цены за 2000год [1]. На 2016 год пересчитаем цены с учетом инфляции.

Срок службы подстанционного оборудования-25 лет, ВЛ-15 лет.

*Капитальные затраты в сооружение ВЛЭП*

Базовые показатели стоимости ВЛ 35 – 1150 кВ учитывают все затраты производственного назначения и соответствуют средним условиям строительства и расчетному напору ветра до 0,6 кПа.

Стоимость сооружения 1 км ВЛ зависит от вида промежуточных опор, от сечения провода, от числа цепей на опоре и от материала опор.

Примечание: коэффициент инфляции на 2016 год равен 4,78 [2].

7.3.1 Капитальные затраты в сооружение ВЛ будут определяться по формуле:

$$K_{ВЛ}^{2016} = K_{ВЛ}^{2000} \cdot K_{инф}^{\frac{2016}{2000}}, \quad (152)$$

где  $K_{инф}^{\frac{2016}{2000}} = 4,78$  – коэффициент инфляции;

$K_{ВЛ}^{2000}$  – стоимость строительства линий.

$$K_{ВЛ}^{2016} = 149330 \cdot 4,78 = 713797 \text{ тыс. руб.}$$

#### 7.3.2 Капитальные затраты в подстанции

Затраты в ПС представляют собой сумму затрат в трансформаторы, сумму затрат в строительство ОРУ и постоянная часть затрат:

$$K_{ПС} = (K_{ОРУ} + K_{тр} + K_{пост}) \cdot K_{инф}^{\frac{2016}{2000}}, \quad (153)$$

где  $K_{ОРУ}$  – затраты на ОРУ;

$K_{тр}$  – затраты на трансформатор;

$K_{пост}$  – постоянные затраты на ПС;

$$K_{ПС} = (96000 + 40000 + 3242) \cdot 4,78 = 665577 \text{ тыс. руб.}$$

### 7.3.3 Расчет затрат на эксплуатацию электрической сети

Ежегодные затраты на капитальный и текущий ремонты, а также техническое обслуживание оборудования отражаются через эксплуатационные издержки. Издержки на эксплуатацию определяются следующим образом:

$$I_{\text{рео}} = \alpha_{\text{реовл}} \cdot K_{\text{вл}} + \alpha_{\text{реопс}} \cdot K_{\text{пс}}, \quad (154)$$

где  $\alpha_{\text{реовл}} = 0,008$  – ежегодные отчисления на текущий ремонт и обслуживание ЛЭП в о.е.;

$\alpha_{\text{реопс}} = 0,059$  – ежегодные отчисления на текущий ремонт и обслуживание ПС в о.е.;

$$I_{\text{рео}} = 0,008 \cdot 713797 + 0,059 \cdot 665577 = 44979 \text{ тыс. руб.}$$

### 7.3.4 Расчёт амортизационных отчислений

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукт или работу (услугу).

Цель амортизации – накопление финансовых средств для возмещения изношенных основных фондов (физический износ, моральный износ, экологический износ и др.).

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции.

Издержки на амортизацию определяются из отношения капиталовложений к сроку службы данного оборудования:

$$I_{\Sigma\text{ам}} = K_{\text{вл}} \cdot \alpha_{\text{амвл}} + K_{\text{пс}} \cdot \alpha_{\text{ампс}}, \quad (155)$$

где  $\alpha_{\text{ам}}$  – ежегодные нормы отчислений на амортизацию, о.е.

$$\alpha_{AM} = \frac{1}{T_{cl}}, \quad (156)$$

где  $T_{cl}$  – срок службы оборудования;

Для электрооборудования ПС и ВЛ принимаем  $T_{cl}=20$  лет, получим:

$$I_{\Sigma AM} = \frac{713797}{20} + \frac{665577}{20} = 68969 \text{ тыс.руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии в сети вычисляются по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (157)$$

где  $\Delta W$  – потери электроэнергии;

$C_{\Delta W}$  – удельная стоимость потерь электроэнергии

$C_{\Delta W}$  – тарифная цена электроэнергии для уровня напряжения 110 кВ в Хабаровском крае,  $C_{\Delta W} = 1805,42$  руб./ (МВт·ч) [3].

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = 3820 \cdot 1,805 = 6895,1 \text{ тыс. руб.}$$

#### 7.4 Расчет ФОТ

Оплата труда на энергетических предприятиях, как и на промышленных, основывается на следующих основных системах: для рабочих-ремонтников сдельная и аккордная (единовременная за выполненную работу); для рабочих эксплуатационников - повременная (преимущественно повременно-премиальная); для служащих, ИТР и административно-управленческого аппарата - повременная, повременно-премиальная или аккордная. В общем виде структур заработной платы работника предприятия показана на рисунке 10:



Рисунок 10 – Структура оплаты труда

Повременная система оплаты труда ранее основывалась на тарифно-квалификационной системе, которая включала единую тарифную сетку и тарифно-квалификационный справочник, где устанавливалась зависимость сложности работ от уровня квалификации работников, имеющих право выполнять эту работу. В этом случае можно воспользоваться упрощенными способами оценки годового фонда оплаты труда.

Поскольку реальные данные о заработной плате по предприятию отсутствуют, то необходимо воспользоваться статистической отчетностью федеральных организаций статистики. В этом случае в целом по предприятию годовой фонд заработной платы может быть определен по формуле:

$$\Phi ЗП_{\text{год}} = 12 \cdot ЗП_{\text{ср}} \cdot N_{\text{ч}}, \quad (158)$$

где  $ЗП_{\text{ср}}$  – среднемесячная заработная плата за 2014 г. (Квартал) для работников в области электроэнергетики в Приморском крае,  $ЗП_{\text{ср}} = 44692$  руб. [4];

$N_{\text{ч}}$  – месячная тарифная ставка

Первоначально определяем объемы работ в условных единицах по линиям и подстанциям.

Расчет численности персонала производим согласно Руководящим документам [5].

Таблица 35 – Определение штатной численности рабочих на предприятии

<b>Рабочие</b>						
Показатель			Единица измерения	Количество единиц	Условные единицы	Численность, чел.
ВЛЭП	220	2	км	68	4,2 чел. на 100 км	2,9
Итого	3,7 человека					
Присоединение с элегазовым выключателем	220		ед.	3	30 чел. на 100 ед	0,9
Итого	2,9 человека					
Итого	0,9 человека					
РЗ и А	1,075 человека					
Сумма	5 человек					
<b>ИТР</b>						
Подразделение (отдел)				Должность	Численность, чел.	
Оперативно-диспетчерское подразделение				Диспетчер района	2	
Подразделение по организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания оборудования				Мастер	1	
Сумма				3 человек		
Всего по предприятию				8 человека		

Подставляя данные значения в формулу, получаем:

$$\Phi ЗП_{\text{год}} = 12 \cdot 44692 \cdot 8 = 4290,4 \text{ тыс. руб./год}$$

Ставки налогов и их распределение определяются статьей 241 НК РФ.

Ставка налога рассчитывается, исходя из зарплаты сотрудника, при этом действует регрессивная шкала: чем больше зарплата, тем меньше налог.

Обычный размер ставки составляет  $\alpha_{\text{СН}} = 30 \%$ .

$$\text{СН} = \Phi ЗП_{\text{год}} \cdot \frac{\alpha_{\text{СН}}}{100}; \quad (159)$$

$$\text{СН} = 4290,4 \cdot \frac{30}{100} = 1287,12 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет фонда оплаты труда:

$$\text{ФОТ} = \Phi ЗП_{\text{год}} + \text{СН}; \quad (160)$$

$$\text{ФОТ} = 4290,4 + 1287,12 = 5577,6 \text{ тыс. руб.}$$

## 7.5 Расчет прочих затрат

Прочие расходы определяются с учётом рассчитанных выше издержек:

$$I_{\text{пр}} = 0,3 \cdot 0,85 \cdot (I_{\text{рео}} + I_{\Sigma\text{АМ}} + I_{\Delta W} + \text{ФОТ}) + 0,03 \cdot K_{\Sigma} \quad (161)$$

$$I_{\text{пр}} = 0,3 \cdot 0,85 \cdot (37075 + 56849 + 6895,1 + 5577,52) + 0,03 \cdot 1136,9;$$

$$I_{\text{пр}} = 61240,3 \text{тыс.руб.}$$

Суммарные издержки рассчитаем по формуле:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{рео}} + I_{\Sigma\text{АМ}} + I_{\Delta W} + I_{\text{пр}} + \text{ФОТ}; \quad (162)$$

$$I_{\Sigma} = 37075 + 56849 + 6895,1 + 60750,3 + 5577,6;$$

$$I_{\Sigma} = 165255,2 \text{тыс. руб.}$$

Результаты расчёта сведены в таблицу 40.

Таблица 36 – издержки для электрооборудования

Издержки, по проекту.	тыс.руб.
$I_{\text{рео}}$	37075
$I_{\Sigma\text{АМ}}$	56849
$I_{\Delta W}$	6895,1
$I_{\text{пр}}$	61420,3
$I_{\Sigma}$	167636,6

## 7.6 Чистый дисконтированный доход

Сумма всех дисконтируемых на какой-либо момент поступлений и выплат, возникающих в результате реализации инвестиционного объекта, называется *чисто дисконтированным доходом*.

Чистый дисконтированный доход относится к интегральным (динамическим) критериям оценки экономической эффективности инвестиций и оперирует с показателями работы проектируемых объектов по годам расчетного периода с учетом фактора времени.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей,  $\Delta_t$  который определяется как разность между

притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования):

$$\mathcal{E}_t = Q_{pt} - I_{\text{рео}} - I_{\text{пр}} - I_{\Delta W} + H_t, \quad (164)$$

где  $H_t$  – налог на прибыль.

$$H_t = (Q_{pt} - I_{\text{рео}} - I_{\Sigma\text{АМ}} - I_{\Delta W} - I_{\text{пр}}) \cdot 0,20; \quad (165)$$

$$H_t = (1209438,2 - 37075 - 56849 - 6895,1 - 61240,3) \cdot 0,20;$$

$$H_t = 210404,7 \text{ тыс. руб.}$$

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД), или чистая текущая стоимость, определяемая следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \left[ \mathcal{E}_t \cdot \left( \frac{1}{1+d} \right)^t \right], \quad (166)$$

где  $T_p = 20$  лет – расчетный период;

$E = 0,85$  о.е. – норматив дисконтирования.

Рассчитаем ЧДД для нулевого года, т.е при  $t=0$ , для последующих лет занесем в таблицу 43, т.к. одна сеть уже существует, то прибыль с нулевого года включительно

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \left[ (Q_{pt} - I_{\text{рео}} - I_{\text{пр}} - I_{\Delta W} + H_t - K_{\Sigma}) \cdot \left( \frac{1}{1+d} \right)^t \right]; \quad (167)$$

$$\begin{aligned} \text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \left[ (0 - 37075 - 61240,3 - 6895,1 + 0 - 568486,5) \cdot \right. \\ \left. \cdot \left( \frac{1}{1+0,31} \right)^1 \right] = -514272,45. \end{aligned}$$

Таблица 37 – Чистый дисконтированный доход

Год	ЧДД	ЧДД с нарастающим итогом
0	0	0
1	-514272,44	-514272,44
2	-411118,69	-925391,13
3	100439,52	-824951,61
4	199873,96	-625077,66
5	215274,05	-409803,61
6	260054,24	-149749,37
7	198514,69	48765,32
8	151537,93	200303,25

9	115677,81	315981,06
10	88303,67	404284,74
11	67407,38	471692,12
12	51456,02	523148,14
13	39279,4	562427,54
14	29984,28	592411,82
15	22888,76	615300,58
16	17472,34	632772,91
17	13337,66	646110,58
18	10181,42	656292
19	7772,08	664064,07
20	5932,88	669996,96

Для того чтобы построить жизненный цикл проекта для микропроцессорных устройств релейной защиты, необходимо посчитать значение чистого дисконтированного дохода с нарастающим итогом, и записать данные в таблицу 41.

Критерием финансовой эффективности инвестиций в инвестиционный проект является условие  $ЧДД > 0$ ; тогда доходность инвестиций превышает величину среднего норматива дисконтирования (или средней стоимости капитала).

Для определения эффективности инвестиционного проекта строится график жизненного цикла (рисунок 11).

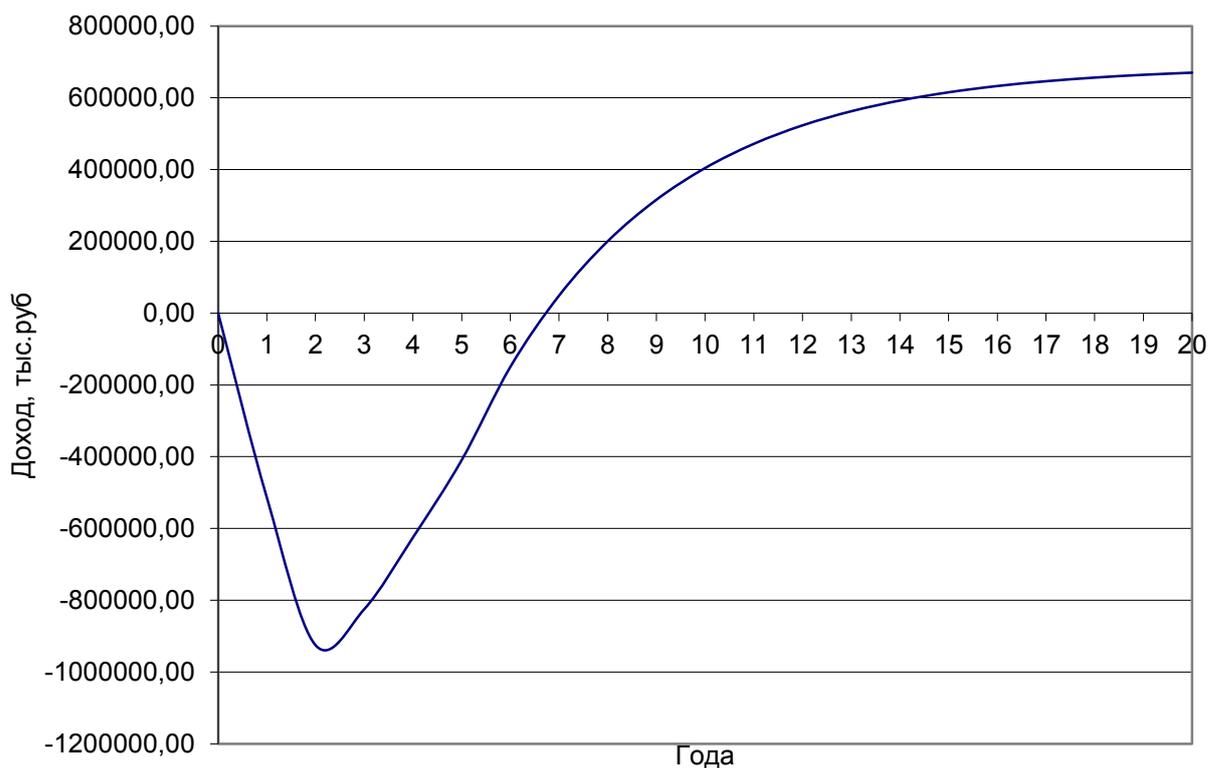


Рисунок 11 – Изменение накопления ЧДД на протяжении инвестиционного проекта

Из приведенного выше графика видно, что затраченные средства на строительство и реконструкцию данного проекта не значительно повлияют на прибыль, полученную в результате передачи и распределении электрической энергии.

## 8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

В связи с подключением нового трансформатора, в бакалаврской работе проектируется: воздушная линия 110 кВ, подключение трансформатора к ОРУ-110,-35 кВ и ЗРУ-10 кВ, поэтому будут рассмотрены такие части безопасности жизнедеятельности как:

- 1) требования к персоналу, выполняющему монтажные работы;
- 2) безопасность при монтаже и ремонте воздушных линий электропередачи 110 кВ «Корфовская-Хехцир»
- 3) безопасность при эксплуатации ОРУ 110 кВ; порядок приемки электроустановок в эксплуатацию;
  - а) экологичность, то есть воздействие проектируемых объектов на окружающую среду (природную) и человека вне производства.
  - б) чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть при эксплуатации силовых автотрансформаторов подстанции «Корфовская».

### 8.1 Безопасность

*Безопасность* - состояние деятельности, при которой с определенной вероятностью исключаются потенциальные опасности, влияющие на здоровье человека. Безопасность следует понимать как комплексную систему мер по защите человека и среды обитания от опасностей, формируемых конкретной деятельностью. Чем сложнее вид деятельности, тем более комплексна система защиты (безопасность этой деятельности). Комплексную систему в условиях производства составляют следующие меры защиты: правовые, организационные, экономические, технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические [1].

#### *Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы*

Работники, принимаемые для выполнения работ в электроустановках, должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены (до допуска к самостоятельной работе) в

специализированных Центрах подготовки персонала (учебных комбинатах, Учебно-тренировочных центрах и т.п.). Также необходимо отметить следующие требования к персоналу, выполняющему монтажные работы [4]:

1) работники электромонтажных организаций периодически должны проходить медицинское освидетельствование;

2) перед началом электромонтажных работ на территории строящейся ВЛ или подстанции с рабочими необходимо провести инструктаж по общим правилам ТБ и особым условиям работы;

3) по окончании инструктажа лицо, проводившее его, делает запись в “Журнале регистрации инструктажа по технике безопасности на рабочем месте”;

4) административно-технический персонал, бригадиры и члены бригады должны обеспечивать высокую трудовую дисциплину в бригаде (звене), соблюдать требования правил внутреннего трудового распорядка, правил техники безопасности и выполнять указания, полученные при инструктажах;

5) лица, нарушившие требования правил техники безопасности несут персональную ответственность в дисциплинарном, административном или уголовном порядке;

6) нахождение посторонних лиц, а также работников в нетрезвом состоянии на территории монтажной площадки запрещается;

7) электромонтажные работы на территории ПС разрешается производить лицам не моложе восемнадцати лет, которые прошли:

а) соответствующее медицинское освидетельствование;

б) вводный инструктаж;

с) обучение безопасным методам труда;

д) проверку знаний с получением соответствующей группы по электробезопасности;

е) первичный инструктаж;

f) стажировку в течение первых трёх-десяти смен под наблюдением опытного специалиста. Эти лица должны получить допуск к самостоятельной работе.

8) все лица, выполняющие электромонтажные работы, должны быть обеспечены спецодеждой, спец обувью и средствами индивидуальной защиты в соответствии с характером и условиями работы на основании типовых отраслевых норм;

9) все лица, находящиеся на строительном-монтажной площадке, обязаны носить защитные каски и без них, а также других средств индивидуальной защиты к выполнению работ не допускаются.

Средства защиты с просроченным сроком годности использовать запрещается.

Все работы со стальными тросами должны выполняться в рукавицах.

На каждом объекте монтажа должны быть аптечка с медикаментами и другие средства для оказания доврачебной помощи пострадавшим от поражения электрическим током и при других несчастных случаях.

Все работающие на монтажной площадке должны быть обеспечены питьевой водой в соответствии с санитарными требованиями.

На строительном-монтажной площадке должны быть оборудованы туалеты в соответствии с санитарными нормами.

Все монтажные работы вблизи токоведущих частей (действующие ВЛ, проходящие вблизи строящейся линии) должны производиться при снятом напряжении.

Работы по монтажу и ремонту воздушных линий электропередачи связаны с подъемом людей и материалов на значительную высоту, с применением грузоподъемных машин и механизмов, а так же приспособлений, облегчающих труд рабочих-монтажников и обеспечивающих безопасные условия работы. Отсюда возникает опасность травмирования в случаях падения с конструкций опор, ушибов и ранений, а

также не исключено поражение током молнии при работе во время грозы или наведенным напряжением от соседних ВЛ.

Как правило, подъем и опускание одностоечных опор ВЛ производится с помощью стреловых грузоподъемных кранов.

Электромонтажники должны быть обучены сигналам, согласно которым регулируется подъем грузов на высоту или его опускание. При подъеме на стальные опоры при отсутствии вышки или подъемника допускается применение лестниц, которые должны быть надежными и устойчивыми.

Во избежание ушибов и ранений в результате падения с высоты каких-либо деталей или инструментов запрещается находиться под опорой, люлькой подъемника или корзиной вышки во время производства работы, а так же не разрешается сбрасывать какие-либо предметы с высоты опоры. При подъеме на опору тяжелых деталей оборудования необходимо пользоваться специальной веревкой, перекинутой через блок, при этом подъем груза производит рабочий, стоящий внизу и находящийся несколько в стороне от поднимаемого предмета.

При раскатке голого провода с барабана во избежание ранения рук необходимо надевать брезентовые рукавицы.

На время работ по монтажу ВЛ отдельные смонтированные участки длиной 3 км и более необходимо замыкать накоротко и заземлять на случай появления на данном участке линии наведенного напряжения от соседних, находящихся в работе, или от грозового облака (иногда находящегося даже вне поля зрения электромонтажников).

Так как ВЛ будет пересекать автомобильные дороги, не допускается проход людей и проезд транспортных средств во время подъема проводов на опоры ВЛ; в этом случае в надлежащих местах устанавливают предупредительные плакаты и сторожевые посты.

*Безопасность при эксплуатации ОРУ 110 кВ*

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния «НПС №40 и №41» должны быть выбраны и установлены таким образом, чтобы:

1) вызываемые нормальными условиями работы подстанции усилия, нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т. п.) не могли привести к повреждению оборудования и возникновению КЗ или замыкания на землю, а также причинить вред обслуживающему персоналу;

2) при нарушении нормальных условий работы подстанции была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

3) при снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному осмотру, замене и ремонтам без нарушения нормальной работы соседних цепей;

4) была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования.

На ПС «Корфовская» устанавливаются открытые ножевые разъединители. При их использовании для отключения и включения тока ненагруженных трансформаторов, зарядного или уравнительного тока линий электропередачи, тока замыкания на землю расстояния между токоведущими частями и от токоведущих частей до земли должны соответствовать требованиям настоящей главы и специальных директивных документов.

Строительные конструкции, находящиеся вблизи токоведущих частей и доступные для прикосновения персонала, не должны нагреваться от воздействия электрического тока до температуры 50°C и выше; недоступные для прикосновения — до 70°C и выше.

Конструкции могут не проверяться на нагрев, если по находящимся вблизи них токоведущим частям проходит переменный ток 1000 А и менее.

Во всех цепях РУ должна быть предусмотрена установка разъединяющих устройств с видимым разрывом, обеспечивающих возможность отсоединения всех аппаратов (выключателей, отделителей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения ит. п.) каждой цепи от сборных шин, а также от других источников напряжения.

В ОРУ 110 кВ должен быть предусмотрен проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений; габарит проезда должен составлять как минимум 4 м по ширине и высоте, для того чтобы при проезде ремонтных механизмов не задеть высоковольтные провода, составляющую большую опасность для ремонтного персонала производящего ремонт оборудования.

Персонал, обслуживающий распределительное устройство, должен располагать схемами и указаниями по допустимым режимам работы электрооборудования в нормальных и аварийных условиях.

РУ высокого напряжения этой подстанции должны быть оборудованы блокировкой, предотвращающей возможность ошибочных действия персонала, блокировочные устройства должны быть всегда опломбированы.

#### *Порядок приемки ПС «Корфовская» в эксплуатацию*

Смонтированное электрооборудование должно быть принято в эксплуатацию в порядке, установленном действующими правилами [6].

Вновь сооружаемая и установленное на ней электрооборудование должны быть подвергнуты приемо-сдаточным испытаниям и введены в промышленную эксплуатацию только после приемки их приемочными комиссиями согласно действующим положениям.

Перед приемкой в эксплуатацию ПС должны быть проведены:

- приемо-сдаточные испытания оборудования и пусконаладочные испытания отдельных систем подстанции;
- в период строительства и монтажа зданий и сооружений промежуточные приемки узлов оборудования и сооружений, в том числе скрытых работ.

Приемо-сдаточные испытания оборудования и пусконаладочные испытания отдельных систем должны быть проведены подрядчиком (ген-подрядчиком) по проектным схемам после окончания всех строительных и монтажных работ по сдаваемой подстанции.

Дефекты и недоделки, допущенные в ходе строительства и монтажа, а также дефекты оборудования, выявленные в процессе приемосдаточных и пусконаладочных испытаний, должны быть устранены строительными, монтажными организациями и заводами-изготовителями до приемки «НПС №40 и №41» в эксплуатацию.

Для принятия в эксплуатацию необходимо произвести :

- 1) проверку изоляторов;
- 2) проверку соединений проводов;
- 3) измерение сопротивления заземления опор и тросов.

## **8.2 Экологичность**

В качестве вредных факторов на ПС всех уровней напряжений могут рассматриваться загрязнения окружающей среды трансформаторным маслом, изъятие земли для расширения старых и строительства новых ПС.

Рассматривая вопрос экологичности, можно отметить, что при несоблюдении определенных правил и норм из всего оборудования, установленного на подстанции, наибольшую опасность окружающей среде могут нанести трансформаторы, которые заливаются трансформаторным маслом.

### **8.2.1 Отвод земли под ВЛЭП**

Отвод земли под воздушную линию электропередачи производится согласно [7, 8].

Минимальный размер земельного участка для установки опоры определяется как: площадь контура, отстоящего на 1,5 метра от контура проекции опоры на поверхность земли, т.к. трасса проектируемой воздушной линии проходит по земельными участками сельскохозяйственного назначения.

Конкретные размеры земельных участков для установки опор воздушной линии электропередачи определяются исходя из необходимости закрепления опор в земле, размеров и типов опор, несущей способности грунтов и необходимости инженерного обустройства площадки опоры с целью обеспечения ее устойчивости и безопасной эксплуатации.

Земельные участки (части земельных участков), используемые хозяйствующими субъектами в период строительства, представляют собой полосу земли по всей длине воздушной линии электропередачи, ширина которой превышает расстояние между осями крайних фаз на 2 метра с каждой стороны.

#### 8.2.2 Защита от загрязнений трансформаторным маслом

На проектируемой подстанции «Корфовская» принимаются к установке три трехобмоточных трансформатора ТДТН-25000/110 с массой масла 15 т. Согласно ПУЭ для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов с массой масла более 1 т должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники. Габариты маслоприемника должны выступать за габариты автотрансформатора не менее чем на 1,5 м. Объем маслоприемника должен быть рассчитан на одновременный прием 100 % масла, содержащегося в корпусе автотрансформатора. Маслоприемники могут выполняться с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень и без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений, 50 % масла и полное количество воды должно удаляться не более чем за 0,25 часа. Маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленного

типа (дно ниже уровня окружающей планировки земли), так и незаглубленного типа (дно на уровне окружающей планировки земли).

При образовании на гравийной засыпке твердых отложений от нефтепродуктов толщиной не менее 3 мм или появлении растительности и в случае невозможности ее промывки, должна осуществляться полная или частичная замена гравия. Одновременно с промывкой гравийной засыпки на трансформаторах должна проверяться работа маслоотводоов и заполнение аварийной емкости. Отчистка гравийной засыпки маслоприемника приводит к избеганию налипания на поверхности щебня осадков, атмосферных загрязнений, песка.

Маслоприемник должен проверяться не реже 2 раз в год, а также после обильных дождей, таяния снега или тушения пожара.

При загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на свежее, для этого производится слив масла из трансформаторов. Работы по регенерации трансформаторного масла, его осушке, чистке, дегазации должны выполняться с использованием защитной одежды и обуви.

Перед началом сливных операций должны проверяться правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб. Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства. Запрещается слив масла в открытые сливные люки, а также во время грозы. Во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При открытии сливных устройств должны применяться инструмент, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования. При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании. Слив масла из

автотрансформаторов на ремонтной площадке должен осуществляться путём подключения переносных шлангов к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства и с использованием специальных баков для этих целей. После сливных операций необходимо убирать всё пролитое масло.

Для предохранения почвы от загрязнения маслом, которое может вытечь из автотрансформатора при аварии, согласно «Нормы технического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ», предусмотрено сооружение под автотрансформатором маслосборников. Маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла трансформаторов, а также 80% (с учетом 30-и минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды, с выводом сигнала на щит управления.

Приведем расчет маслоприемника с отводом масла для трехобмоточного трансформатора ТДТН-25000/110 подстанции «Корфовская» габариты, которого следующие: длина трансформатора 9,75 м, ширина – 5,25 м, высота – 4,5 м. Масса трансформаторного масла 19 т.

1. Маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла свыше 20 тонн выполняются с отводом масла. Определяем размеры маслоприемника (рис. 12).

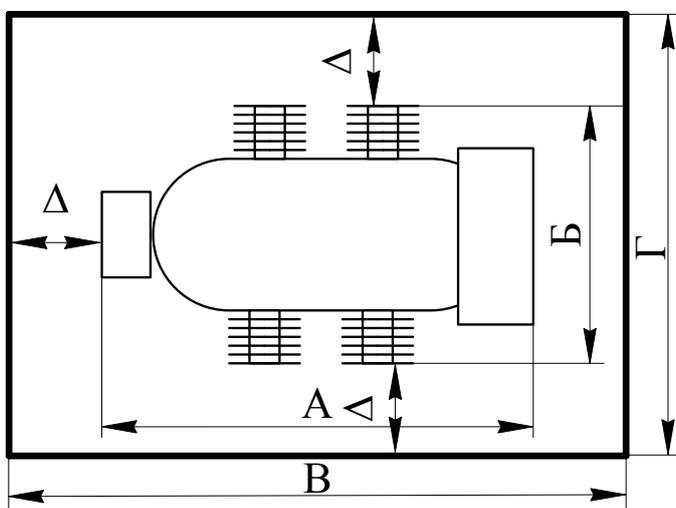


Рисунок 12 – Габариты маслоприемника  
100

$$B = A + 2 \cdot \Delta, \text{ м}, \quad (168)$$

где  $B$  – длина маслоприемника;

$A$  – длина трансформатора ( $A = 7,75$  м);

$\Delta$  – выступ за габариты трансформатора,  $\Delta = 1,5$  м (т.к. масса масла от 10 до 50 т).

$$B = 7,75 + 2 \cdot 1,5 = 10,75 \text{ м};$$

$$Г = Б + 2 \cdot \Delta, \text{ м}, \quad (169)$$

где  $Г$  – ширина маслоприемника;

$Б$  – ширина трансформатора ( $Б = 4,5$  м).

$$Г = 4,5 + 2 \cdot 1,5 = 7,5 \text{ м}.$$

$$S_{\text{МП}} = B \cdot Г, \text{ м}^2 \quad (170)$$

где  $S_{\text{МП}}$  – площадь маслоприемника.

$$S_{\text{МП}} = 10,75 \cdot 7,5 = 80,625 \text{ м}^2.$$

Получаем маслоприемник площадью  $80,625 \text{ м}^2$ .

2. Рассчитаем объем маслоприемника для приёма 100% объема масла, залитого в трансформатор.

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{M_{\text{ТМ}}}{\rho_{\text{ТМ}}}, \text{ м}^3, \quad (171)$$

где  $V_{\text{ТМ}}$  – объем трансформаторного масла;

$M_{\text{ТМ}}$  – масса трансформаторного масла;

$\rho_{\text{ТМ}}$  – плотность трансформаторного масла.

$$\rho_{\text{ТМ}} = 880 \text{ кг/м}^3,$$

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{19000}{880} = 21,6 \text{ м}^3,$$

$$V_{\text{МП(ТМ)}} = V_{\text{ТМ}} = 21,6 \text{ м}^3.$$

Получаем трансформаторное масло объемом  $21,6 \text{ м}^3$ .

3. Определяем глубину маслоприемника.

Принимаем конструкцию маслоприемника заглубленного типа с установкой металлической решетки на маслоприемнике.

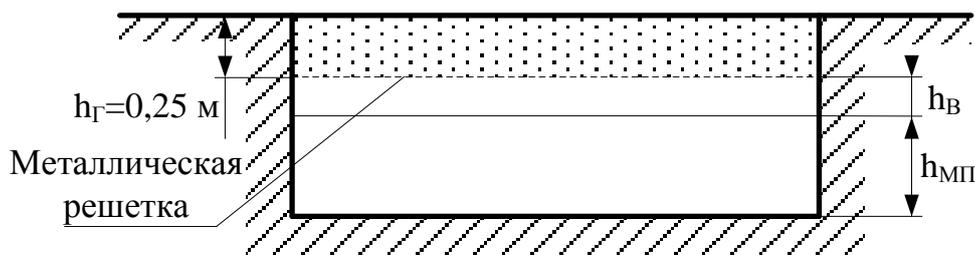


Рисунок 13 – Конструкция маслоприемника с отводом масла

$$h_{МП} = h_{ТМ} + h_{Г} + h_{В} \text{ м,} \quad (172)$$

где  $h_{МП}$  – глубина маслоприемника;

$h_{Г}$  – толщина щебня;

$h_{В}$  – воздушный зазор.

#### 4. Рассчитаем объем маслоприемника

Так как маслоприемник должен вмещать полный объем масла трансформатора, а также 80% воды от средств пожаротушения, то рассчитаем сначала объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{H_2O} = t \cdot I \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \text{ м}^3, \quad (173)$$

где  $t$  – нормативное время пожаротушения тушения,  $t = 1800 \text{ с}$ ;

$I$  – интенсивность пожаротушения,  $I = 0,2 \text{ л}/(\text{с} \cdot \text{м}^2)$ ;

$S_{БПТ}$  – площадь боковых поверхностей трансформатора, определяется по формуле:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A + B) \cdot H, \text{ м}^2; \quad (174)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (7,75 + 4,5) \cdot 4,5 = 110,25 \text{ м}^2.$$

$$V_{H_2O} = 1800 \cdot 0,2 \cdot (80,625 + 110,25) = 68715 \text{ л} = 68,715 \text{ м}^3;$$

$$V_{ТМ+H_2O} = V_{ТМ} + 0,8 \cdot V_{H_2O}, \text{ м}^3; \quad (175)$$

$$V_{ТМ+H_2O} = 21,6 + 0,8 \cdot 68,715 = 76,572 \text{ м}^3.$$

Получили маслоприемник объемом  $76,572 \text{ м}^3$ .

Глубина маслоприемника:

$$h_{МП} = \frac{V_{ТМ+H_2O}}{S_{МП}} = \frac{76,572}{80,625} = 0,95 \text{ м.}$$

Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм, поэтому  $h_B = 0,05$ .

$$h_{МП} = 0,95 + 0,25 + 0,05 = 1,25 \text{ м.}$$

Таким образом, при расчете основных размеров маслоприёмника мы получили следующие параметры: длина – 10,75 м; ширина – 7,5 м; площадь – 80,625 м<sup>2</sup>; объём масла – 21,6 м<sup>3</sup>; глубина – 1,25 м.

### 8.3 Чрезвычайные ситуации

К ЧС происходящим на ПС относятся пожары, взрывы трансформаторов, батарей конденсаторов, взрывы в аккумуляторных помещениях [4].

**Пожар**— это неконтролируемое горение вне специального очага, наносящее материальный ущерб. Пожар следует отличать от сжигания, представляющего собой контролируемое горение внутри или вне специального очага.

**Взрыв**— это быстрое превращение вещества (взрывное горение), сопровождающееся образованием большого количества сжатых газов, под давлением которых могут происходить разрушения. Горючие газообразные продукты взрыва, соприкасаясь с воздухом, часто воспламеняются, что обычно приводит к пожару, усугубляющему негативные последствия взрыва.

Риск возгорания на подстанциях не столь велик, но возможные последствия пожара могут быть катастрофическими. Пожары на подстанциях могут серьезно повлиять на энергоснабжение потребителей и доходы сетевого предприятия и его активы. Также пожары могут создать угрозу персоналу, аварийным бригадам, и людям случайно оказавшимся вблизи. Понимание возможности возникновения пожара, принятие соответствующих противопожарных мер, позволяют снизить риск их образования и смягчить последствия пожара и являются одними из ключевых факторов при проектировании и эксплуатации новых или существующих подстанций.

### 8.3.1 Обеспечение пожарной безопасности

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранение материальных ценностей.

*Пожарная опасность* – совокупность условий, способствующих возникновению и развитию пожара.

*Пожарная безопасность* - состояние объекта, характеризующее возможность предотвращения возникновения и развития пожара, а также воздействия на людей и имущество опасных факторов пожара. Пожарная безопасность объекта должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями.

Рассматриваем обеспечение пожарной безопасности на подстанции согласно [5].

Успех быстрой локализации и ликвидации пожара в его начальной стадии зависит от наличия первичных средств тушения пожара и умения пользоваться ими. Основными огнегасительными средствами и веществами являются вода, пена, песок, инертные газы, сухие (твёрдые) огнегасительные вещества, войлочные и асбестовые полотна.

Для размещения первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и пожарного инвентаря в производственных и складских помещениях, не оборудованных внутренним противопожарным водопроводом и автоматическими установками пожаротушения, а также на территории предприятий (организаций), не имеющих наружного противопожарного водопровода, или при удалении зданий (сооружений), наружных технологических установок этих предприятий на расстояние более 100 м от наружных пожарных водоисточников, должны оборудоваться пожарные щиты.

Класс пожара на подстанции «Корфовская» можно отнести к классу Е – пожары, связанные с горением электроустановок. Поэтому на подстанции необходимо принять к установке пожарные щиты типа ЩП-Е, т.е. щит

пожарный для очагов пожара класса Е. Пожарные щиты комплектуются первичными средствами пожаротушения, немеханизированными пожарным инструментом и инвентарем. На проектируемой подстанции пожарный щит ЩП-Е должен быть оснащен:

а) Порошковым огнетушителем (ОП) 10/9 (емкость, литры/масса огнетушащего состава, килограммы). Рекомендуется устанавливать один огнетушитель данного вида, но при его отсутствии и при соответствующем обосновании допускается устанавливать два огнетушителя ОП 5/4;

б) Углекислотным огнетушителем (ОУ) 5/3в количестве двух. Этот вид огнетушителей используется для тушения электроустановок, находящихся под током.

в) Крюком с деревянной рукояткой. В комплект щита входит один крюк.

г) Комплектом для резки электропроводов, в который входят ножницы, диэлектрические боты и коврик. Предусматривается один комплект для ЩП-Е.

д) Асбестовым полотном, грубошерстной тканью или войлоком (1 шт.) Асбестовые полотна, грубошерстные ткани или войлок должны быть размером не менее 1×1 м и предназначены для тушения пожара веществ и материалов на площади не более 50% от площади применяемого полотна, горение которых не может происходить без доступа воздуха. Асбестовое полотно, грубошерстные ткани или войлок должны храниться в водонепроницаемых закрывающихся футлярах. Указанные средства должны не реже одного раза в 3 месяца просушиваться и очищаться от пыли.

е) Лопатой совковой в количестве одной.

ж) Ящиком с песком (1 шт.)

Песок используем для тушения небольших очагов воспламенения кабелей, электропроводки и горючих жидкостей: мазута, масла, красок и т.п. Хранят его в ящиках вместе с лопатой. На ОРУ ящики с песком ставим у

автотрансформаторов. Ящики вместимостью 0,5 м<sup>3</sup>. Песок должен быть всегда сухим и рыхлым.

Бочки для хранения воды, устанавливаемые рядом с пожарным щитом, должны иметь объем не менее 0,2 м<sup>3</sup> и комплектоваться ведрами.

Огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах, где исключено попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие отопительных и нагревательных приборов.

Использование инвентаря для целей, не связанных с пожаротушением, запрещено.

Для указания местонахождения первичных средств тушения пожара устанавливаем знаки по действующему государственному стандарту на видных местах.

Регулярный контроль над содержанием, поддержанием хорошего эстетического вида и постоянной готовностью к действию первичных средств тушения пожара подстанции «НПС № 40» должны осуществлять назначенные для этого лица, а также работники объектовой пожарной охраны и члены добровольных пожарных формирований объекта.

Порядок обслуживания и применения огнетушителей должен соответствовать техническим условиям предприятий-изготовителей, а также требованиям «Типовой инструкции по содержанию и применению первичных средств пожаротушения на объектах энергетической отрасли».

Применять средства тушения пожара для каких-либо других целей запрещается.

**8.3.2 Пожарная безопасность при эксплуатации силовых трансформаторов подстанции «Корфовская»**

На подстанции «Корфовская» установлено три трансформатора ТДТН-25000/220; масса трансформаторного масла в одном трансформаторе - 15 тонн.

Для тушения пожара предусматриваем противопожарный водопровод с питанием от существующей внешней сети или от самостоятельного источника водоснабжения.

При открыто установленных трансформаторах ТДТН-25000/110, между ними необходимо установить разделительные перегородки, согласно [5]. Разделительные перегородки должны иметь предел огнестойкости не менее 1,5 ч, ширину не менее ширины маслоприемника (гравийной подсыпки) и высоту не менее высоты вводов высшего напряжения. Перегородки устанавливаем за пределами маслоприемника. Расстояние в свету между трансформаторами и перегородкой должно быть не менее 1,5 м.

Капитальный ремонт ВЛ на металлических опорах должен выполняться не реже 1 раза в 10 лет. На ВЛ должны быть организованы периодические и внеочередные осмотры. Периодические осмотры ВЛ проводятся по графику, утвержденному ответственным за электрохозяйство предприятия. Периодичность осмотров каждой ВЛ по всей длине должна быть не реже 1 раза в год. Внеочередные осмотры ВЛ или их участков должны проводиться при образовании на проводах и тросах гололеда, при пляске проводов, во время ледохода и разлива рек, при пожарах в зоне трассы ВЛ, после сильных бурь, ураганов и других стихийных бедствий.

При осмотре ВЛ необходимо проверять противопожарное состояние трассы: в охранной зоне ВЛ не должно быть посторонних предметов, строений, стогов сена, штабелей леса, деревьев, угрожающих падением на линию или опасным приближением к проводам, складирования горючих материалов, костров; не должны выполняться работы сторонними организациями без письменного согласования с предприятием, которому принадлежит ВЛ.

Неисправности, обнаруженные при осмотре ВЛ и в процессе профилактических проверок и измерений, должны быть отмечены в эксплуатационной документации (журнале или ведомости дефектов) и в

зависимости от их характера по указанию ответственного за электрохозяйство предприятия устранены или в кратчайший срок, или при проведении технического обслуживания и ремонта.

Трассу ВЛ необходимо периодически расчищать от кустарников и деревьев и содержать в безопасном пожарном отношении состоянии; следует поддерживать установленную проектом ширину просек и проводить обрезку деревьев. Обрезку деревьев, растущих в непосредственной близости к проводам, производит предприятие, эксплуатирующее ВЛ. Деревья, создающие угрозу падения на провода и опоры, должны быть вырублены с последующим уведомлением об этой организации, в ведении которой находятся насаждения.

Не допускается прокладка и эксплуатация воздушных линий электропередачи над горючими кровлями, навесами, а также открытыми складами (штабелями, скирдами и др.) горючих веществ, материалов и изделий.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной бакалаврской работе был произведен расчет варианта подключения третьего трехобмоточного трансформатора на ПС «Корфовская» Хабаровского края в связи с увеличением нагрузки.

Произведен расчет реконструкции подстанции «Корфовская». Расчет безопасности и экологичность проекта, а так же его экономическая обоснованность.

Было выполнено проектирование электрической части подстанции 110/35/10 кВ «Корфовская». ОРУ 110 кВ подстанции выполнено по схеме «две рабочие системы шин с обходной». Был произведен выбор коммутационной аппаратуры. На подстанции «Корфовская» рассчитано защитное заземление, выполненное в виде сетки, вертикальных и горизонтальных проводников. Также спроектирована система молниезащиты, выполненная 14 молниеотводами. Произведен расчет надежности ПС «Корфовская».

В экономическом разделе дипломного проекта были рассчитаны эффекты, полученные в результате ввода новых объектов электроснабжения.

В разделе «Безопасность и экологичность» бакалаврской работы рассмотрены вопросы электробезопасности на ВЛ 110 кВ и на ПС 110/35/10кВ, перечислены мероприятия по её обеспечению. Выполнен расчет отвода земли под ВЛ. Рассмотрен вопрос защиты от загрязнений трансформаторным маслом. Определены мероприятия для обеспечения пожарной безопасности на подстанциях.

Можно сделать вывод, что спроектированная сеть сможет поддерживать соответствующее электроснабжение, в связи с развитием потребителей, питающихся от данного участка сети Хабаровского края.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Лапин, Н.Л. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учеб.пособие для вузов. М.: Высшая школа, 2001.- 319 с.
- 2 Межотраслевые правила по охране техники труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. М.: НЦ ЭНАС., 2001.
- 3 Мучин, П.В. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие для вузов. Новосибирск.: СГТА, 2003. - 276 с.
- 4 Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Вводится в действие с 1 ноября 2003 г.
- 5 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). РД 153-34.0-03.301-00. – СПб.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004.
- 6 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – СПб.: Издательство «Энергосервис», 2003. - 342 с.
- 7 СН 14278-т1 «Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ» СНиП 52-01-2003 «Бетонные и железобетонные конструкции. Основные положения».
- 8 Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии / Под общей ред. профессоров МЭИ А.И. Попова и др. - М.: Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.
- 9 Файбисович Д.Л., Карапетян И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей. – 3-е изд., перераб. И доп. – М. : ЭНАС, 2009. – 362 с.
- 10 Письмо Минрегиона России от 28 февраля 2014 г. № 3085-ЕС/08.
- 11 [http://drsk.ru/chabarovskij\\_kraj.html](http://drsk.ru/chabarovskij_kraj.html)

12 <http://zanprim.regiontrud.ru/Attachment.axd?id=48b87569-6731-4e3a-962d-f9da04389130>

13 Нормативы численности промышленно-производственного персонала электрических сетей.– М, 2004.

14 <http://proценка.ru/documents/spravochnik/1328-raschet-stavki-diskontirovaniya>