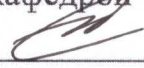


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

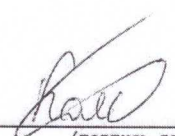
ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ


Зав. кафедрой


  
\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« 08 » 07 \_\_\_\_\_ 2020 г.

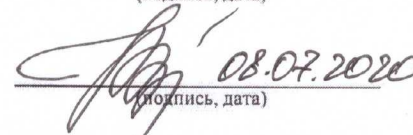
**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 220 кВ Тында – Лопча в связи с расширением подстанции Лопча Амурской области

Исполнитель  
студент группы 642 об 1 \_\_\_\_\_  18.06.20 П.Е. Комаров  
(подпись, дата)

Руководитель  
доцент \_\_\_\_\_  22.06.20 А.Г. Ротачева  
(подпись, дата)

Консультант по без-  
опасности и экологич-  
ности  
доцент, канд.техн.наук \_\_\_\_\_  22.06.2020 А.Б. Булгаков  
(подпись, дата)

Нормоконтроль  
ст. преподаватель \_\_\_\_\_  08.07.2020 Н.С. Бодруг  
(подпись, дата)

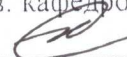
Благовещенск 2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

  
Н.В. Савина  
«24» 03 2020 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Комарова Петра Евгеньевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 220 кВ Тында – Лопча, в связи с расширением Лопча Амурской области

(утверждено приказом от 23.03.2020 г. № 657 – уч.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 22.06.2020 г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ОРУ 220 кВ, перечень потребителей, нормативно справочная – литература; ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ и ПТБ.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Климатическая и географическая характеристика района. 2. Расчёт токов короткого замыкания. 3. Выбор и проверка электрического оборудования. 4. Расчёт заземления и молниезащиты на ПС Лопча 220 кВ. 5. Релейная защита. 6. Безопасность и экологичность. 7. Оценка экономической эффективности. Заключение.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Географическое расположение энергообъекта. 2. Однолинейная схема ОРУ 220 кВ. 3. ДЗ. 4. МТЗ. ТО. УРОВ. 4. ТЗНП. 5. Молниезащита ОРУ 220 кВ.

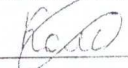
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – А. Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 24.03.2020 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачева А. Г., доцент

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 24.03.2020 г.

  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 101с., 9 рисунков, 20 таблицы, 25 источников.

НАПРЯЖЕНИЕ, ТОК, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, РЕЛЕ, НАДЕЖНОСТЬ, ЗАЩИТА, ЛИНИЯ, АВТОМАТИКА

Данная выпускная квалификационная работа является заключительным этапом в изучении дисциплин, входящую в основу курса обучения по специальности 13.02.03 – «Электроэнергетика и электротехника». В данном проекте положены рассмотрение таких вопросов, как: релейная защита и автоматика, электромагнитные переходные процессы, электрическая часть станций и подстанций, надежность, электробезопасность, экономика, и другое.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Климатическая и географическая характеристика района	9
2 Расчёт токов короткого замыкания	12
2.1 Общие положения	12
2.2 Параметры и элементы	13
2.3 Расчёт токов КЗ	21
3 Выбор и проверка электрического оборудования	27
3.1 Выбор выключателей	27
3.2 Проверка установленных выключателей.	29
3.3 Выбор разъединителя.	31
3.4 Проверка установленных разъединителей.	31
3.5 Выбор трансформаторов тока	33
3.6 Выбор трансформаторов напряжения	38
3.7 Выбор ОПН на ОРУ 220 кВ	39
4 Расчёт заземления и молниезащиты на ПС Лопча 220 кВ	44
4.1 Разработка заземления и молниезащиты	44
4.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	48
5 Релейная защита	51
5.1 Требования к РЗиА ЛЭП 220 кВ	51
5.2 Дистанционная защита линии	51
5.3 Токовая защита нулевой последовательности	61
5.4 Расчет токовой отсечки	62
5.5 Устройство резервирования при отказе выключателя	64
5.6 Автоматическое повторное включение	65
6 Безопасность и экологичность	68
6.1 Безопасность	68
6.2. Экологичность	68
6.3 Элегаз	76
6.4 Чрезвычайные ситуации	78
7 Оценка экономической эффективности	81

7.1 Сравнение защит на статических реле и микропроцессорной элементной базы	81
7.2 Выбор фирмы производителя и марки микропроцессорной релейной защиты	82
7.3 Капиталовложения в реализацию проекта	85
7.4 Расчет эксплуатационных издержек	86
7.5 Расчет амортизационных издержек	87
7.6 Возмещение затрат на электроэнергию	88
7.7 Прочие расходы	88
7.8 Расчет ущерба	89
7.9 Чистый дисконтированный доход	93
Заключение	97
Библиографический список	99

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

РЗ – релейная защита;

КЗ – короткое замыкание;

АПВ – автоматическое повторное включение;

АВР – автоматический ввод резерва;

РЗ и А – релейная защита и автоматика;

ПС – подстанция;

ТТ – трансформатор тока;

ТН – трансформатор напряжения;

ВЛ – воздушная линия;

ВЧЗ – высокочастотный заградитель;

КС – конденсатор связи;

ОПН – ограничитель перенапряжений;

ТЗНП – токовая защита нулевой последовательности;

УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя;

ЛЭП – линия электропередачи;

ОАПВ – однофазное автоматическое повторное включение;

ЧДД – чистый дисконтированный доход;

СЗЗ – санитарно-защитная зона.

## ВВЕДЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассматривается проектирование воздушной линии электропередачи питающей ПС 220 кВ Лопча.

Реализация данного проекта позволит обеспечить надежное электроснабжение потребителей.

Целью выпускной квалификационной работы является проектирование релейной защиты и автоматики воздушной линии 220 кВ питающей ПС Лопча.

Задачами данной ВКР являются обеспечение надежного, бесперебойного электроснабжения потребителей.

Релейная защита является основным видом электрической автоматики, без которой невозможна нормальная и надежная работа современных энергетических систем. Она предназначена для защиты энергосистем и ее элементов от опасных повреждений и ненормальных режимов. Релейная защита производит автоматическую ликвидацию аварии или ее локализацию.

В ходе развития электрической сети Амурской области было принято решение о расширении подстанции «Лопча», а также проектировании и строительстве новой воздушной линии «Тында – Лопча». Новая линия, как и каждый элемент электрической сети, нуждается в выборе принципов релейной защиты и противоаварийной автоматики, что и послужило причиной выбора темы для данной бакалаврской работы.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были поставлены следующие виды задач:

- рассмотрение территориальной и климатической особенности проектируемой линии;
- расчет токов КЗ;
- выбор основного электрического оборудования;
- расчет уставок релейной защиты на базе микропроцессорного терминала;
- расчет молниезащиты;

- расчет заземления;
- рассмотрение безопасности и экологичности проекта;
- экономический расчет проектируемой воздушной магистральной линии;
- разработка листов графической части.

При выполнении данной выпускной квалификационной работы были использованы следующие программы: Microsoft Office 2013, Microsoft Visio, программный комплекс Mathcad.



## 1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ И ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

Климат района застройки резко-континентальный. Зима холодная, сухая, малое количества снега, безоблачно. Лето обычно теплое, дождливое, но с большим количеством солнечного света.

Среднегодовая температура воздуха составляет минус 7,8 ° С. Абсолютный минимум минус 54 ° С приходится на январь и февраль. Абсолютный максимум 35°С.

Гололёд – редкое явление на данной территории, за 10 лет наблюдается 1 раз. Толщина стенки гололёда на высоте 10 м составляет 20 мм.

Изморозь может наблюдаться с сентября по май. Распределение изморози неравномерно. Образование изморози зависит от рельефа и высоты места, производственно-бытовой деятельности человека и других местных условий.

Интенсивность пляски проводов – умеренная. Среднегодовая продолжительность гроз – 50 часов.

В северной части Амурской области преобладают горы, на юге - равнины. Большинство горных цепей региона низкие и средние, их склоны гладкие, а вершины округлые. Равнины занимают около 40% территории области, остальное занимают горные хребты. Самые высокие высоты находятся на северо-востоке от Станового хребта (2312 м), самая низкая точка на юго-востоке - в Амурской долине (86 м).

На участке Тында - Лопча рельеф гористый, с вертикальным спадом от 450 до 900 мб.

На равнинах трассы создается водная сеть, в связи с чем влажная зона, в обход которой вдоль крутых склонов, менее приемлема как для строительных и монтажных работ, так и для эксплуатации сооружения. Площадь приравнивается к площади Крайнего Севера. Земля необитаема, непроходима, тайга, с

исключительной инвалидностью. В связи с водно-болотными угодьями требуется дополнительное строительство ровных дорог.

Основное климатическое показание приведено в таблице 1.

Таблица 1 – климатические сведения

Наименование	Показатели
Район по гололеду	III
Район по ветру	II
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	20
Нормативный скоростной напор ветра, Па	500
Нормативный скоростной напор ветра при гололеде, Па	160
Интенсивность пляски провода и троса	умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	от 40 до 60
Степень загрязнения атмосферы	I
Температуры воздуха:	
Среднегодовая, °С	минус 7,8
Минимальная, °С	минус 54
Максимальная, °С	плюс 35
Наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, °С	минус 37
При гололедно-изморезевых отложениях, °С	минус 10
При ветре	минус 10

При проектировании работ в районах подстанций Тында – Лопча были исследованы типы грунта и их удельные электрические сопротивления. Их данные приведены в таблице 2.

Таблицы 2 – Тип грунта на ПС

Подстанция	Тип грунта	Удельное электрическое сопротивление $\rho$ , Ом/м
Тында	песок гравелистый	400-1000
Лопча	суглинок	40-150

## 2 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 2.1 Общие положения

Короткое замыкание представляет собой электрическое соединение различных фаз или потенциалов электрической установки друг с другом или с землей, не предусмотренное при нормальной работе, в которой сила тока сильно увеличивается в проводниках в точке контакта, превышая значения максимально допустимый.

Короткие замыкания вызваны повреждением изоляции цепи. Факторы, которые влияют на повреждение слоев изоляции, различны. Одним из таких факторов является: старение провода, выпячивание других предметов на проводах, удары молнии в держателе и обрыв одной из фаз.

Наиболее распространенное короткое замыкание происходит через переходный резистор, например, из-за сопротивления электрической дуги, возникающей в точке повреждения изоляции.

Иногда встречаются металлические короткие замыкания без переходного сопротивления. Чтобы упростить анализ, в большинстве случаев токи короткого замыкания рассматриваются для металлических коротких замыканий без учета переходных сопротивлений. Трехфазные и двухфазные короткие замыкания появляются в трехфазных электрических установках. Кроме того, трехфазные сети с глухой и эффективно заземленной нейтралью могут дополнительно иметь однофазные и двухфазные короткие замыкания на землю (короткое замыкание двух фаз между ними с одновременным заземлением).

Когда происходит фазовый переход, все фазы электрического отказа фазы находятся в одном наборе условий, таких как симметричные. В случае других типов фазовых соотношений в поле при различных условиях необходимо заполнить диаграмму диаграммами кривых тока и напряжения. Такие конструкции асимметричны. Подумайте о соединении, которое обычно уменьшается при увеличении тока в фазе выносливости, в основном выше номинального значения.

Поток тока к приводной линии увеличивается, чтобы отключить электрическую энергию в проводе и подключить его, а затем перейти туда. Это может ускорить старый и разрушительный способ изолирования и создания задней механической подвески шинных выводов и проводов и т. д.

Поток тока к линии подключен к электрическим динамикам между проводами. Если это не подходит для измерения коммутации и жилой изоляции, деградация этими усилиями. Они стараются спроектировать и выполнить электрические детали, электрические устройства и электрическая машина, не повреждая силы для разъединения соединения, то есть они дребезжат и электродинамически устойчивы.

Он пересекает север к северу от города, на берегах реки, особенно в окрестностях плотины.

Кроме того, безопасно работать с энергосистемой и даже предотвращать повреждение оборудования связи; это должно использоваться, чтобы предотвратить повреждение области.

Короткие замыкания опасны:

- в случае падения напряжения система выходит из нормального режима, наиболее подвержены воздействию электрические машины, такие как генераторы и электродвигатели;

- увеличение текущих показателей, что приводит к повышению рабочей температуры оборудования и различных деталей под напряжением выше допустимых норм, что может привести к повреждению оборудования;

- во время короткого замыкания токи вызывают значительные динамические силы, особенно в начальный момент короткого замыкания, что приводит к повреждению токоведущих частей и различных креплений, связанных с этими частями.

В большинстве случаев существует переходное сопротивление с коротким замыканием, которое состоит из различных типов сопротивлений, например: электрического сопротивления, дуги, сопротивление шины, контактное

сопротивление и другие подобные элементы, через которые ток во время короткого замыкания течет к месту, где происходит короткое замыкание. Выяснить, то есть вычислить точное значение переходного сопротивления, чрезвычайно сложно, почти невозможно.

Расчёт токов будет проводиться в относительных единицах.

## 2.2 Параметры и элементы

Исходные данные по линиям:

ВЛ:

АС - 300/39;

$X_0 = 0,429 \text{ Ом/км};$

АС - 400/51;

$X_0 = 0,42 \text{ Ом/км};$

$X_{2\text{-цеп}}^{(0)} = 5,5 \cdot X_{\text{ВЛ}};$

$X_{1\text{-цеп}}^{(0)} = 3,5 \cdot X_{\text{ВЛ}}.$

КЛ:

ПвПу2Г - 127/220;

$X_0 = 0,13 \text{ Ом/км};$

ПвПу2Г 1х500Гж/95 - 127/220;

$X_0 = 0,1 \text{ Ом/км};$

$X^{(0)} = X_{\text{КЛ}} \cdot 3,5.$

Трансформатор:

ТДТН - 25000/220.

Напряжения короткого замыкания между обмоток сторон:

$U_{\text{К}}\%_{\text{В-С}} = 12,5;$

$U_{\text{К}}\%_{\text{В-Н}} = 20;$

$U_{\text{К}}\%_{\text{С-Н}} = 6,5.$

Рассчитаем напряжения короткого замыкания между обмоткой стороны и нейтралью:

$$U_{\text{К}}\%_{\text{В}} = 0,5(U_{\text{К}}\%_{\text{В-Н}} + U_{\text{К}}\%_{\text{В-С}} - U_{\text{К}}\%_{\text{С-Н}}); \quad (1)$$

$$U_{\text{К}}\%_{\text{В}} = 0,5(20 + 12,5 - 6,5) = 13.$$

$$U_{\text{К}}\%_{\text{С}} = 0,5(U_{\text{К}}\%_{\text{В-С}} + U_{\text{К}}\%_{\text{С-Н}} - U_{\text{К}}\%_{\text{В-Н}}); \quad (2)$$

$$U_K \%_C = 0,5(12,5 + 6,5 - 20) = -0,5.$$

$$U_K \%_H = 0,5(U_K \%_{B-H} + U_K \%_{C-H} - U_K \%_{B-C}); \quad (3)$$

$$U_K \%_H = 0,5(20 + 6,5 - 12,5) = 7.$$

Система:

$$\text{НГРЭС: } I_{K3}^{(3)} = 5,12 \text{ кА};$$

$$\text{Дипкун: } I_{K3}^{(3)} = 2,217 \text{ кА};$$

$$\text{Сковородино: } I_{K3}^{(3)} = 3,07 \text{ кА}.$$

Формулы для расчётов сопротивлений:

КВЛ:

$$X_{KЛ} = X_{ВЛ} = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_{НОМ}^2}; \quad (4)$$

где  $X_0$  - реактивное сопротивление, Ом/км;

$L$  - длина линии, км;

$S_6$  - базисная мощность, МВА.

Зададим базисную мощность:

$$S_6 = 1000 \text{ МВА}.$$

$$X_{КВЛ} = \frac{S_6}{U_6^2} \left( X_0^{(КЛ)} \cdot L^{(КЛ)} + X_0^{(ВЛ)} \cdot L^{(ВЛ)} \right). \quad (5)$$

Трансформатора:

$$X_{Ti} = \frac{U_K \%_i}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{T,НОМ}}. \quad (6)$$

Системы:

$$X_c = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)}} \quad (7)$$

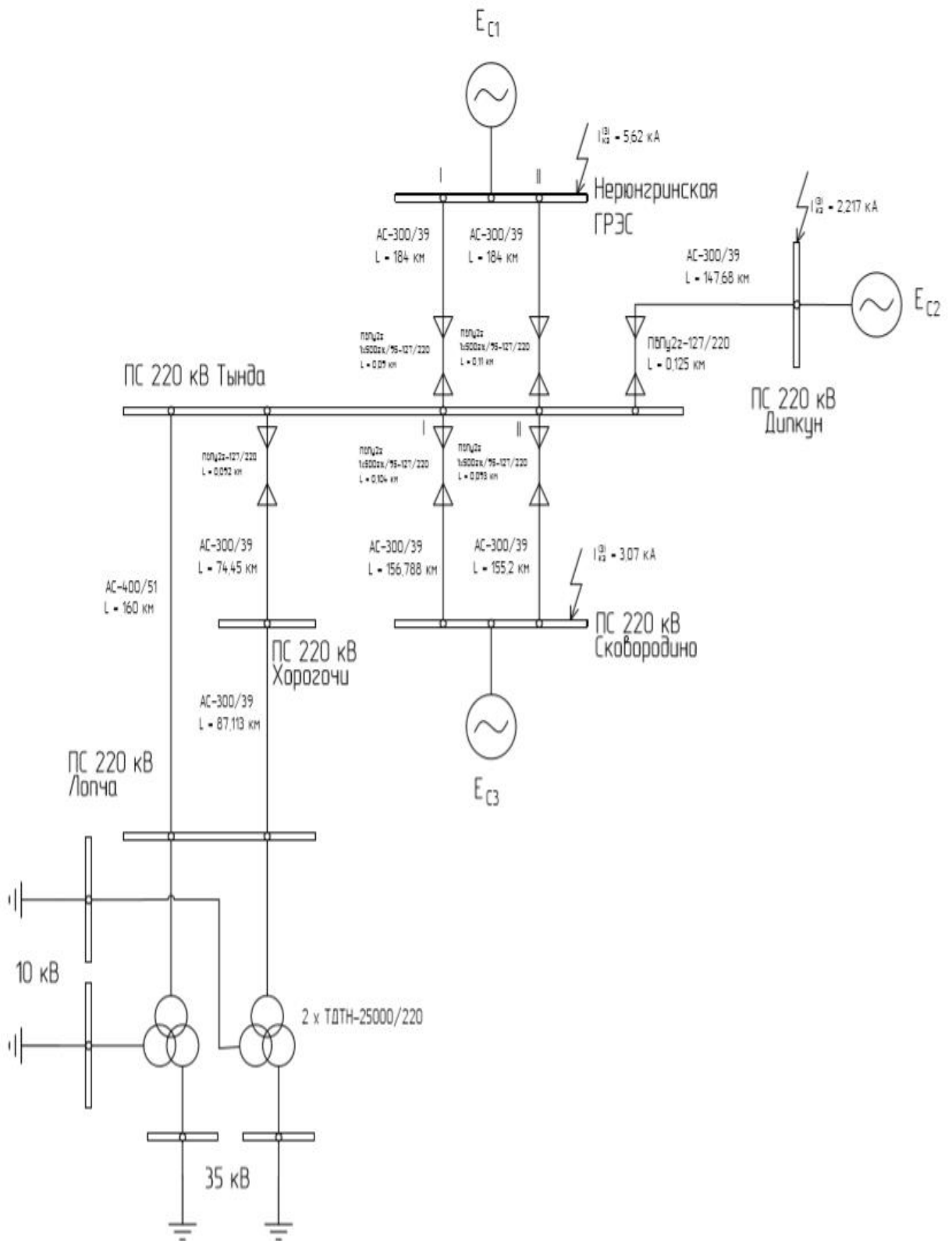


Рисунок 1 - Исходная схема



Рассчитываем сопротивления по формулам (4), (5), (6), (7):

$$X_{0-1}^{(КВЛ)I} = \frac{1000}{235^2} \cdot (0.1 \cdot 0.09 + 0.429 \cdot 184) = 1.43;$$

$$X_{0-1}^{(КВЛ)II} = \frac{1000}{235^2} \cdot (0.1 \cdot 0.11 + 0.429 \cdot 184) = 1.43;$$

$$X_{C1-1}^{(C)} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 235 \cdot 5.62} = 0.437;$$

$$X_{0-2}^{(КВЛ)} = \frac{1000}{235^2} \cdot (0.13 \cdot 0.125 + 0.429 \cdot 147.68) = 1.148;$$

$$X_{C2-2}^{(C)} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 235 \cdot 2.217} = 1.108;$$

$$X_{3-0}^{(КВЛ)I} = \frac{1000}{235^2} \cdot (0.1 \cdot 0.104 + 0.429 \cdot 156.788) = 1.218;$$

$$X_{3-0}^{(КВЛ)II} = \frac{1000}{235^2} \cdot (0.1 \cdot 0.093 + 0.429 \cdot 155.2) = 1.206;$$

$$X_{C3-3}^{(C)} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 235 \cdot 3.07} = 0.8;$$

$$X_{0-4}^{(КВЛ)} = \frac{1000}{235^2} \cdot (0.13 \cdot 0.092 + 0.429 \cdot 74.45) = 0.579;$$

$$X_{5-0}^{(ВЛ)} = 0.42 \cdot 160 \cdot \frac{1000}{235^2} = 1.217;$$

$$X_{4-5}^{(ВЛ)} = 0.429 \cdot 87.113 \cdot \frac{1000}{235^2} = 0.68;$$

$$X_{5-6}^{(T)} = X_{6-7}^{(T)} = \frac{13}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 5.2;$$

$$X_{6-8}^{(T)} = X_{7-9}^{(T)} = \frac{-0.5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = -0.2;$$

$$X_{6-10}^{(T)} = X_{7-11}^{(T)} = \frac{7}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 2.8.$$

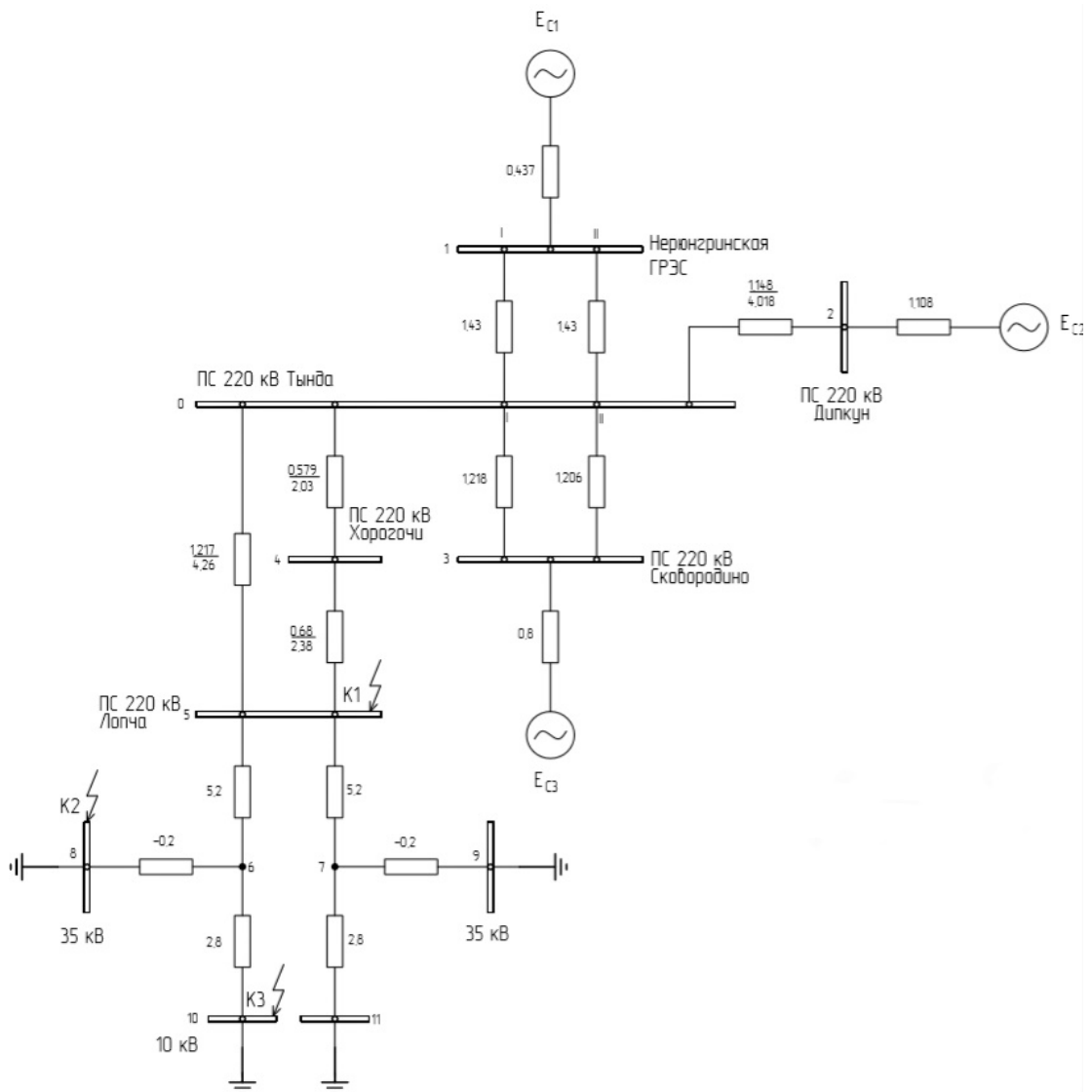


Рисунок 2 - Схема замещения

Преобразование сопротивлений:

$$X_{C1-0} = X_{C1-1} + \frac{X_{1-0}^I \cdot X_{1-0}^{II}}{X_{1-0}^I + X_{1-0}^{II}}; \quad (8)$$

$$X_{C1-0} = 0.437 + \frac{1.43 \cdot 1.43}{1.43 + 1.43} = 1,152.$$

$$X_{C1-0}^{(0)} = X_{C1-1} + 5.5 \frac{X_{1-0}^I \cdot X_{1-0}^{II}}{X_{1-0}^I + X_{1-0}^{II}}; \quad (9)$$

$$X_{C1-0}^{(0)} = 0.437 + 5,5 \frac{1.43 \cdot 1.43}{1.43 + 1.43} = 4,37.$$

$$X_{C2-0} = X_{C2-2} + X_{2-0}; \quad (10)$$

$$X_{C2-0} = 1,108 + 1,148 = 2,256.$$

$$X_{C2-0}^{(0)} = X_{C2-2} + X_{2-0}^{(0)}; \quad (11)$$

$$X_{C2-0}^{(0)} = 1,108 + 4,018 = 5,126.$$

$$X_{C3-0} = X_{C3-3} + \frac{X_{3-0}^I \cdot X_{3-0}^{II}}{X_{3-0}^I + X_{3-0}^{II}}; \quad (12)$$

$$X_{C3-0} = 0,8 + \frac{1.218 \cdot 1,206}{1,218 + 1,206} = 1,4.$$

$$X_{C3-0}^{(0)} = X_{C3-3} + 5,5 \frac{X_{3-0}^I \cdot X_{3-0}^{II}}{X_{3-0}^I + X_{3-0}^{II}}; \quad (13)$$

$$X_{C3-0}^{(0)} = 0,8 + 5,5 \frac{1.218 \cdot 1,206}{1,218 + 1,206} = 4,13.$$

$$X_{5-0}^I = \frac{X_{5-0} \cdot (X_{4-0} + X_{4-5})}{X_{5-0} + (X_{4-0} + X_{4-5})}; \quad (14)$$

$$X_{5-0}^I = \frac{1,217 \cdot (0,579 + 0,68)}{1,217 + (0,579 + 0,68)} = 0,62.$$

$$X_{5-0}^{I(0)} = \frac{X_{5-0} \cdot (X_{4-0} + X_{4-5})}{X_{5-0} + (X_{4-0} + X_{4-5})}; \quad (15)$$

$$X_{5-0}^{(0)} = \frac{4,26 \cdot (2,03 + 2,38)}{4,26 + (2,03 + 2,38)} = 2,17.$$

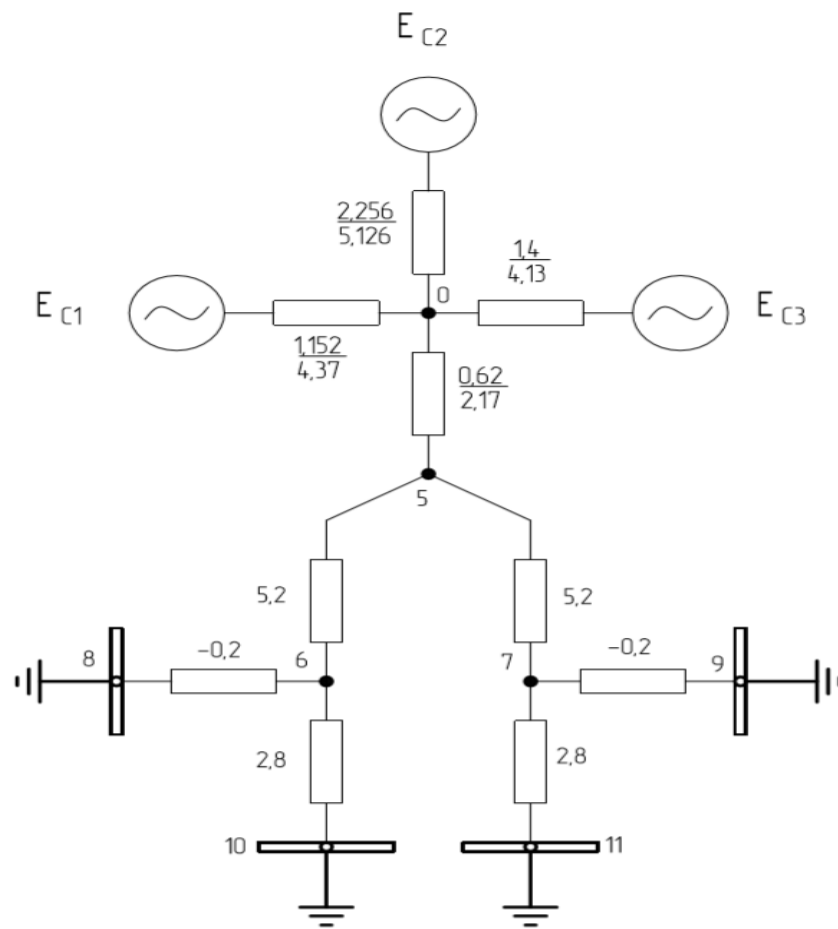


Рисунок 3 - Схема преобразование сопротивлений

Преобразование ЭДС:

Примем ЭДС системы:  $E_{\Sigma} = 1$ ;

$$X_{C-5} = X_{5-0}^{(1)} + \frac{X_{C1-0} \cdot X_{C2-0} \cdot X_{C3-0}}{X_{C1-0} \cdot X_{C2-0} + X_{C1-0} \cdot X_{C3-0} + X_{C2-0} \cdot X_{C3-0}}; \quad (16)$$

$$X_{C-5} = 0,62 + \frac{1,152 \cdot 2,256 \cdot 1,4}{1,152 \cdot 2,256 + 1,152 \cdot 1,4 + 2,256 \cdot 1,4} = 1,17.$$

$$X_{C-5}^{(0)} = X_{5-0}^{(1)} + \frac{X_{C1-0} \cdot X_{C2-0} \cdot X_{C3-0}}{X_{C1-0} \cdot X_{C2-0} + X_{C1-0} \cdot X_{C3-0} + X_{C2-0} \cdot X_{C3-0}}; \quad (17)$$

$$X_{C-5}^{(0)} = 0,62 + \frac{4,37 \cdot 5,126 \cdot 4,13}{4,37 \cdot 5,126 + 4,37 \cdot 4,13 + 5,126 \cdot 4,13} = 3,67.$$

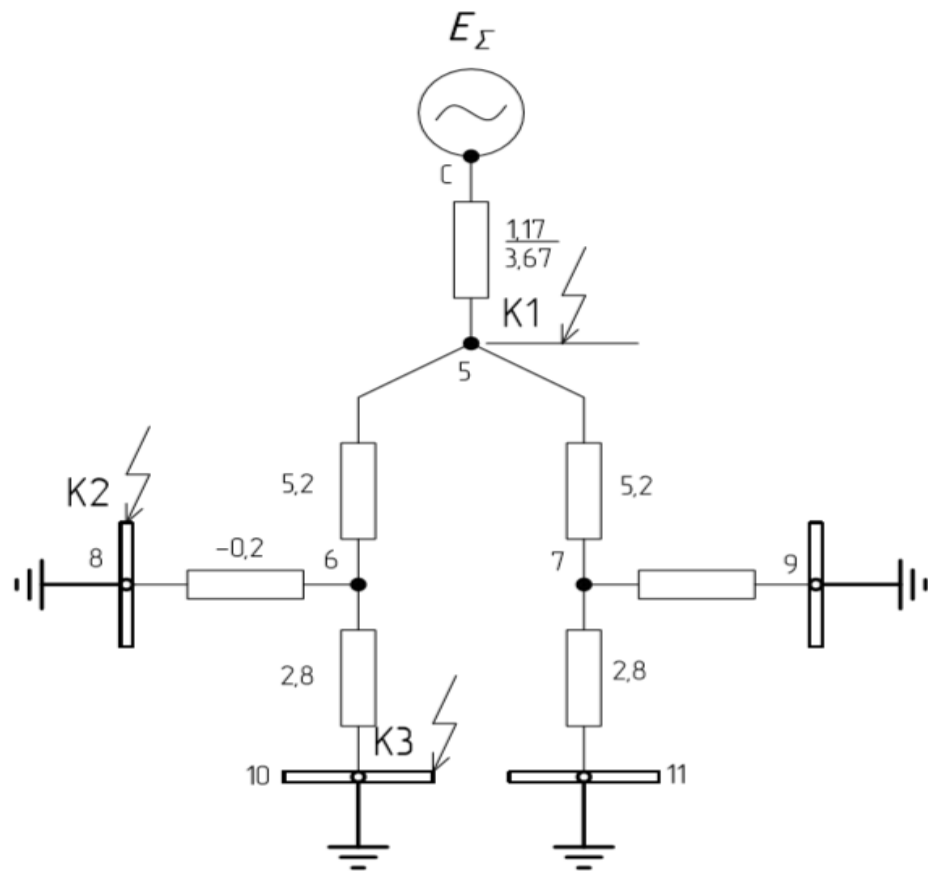


Рисунок 4 – Схема преобразования ЭДС

### 2.3 Расчёт токов КЗ

Расчеты тока короткого замыкания выполняются для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки параметров защиты и автоматики реле. Для решения первой проблемы достаточно определить ток короткого замыкания, который протекает к месту повреждения, а в некоторых случаях также распределение тока в ветвях цепи, непосредственно примыкающих к этой. Основная цель расчета - определить периодическую составляющую тока короткого замыкания для наиболее сложного режима работы сети.

Апериодическая составляющая учитывается приблизительно, предполагая, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой фазе.

Такие допущения включают следующее: предполагается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются в течение всего процесса короткого замыкания (отсутствие колебаний генераторов); насыщение магнитных систем не учитывается, поэтому индуктивные сопротивления всех элементов короткого замыкания можно рассматривать как постоянные и не зависящие от тока; пренебрежение токами намагничивания силовых трансформаторов; не принимая во внимание, за исключением особых случаев, емкостную проводимость элементов замыкания на массу; считать, что трехфазная система является симметричной; влияние нагрузки на ток короткого замыкания учитывается приблизительно; при расчете тока короткого замыкания активным сопротивлением цепи обычно пренебрегают, если отношение  $x / r$  больше трех. Однако при определении постоянной времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания необходимо учитывать активное сопротивление. Эти допущения вместе с упрощением расчетов приводят к некоторому преувеличению токов короткого замыкания (погрешность практических методов расчета не превышает 10%, что считается приемлемым).

Расчёт точки К1:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}; \quad (18)$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 235} = 2,457 \text{ кА.}$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{E_\Sigma}{X_{\Sigma K1}} \cdot I_6; \quad (19)$$

$$X_{\Sigma K1} = X_{C-5}; \quad (20)$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{1}{1,17} \cdot 2,457 = 2,1 \text{ кА.}$$

$$X_{\Sigma K1}^{(0)} = \frac{X_{C-5}^{(0)} \cdot X_T^{(0)}}{X_{C-5}^{(0)} + X_T^{(0)}}; \quad (21)$$

$$2X_T^{(0)} = X_{6-10} \frac{X_{5-6} \cdot X_{6-8}}{X_{5-6} + X_{6-8}}; \quad (22)$$

$$2X_T^{(0)} = 2,8 + \frac{5,2 \cdot (-0,2)}{5,2 + (-0,2)} = 1,296;$$

$$X_{\Sigma K1}^{(0)} = \frac{3,67 \cdot 1,296}{1,296 + 1,296} = 0,96.$$

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{1}{X_{\Sigma K1}^{(1)} + X_{\Sigma K1}^{(2)} + X_{\Sigma K1}^{(0)}} \cdot I_6; \quad (23)$$

$$X_{\Sigma K1}^{(2)} = X_{\Sigma K1}^{(1)}; \quad (24)$$

$$3I_{K3}^{(1)} = \frac{1}{1,17 + 1,17 + 0,96} \cdot 2,457 = 2,23 \text{ кА.}$$

Расчёт точки K2:

$$X_{\Sigma K2} = X_{C-5} + X_{5-6} + X_{6-8}; \quad (25)$$

$$X_{\Sigma K2} = 1,17 + 5,2 - 0,2 = 6,17.$$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}; \quad (26)$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 16,495 \text{ кА.}$$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{1}{X_{\Sigma K2}} \cdot I_6; \quad (27)$$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{1}{6,17} \cdot 16,495 = 2,67 \text{ кА.}$$

$$X_{\Sigma K2}^{(0)} = X_{8-6} + \frac{X_{6-10} \cdot X_{6-C-11}^{(0)}}{X_{6-10} + X_{6-C-11}^{(0)}}; \quad (28)$$

$$X_{6-C-11}^{(0)} = X_{5-6} + \frac{X_{C-5}^{(0)} \cdot X_T^{(0)}}{X_{C-5}^{(0)} + X_T^{(0)}}; \quad (29)$$

$$X_{6-C-11}^{(0)} = 5,2 + \frac{3,67 \cdot 1,296}{3,67 + 1,296} = 6,72;$$

$$X_{\Sigma K2}^{(0)} = (-2) + \frac{2,8 \cdot 6,72}{2,8 + 6,72} = 1,78.$$

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{1}{X_{\Sigma K2}^{(1)} + X_{\Sigma K2}^{(2)} + X_{\Sigma K2}^{(0)}} \cdot I_6; \quad (30)$$

$$X_{\Sigma K2}^{(2)} = X_{\Sigma K2}^{(1)}; \quad (31)$$

$$3I_{K3}^{(1)} = \frac{1}{6,17 + 6,17 + 1,78} \cdot 16,495 = 3,5 \text{ кА.}$$

Расчёт точки К3:

$$X_{\Sigma K3} = X_{C-5} + X_{5-6} + X_{6-10}; \quad (32)$$

$$X_{\Sigma K2} = 1,17 + 5,2 + 2,8 = 9,17.$$



$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}; \quad (33)$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 52,49 \text{ кА.}$$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{1}{X_{\Sigma K3}} \cdot I_6; \quad (34)$$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{1}{9,17} \cdot 52,49 = 5,724 \text{ кА.}$$

$$X_{\Sigma K3}^{(0)} = X_{6-10} + \frac{X_{6-8} \cdot X_{6-C-11}^{(0)}}{X_{6-8} + X_{6-C-11}^{(0)}}; \quad (35)$$

$$X_{6-C-11}^{(0)} = X_{5-6} + \frac{X_{C-5}^{(0)} \cdot X_T^{(0)}}{X_{C-5}^{(0)} + X_T^{(0)}}; \quad (36)$$

$$X_{6-C-11}^{(0)} = 5,2 + \frac{3,67 \cdot 1,296}{3,67 + 1,296} = 6,72;$$

$$X_{\Sigma K2}^{(0)} = (-2) + \frac{2,8 \cdot 6,72}{2,8 + 6,72} = 2,6.$$

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{1}{X_{\Sigma K3}^{(1)} + X_{\Sigma K3}^{(2)} + X_{\Sigma K3}^{(0)}} \cdot I_6; \quad (37)$$

$$X_{\Sigma K3}^{(2)} = X_{\Sigma K3}^{(1)}; \quad (38)$$

$$3I_{K3}^{(1)} = \frac{1}{9,17 + 9,17 + 2,6} \cdot 52,49 = 7,52 \text{ кА.}$$

Правильность расчёта токов короткого замыкания влияет на всю дальнейшую работу выбранного оборудования, а так же на работу микропроцессорных терминалов, установленных на ней.

По правильно выбранным токам короткого замыкания считаются уставки релейной защиты.

Расчёт токов короткого замыкания на подстанции 220 кВ Лопча сведён в таблицу 3.

Таблица 3 – короткие замыкания

ПС 220 кВ Лопча	Трёх фазное	Одно фазное
220 кВ	2,1	2,23
35 кВ	2,67	3,5
10 кВ	5,724	7,52

### 3 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Выбранные электрические устройства должны обеспечивать надежную работу электрических систем не только в нормальном режиме, но и в аварийном режиме. Определенные условия должны быть приняты во внимание при выборе, а именно: географическое расположение электростанции, т.е. климатические условия, тип монтажа (внешний или внутренний). Для распределительного устройства с напряжением 35 кВ и выше рекомендуется устанавливать устройства одного типа, хотя отдельные устройства могут отличаться по своим параметрам.

Данная работа предусматривает проектирование средств релейной защиты подстанции 220 кВ для подстанции Лопча Амурской области. Первым этапом проектирования является выбор и проверка основного оборудования подстанции.

#### 3.1 Выбор выключателей

В ключатели выбираются в нормальном режиме и проверяются на отключающую способность и сопротивление току короткого замыкания. Условия выбора следующие:

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

Кроме того, большинство коммутаторов должны пройти динамическое испытание на стабильность.

Чтобы выбрать переключатель, нам нужны следующие значения:

$I_{кз}^{(3)}$  - ток трёхфазного КЗ в точки К1;

$i_{уд}$  - ударный ток КЗ в точки К1;

$i_{ат}$  - апериодическая составляющая тока;

$U_{ном}$  - номинальное напряжение;

$K_{уд220}$  - коэффициент ударного тока равный 1,75;

$t_{\text{откл.выкл}}$  - время выключение выключателя (принимаяем 0,02с);

$\Delta t$  - ступень селективности (принимаяем 1с);

$T_a$  - постоянная затухания (принимаяем 0,03);

$I_{p,\text{max}}$  - рабочий максимальный ток.

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot K_{\text{уд}220}; \quad (39)$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 2,1 \cdot 1,75 = 5,197 \text{ кА.}$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot C; \quad (40)$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 2,1 \cdot e^{-0,1/0,03} = 0,105 \text{ кА.}$$

$$T_{\text{откл}} = T_a + t_{\text{откл.выкл}} + \Delta t; \quad (41)$$

$$T_{\text{откл}} = 0,03 + 0,02 + 1 = 1,05 \text{ с.}$$

$$I_{p,\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}}; \quad (42)$$

$$I_{p,\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 91,9 \text{ кА.}$$

Проведём проверку по термической устойчивости выключателя:

$$W_{K1} = I_{\text{кз}}^{(3)2} \cdot T_{\text{откл}}; \quad (43)$$

$$W_{K1} = 2,1^2 \cdot 1,05 = 4,63 \text{ МА}^2\text{с.}$$

Для установки в ОРУ 220 кВ принимаем выключатель серии Alstom GL314F3 с пофазным управлением.

Элегазовые колонковые выключатели серии GL 314 Alstom предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также в циклах АПВ в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц номинальным напряжением 220 кВ. Сравнение расчетных и каталожных данных приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_P = 220 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{P.MAX} = 91,9 \text{ кА}$	$I_{P.MAX} \leq I_H$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{уд} = 5,197 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 92 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 4,63 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$I_{ВКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 2.1 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 25 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 2.1 \text{ кА}$	$I_{Пт} \leq I_{ОТКЛ}$
$i_{АНОМ} = 15 \text{ кА}$	$I_{At} = 0.105 \text{ кА}$	$I_{At} \leq i_{АНОМ}$

### 3.2 Проверка установленных выключателей

В связи с вводом в эксплуатацию новой линии прогнозируемые токи короткого замыкания изменились, поэтому переключатели, установленные в открытом распределительном устройстве 220 кВ, подлежат проверке.

Проверка выключателей необходима для мгновенного отключения при нормальных и аварийных режимах работы.

В ОРУ 220 кВ установлены выключатели типа:

Alstom GL314F3;

Alstom GL314.

Сравнение расчетных и каталожных данных выключателей Alstom GL314F3 и Alstom GL314 приведено в таблицах 5 и 6.

Таблица 5 - Сравнение каталожных данных выключателя Alstom GL314F3 с расчетными

Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_P = 220 \text{ кВ}$	$U_P \geq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{P.MAX} = 91,9 \text{ кА}$	$I_{P.MAX} \geq I_H$
$5i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{уд} = 5,197 \text{ кА}$	$I_{уд} \geq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 92 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 4,63 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \geq I^2_T \cdot t_T$
$I_{ВКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 2.1 \text{ кА}$	$I_{ПО} \geq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 25 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 2.1 \text{ кА}$	$I_{Пт} \geq I_{ОТКЛ}$
$i_{АНОМ} = 15 \text{ кА}$	$I_{At} = 0.105 \text{ кА}$	$I_{At} \geq i_{АНОМ}$

Таблица 6 – Сравнение каталожных данных выключателя Alstom GL314F3 с расчетными

Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_P = 220 \text{ кВ}$	$U_P \geq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{P.MAX} = 91,9 \text{ кА}$	$I_{P.MAX} \geq I_H$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{уд} = 5,197 \text{ кА}$	$I_{уд} \geq i_{дин}$
$I^2_T \cdot t_T = 92 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 4,63 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \geq I^2_T \cdot t_T$
$I_{ВКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 2.1 \text{ кА}$	$I_{ПО} \geq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 25 \text{ кА}$	$I_{Пт} = 2.1 \text{ кА}$	$I_{Пт} \geq I_{ОТКЛ}$
$i_{АНОМ} = 15 \text{ кА}$	$I_{At} = 0.105 \text{ кА}$	$I_{At} \geq i_{АНОМ}$

Данные выключатели удовлетворяют всем условиям каталожных и расчётных данных необходимых для выбора по электродинамической устойчивости, поэтому все выключатели типа Alstom GL314 и Alstom GL314F3 замене не подлежат.

### 3.3 Выбор разъединителя

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей находящихся под током.

Для установки в новую ячейку ОРУ 220кВ принимаем разъединитель РНДЗ-220/1000 УХЛ1 соответственно с одним и с двумя заземляющими ножами.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя СН представлено в таблице 10.

Таблица 7 - Сравнение каталожных и расчетных данных разъединителя типа РНДЗ-220/1000 УХЛ1

Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_P = 220 \text{ кВ}$	$U_P \geq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{P.MAX} = 91,9 \text{ кА}$	$I_{P.MAX} \geq I_H$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{уд} = 5,197 \text{ кА}$	$I_{уд} \geq i_{дин}$
Главные ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 92 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 4,63 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \geq I_T^2 \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 92 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 4,63 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \geq I_T^2 \cdot t_T$

Как видно из результатов разъединитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

### 3.4 Проверка установленных разъединителей

В связи с введением в эксплуатацию новой линии, изменились прогнозируемые токи короткого замыкания, поэтому проверке подлежат и установленные в ОРУ 220 кВ разъединители типа: РГН-220/II/1000-40 УХЛ1,

РНДЗ-220/1000 У1 и РНДЗ-220/1000 УХЛ1.

Сравнение каталожных и расчетных данных установленных разъединителей приведено в таблицах 7, 9 и 10.

Таблица 8 - Сравнение каталожных и расчетных данных разъединителя типа РГН-220/II/1000-40

Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_P = 220 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{P.MAX} = 91,9 \text{ кА}$	$I_{P.MAX} \leq I_H$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{уд} = 5,197 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
Главные ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 92 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 4,63 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 92 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 4,63 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

Таблица 9 - Сравнение каталожных и расчетных данных разъединителя типа РНДЗ-220/1000 У1

Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_P = 220 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{P.MAX} = 91,9 \text{ кА}$	$I_{P.MAX} \leq I_H$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{уд} = 5,197 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
Главные ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 92 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 4,63 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 92 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 4,63 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

Разъединители типа РНДЗ-220/1000 У1 удовлетворяют условиям выбора, поэтому не подлежат замене.



Таблица 10 - Сравнение каталожных и расчетных данных разъединителя типа РНДЗ-220/1000 УХЛ1

Каталожные данные	Расчётные данные	Условие выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_P = 220 \text{ кВ}$	$U_P \geq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{P.MAX} = 91,9 \text{ кА}$	$I_{P.MAX} \geq I_H$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{уд} = 5,197 \text{ кА}$	$I_{уд} \geq i_{дин}$
Главные ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 92 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 4,63 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \geq I_T^2 \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I_T^2 \cdot t_T = 92 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 4,63 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \geq I_T^2 \cdot t_T$

Разъединители типа РНДЗ-220/1000 УХЛ1 удовлетворяют условиям выбора, поэтому не подлежат замене.

### 3.5 Выбор трансформаторов тока

Номинальный ток трансформатора тока должен соответствовать рабочему току установки. При выборе трансформаторов тока проверьте тепловое и электродинамическое сопротивление, которое позволяет понять, правильно ли выбран трансформатор тока. Также необходимо проверить ТТ под нагрузкой.

Коэффициент трансформации ТТ примем в дальнейшем расчете. Вторичный ток трансформатора тока примем равным 5.

Допустимый класс точности трансформатора тока является класс 0,2S/0,2.

ТТ должны соответствовать требованиям [12], метрологические характеристики (МХ) ТТ должны соответствовать требованиям [13].

При выборе и расчете трансформаторов тока должны быть идентифицированы все подключенные измерительные приборы. Это связано с тем, что эти

устройства потребляют нагрузку, необходимую для расчетов. Также стоит обратить внимание на подключение проводов и переходных контактов.

Для работы трансформаторов тока в классе точности 0,2S/0,2 необходимо произвести расчет нагрузки. Нагрузка должна соответствовать требованиям ГОСТ 7746.

Условие выбора ТТ:

$$S_{мин} \leq S_{2расч} \leq S_{2ном} ; \quad (44)$$

где  $S_{мин}$  – минимальная нагрузка вторичной обмотки ТТ;

$S_{2ном}$  – номинальная мощность вторичной обмотки ТТ;

$S_{2расч}$  – расчетная нагрузка вторичной обмотки ТТ, В·А.

Расчетная нагрузка вторичной обмотки ТТ определяется по формуле:

$$S_{2расч} = I_{2ном}^2 \cdot (Z_{каб} + Z_{конт}) + S_{приб} ; \quad (45)$$

где  $I_{2ном}$  – номинальный ток вторичной обмотки ТТ, равный 1 А;

$Z_{конт}$  – сопротивление переходных контактов, равное 0,05 Ом;

$S_{приб}$  – мощность, потребляемая измерительными приборами, В·А;

$Z_{каб}$  – сопротивление контрольного кабеля, Ом.

Сопротивление контрольного кабеля определяется по формуле:

$$Z_{каб} = \frac{\rho \cdot l}{F_{каб}} ; \quad (46)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление жилы кабеля, равное 0,029 Ом·мм<sup>2</sup>/м;

$l$  – длина кабеля, м;

$F_{каб}$  – выбранное сечение жилы контрольного кабеля, мм<sup>2</sup>.

Расчет производится при условии выделения максимальной мощности в нагрузке ( $\cos\varphi=1$ ).

Принимаем номинальную мощность вторичной обмотки ТТ 10 ВА.

Для работы трансформатора тока в выбранном классе точности, необходимо выполнение условия:

$$3,75 \text{ ВА} \leq S_{2\text{расч}} \leq 10 \text{ ВА.} \quad (47)$$

Для выбора трансформатора тока необходимо рассчитать сопротивление контрольного кабеля по формуле (46). Для расчета необходимо принять длины кабелей при напряжении установки ТТ. по справочнику длины от ТТ до счетчиков составляют 100 и 140 метров.

Сопротивление контрольного кабеля:

$$Z_{\text{каб}100} = \frac{0,029 \cdot 100}{2,4} = 1,2 \text{ Ом};$$

$$Z_{\text{каб}140} = \frac{0,029 \cdot 140}{2,4} = 1.69 \text{ Ом};$$

Расчетная нагрузка определяется по формуле (45) и для этих ТТ составит:

$$S_{2\text{расч}100} = 1^2 \cdot (1,2 + 0,05) + 0,001 = 1.251 \text{ ВА};$$

$$S_{2\text{расч}140} = 1^2 \cdot (1.69 + 0,05) + 0,001 = 1.741 \text{ ВА.}$$

Если расчетная нагрузка превышает допустимую нагрузку, реализуются методы разряда вторичных цепей трансформатора тока. Если допустимая нагрузка превышает расчетную, процесс увеличения нагрузки осуществляется путем подключения резисторов. Нормальный уровень нагрузки трансформатора тока находится в диапазоне около 50% от номинального значения.

Посчитав нагрузки можно сделать вывод: условие по нагрузке не выполняется. Тогда необходимо к трансформаторам тогда последовательно произ-

вести подключение догрузочного сопротивления МР3021-Т-1А-4ВА. Следовательно производится пересчет расчетной нагрузки с новыми сопротивлениями.

Расчетная нагрузка определяется:

$$S_{2расч} = I_{2ном}^2 \cdot (z_{каб} + z_{конт}) + S_{приб} + S_{догр.сопр} ; \quad (48)$$

Величина расчетной нагрузки составит:

$$S_{2расч1} = 1^2 \cdot (1,2 + 0,05) + 0,001 + 4 = 5.251 \text{ ВА};$$

$$S_{2расч2} = 1^2 \cdot (1.69 + 0,05) + 0,001 + 4 = 5.741 \text{ ВА}.$$

Таким образом, расчетная нагрузка принимает нормальные значения. Условие ГОСТ 7746 выполняется. ТТ подходит для данной подстанции.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока 220 кВ приведена в таблице 11.

Таблица 11 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 220 кВ

№	Прибор	Нагрузка на фазу, ВА			Тип прибора
		А	В	С	
1	Амперметр	0,5	0,5	0,5	СА3020-5
2	Варметр	0,5	0,5	0,5	СР3020
3	Ваттметр	0,5	0,5	0,5	СР3020
4	Счетчик РЭ	0,1	0,1	0,1	RD-31
5	Счетчик АЭ	0,1	0,1	0,1	ЕС7020
Итого		1,7	1,7	1,7	

Исходя из расчета, на подстанцию 220 кВ принимаем к установке трансформатор тока ТГФ-220 кВ.

На подстанции устанавливаются два трансформатора тока ТГФ-220 кВ, а также предусматриваются два выносных трансформаторов тока ТВТ-220 У 1.

Согласно расчету, выбранный ТТ полностью удовлетворяет всем условиям проверки.

Номинальные параметры трансформатора тока, расчетные данные и условия проверки сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Проверка ТТ 220 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	220	220	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	100	91,9	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ , $I_{уд}$ (кА)	11	5,197	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \times t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	153,8	4,63	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2ном}$ (Ом)	10	3	$Z_{2ном} \geq Z_2$

На сторону низкого напряжения 10 кВ принимаем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ 10 кВ.

На подстанцию также предусматриваются трансформаторы тока низкой стороны ТЗЛМ-10 кВ.

Выбор и проверка трансформатора тока на 35 и 10 кВ выполняется аналогичным способом.

Сравнение параметров трансформатора тока по стороне 10 кВ приведено в таблице 13.

Таблица 13 – Проверка выбранного ТТ ТОЛ-СЭЩ 10 кВ

Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	1000	809,24	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ , $I_{уд}$ (кА)	40	23,77	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \times t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	40.45	28,64	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2ном}$ (Ом)	1,2	1,15	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Данный трансформатор тока на 10 кВ марки ТОЛ-СЭЩ-10 полностью соответствует всем требованиям.

### 3.6 Выбор трансформаторов напряжения

Главной задачей работы трансформатор напряжения (ТН) является измерение уровня напряжения. Устанавливать ТН необходимо на каждую секцию шин.

Коэффициенты трансформации трансформаторов напряжения примем в дальнейшем расчете. Класс точности обмоток составляет 0,5/0,5S/3P.

ТН должны соответствовать требованиям [12], метрологические характеристики (МХ) ТН должны соответствовать требованиям [13].

Выбор трансформаторов напряжения осуществляется по:

- уровню напряжения;
- исполнению ТН;
- классу точности;
- величине вторичной нагрузки.

Главным условием при выборе трансформатора напряжения является:

$$S_{2ном} \geq S_2; \quad (49)$$

где  $S_{2ном}$  - номинальная мощность в выбранном классе точности.

Расчет вторичной нагрузки всех измерительных приборов приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка ТН (на стороне 10 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
1	2	3	4
Вольтметр	СВ3021	1	1
Варметр	СР3021	1	1
Ваттметр	СР3021	1	1
Счетчик РЭ	RD-31	1	1,2
Счетчик АЭ	ЕС7020	1	1,2
Сумма		5	3

Принимаем на стороне 10 кВ трансформатор напряжения НТМИ-10 УХЛ 1.

Таблица 15 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Вторичная нагрузка	10 ВА	3 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный трансформатор напряжения марки НТМИ-10 УХЛ 1 полностью удовлетворяет всем требованиям.

### 3.7 Выбор ОПН на ОРУ 220 кВ

В настоящее время в Российской Федерации, а также практически во всех технических развитых зарубежных странах мира прекращено производство вентильных разрядников, являющихся до последнего времени основным средством защиты от перенапряжений. Однако последние обладают рядом недостатков, основными из которых являются:

1) обладают высоким импульсным пробивным напряжением  $U_{\text{ПР}}$  и высоким остающимся напряжением при токах 3, 5 и 10 кА, вследствие чего уровень неограниченных перенапряжений достаточно высок (так, например, для сетей 220 кВ  $U_{\text{ПР}} = (3 \div 3,3)U_{\text{ФН}}$ , для различных групп разрядников по ГОСТ 16357-83);

2) имеют ограниченную пропускную способность, что заставляет отстроить эти защитные аппараты от большинства внутренних перенапряжений, обладающих большой запасенной электромагнитной энергией;

3) после 20 – 25 лет эксплуатации разрядники несколько (до 20÷25%) повышают свои вольтамперные и вольтсекундные характеристики, что в итоге в значительной степени ухудшает защиту электрооборудования от перенапряжений;

4) при срабатывании вблизи индуктивных элементов (силовых трансформаторов, шунтирующих реакторов, трансформаторов напряжения) вызывают в их обмотках градиентные (продольные) перенапряжения, опасные для изоляции;

5) из – за наличия искровых промежутков и шунтирующих сопротивлений обладают большими массо – габаритными характеристиками, что связано с серьезными затратами при транспортировке и монтаже (особенно в слабоосвоенных северных районах страны). Необоснованный выбор характеристик ОПН, их неправильная эксплуатация могут привести к повреждению самих защитных аппаратов, вызвать серьезные аварии в энергосистемах и электрических сетях промышленных предприятий.

Нелинейные ограничители перенапряжений в отличие от вентильных разрядников, не имеют искровых промежутков и непосредственно подключаются к защищаемому объекту. Это достигается благодаря применению в них оксидно-цинковых варисторов, обладающих высоконелинейной вольтамперной характеристикой (коэффициент нелинейности  $\alpha$  в зависимости  $U = AI^\alpha$



приблизительно равен 0,03 – 0,04) и достаточно высокой пропускной способностью. По упомянутой причине в ряде стран ОПН называются вентильными разрядниками без искровых промежутков.

В нормальном режиме через ограничители перенапряжений, находящихся под рабочим напряжением, течет ток от долей миллиампера до нескольких миллиампер в зависимости от номинального напряжения защищаемого объекта, характеристик варисторов и конструкции аппарата. При этом его внутреннее сопротивление находится в пределах от десятков до сотен мегаом. Однако при появлении перенапряжений в течение наносекунд внутреннее сопротивление аппарата снижается на несколько порядков, а ток через ОПН возрастает в  $10^6 \div 10^7$  раз.

В итоге защитный аппарат рассеивает электромагнитную энергию переходного процесса в окружающую среду и ограничители глубоко ограничивают перенапряжения, независимо от природы их возникновения.

Ограничители перенапряжений могут быть подключены:

- между токоведущими частями и землей, например, между вводами силовых трансформаторов и землей;
- в нейтрали силовых трансформаторов 110, 150 и 220 кВ;
- в нейтрали четырехлучевых шунтирующих реакторов;
- на опорах линий электропередачи в особых случаях, например, в гололедоопасных участках, где применение грозозащитных тросов нецелесообразно;
- между фазами электрооборудования и линий, например, между фазами распред устройства с уменьшенными относительно общепринятых междуфазными расстояниями.

Нелинейный ограничитель перенапряжений (ОПН) – защитный аппарат, который содержит последовательно или последовательно – параллельно соединенные варисторы, и не имеет искровых промежутков.

Варистор – часть ограничителя перенапряжений, которая при рабочем напряжении промышленной частоты обладает большим сопротивлением, при

перенапряжениях малым сопротивлением. Это достигается, благодаря высоконелинейной вольтамперной характеристике. Варисторы изготавливаются из керамических материалов, содержащих окись цинка и другие окислы металлов, спеченных вместе.

Экраном ограничителя – называется металлический элемент (обычно круглой формы, установленный на верхней части аппарата) и служащий для электростатического управления распределением напряжения вдоль колонки ограничителя.

Устройство для сброса давления - служит для уменьшения давления в ограничителе и предотвращения сильного разрушения корпуса, которое может произойти вследствие длительного протекания тока повреждения или короткого замыкания, а также перекрытия внутри корпуса ограничителя.

Номинальное напряжение ограничителя – в отечественной практике аппаратостроения приравнивается номинальному напряжению защищаемого оборудования. В правилах МЭК под термином «номинальное напряжение ограничителя» понимается максимально допустимое действующее значение напряжения промышленной частоты между выводами (присоединениями) ограничителя, при котором он предназначен нормально работать в условиях кратковременного повышения напряжения, например, в течение десяти секунд.

Длительное рабочее напряжение  $U_{HR}$  является допустимым действующим значением напряжения промышленной частоты, которое может быть длительно приложено к выводам ограничителя. В отечественной терминологии понятию «длительное рабочее напряжение» соответствует наибольшее рабочее напряжение  $U_{HR}$ , которое приложено к ОПН в течение всего срока его службы или достаточно длительно.

Длительное расчетное рабочее напряжение  $U_{PHR}$  - действующее значение напряжения промышленной частоты, приложенное к выводам ограничителя в течение времени  $t_P$

Ограничитель перенапряжений, являясь средством ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования подстанций и линий, повышения надежности работы защищаемого объекта, не должен снижать надежности за счет собственного повреждения. Поэтому выбор этих защитных аппаратов, как и выбор любого электротехнического оборудования, должен быть тщательно взвешен и обоснован.

Основная классификация ОПН производится по номинальному разрядному току и по группе разрядного тока, характеризующей энергопоглощающую способность ОПН при воздействии импульса большой длительности – прямоугольный импульс длительностью 2 мкс.

Таблица 16 – Выбор ОПН

Тип ОПН	ОПН-220УХЛ1
Номинальное напряжение, кВ	91
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение, кВ	180
Длина пути утечки, см	315
Длина пути утечки, см	315
Взрывобезопасность при токе КЗ длительностью 0,2с, кА	40

## 4 РАСЧЁТ ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ НА ПС ЛОПЧА 220 КВ

### 4.1 Разработка заземления и молниезащиты

В зависимости от назначения, различают следующие виды заземлений: защитное, молниезащиты, рабочее.

Защитное заземление защищает персонал от контактного напряжения. Все металлические части электрических систем, которые обычно не находятся под напряжением, но могут быть под напряжением из-за повреждения изоляции, должны быть заземлены. В электрических системах заземляются корпуса трансформаторов, аппаратов, вторичных обмоток измерительных трансформаторов, приводов электрических устройств, распределительных щитов, панелей, шкафов, металлических конструкций кабельных коробок, металлической оболочки и армирования кабелей, проводов, металлических конструкций зданий и сооружений.

Работа заземления необходима для нормального обслуживания электрических систем. Рабочее заземление относится к заземлению нейтрали трансформаторов и дугогасящих катушек.

Заземление молниезащиты необходимо для отражения токов молнии на землю. Как правило, все три типа заземления используют один заземляющее устройство.

Конструктивно заземление на подстанции выполняется в виде сетки, состоящей из горизонтальных заземляющих проводников, с квадратной стороной сетки, кратной 6 м. В узлах этой сетки расположены вертикальные заземлители. Сетка установлена на глубине от 0,5 до 0,7 м и не должна проходить под фундамент электроустановок. Вертикальное заземление - стальной стержень диаметром не менее 10 мм. Расчет заземления подстанции включает в себя расчет стационарного сопротивления и импульсов заземляющего электрода, определение рассчитанных геометрических параметров заземляющей сетки и проверку электродов на тепловое сопротивление и коррозию.

Произведем расчет заземления ОРУ 220 кВ ПС Лопча.

Контур сетки заземления располагаем на расстоянии не менее 1-1,5 м от оборудования, чтобы человек при прикосновении к аппарату не мог находиться за его пределами.

Площадь использования под заземлитель, м<sup>2</sup>:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5); \quad (50)$$

где А и В – ширина и длина территории, занимаемой заземлителем, м.

$$S = (123,2 + 2 \cdot 1,5) \cdot (93,6 + 2 \cdot 1,5) = 12190 \text{ м}^2.$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков диаметром, равным  $d = 12$  мм.

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{\text{м.п}} = \pi \cdot R^2; \quad (51)$$

где R – радиус горизонтальных и вертикальных проводников, мм.

$$F_{\text{м.п}} = \pi \cdot 6^2 = 113,097 \text{ мм}^2.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{\text{м.с}} = \sqrt{\frac{I_{\text{кз}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}; \quad (52)$$

где  $T = 0,3$  с – время срабатывания РЗ при его отключении;

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

$$F_{\text{м.с}} = \sqrt{\frac{2,1^2 \cdot 0,3}{400 \cdot 21}} = 16,733.$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot S_{\text{ср}} \cdot (d + S_{\text{ср}}); \quad (53)$$

где  $T = 240$  мес – время использования заземлителя за 20 лет.

$$S_{\text{ср}} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k; \quad (54)$$

где  $a_k, b_k, c_k, \alpha_k$  – справочные коэффициенты, зависящие от состав грунта.

Коэффициенты приняты с учетом низкой коррозионности.

$$S_{\text{ср}} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,0092 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,784;$$

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot 0,784 \cdot (12 + 0,784) = 31,477 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{\text{м.п}} \geq F_{\text{мин}} \geq F_{\text{кор}} + F_{\text{м.с}}; \quad (55)$$

$$F_{\text{м.п}} = 113,097 \geq F_{\text{мин}} = 48,21 \text{ мм}^2.$$

Условие выполняется, поэтому оставляем выбранный диаметр прутков.

Принимаем расстояние между полосами сетки:  $l_{n-n} = 6$  м.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{l_{n-n}}; \quad (56)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot 12190}{6} = 4064 \text{ м.}$$

Уточняем длину горизонтальных полос при подстанции квадратичной моделью со стороной  $\sqrt{S}$ .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (57)$$

$$m = \frac{4064}{2 \cdot \sqrt{10190}} - 1 = 17.4.$$

Принимаем:  $m = 18$ .

Длина стороны ячейка:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 6.134 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчётной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1); \quad (58)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{12190} \cdot (18 + 1) = 4196.$$

Определяем количество вертикальных элементов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}; \quad (59)$$

где  $a$  – расстояние между вертикальными электродами, равное 15 м.

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{12190}}{15} = 29.44.$$

Принимаем:  $n_B = 30$ .

Вычисляем стационарное сопротивление заземления:

$$R = \rho_{\text{ЭКВ}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right); \quad (60)$$

где  $\rho_{\text{ЭКВ}}$  – эквивалентное удельное сопротивление грунта;

$A$  – параметр, зависящий от соотношений  $l_B/\sqrt{S_1}$ .

$$\frac{l_B}{\sqrt{S_1}} = \frac{5}{\sqrt{12190}} = 0,45, \text{ тогда, } A = 0.4 [2].$$

Значит, стационарное сопротивление заземления:

$$R = 50 \cdot \left( \frac{0,4}{\sqrt{12190}} + \frac{1}{4196 + 30 \cdot 5} \right) = 0,193 \text{ Ом.}$$

Импульсивный коэффициент:

$$a_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{ЭКВ}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (61)$$

где -  $I_M$  ток молнии, к А.

$$a_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot 12190}{(50 + 320) \cdot (40 + 45)}} = 2,295.$$

Определяем импульсное сопротивление грунтов, которое должно соответствовать условию:

$$R_u = R \cdot a_u \leq 0.5 \text{ Ом}; \quad (62)$$

$$R_u = 0,193 \cdot 2,295 = 0,442 \leq 0.5 \text{ Ом.}$$

Полученные данные не превышают порога, что следует требованиям, предъявляемым согласно ПУЭ.

#### **4.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты**

Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов.

Защитный эффект молниеотвода основан на свойстве молнии поражать самые высокие объекты. По этой причине защищаемый объект, который ниже по высоте по сравнению с громоотводом, практически не поражен молнией, если он полностью содержится в защитной зоне громоотвода. Зона защиты молниеотвода считается частью пространства вокруг молниеотвода, которое защищает объекты с определенной степенью надежности от прямых ударов молнии.



Для защиты территории подстанции обычно используется молниезащита. Они устанавливаются на линейные порталы, прожекторы, крыши зданий, а также на отдельно стоящие конструкции.

Расчет молниезащиты зданий и сооружений сводится к определению границ зоны молниезащиты, представляющей собой пространство, защищенное от прямых ударов молнии.

Защита ОРУ 220 кВ ПС Лопча от прямого удара молнии осуществляется пятью молниеотводами, установленными на линейных порталах. Рассчитаем зоны защиты на трех уровнях: на уровне земли, шинного и линейного портала.

Проведём расчёт параметров защиты молниеотводов.

Высота молниеотвода  $h = 30.5$  м.

Эффективную высоту молниеотвода рассчитаем по формуле:

$$h_{\text{эф}} = 0.92 \cdot h; \quad (63)$$

$$h_{\text{эф}} = 0.92 \cdot 30,5 = 28,06 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотводов на уровне земли определяется по формуле:

$$r_0 = 1.5 \cdot h; \quad (64)$$

$$r_0 = 1.5 \cdot 30.5 = 28.06 \text{ м.}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне защищаемого объекта (линейного портала, высотой 17 м):

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}}\right); \quad (65)$$

где  $h_{\text{эф}}$  – высота защищаемого объекта.

$$r_x = 45 \cdot \left(1 - \frac{17}{28,06}\right) = 18,033 \text{ м.}$$

Самая малая высота внутренней зоны защиты меж двумя равновеликими молниеотводами определяются как:

$$h_{cx} = h_{эф} - 0,14 \cdot (L - h); \quad (64)$$

где  $L$  – расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта определяется по формуле:

$$r_x = r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}}; \quad (65)$$

Для примера рассмотрим параметры защиты молниеотвода 1-5. Расстояние между молниеотводами  $L = 57$  м.

$$h_{cx} = 28,06 - 0,14 \cdot (57,308 - 35,5) = 24,307;$$

$$r_x = 45,75 \cdot \frac{24,307 - 17,5}{24,307} = 13,753.$$

Система громоотводов состоит из громоотводов одинаковой высоты. На уровне земли территория внешнего распределительного щита полностью защищена от прямых ударов молнии, на высоте, равной высоте шинного портала, все элементы внешнего распределительного щита находятся в пределах защитной зоны.

## 5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

### 5.1 Требования к РЗА ЛЭП 220 кВ

Релейная защита — комплекс автоматических устройств, предназначенных для быстрого (при повреждениях) выявления и отделения от электроэнергетической системы повреждённых элементов этой электроэнергетической системы в аварийных ситуациях с целью обеспечения нормальной работы всей системы.

Действия средств релейной защиты организованы по принципу непрерывной оценки технического состояния отдельных контролируемых элементов электроэнергетических систем. Релейная защита (РЗ) осуществляет непрерывный контроль состояния всех элементов электроэнергетической системы и реагирует на возникновение повреждений и ненормальных режимов.

При возникновении повреждений РЗ должна выявить повреждённый участок и отключить его от ЭЭС, воздействуя на специальные силовые выключатели, предназначенные для размыкания токов повреждения (короткого замыкания).

В соответствии с ПУЭ, для линий в сетях 110-500 кВ с эффективно заземленной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю [6].

При выборе основной защиты ВЛ 110-220 кВ следует учитывать перечень важных аспектов, которые необходимо учитывать. Одним из самых важных является сохранение устойчивости передачи и мгновенное срабатывание (без выдержки времени) при КЗ на защищаемом участке.

В зависимости от типа и количества каналов связи между подстанциями необходимо использовать один из следующих вариантов исполнения защит ЛЭП 110-220 кВ:

- 1) ДФЗ с функциями ступенчатых защит + КСЗ;
- 2) КСЗ с передачей блокирующих или разрешающих сигналов и КСЗ;

- 3) ЛЭП с одной быстродействующей защитой (ВОЛС);
- 4) ДЗЛ с функциями ступенчатых защит + КСЗ;
- 5) ЛЭП с двумя быстродействующими защитами (2 ВЧКС);
- 6) ДФЗ с функциями ступенчатых защит + КСЗ с передачей блокирующих или разрешающих сигналов;
- 7) КСЗ с передачей разрешающих сигналов + КСЗ с передачей блокирующих сигналов;
- 8) ЛЭП с двумя быстродействующими защитами (2 ВОЛС);
- 9) ДЗЛ с функциями ступенчатых защит + ДЗЛ с функциями ступенчатых защит;
- 10) ЛЭП с двумя быстродействующими защитами (ВОЛС + ВЧКС);
- 11) ДЗЛ с функциями ступенчатых защит + КСЗ с передачей блокирующих или разрешающих сигналов;
- 12) ДЗЛ с функциями ступенчатых защит + ДФЗ с функциями ступенчатых защит.

Комплект ступенчатых защит должен содержать дистанционную и токовую направленную защиту нулевой последовательности. Отдельные (по выбору) ступени дистанционной защиты должны блокироваться при качаниях.

Должна предусматриваться возможность оперативного и автоматического ускорения ступенчатых защит и выбора ускоряемых ступеней.

На линиях 110-220 кВ с односторонним питанием используются два комплекта ступенчатых защит, каждый из которых включает:

- токовую (если удовлетворяется требование селективности) или дистанционную защиту от многофазных коротких замыканий;
- токовую направленную/ненаправленную защиту от КЗ на землю.

Защиты, имеющие цепи напряжения, неисправность которых приводит к ложному отключению, должны блокироваться при нарушении цепей напряжения.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий следует устанавливать ступенчатые токовые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения. Если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или быстроты отключения повреждения, например на головных участках, или если это целесообразно по условию согласования защит смежных участков с защитой рассматриваемого участка, должна быть предусмотрена ступенчатая дистанционная защита. В последнем случае в качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности. Защита должна быть установлена, как правило, только с тех сторон, откуда может быть подано питание.

В качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени.

В отдельных случаях допускается использовать токовую отсечку для действия при ошибочном включении на трехфазную короткую в месте установки защиты, когда токовая отсечка, выполненная для действия в других режимах, не удовлетворяет требованию чувствительности [6].

В соответствии с ПУЭ [7] в качестве основной быстродействующей защиты необходимо применять один из следующих вариантов:

- а) продольную ДЗЛ;
- б)ДФЗ;
- в) защиту с высокочастотной блокировкой;
- г) комплект ступенчатых защит с передачей блокирующего или разрешающего сигнала.

На других линиях необходимость установки защит с абсолютной селективностью определяется требованиями устойчивости работы электросистемы, селективности, надежности работы ответственных производств.

В релейных защитах высоковольтных линий должен осуществляться

принцип ближнего и дальнего резервирования.

На кабельных и кабельно-воздушных ЛЭП напряжением выше 110 кВ и на воздушных ЛЭП в местах массовой застройки должны устанавливаться две основные быстродействующие защиты. Комплект ступенчатых защит должен содержать ДЗ от всех видов КЗ и направленную ТЗНП. Отдельные ступени ДЗ должны блокироваться при качаниях.

На линиях с односторонним питанием используются два комплекта ступенчатых защит, каждый из которых включает токовую (если удовлетворяются условия селективности) или ДЗ от междуфазных КЗ и ТЗНП (направленную или ненаправленную) от КЗ на землю.

При проектировании предполагается, что кратности токов КЗ в конце защищаемой зоны и в месте установки защиты не превышают значений, соответствующих 10%-й погрешности ТТ.

В методических рекомендациях фирм производителей микропроцессорных защит приводятся методики расчета уставок защит и других входных параметров, которые должны быть установлены в терминале защиты при его наладке

Шкаф серии ШЭ2607 (НПП “ЭКРА”) может содержать один или два комплекта релейной защиты. В состав каждого комплекта входит микропроцессорный терминал типа БЭ2704 и дополнительная аппаратура (реле, переключатели, лампы, клеммные зажимы и др.), смонтированные в выделенном объеме шкафа. Аппаратная и программная части терминала реализуют основные функции (релейная защита и автоматика) и дополнительные функции (самодиагностика, регистрация событий и аварийное осциллографирование, определение места повреждения, связь по информационным каналам с системами АСУ верхнего уровня и др.). С помощью дополнительной аппаратуры осуществляется управление работой комплекта защит и его взаимодействие с внешними устройствами.

Ввиду большого многообразия вариантов применения, резервные защиты линий электропередачи напряжением 110-220 кВ могут быть реализованы в виде самостоятельного комплекта или в виде составного комплекта защит и автоматики управления выключателем (АУВ) линии.

В зависимости от типа привода выключателя линии возможны следующие исполнения однокомплектных шкафов защит и АУВ:

- ШЭ2607 011 для выключателя с трёхфазным приводом;
- ШЭ2607 012 для выключателя с пофазным приводом.

Для защит и АУВ обходного выключателя (ОВ), особенностью которых является возможность задания до восьми независимых групп уставок, предусмотрены однокомплектные шкафы:

- ШЭ2607 013 для ОВ с трёхфазным приводом;
- ШЭ2607 014 для ОВ с пофазным приводом.

Функции защит линий в указанных выше совмещённых комплектах защиты.

АУВ имеют ряд ограничений, связанных с необходимостью использования части аппаратных ресурсов терминала для реализации АУВ. Полноценные функции ступенчатых защит имеются в однокомплектных шкафах защит линий ШЭ2607 021 (НПП “ЭКРА”) и защит ОВ ШЭ2607 022 (НПП “ЭКРА”). В однокомплектном шкафу ШЭ2607 016 (НПП “ЭКРА”) на базе терминала БЭ2704 с расширенными аппаратными возможностями реализованы полноценные функции ступенчатых защит, АУВ для выключателей с трёхфазным или пофазным приводом и восемь независимых групп уставок.

Каждый из комплектов резервных защит линии и защит с АУВ дополнительно содержит также функции УРОВ и автоматики разгрузки при перегрузке по току (АРПТ).

Двухкомплектные шкафы защит могут состоять из однотипных комплектов (ШЭ2607 011011, ШЭ2607 012012, ШЭ2607 016016 и др.) или разнотипных комплектов (ШЭ2607 011012, ШЭ2607 011021, ШЭ2607 013022 и др.).

Полный набор возможностей резервных (ступенчатых) защит линии предполагает наличие:

- трехступенчатой дистанционной защиты (ДЗ) от междуфазных КЗ с блокировками при качаниях (БК) и неисправностях в цепях переменного напряжения (БНН);
- оперативного ускорения ДЗ;
- четырёхступенчатой токовой направленной защиты нулевой последовательности (ТНЗНП) от КЗ на землю;
- оперативного ускорения ТНЗНП;
- ускорения ТНЗНП от защит параллельной линии;
- автоматического ускорения ДЗ и ТНЗНП при «опробовании линии»;
- ускорения ДЗ и ТНЗНП по командам телеускорения;
- междуфазной токовой отсечки.

Ограничение возможностей в совмещённых комплектах защит и АУВ:

- отсутствие ускорения ТНЗНП от защит параллельной линии;
- отсутствие оперативного ускорения ДЗ и ТНЗНП;
- отсутствие ускорения ДЗ и ТНЗНП по командам телеускорения. Модернизированный вариант ступенчатых защит линии имеет ряд следующих возможностей:

- две дополнительных ступени ДЗ от междуфазных КЗ с изменяемой направленностью;
- одну дополнительную ступень ДЗ от КЗ на землю;
- вырез области нагрузки в плоскости характеристик реле сопротивления (РС) ступеней ДЗ;
- возможность реализации БК по принципу измерения скорости изменения входного сопротивления ( $dZ/dt$ );
- ограничение области фиксации однофазных КЗ;
- две дополнительных ступени ТНЗНП;
- двухступенчатая МТЗ.



Особенностью модернизированного варианта ступенчатых защит является возможность конфигурирования не только дискретных входов, выходных реле, светодиодов терминала, но и логики защит, связанной с дополнительными ступенями ДЗ и ТНЗНП.

Рассмотренные выше ступенчатые защиты используются также в составе комплекта ступенчатых защит (КСЗ) в совмещенных вариантах с дифференциально-фазной защитой (ДФЗ с КСЗ) или продольной дифференциальной защитой линий 110-220 кВ (ДЗЛ с КСЗ) в исполнениях шкафов ШЭ2607 085, ШЭ2607 086, ШЭ2607 087, ШЭ2607 088, ШЭ2607 091, ШЭ2607 092.

## **5.2 Дистанционная защита линии**

В распределительных сетях с напряжением выше 6 кВ дистанционная защита линий от фазовых ошибок используется в тех случаях, когда конфигурация сети, а также требования к скорости и чувствительности не позволяют упростить защиту от перегрузки по току. На линиях 35 кВ и выше дистанционная защита выполняется в три этапа, и неисправность в первой зоне, покрывающей 85% длины защищаемой линии, независимо от режима работы системы электропитания, становится выгодной с МТЗ без дополнительной задержки с помощью этой дистанционной защиты. выкл. Для короткого замыкания и последующих зон задержка защиты увеличивается по мере удаления точки короткого замыкания от места установки защиты.

Распределительные сети 6 и 10 кВ обычно не отличаются сложной конфигурацией, и требование к скорости не является критическим. Поэтому дистанционная защита широко распространена только в сетях с напряжением 35 кВ и выше, в которых время защиты от сверхтоков недопустимо велико, а чувствительность низкая. В некоторых случаях дистанционная защита используется только на совместно используемых воздушных линиях 10 кВ с резервированием сети.

Дистанционная защита определяет сопротивление или расстояние до места короткого замыкания, а затем работает с более коротким или более дли-

тельным временем задержки. Дистанционная защита является многоуровневой, и при коротком замыкании в первой зоне, покрывающем 80-85% длины защищаемой линии.

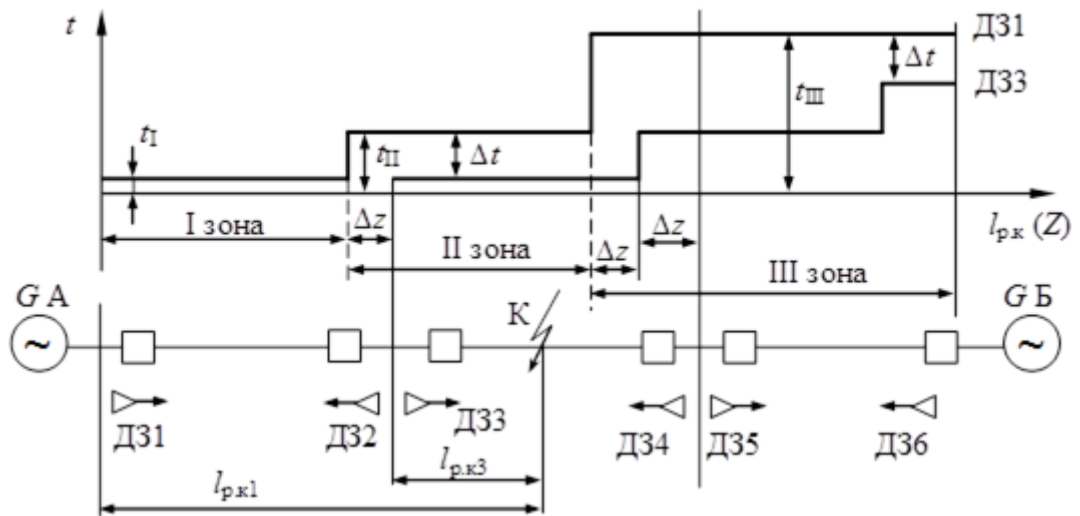


Рисунок 5 - Зоны действия ступеней ДЗ

Сделаем настройку от токов короткого замыкания на примыкающей стороне подстанции, с противоположной стороны линии.

1-ая ступень дистанционной защиты определяется как:

$$Z_{c.з}^I = k_3 \cdot Z_L; \quad (66)$$

$$Z_{c.з}^I = 0.85 \cdot 8.358 = 7.104;$$

где  $Z_L$  - сопротивление защищаемой линии

$k_3$  - коэффициент дистанционной защиты, от 0.85 до 0.95, состоит из различных погрешностей.

Время срабатывания первой ступени  $t_{c.з}^I = 0.15$

Вторая ступень ДЗ согласовывается с первой ступенью:

$$Z_{c.з}^{II} = k_3 \cdot Z_L + k_3 \cdot \frac{Z_{c.з.см}^I}{k_{ток}}; \quad (67)$$

где  $k'z = 0,66$  – коэффициент запаса по избирательности согласуемых защит линии;

$k_{\text{ток}}$  – коэффициент токораспределения.

$$Z''_{\text{с.з}} = 0,85 \cdot 8,358 + 0,66 \cdot \frac{7,104}{1} = 11,793 \text{ Ом.}$$

Отстройка от КЗ за трансформатором приемной подстанции производится:

$$Z''_{\text{с.з}} = k_3 \cdot \left( Z_{\text{л}} + \frac{Z_{\text{тр}}}{k_{\text{ток}}} \right); \quad (68)$$

$$Z''_{\text{с.з}} = 0,85 \cdot \left( 8,358 + \frac{88,855}{1} \right) = 82,631 \text{ Ом.}$$

Из всех значений необходимо принять наименьшее которое будет удовлетворять чувствительности.

Чувствительность второй ступени проверяется при металлических КЗ в режиме ближнего резервирования:

Проверим по чувствительности;

$$K_{\text{ч}} = \frac{Z''_{\text{с.з}}}{Z_{\text{к.з}}}; \quad (69)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{11,793}{8,358} = 1,41.$$

где  $Z_{\text{к.з}}$  - сопротивление короткого замыкания, для ступени  $Z_{\text{к.з}} = Z_{\text{л}}$ .

$K_{\text{ч}}$  более 1,2 принимаем уставку  $Z''_{\text{с.з}} = 11,793 \text{ Ом.}$

Далее выбираем значение сопротивления с самым наименьшим показателем.

Степень селективности  $\Delta t = 0,5\text{с}$ , время срабатывания второй ступени будет определено по выражению:

$$t_{\text{с.з}}^{\text{II}} = t_{\text{с.з.см}}^{\text{I}} + \Delta t; \quad (70)$$

$$t_{\text{с.з}}^{\text{II}} = 0.15 + 0.5 = 0.65\text{с}.$$

Из всех полученных значений выдержки времени в качестве расчетной выбирается наибольшая.

Уставка для работы третьей ступени обычно выбирается в соответствии с условиями отклонения от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки поглощается в соответствии с долговременным допустимым током нагрева провода или задается диспетчерской службой энергосистемы по формуле 71:

$$Z_{\text{с.з}}^{\text{III}} = \frac{\frac{0.9 \cdot U}{I_{\text{раб}} \cdot \kappa_{\text{сзан}} \cdot \sqrt{3}}}{\kappa_{\text{н}} \cdot \kappa_{\text{в}} \cdot \cos(\Phi_{\text{л}} - 30)}; \quad (71)$$

$$Z_{\text{с.з}}^{\text{III}} = \frac{0.9 \cdot 110}{\sqrt{3} \cdot 1.2 \cdot 0.85 \cdot 0.85 \cdot \cos(64.76 - 30)} = 89.33;$$

где  $\kappa_{\text{н}} = 1,2$  – коэффициент надежности;

$\kappa_{\text{в}} = 0,85$  – коэффициент возврата;

$\Phi_{\text{л}} = 64.76$  - аргумент от комплексного  $Z_{\text{л}}$ .

Выдержка времени третьей ступени выбирается на степень селективности больше выдержки времени вторых ступеней защит по формуле 72:

$$t_{\text{с.з}}^{\text{III}} = t_{\text{с.з.см}}^{\text{II}} + \Delta t; \quad (72)$$

$$t_{\text{с.з}}^{\text{III}} = 0.65 + 0.5 = 1.15\text{с}.$$

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при КЗ в конце смежной линии (режим дальнего резервирования) по формуле 73:

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{Z_{\text{с.з}}^{\text{III}}}{Z_{\text{л}} + Z_{\text{л.2}}}; \quad (73)$$

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{89.33}{8.358 + 7.104} = 5.77;$$

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = 5.77 \geq 1,2.$$

### 5.3 Токовая защита нулевой последовательности

Токовая направленная защита нулевой последовательности (ТЗНП) используется, когда необходимо обеспечить защиту высоковольтных линий электропередач от однофазных коротких замыканий на землю одного из фазных проводников в энергосистеме. Эта защита используется для защиты линий электропередачи класса напряжения 220 кВ. Эти защитные устройства являются многоуровневыми с направлением питания или без него.

Отстройка от  $3I_0$  при замыкании на землю в конце линии:

$$I_{\text{с.з.}}^{\text{I}} \geq K_{\text{отс}} \cdot 3I_{0.\text{МАКС}}; \quad (74)$$

где  $K_{\text{отс}} = 1,3$  - коэффициент запаса по избирательности;

$I_{0.\text{МАКС}} = 1140$  А – максимальный ток нулевой последовательности при КЗ на землю.

$$I_{\text{с.з.}}^{\text{I}} = 1,3 \cdot 1140 = 1482 \text{ А.}$$

Отстройка от  $3I_0$  при замыкании на землю на шинах 220 кВ ПС Лопча:

$$I_{0.\text{МАКС}} = 1317 \text{ А;}$$

$$I_{\text{с.з.}}^{\text{I}} = 1,3 \cdot 1317 = 1712 \text{ А.}$$

Вторая ступень согласовывается с первой ступенью:

$$I_{с.з.}^{II} \geq K_{отс} \cdot K_{ток} \cdot I_{ос.з.}^I; \quad (75)$$

$$I_{с.з.}^{II} = 1,1 \cdot 0,56 \cdot 1712 = 1047 \text{ А.}$$

Третья ступень отстраивается от броска тока намагничивания трансформатора на подстанции Лопча:

$$I_{0.с.з.}^{III} = k_3 \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{к.мах}; \quad (76)$$

$$I_{0.с.з.}^{III} = 0,1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 1355 = 149 \text{ А.}$$

#### 5.4 Расчет токовой отсечки

Выключение питания - это немедленная защита по току, селективность которой для защиты соседних зон достигается путем выбора тока отключения, который превышает максимальный ток внешнего короткого замыкания.

Операция защиты в защищенной зоне обеспечивается током в линии, который увеличивается по мере приближения места повреждения к источнику питания. Время отклика текущего участка является суммой времени отклика текущего и промежуточного реле и составляет 0,04 - 0,06 с.

Преимущества текущего отключения:

1. Избирательность работы в сетях любой конфигурации с любым количеством источников питания.
2. Быстрое отключение самых тяжелых для системы коротких замыканий вблизи автобусных остановок и подстанций.

Основным недостатком отключения питания является защита только части длины кабеля в случае металлических коротких замыканий.

Расчёт тока срабатывания селективной токовой отсечки без выдержки времени, установленной на линии, на понижающем трансформаторе и на блоке линия-трансформатор. Селективность токовой отсечки мгновенного действия обеспечивается выбором её тока срабатывания  $I_{с.0}$  большим, чем

значение тока КЗ  $I_{кз}^{(3)}$  при повреждении в конце защищаемой линии электропередачи:

$$I_{с.о} \geq I_{кз}^{(3)} \cdot k_H; \quad (77)$$

$$I_{с.о} = 1.1 \cdot 4.04 = 4.4 \text{ кА.}$$

Коэффициент надежности для силовых секций без задержки, установленных на линии электропередачи и понижающих трансформаторах, может находиться в диапазоне от 1,1 до 1,15 с использованием цифровых реле, включая ЭКРА. Для сравнения следует отметить, что при использовании в электро-механических дисковых реле РТ-40 электромагнитного элемента (отстройка) в передачах 1,3 - 1,4 принимаются.

Другим условием выбора секции тока является настройка общего начального тока намагничивания трансформаторов, подключенных к линии.

Эти перенапряжения возникают при включении напряжения незагруженного трансформатора и могут превышать номинальный ток в первые периоды в 5-7 раз. При расчете сбоя питания в линии питания, питающей несколько трансформаторов, необходимо обеспечить короткое замыкание для каждого трансформатора в зависимости от состояния тока короткого замыкания и, кроме того, достоверность ошибки останова по общему значению скачков тока намагничивания всех трансформаторов. в качестве безопасной линии и проверьте предыдущие линии при включении питания.

$$I_{с.о} \geq 5 \cdot \sum I_{ном}; \quad (76)$$

$$I_{с.о} = 5 \cdot 0.14 = 0.7 \text{ кА.}$$

Если это последнее условие оказывается расчетным, следует попытаться использовать загроубление на время включения.

Проверка чувствительности защиты:

ПУЭ требуют для токовых защит коэффициент чувствительности 1.5 при коротких замыканиях на защищаемом оборудовании, и 1.2 в зоне резервирования. Коэффициент чувствительности определяется по выражению:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{с.з.}}}; \quad (77)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{6.6}{4.4} = 1.5.$$

### **5.5 Устройство резервирования при отказе выключателя**

Резервное устройство на случай отказа выключателя (УРОВ) - это тип автоматизации электрических сетей с напряжением выше 1 кВ, предназначенный для отключения следующего выключателя секции в случае отказа предыдущего выключателя секции в аварийных ситуациях [26].

В случае короткого замыкания в сети защитное реле поврежденной секции посылает сигнал разомкнутости на автоматический выключатель для питания этой секции, и блоки триггеров также активируются для включения смежных автоматических выключателей с задержкой, достаточной для активации резервный ключ; после успешного запуска он возвращается в исходное состояние и блокируется. Если по какой-либо причине автоматический выключатель не деактивирован (механический отказ, его цепь управления), через определенный промежуток времени автоматический выключатель отключит все соседние автоматические выключатели, которые питают поврежденную линию и расположены рядом с Главным выключатель (не подключен).

Реле защиты запускает размыкание автоматического выключателя, который напрямую подает поврежденную линию.

Дело в том, что существуют аварийные параметры, которые предполагают, что по какой-то причине ущерб не был восстановлен.

Обычно резервный комплект релейной защиты имеет пусковые органы по току или напряжению, выполняемые посредством:



- минимального реле напряжения прямой последовательности с блокировкой по напряжениям обратной и нулевой последовательности (при к.з. происходит уменьшение напряжения прямой последовательности и появление напряжений обратной и нулевой последовательностей).

- трёх максимальных токовых реле или одного трёхфазного максимального токового реле.

Вторые пусковые реле должны надёжно действовать при появлении к.з. в пределах защищаемого присоединения.

Основным заданным значением переключателей является время срабатывания соседних переключателей и, поскольку защита посылает сигнал о немедленном отключении главного переключателя и защите от отказа выключателя (который отключает выключатели от короткого замыкания), выключатель - это должно длиться дольше чем автоматический выключатель. защита ценностей  $\Delta t$ :

- времени срабатывания основного выключателя
- времени возврата защиты, пускающей УРОВ (в случае удачного отключения основного выключателя)
- времени ускорения срабатывания реле времени УРОВ (отклонение срабатывания в меньшую сторону)
- запаса по времени для большей надёжности системы.

Рекомендованное значение тока срабатывания – от  $0,05 \cdot I_{НОМ}$  до  $0,1 \cdot I_{НОМ}$  присоединения.

### **5.6 Автоматическое повторное включение**

Все повреждения, возникающие в системах электроснабжения, можно условно дифференцировать на 2 группы:

- устойчивые;
- неустойчивые.

Первая категория включает повреждения, которые не могут быть самостоятельно восстановлены с течением времени, и передача электроэнергии че-

рез поврежденный элемент невозможна. Такие аварийные ситуации возникают из-за зачистки, перекрытия изоляции, повреждения кабелей молниезащиты и т. Д. В этот момент дуга, образованная в месте короткого замыкания, гаснет и не имеет времени для значительного повреждения устройства. Поэтому используются устройства автоматического включения (АПВ).

Выдержка времени АПВ линий с односторонним питанием отвечает двум требованиям:

1) выдержка времени АПВ ( $t_{АПВ}$ ) должна быть больше выдержки времени готовности для повторного включения привода отключившегося выключателя

$$t_{АПВ} \geq t_{г.п.} + t_{зап}; \quad (78)$$

$$t_{АПВ} \geq 0.3 + 0.4 = 0.7;$$

где  $t_{г.п.}$  - время готовности привода, которое для различных видов приводов различна для выбранного нами она равна 0,3 с;

$t_{зап}$  - время запаса, учитывающее непостоянство  $t_{г.п.}$ , которое выбирается в диапазоне от 0,3 до 0,5 с;

2) выдержка времени АПВ должна быть больше выдержки времени от момента погасания электрической дуги в месте КЗ до полного восстановления изоляционных свойств воздуха (время деионизации воздуха).

$$t_{АПВ} \geq t_{д} + t_{зап}; \quad (79)$$

$$t_{АПВ} \geq 0.3 + 0.4 = 0.7;$$

где  $t_{д}$  - время деионизации, составляющее от 0,1 до 0,3 с;

$t_{зап}$  - время запаса, учитывающее непостоянство  $t_{д}$ , которое принимается равным от 0,3 до 0,5 с.

За уставку в автоматически повторного включения принимается большее из полученных значений  $t_{АПВ} = 0,7$ .

Для более целесообразного и улучшенного повышения надежности автоматического повторного включения на линиях, где больше всего распространены различные виды повреждений являются набросы проводов друг на друга, последствия падения ближайших деревьев (которые должны быть убраны специальными бригадами для зачистки просеки для линии электропередач) и прикосновения к проводу с помощью подвижных механизмов, целесообразно увеличить время задержки до 2-3 секунд.

## 6 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 6.1 Безопасность

Данный дипломный проект предусматривает проектирование релейной защиты ВЛ ПС Лопча.

Промышленные электроприборы требуют особого внимания, поскольку они содержат различные элементы в вашем устройстве, которые могут нанести серьезный вред человеку. По этой причине важно соблюдать правила безопасности при эксплуатации электрооборудования.

Главное, чтобы техническое обслуживание оборудования выполнялось только специалистами, прошедшими специальную подготовку. Слесари или электрики по ремонту и обслуживанию электрооборудования могут взаимодействовать с таким оборудованием только при условии, что они имеют хороший уровень знаний, что подтверждается результатами квалификационной комиссии. Как и для всех других специалистов, вы можете работать только с подразделениями под надзором ответственных. Кроме того, для сотрудников всех уровней квалификации важно знать, как идентифицировать знаки электробезопасности.

Первое, что должен сделать электрик при ремонте и техническом обслуживании электрооборудования, - это выключить оборудование, и на этом этапе запрещено выполнять манипуляции, которые могут привести к прямому взаимодействию с проводящими частями оборудования. Если признаки аварийного состояния станции были обнаружены, необходимо немедленно отключить питание элементов, а также сообщить ответственному лицу об обнаруженном факте.

При осмотре специалист должен выяснить, является ли защитное изолирование зданий, корпусов, каркасов и других предметов угрозой и находится ли в хорошем рабочем состоянии. Если во время прикосновения к непроводящему элементу одной рукой есть свидетельства наличия энергии, что обычно

требуется для определения уровня нагрева, можно сделать вывод, что изоляция неисправна, а пол - неисправен. Единственное правильное решение в таких ситуациях - отключить установку.

Когда вы работаете с электрическим оборудованием в безопасности, становится ясно, что замену сгоревших элементов необходимо выполнять только после того, как вы убедитесь, что на вас нет напряжения. В некоторых случаях определенные обстоятельства могут мешать выполнению этого требования. Затем эту работу можно выполнить в условиях отдельной нагрузки.

Однако это небезопасно, поскольку при выполнении этой операции существует риск операции резервного копирования. Это в свою очередь может привести к разрядке электрической дуги. Поэтому специалист здесь должен принять меры по защите от поражения электрическим током, для которых эта работа осуществляется только с помощью изоляционных клещей. Вы должны носить диэлектрические перчатки на руках и специальные очки на глазах.

Охрана труда при выполнении работ в устройствах релейной защиты и электроавтоматики, со средствами измерений и приборами учета электроэнергии, вторичными цепями [14]:

1. Для обеспечения безопасности работы в цепях измерительных приборов, устройств релейной защиты и электроавтоматики вторичные цепи (обмотки) измерительных трансформаторов тока и напряжения должны быть постоянно заземлены. В сложных цепях релейной защиты для группы электрически подключенных вторичных обмоток измерительных трансформаторов заземление допускается только в одной точке. Все работы в схемах сложных защитных устройств выполняются в соответствии с программами, в которых, помимо прочего, должны быть указаны меры безопасности;

2. Если необходимо разомкнуть цепь измерительных приборов, устройств релейной защиты, автоматических электрических цепей, вторичная цепь трансформатора тока временно замыкается на клеммах, специально предназначенных для этой цели, или с помощью испытательных блоков;

Во вторичной цепи между трансформаторами тока и установленным коротким замыканием запрещается выполнять какие-либо работы, которые могут привести к размыканию цепи;

3. При работе во вторичном оборудовании и цепях трансформаторов напряжения, питаемых от внешнего источника, следует принять меры для предотвращения обратного преобразования;

4. Испытание, проверка работы устройств релейной защиты, электроавтоматики, в том числе выключения или включения коммутационных устройств, должны проводиться в соответствии с правилами техники безопасности и охраны для электроустановок (при монтаже, ремонте и эксплуатации вторичных цепей, устройств релейной защиты, измерительных приборов, электроавтоматики, телемеханики, Связь, включая работу в приводах и модульных шкафах распределительного устройства, независимо от того, находятся ли они под напряжением, для отключения и активации вышеупомянутых устройств, а также для защиты устройства и ПЛК для отключения переключателей и разрешить оператору включить);

5. Производитель работ группы IV, из персонала, который управляет устройствами релейной защиты и электроавтоматики, может совмещать задачи по согласованию. При этом он определяет меры безопасности, необходимые для подготовки рабочего места. Такое сочетание допускается, если подготовка рабочего места не требует разъединения, заземления, установки временных ограждений в части электроустановки напряжением более 1000 В;

6. Изготовитель работы, которая имеет группу IV в одиночку, а также члены бригады с группой III, могут работать отдельно от других членов бригады во вторичных цепях и реле защитных устройств, электроавтоматики, если эти цепи и устройства расположены в диспетчерской и в комнатах где отсутствуют детали под напряжением свыше 1000 В, они полностью закрыты или находятся на высоте, не требующей ограждения;

7. Работники энергоснабжающих компаний работают в качестве парламентариев с потребительскими измерительными приборами. Эти работы выполняются бригадой как минимум из двух рабочих;

8. В электроустановках с напряжением до 1000 В потребители с частичным или гражданским контрактом (детские сады, магазины, поликлиники, библиотеки) имеют право проводить подготовку к работам и иметь доступ к работе со счетчиками электроэнергии. персонал компетентных энергетических компаний или территориальных сетевых компаний в соответствии с утвержденным перечнем работ в порядке непрерывной работы, командой из двух работников, имеющих группу III IV, в присутствии потребителя;

9. Работать с амперметрами следует при снижении напряжения. В цепях счетчиков электроэнергии, подключенных к измерительным трансформаторам, при наличии испытательных коробок снимают напряжение с цепи измерителя тока в указанных коробках;

10. Работу с однофазными электросчетчиками, имеющими коммунальные или территориальные электросетевые организации, группа III, вправе проводить индивидуально, если напряжение снимается в соответствии с утвержденным перечнем работ в порядке непрерывной эксплуатации. При отсутствии устройства переключения на счетчик электроэнергии в деревянных домах, в помещениях без повышенного риска эти работы могут выполняться без снятия напряжения при снятой нагрузке;

11. При выполнении работ, указанных в пунктах 8 и 10 Правил, ОРД организации за работниками должен быть закреплен территориальный участок (район, квартал, округ). В бланках заданий оперативный персонал должен отмечать выполнение технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работ в электроустановках;

12. В энергоснабжающих или территориальных электросетевых организациях для проведения работ с приборами учета должны быть составлены инструкции или технологические карты по каждому виду работ.

## 6.2. Экологичность

Определение напряженности электрического поля создаваемого ВЛЭП. Для расчета возьмём самую низкую опору У220-1. Поскольку вблизи нее напряженность будет выше. ВЛЭП не проходит по территории населенного пункта. Все расчеты в приложении.

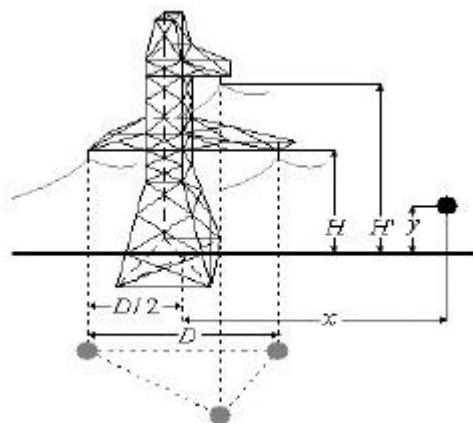


Рисунок 6 - Графическое представление метода зеркальных изображений

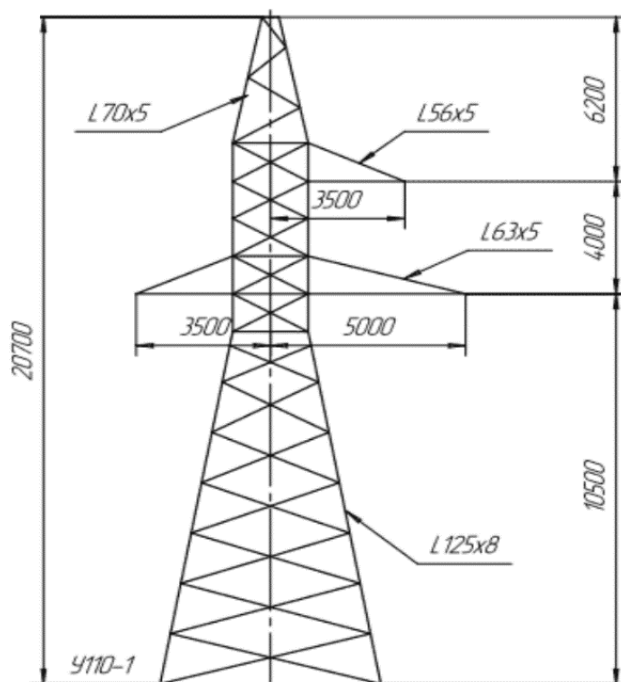


Рисунок 7 - Опора У220-1



На (рисунке 10) представлено графическое пояснение метода зеркальных изображений, где  $r$  - радиус провода,  $D$  - межфазное расстояние проводов ЛЭП,  $H$  - высота подвеса проводов [7].

Высота подвеса провода фазы в  $H'$  определяется в виде:

$$\frac{D \cdot \sqrt{3}}{2} \text{ при расположении проводов ЛЭП на вершинах правильного тре-}$$

угольника;

0 при горизонтальном расположении проводов ЛЭП.

С помощью (рисунка 10) определяются собственные и взаимные потенциальные коэффициенты  $a_{kk}$  и  $a_{ik}$  ЛЭП [3].

$$a_{11} = a_{33} = \ln \frac{2H}{r}; \quad (80)$$

$$a_{22} = \ln \frac{2(H + H')}{r}; \quad (81)$$

$$a_{12} = a_{21} = a_{23} = a_{32} = \ln \frac{\sqrt{(D/2)^2 + (2H + H')^2}}{D}; \quad (82)$$

$$a_{13} = a_{31} = \ln \frac{\sqrt{D^2 + 2H^2}}{D}; \quad (83)$$

$$\bar{a}_{11} = (a_{11} + a_{22} + a_{33})/3; \quad (84)$$

$$\bar{a}_{12} = (a_{12} + a_{23} + a_{31})/3. \quad (85)$$

В точке с координатами  $(x, y)$ , отдаленной от ЛЭП на произвольное расстояние, горизонтальная  $E_x$  и вертикальная  $E_y$  составляющие ЭП ЛЭП определяются как частные производные потенциала  $p$  данной точки от абсциссы  $x$  и ординаты  $y$  данной точки:

$$E_x = \frac{\partial \varphi}{\partial x}, E_y = \frac{\partial \varphi}{\partial y}; \quad (86)$$

После соответствующих математических преобразований  $E_x$  и  $E_y$  можно представить в виде:

$$E_x = \frac{U_\Phi}{\bar{a}_{11} - \bar{a}_{12}} \cdot [-k_{Ax} + (0.5 + j0.87) \cdot k_{Bx} + (0.5 - j0.87) \cdot k_{Cx}]; \quad (87)$$

$$E_y = \frac{U_\Phi}{\bar{a}_{11} - \bar{a}_{12}} \cdot [-k_{Ay} + (0.5 + j0.87) \cdot k_{By} + (0.5 - j0.87) \cdot k_{Cy}]. \quad (88)$$

Где коэффициенты  $k_{Ax}$ ,  $k_{Bx}$ ,  $k_{Cx}$ ,  $k_{Ay}$ ,  $k_{By}$ ,  $k_{Cy}$  определяются в зависимости от конструктивных параметров ЛЭП и координат рассматриваемой точки [3]:

$$k_{Ax} = \frac{x + D/2}{(H + y)^2 + (x + D/2)^2} + \frac{x + D/2}{(H - y)^2 + (x + D/2)^2}; \quad (89)$$

$$k_{Bx} = \frac{x}{(H + H' + y)^2 + x^2} + \frac{x}{(H + H' - y)^2 + x^2}; \quad (90)$$

$$k_{Cx} = \frac{x - D/2}{(H + y)^2 + (x - D/2)^2} + \frac{x - D/2}{(H - y)^2 + (x - D/2)^2}; \quad (90)$$

$$k_{Ay} = \frac{H + y}{(H + y)^2 + (x + D/2)^2} + \frac{H - y}{(H - y)^2 + (x + D/2)^2}; \quad (91)$$

$$k_{By} = \frac{H + H' + y}{(H + H' + y)^2 + x^2} + \frac{H + H' - y}{(H + H' - y)^2 + x^2}; \quad (92)$$

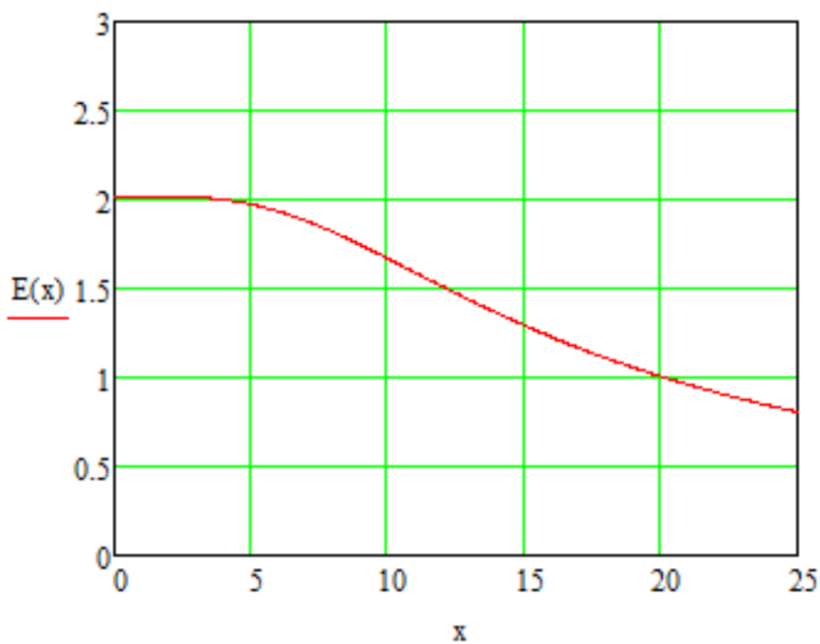
$$k_{Cy} = \frac{H + y}{(H + y)^2 + (x - D/2)^2} + \frac{H - y}{(H - y)^2 + (x - D/2)^2}. \quad (93)$$

Результирующая напряженность ЭП ЛЭП в рассматриваемой точке определяется в виде:

$$E = \sqrt{E_x^2 + E_y^2}. \quad (94)$$

С помощью выражения оценивается влияние ЛЭП в свободном пространстве определением модуля напряженности ЭП ЛЭП.

Наибольшая напряженность ЭП ПЧ, создаваемая ВЛЭП, будет для значений  $H = H_0$ , так как высота подвеса фаз над землей будет наименьшей. Определим напряженность в точке, находящейся под средней фазой на высоте  $h = 1,8$  м. от земли построив зависимость  $E(x)$  при  $x = 0 \dots 60$  м.



E(x)	2	1.5	1
X	0	12.5	20

Рисунок 8 – Зависимость ЭП, создаваемого ВЛЭП от расстояния.

Для напряженности ЭП ПЧ 1 кВ/м соответствует расстояние равное 20 м.

Следовательно, на полюсах должны быть вывешены знаки с предупреждением окружающему населению об опасности приближения к ближайшим полюсам в 20 метрах от их центра.

### 6.3 Элегаз

Современные тенденции развития городов и промышленности приводят к увеличению потребления электроэнергии. Это приводит к необходимости разработки и внедрения нового электрического оборудования, которое иногда может отвечать очень противоречивым требованиям.

Таким решением являются герметичные электротехнические установки, заполненные элегазом.

Элегаз (электротехнический газ) – шестифтористая сера  $SF_6$  - химически инертный газ без цвета и запаха, не токсичен, тяжелее воздуха, не поддерживает горение, взрывобезопасен, имеет пробивное напряжение в 2-2,5 раза выше, чем у воздуха и азота, обладает хорошей дугогасящей способностью,

устойчив к нагреву до 200 °С. Под действием электрической дуги разлагается с образованием фторидов – химически активных и токсичных продуктов. Это приводит к необходимости принятия соответствующих мер: размещение внутри электроаппаратов адсорбентов, обязательное оборудование помещений приточно-вытяжной вентиляцией [12].

С точки зрения экологической безопасности, элегаз менее вреден, чем нефть. Считается, что абсолютно чистый газ элегаз можно вдыхать с добавлением 20% кислорода (как в воздухе) без вреда для здоровья.

Однако промышленно производимый элегаз не является совершенно чистым. Следовательно, допустимая концентрация элегаза в воздухе в рабочей зоне ограничена до 0,08% по объему. При такой концентрации элегаза обслуживающий персонал может работать 8 часов в течение пятидневной рабочей недели в течение всего срока службы.

Газ вовсе не оказывает никакого либо токсичного, генетического или канцерогенного влияния на здоровье человека.

При объемной концентрации чистого элегаза на уровне 1% допускается кратковременное пребывание персонала в помещении. Кислородная недостаточность наступает при концентрации чистого элегаза в воздухе более 10%, что соответствует снижению концентрации кислорода до 19%.

Однако во время работы в результате переключения номинальных токов и токов короткого замыкания, а также частичных разрядов газ перестает быть чистым. Содержит газообразные твердые продукты разложения (фториды), которые являются результатом взаимодействия газа при высоких температурах с водяным паром, кислородными загрязнителями, металлическим паром и материалом камеры.

Около 90% фторида задерживается фильтром, некоторое количество твердого фторида оседает на внутренних стенках камеры, а остальная часть газообразного фторида находится в газе.

В настоящее время экологический риск от использования элега отсутствует. Но мы должны также проанализировать отдаленное будущее, поскольку гексафторид серы является активным газом, который создает «парниковый эффект». Меры по улучшению культуры производства и использования газа позволят снизить увеличение концентрации гексафторида серы в атмосфере за счет сокращения постоянных потерь, регулируемых и случайных выбросов. Необходимо создать условия для возврата элега, потраченного на завод-изготовитель для превращения в товарный продукт, чтобы снизить потребность в производстве нового элега, что является главным, поскольку, в конце концов, все, что приходит Продукт будет выпущен в атмосферу быстрее или медленнее.

Все рассмотренные выше обстоятельства экологического воздействия элега диктуют новые, дополнительные, еще более жесткие требования к обращению с элегазом:

- потери элега в атмосфере должны быть уменьшены как с точки зрения регулируемых и случайных выбросов, так и с точки зрения снижения процента утечки до 0,1% / год. Чтобы ограничить этот эффект элега, требования к герметизации оборудования элега усилены;

- шире использовать смеси с пониженным содержанием элега, чтобы снизить его потребление. Чтобы ограничить количество используемого элега, а также по некоторым другим причинам, смеси элега с другими инертными газами (например, азотом) используются в пропорции, например, 10% элега и 90% азота;

- обеспечить полную утилизацию отработанного элега с обязательным повторным его использованием как экономически выгодную и экологически необходимую технологию.

#### **6.4 Чрезвычайные ситуации**

Одним из основных видов чрезвычайных ситуаций является пожар. Источниками огня могут быть переключатели, разъединители, короткие замыкания в распределительных щитах и кабели. В качестве защиты главной цепи

используется система самозащиты вторичной цепи. На щитовом блоке должен быть пожарный щит. Опасность возгорания аккумуляторной комнаты возникает, когда образуется взрывоопасная концентрация смеси кислорода и водорода, которая выделяется при зарядке батареи. В случае различных чрезвычайных явлений могут образоваться искры, например, дуги, опасное тепло и т. д. Серная кислота может создавать особый риск возникновения пожара - при контакте с органическими веществами (тканями, деревом и т. д.) Серная кислота нагревает их.

Мероприятия направленные на предупреждение развития аварий.

- гарантировать существенные промежутки между отдельными техническими устройствами с целью уменьшения воздействия вредных факторов в случае возможных аварий в близлежащих конструкциях и технических устройствах;

- применение аккумуляторных батарей закрытого (герметичного) исполнения;

- использование быстродействующих основных и резервных устройств релейной защиты и автоматики;

- использование устройств противоаварийной автоматики, в том числе локальных, устанавливаемых на реконструируемых подстанциях;

- установка устройств для автоматического ограничения увеличения напряжения на узлах сети и других решений для предотвращения каскада аварий в энергосистеме и, таким образом, обеспечения способности энергосистемы к выживанию.

Пожаротушение и противопожарное водоснабжение.

Существующая система противопожарного водоснабжения представляет собой комплекс сооружений для сбора, хранения, транспортировки и подачи воды и включает в себя насосную станцию с огнем насосами и запорной арматуры, обеспечивая необходимое давление и включение системы АУВП.

Автоматические установки пожаротушения и пожарной сигнализации.

Эта компания обеспечивает пожарную сигнализацию о пожаре с автоматическим пожаротушением. Есть также противопожарные щиты с необходимым защитным снаряжением и пожаротушением. Также используются углекислотные огнетушители, способные тушить установки до 1 кВ под напряжением.

Категории зданий, сооружений, помещений, оборудования и наружных установок по признаку взрывопожарной и пожарной опасности.

Согласно ст. 27 ФЗ №123 и п.4.2 СП 12.13130.2009 категории помещений и зданий определяются исходя из вида находящихся в помещениях горючих веществ и материалов, их количества и пожароопасных свойств, а также, исходя из объемно-планировочных решений помещений и характеристик проводимых в них технологических процессов.

Согласно ст.18 ФЗ №123 и п.7.4.3 ПУЭ-7 зона, расположенная рядом с реактором классифицируется как пожароопасная зона П-III.



## 7 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

При строительстве ВЛ 220 кВ подстанции Лопча была спроектирована релейная защита и автоматика. Для это требовало привлечения внутренних и местных инвестиций. Следовательно, экономическая оценка эффективности и финансовой рентабельности проектных инвестиций должна быть рассчитана таким образом, чтобы финансовые вложения обеспечивали их рост и надежную отдачу.

### **7.1 Сравнение защит на статических реле и микропроцессорной элементной базы**

Основные преимущества защиты и автоматизации микропроцессорных реле, которые могут быть использованы для защиты воздушных линий, характеризуются:

1. Многофункциональностью, включающей:
  - регистрацию процессов (осциллографирование);
  - определение места повреждения;
  - сбор отчетов о повреждениях, а также мгновенных значений для анализа неисправностей с возможностью отправки определенных данных на центральное устройство в подстанции или диспетчерской через последовательный интерфейс, в том числе с использованием светодиодов;
  - автоматическое тестирование аппаратного и программного обеспечения, что обеспечивает высокий уровень готовности защиты и сокращает количество тестов устройства.
2. Меньшими габаритами по сравнению с комплексом РЗ и А, выполненным на электромеханике или интегральных микросхемах (ИМС);
3. Наличием четырех групп уставок;
4. Более сниженным потреблением по цепям оперативного постоянного тока и напряжения, чем защиты на электромеханической элементной базе или ИМС;

5. Наличием свободных логических элементов, что позволяет более легко приспособить терминал в различных условиях;

6. Комплексом цифровой обработки и управления измерительных данных от считывания и преобразования величин до принятия решения об отключении/включении выключателя требуется меньшее время;

7. Использованием 16-разрядной микропроцессорной системы;

8. Легкая наладка с помощью специальных разработанных средств;

9. Значительно сокращенные сроки вывода в проверку;

10. Различные типы человеко-машинного взаимодействия приближают микропроцессорные устройства к пользователю независимо от их местоположения;

11. Цифровые методы фильтрации и измерения обеспечивают правильную работу, если они насыщены трансформаторами и переходными процессами тока.

Таким образом, преимущество микропроцессорных комплексов было выявлено на основе сравнения удаленных от всех защит и анализа меньшей части их функций. Но здесь следует помнить, что микропроцессорные системы защиты производятся различными зарубежными производителями, и в нашей стране каждый из этих производителей реализует все основные защитные функции и некоторые функции, специфичные только для него. Поэтому для разумного выбора необходим сравнительный анализ безопасности от нескольких производителей.

## **7.2 Выбор фирмы производителя и марки микропроцессорной релейной защиты**

Шкафы ШЭ2607 081 (ШЭ2607 084), ШЭ2607 082 ШЭ2607 083, ШЭ2607 085, ШЭ2607 086, ШЭ2607 087 ... содержат полукомплект дифференциально-фазной высокочастотной защиты линии (ДФЗ) и устройство резервирования отказов выключателя (УРОВ). Шкаф предназначен для использования в качестве основной быстродействующей защиты линий напряжением 110...220 кВ при всех видах КЗ.

Защита содержит релейную и высокочастотную части. Релейная часть включает в себя измерительные органы, логическую часть, входные и выходные цепи, а также сигнальные цепи. Высокочастотная часть поставляется отдельно от производителей радиочастотного оборудования и устанавливается на шкафу непосредственно на месте эксплуатации.

Релейная часть ДФЗ и УРОВ реализованы на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2704V081. В качестве высокочастотной части защиты могут использоваться приемопередатчики типов ПВЗУ, ПВЗУ-К, ПВЗУ-М, ПВЗУ-Е, ПВЗ-90М, ПВЗ-90М1, АВЗК-80, ПВЗ.

Принцип действия ДФЗ основан на сравнении фаз токов по обоим концам защищаемой линии, получаемых от комбинированных фильтров токов  $I_1+kI_2$ . Фаза токов передается по защищаемой линии с одного ее конца на другой посредством токов высокой частоты по каналу, в качестве которого используется защищаемая линия.

Орган управления (ОМ) ВЧ передачами передает работу последнего с интервалами, примерно передающей равенству промышленной частоты. Поэтому передатчик генерирует токи высокой частоты пакетами, длительность которых примерно равна интервалу между ними. Фаза этих ВЧ пакетов соответствует фазе сигнала на выходе комбинированного фильтра токов  $I_1+kI_2$ .

Панель сравнивающая фазы (ОСФ) токов определяет, где находится повреждение: в зоне в которой действует релейная защита или за её пределами. Определение осуществляется по сдвигу ВЧ пакетов, посылаемых передатчиками обоих концов линии, т.е. в конечном счете – по углу сдвига фаз между векторами токов  $I_1+kI_2$  по концам защищаемой линии. При КЗ на защищаемой линии этот угол равен или близок к нулю, а при внешних КЗ он близок к  $180^\circ$ . Вследствие этого, при КЗ вне зоны действия защиты, передатчики, установленные на обоих концах линии, работают неодновременно, высокочастотные пакеты, генерируемые ими, сдвинуты по фазе на половину периода промышленной частоты, в ВЧ канале имеется практически сплошной ВЧ сигнал и защита блокируется.

В случае повреждения в защищенной зоне передатчики работают одновременно, и пакеты, которые они отправляют, примерно одинаковы по фазе, образуя паузы в радиочастотном сигнале. Если продолжительность паузы превышает предварительно определенное значение, определяемое углом блокировки, выполняется действие для отключения автоматического выключателя.

При нормальной работе воздушной линии все начальные корпуса обоих защитных комплектов, установленных на концах линии, находятся в необработанном состоянии, поскольку их настройки исключаются из режима нагрузки с учетом допустимых дисбалансов. Схемы защиты выходов не работают, а высокочастотные передатчики в полустанках не активированы.

Защита действует в состоянии покоя для всех типов неисправностей в защищенной зоне и не работает при внешних неисправностях, колебаниях, режимах с фазовым сдвигом, изменении мощности, асинхронной работе воздушных линий, несинхронных пусках и односторонние режимы без короткого замыкания. Если цепи напряжения оборваны, нет ненужных и ложных защитных отключений.

В качестве дополнительных возможностей обеспечивается использование защиты:

- в сети внешнего электроснабжения тяговой нагрузки;
- на линиях с ответвлениями;
- на линиях, оборудованных ОАПВ.

Функция УРОВ, шкафа принципиально определяют индивидуального устройства, при этом есть возможно применения универсального УРОВ как по схеме с дублированным пуском от защит, так и по схеме с автоматической проверкой положительной работы выключателя.

У шкафа имеются все нужные для переключения элементы, которые дают возможность устанавливать его на линиях с одним или несколькими выключателями на присоединение.

Производитель НПП ЭКРА

### 7.3 Капиталовложения в реализацию проекта

Экономическая оценка эффективности инвестиций в проектируемые объекты заключается в сравнении капитальных затрат всех источников финансирования, эксплуатационных расходов и прочих затрат с выручкой.

В таблице 17 приведены стоимость устройств и их количество на защищаемом объекте.

Таблица 17 – Стоимость и количество реконструированного оборудования

Тип устройства	Количество	Цена за единицу	Итого
Микропроцессорный терминал ЭКРА 2607.081	4	227899	911600
Микропроцессорный терминал ЭКРА 2607.011021	2	299308	598516
Трансформатора тока ТОГФ-110 0.2/5Р 100/5 УХЛ1	6	2171	13030
Трансформатор напряжения НАМИ-110 У1	6	2386	14320
Выключатель ВГТ-110-40/2000У1	6	144004	864000
Разъединитель РНДЗ-110/1000Т1	6	3178	19070
Оптоволоконный кабель в грозотросе ДПС-004Е04-04	18	14577 руб/км	262386
ОПН	6	1714	10280

Определяем капитальные вложения в устройства по следующей формуле:

$$K_{\text{ОРУ}} = k_p (K_{\text{Вык}} + K_{\text{Раз}} + K_{\text{ТН}} + K_{\text{ТТ}} + K_{\text{ОПН}}); \quad (95)$$

$$K_{\text{ОРУ}} = 1,4 \cdot (2693200) = 3770500.$$

$$K_{\text{РЗ}} = n \cdot K_{\text{устр.РЗ}} \cdot k_p \cdot k_{\text{СМР}}; \quad (96)$$

$$K_{\text{РЗ}} = (4 \cdot 227899 + 2 \cdot 299308) \cdot 1,4 \cdot 1,45 = 1851000,$$

где  $K_{\text{оборуд}}$  – стоимость установленного оборудования и устройств РЗ;

$n$  – количество устройств РЗ, устанавливаемых на линии.

$k_p$  – районный коэффициент на базовую стоимость объектов,  $k_p = 1,4$ .

$k_{\text{СМР}}$  – коэффициент, учитывающий строительные-монтажные работы (45% от стоимости оборудования),  $k_{\text{СМР}} = 1,45$ .

$$K_{\text{сумм}} = 3770500 + 1851000 = 5621500 \text{ руб.}$$

Расчет амортизационных и эксплуатационных издержек:

Издержки – это расходы, необходимые для эксплуатации электрических сетей в течение одного года.

#### 7.4 Расчет эксплуатационных издержек

Ежегодные затраты на капитальный и текущий ремонт, а также техническое обслуживание оборудования отражаются в эксплуатационных расходах. Эксплуатационные расходы релейной защиты определяются следующим образом:

$$I_{\text{ЭКС}} = \alpha_{\text{ЭКС}} \cdot K_{\text{сумм}} \cdot \alpha_n; \quad (97)$$

где  $\alpha_{\text{ЭКС}}$  – норма ежегодный отчислений на эксплуатацию,  
 $\alpha_{\text{ЭКС}} = 0,037$  [22, с.54];

$\alpha_n$  – поправочный коэффициент на микропроцессорные устройства РЗ и А,  $\alpha_n = 0,9$ ;

$K_{PЗ}$  – суммарные капитальные вложения в устройства PЗ.

Таким образом, издержки на эксплуатацию релейной защиты:

$$И_{\text{экс}} = 0,037 \cdot 5621500 \cdot 0,9 = 187200 \text{ руб.}$$

### 7.5 Расчет амортизационных издержек

Амортизация - это постепенный перевод стоимости основных средств (инвестиций) в продукт или работу (услугу), произведенную с вашей помощью.

Целью амортизации является накопление финансовых ресурсов для возмещения использованных основных средств (физического износа, морального износа, экологического износа и т. Д.).

Амортизация - денежное выражение стоимости основных средств в себестоимости продукции.

Амортизационные расходы определяются из отношения капитальных вложений к сроку службы оборудования:

$$И_{\text{ам}} = \alpha_{\text{ам}} \cdot K_{\text{сумм}}; \quad (98)$$

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

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию:

$$\alpha_{\text{ам}} = \frac{1}{T_{\text{сл}}}; \quad (99)$$

где  $T_{\text{сл}}$  – срок службы релейной защиты,  $T_{\text{сл}} = 20 \text{ лет}$ . [19]

Для электромеханических и микропроцессорных устройств PЗ принимаем  $T_{\text{сл}} = 20 \text{ лет}$ .

$$\alpha_{\text{ам}} = \frac{1}{20} = 0,05 \text{ о.е.};$$

Тогда издержки на амортизацию равны:

$$I_{\text{ам}} = 0,05 \cdot 5621500 = 281075 \text{ руб.}$$

### 7.6 Возмещение затрат на электроэнергию

Возмещение затрат на электроэнергию  $I_W$ , потребляемую устройствами РЗ определяется по следующей формуле:

$$I_W = W \cdot T_{\text{Э}}; \quad (100)$$

где  $W$  – электроэнергия, потребляемая устройствами РЗ за год,  $\text{кВт}\cdot\text{ч}$ ;  
 $T_{\text{Э}}$  – тарифная цена электроэнергии для  $110 \text{ кВ}$ ,  $T_{\text{Э}} = 1.68 \text{ руб./}(\text{кВт}\cdot\text{ч})$ .

$$W = P_{\text{потр}} \cdot T_{\text{год}}; \quad (101)$$

где  $P_{\text{потр}}$  – активная мощность потребляемая устройствами РЗ;

$$P_{\text{потр}} = 4 \cdot 10^{-2} \text{ кВт};$$

$T_{\text{год}}$  – период одного года, ч.

Для электромеханических устройств РЗ:

$$W = 4 \cdot 10^{-2} \cdot 8760 = 350 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

Получаем следующее возмещение затрат на электроэнергию:

$$I_W = 350 \cdot 1.68 = 588 \text{ руб.}$$

### 7.7 Прочие расходы

Прочие расходы определяются с учетом рассчитанных выше издержек:

$$I_{\text{пр}} = 0,3 \cdot (I_{\text{экс}} + I_{\text{ам}} + I_W) + 0,03 \cdot K_{\text{сумм}}; \quad (102)$$



$$I_{\text{пр}} = 0,3 \cdot (187200 + 281075 + 588) + 0,03 \cdot 5621500 = 309300 \text{ руб.}$$

Определим суммарные издержки по следующему выражению:

$$\Sigma I = I_{\text{экс}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{w}} + I_{\text{пр}}; \quad (103)$$

$$\Sigma I = 187200 + 281075 + 588 + 309300 = 778163 \text{ руб.}$$

Результаты расчёта для микропроцессорных РЗ сведены в таблицу 17.

Таблица 18 – Издержки для устройств релейной защиты

Издержки, тыс.руб.	Микропроцессорные РЗ
$I_{\text{экс}}$	187200
$I_{\text{ам}}$	281075
$I_{\text{w}}$	588
$I_{\text{пр}}$	309300
$\Sigma I$	778163

### 7.8 Расчет ущерба

Ущерб, связанный с прерыванием электроснабжения потребителей, делится на прямой и дополнительный в зависимости от выражения. Непосредственный ущерб - из-за отказа технологического процесса, брака продукции, повреждения сырья и материалов, выхода из строя и снижения стоимости обслуживания оборудования, ухудшения технико-экономических показателей технологического процесса, увеличения материальных, трудовых и энергетических затрат на единицу продукции, простоев тех, кто задействован в техно-

логии Кадровые процессы и т. Д. Дополнительный ущерб - из-за нехватки товара. В зависимости от отрасли и характера производства во время отключений электроэнергии могут возникать оба типа повреждений или только один или их часть. Поэтому ущерб обычно делится на повреждение в топливной системе (повреждение системы) и ущерб потребителям.

Системный ущерб рассчитываем только по защищаемому оборудованию, то есть по линии:

$$Y_{ВЛ} = K_{ВЛ} \cdot q_{ВЛ} \cdot \frac{l_{ВЛ}}{100}; \quad (104)$$

где  $q_{ВЛ}$  – вероятность выхода из строя линии электропередачи;

$l_{ВЛ}$  – длина линии электропередач, км;

$K_{ВЛ}$  – капиталовложения на сооружения ЛЭП, определяются по следующей формуле:

$$K_{ВЛ} = (K_0 \cdot L_{ЛЭП} + Z_{П} \cdot L_{ЛЭП}) \cdot K_n; \quad (105)$$

где  $K_0$  – удельные капиталовложения на строительство одного километра ВЛ, руб./км ( $K110.2.95 = 64000$  руб./км);

$L_{ЛЭП}$  – длина трассы, км;

$Z_{П}$  - затраты на вырубку просеки, руб./км;

$K_n$  – переводной коэффициент.

Вероятность выхода из строя линии электропередач:

$$q_{ВЛ} = \frac{\omega_{ВЛ} \cdot t_B}{8760}; \quad (106)$$

где  $\omega_{ВЛ}$  – средняя частота отказов,  $\omega_{ВЛ} = 0,832$  [Китушин, с.226, табл. П1.4];

$t_B$  – среднее время восстановления,  $t_B = 14$  ч [Китушин, с.226, табл. П1.4].

$$q_{ВЛ} = \frac{0,832 \cdot 14}{8760} = 1,33 \cdot 10^{-3} \text{ о.е.};$$

Тогда системный ущерб:

$$Y_{ВЛ} = 96167500 \cdot 1,33 \cdot \frac{18}{100} = 23022500 \text{ руб.}$$

Основной ущерб (прямой ущерб) потребителю рассчитывается по формуле:

$$Y_{осн} = Y_0 \cdot \Delta W_{нед}; \quad (107)$$

$$Y_{осн} = 1,5 \cdot 21600 = 32400 \text{ о.е.}$$

где  $Y_0$  – средняя величина удельного основного ущерба для отраслей народного хозяйства  $Y_0 = 1,5$  [Китушин, с.234, табл. П 2.1];

$\Delta W_{нед}$  – количество недоотпущенной электроэнергии.

$$\Delta W_{нед} = P_{деф} \cdot K_n \cdot T_r; \quad (108)$$

$$\Delta W_{нед} = 8960 \cdot 2,754 \cdot 10^{-4} \cdot 8760 = 21600, \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

где  $P_{деф}$  – дефицитная мощность;

$K_n$  – коэффициент простоя системы  $K_n = 2,754 \cdot 10^{-4}$  часов/год;

$T_2$  – период одного года.

$$P_{\text{деф}} = K_3 \cdot S_{\text{Тном}} \cdot \cos\varphi, \text{ кВт}; \quad (109)$$

$$P_{\text{деф}} = 0,7 \cdot 16 \cdot 0,8 \cdot 10^3 = 8960, \text{ кВт}.$$

где  $K_3$  - коэффициент загрузки силового трансформатора;

$S_{\text{Тном}}$  - мощность силового трансформатора, МВА.

Ущерб внезапности равен:

$$Y_{\text{ВН}} = Y_{\text{вн}} \cdot P_{\text{деф}}; \quad (110)$$

где  $P_{\text{деф}}$  – дефицитная мощность;

$Y_{\text{вн}}$  – удельная величина ущерба при полном отключении [8, с.234, табл.

П 2.1].  $Y_{\text{вн}} = 0,15$ .

$$Y_{\text{ВН}} = 0,15 \cdot 8960 = 1344, \text{ у.е.}$$

Суммарный ущерб потребителю рассчитывается по формуле:

$$Y_{\Sigma} = Y_{\text{осн}} + Y_{\text{ВН}}; \quad (111)$$

$$Y_{\Sigma} = 32400 + 1344 = 33750 \text{ у.е.}$$

Переведем условные единицы в рубли, коэффициент перевода 55.

$$Y_{\Sigma} = 33750 \cdot 55 = 1856250 \text{ руб.}$$

Производим расчет стоимостной оценки результатов деятельности объекта, объема реализованной продукции в год:

$$O_{\text{pt}} = (-Y_{\Sigma} + \Sigma Y_{\text{ВЛ}}); \quad (112)$$

где  $Y_{\Sigma}$  - ущерб по недоотпуску электрической энергии потребителю.

$\Sigma Y_{ВЛ}$  - прямой ущерб при выходе из рабочего состояния ВЛ при отсутствии средств РЗ и А;

$$O_{pt} = (-1856250 + 23022500) = 21166250 \text{ руб.}$$

### 7.9 Чистый дисконтированный доход

Чистая приведенная стоимость представляет собой сумму дисконтированных в любое время поступлений и платежей, возникших в результате продажи инвестиционного объекта.

Чистая приведенная стоимость относится к интегрированным (динамическим) критериям оценки экономической эффективности инвестиций и оперирует с показателями объектов, спроектированных на годы расчетного периода, с учетом фактора времени.

Чистая приведенная стоимость рассчитывается путем дисконтирования чистого денежного потока  $\mathcal{E}_t$ , который определяется как разница между притоком и оттоком денежных средств (без учета источников финансирования):

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_{\text{экт}} - I_{\text{прт}} - I_{\text{вт}} - H_t - K_{\text{рзт}}; \quad (113)$$

где  $H_t$  – налог на прибыль.

$$H_t = (O_{pt} - I_{\text{экт}} - I_{\text{амт}} - I_{\text{вт}} - I_{\text{прт}}) \cdot 0,24; \quad (114)$$

$$H_t = (21166 - 187.2 - 281.1 - 0.588 - 309.3) \cdot 0,24 \cdot 10^3 = 48930100 \text{ руб}$$

Сумма дисконтированных чистых денежных потоков представляет собой чистую приведенную стоимость (ЧДД) или чистую приведенную стоимость, определяемую следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \left[ \mathcal{E}_t \cdot \left( \frac{1}{1+E} \right)^t \right]; \quad (115)$$

где  $T_p$  – расчетный период,  $T_p = 20$  лет; [19]

$E$  – норматив дисконтирования,  $E = 0,0825$  о.е. [8]

Рассчитаем чистый дисконтированный доход для нулевого года, т.е при  $t=0$ , для последующих лет занесем в таблицу 15.

$$\text{ЧДД}_t = (\text{O}_{\text{пт}} - \text{И}_{\text{экт}} - \text{И}_{\text{пт}} - \text{И}_{\text{вт}} - \text{Н}_t - \text{K}_{\text{рзт}}) \cdot \left( \frac{1}{1+E} \right)^t; \quad (116)$$

При  $t=0$  получаем:

$$\text{И}_{\text{экс0}} = 0 \text{ тыс. руб.};$$

$$\text{И}_{\text{ам0}} = 0 \text{ тыс. руб.};$$

$$\text{O}_{\text{р0}} = 0 \text{ тыс. руб.};$$

$$\text{Н}_0 = (\text{O}_{\text{р0}} - \text{И}_{\text{экс0}} - \text{И}_{\text{ам0}} - \text{И}_{\text{вт}} - \text{И}_{\text{пт}}) \cdot 0,24; \quad (117)$$

$$\text{Н}_0 = (0 - 0 - 0 - 0,588 - 309,3) \cdot 0,24 = -74400 \text{ тыс. руб.};$$

$$\text{ЧДД}_0 = (0 - 0 - 309,3 - 0,588 - (-74,4) - 1850) \cdot \left( \frac{1}{1+0,0825} \right)^0 = -2086000 \text{ руб.}$$

Чистый дисконтированный доход посчитаем для эксплуатации подстанции в течении 20 лет.

Данные вычисления необходимы для определения срока окупаемости проектируемой подстанции Лопча и магистральной воздушной линии 220 кВ.

Расчет чистого дисконтированного дохода для проектировании воздушной линии сведен в таблицу 19.

Таблица 19 – Чистый дисконтированный доход в тыс. руб

Год	ЧДД	год	ЧДД	год	ЧДД
1	2	3	4	5	6
0	-2086	7	12020	14	6899
1	19340	8	11100	15	6373
2	17860	9	10250	16	5888
3	16500	10	9473	17	5439
4	15240	11	8751	18	5024
5	14080	12	8084	19	4641
6	13010	13	7468	20	4288

Чтобы создать жизненный цикл проекта для электромеханических устройств для электронного оборудования, необходимо рассчитать чистую прибыль, дисконтированную от накопленной стоимости, и записать данные в таблицу 20.

Таблица 20 – Чистый дисконтированный доход с нарастающим итогом

<i>год</i>	<i>ЧДД<sub>Σ</sub></i>	<i>год</i>	<i>ЧДД<sub>Σ</sub></i>	<i>год</i>	<i>ЧДД<sub>Σ</sub></i>
<i>0</i>	<i>-2086</i>	<i>7</i>	<i>13639</i>	<i>14</i>	<i>23852</i>
<i>1</i>	<i>-967</i>	<i>8</i>	<i>15467</i>	<i>15</i>	<i>24901</i>
<i>2</i>	<i>1974</i>	<i>9</i>	<i>17155</i>	<i>16</i>	<i>25871</i>
<i>3</i>	<i>4691</i>	<i>10</i>	<i>18715</i>	<i>17</i>	<i>26761</i>
<i>4</i>	<i>7201</i>	<i>11</i>	<i>20155</i>	<i>18</i>	<i>27588</i>
<i>5</i>	<i>9519</i>	<i>12</i>	<i>21486</i>	<i>19</i>	<i>28352</i>
<i>6</i>	<i>11661</i>	<i>13</i>	<i>22716</i>	<i>20</i>	<i>29040</i>

Критерием финансовой эффективности вложений в инвестиционный проект будет являться условие  $ЧДД > 0$ ; значит доход инвестиций превышает собственную величину среднего норматива дисконтирования (или усреднённой стоимости капитала). Для того, чтобы определить эффективность инвестиционного проекта построим график жизненного цикла (рисунок 9).

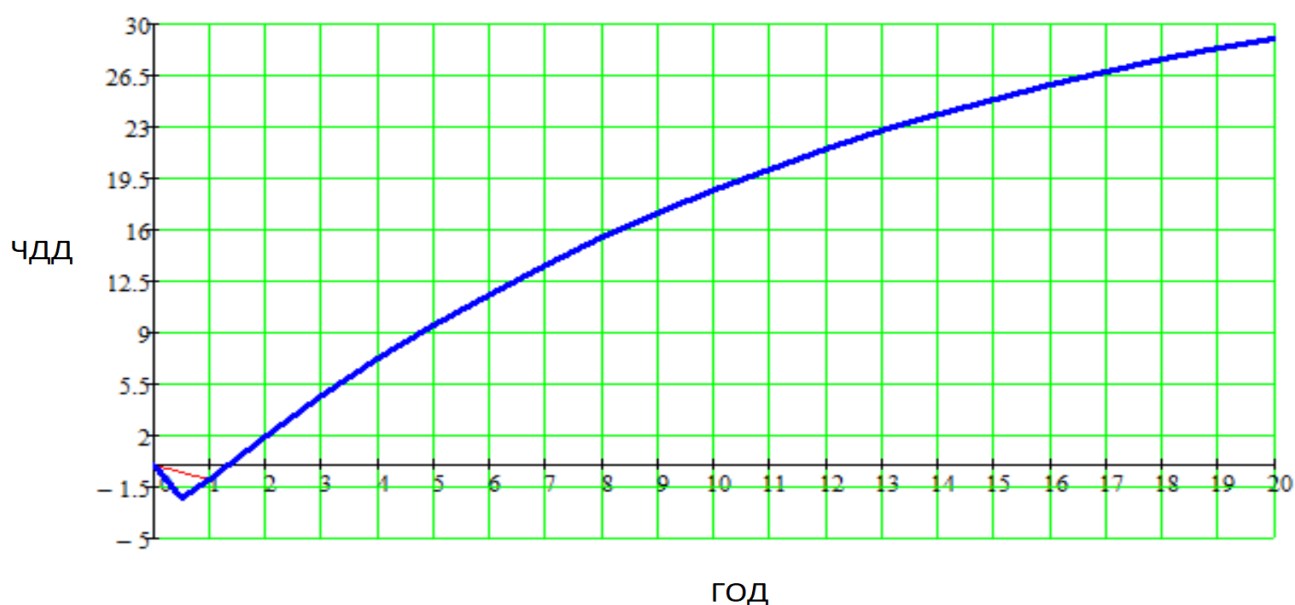


Рисунок 9 – Жизненный цикл проекта для микропроцессорных устройств РЗ

Из приведенного выше графика построенного на основе вычислений приведённых в таблице, видно, что срок окупаемости выбранных устройств релейной защиты составляет примерно *1,5 года*. Делаем вывод что, применение устройств релейной защиты эффективно.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложен проект проектирования релейной защиты и автоматики воздушной магистральной линии напряжением 220 кВ подстанции «Лопча» в Амурской области.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы была рассмотрена климатическая характеристика проектируемой линии и территориальные особенности.

Выполнен расчет токов короткого замыкания.

Произведен расчет и проверка основного оборудования на ОРУ 220 кВ ПС «Лопча».

Выбранное оборудование на подстанции:

- выключатели;
- разъединители;
- трансформаторы тока;
- трансформаторы напряжения;
- ОПН.

Защита линий выполнена на базе микропроцессорных терминалов фирмы «ЭКРА». Осуществлен расчет уставок срабатывания, определены коэффициенты чувствительности и время срабатывания для каждой каждой ступени защит. Подробно была изучена схема микропроцессорных терминалов БЭ 2607 081, БЭ 2607 011021.

Релейная защита линии 220 кВ включает в себя:

- дистанционную защиту линии;
- токовую защиту нулевой последовательности;
- устройство резервирования при отказе выключателя;
- автоматическое повторное включение.

Была разработана схема распределительных устройств на напряжение 220 кВ.

Была посчитана молниезащита подстанции, а также ее заземление.

Выполнена экономическая оценка эффективности и финансовой состоятельности инвестиций проекта реконструкции релейной защиты воздушной линии 220 кВ ПС «Лопча».

Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при производстве работ в устройствах релейной защиты, телемеханики и связи, вопросы охраны окружающей среды. Так же был выполнен расчет СЗЗ электрического поля под ней, создаваемый воздушной линией.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Акимов Е.Г. Аппараты защиты. Том 3. Реакторы / Е.Г. Акимов, Е.Ф. Галтеева. – М.: Информэлектро, 2009. – 84 с.

2 Александров Г.Н. Режимы работы воздушных линий электропередачи: учеб. пособие / Г.Н. Александров. – СПб.: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2011. – 139 с.

3 Александров Г.Н. Установки сверхвысокого напряжения и охрана окружающей среды: учеб. пособие / Г.Н. Александров. – Л.: Энергоатомиздат, 2013. – 360 с.

4 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей ВУЗов: учеб. пособие / В.М. Блок, Г.К. Обушев [и др.]; под ред. В.М. Блок. – 2-е изд. – М.: «Высшая школа», 2010. – 383 с.

5 Долин П. А. Основы техники безопасности в электроустановках: учеб. пособие для вузов / П.А. Долин. – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 188 с.

6 Дьяков А.Ф. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем: учеб. пособие / А.Ф. Дьяков, В.В. Платонов. – М.: Издательство МЭИ, 2012. – 247 с.

7 Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы.: учеб. пособие / В.Г. Китушин. – Н.: Издательство НГТУ, 2012. – 256 с.

8 Кожевников Н.Н. Практические рекомендации по использованию методов оценки экономической эффективности инвестиций в энергосбережение / Н.Н. Кожевников, Н.С. Чинакаева, Е.В. Чернова. – М.: Издательство МЭИ, 2010. – 132 с.

9 Крючков И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие / И.П. Крючков, В.Н. Неклепаев [и др.]; под ред. И.П. Крючкова. – 2-е изд. – М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 416 с.

10 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 276 с.

11 Панин В.Ф. Методические указания по курсу «Безопасность жизнедеятельности» / В.Ф.Панин [и др.] – Т.: Издательство ТПУ, 2013. – 48 с.

12 Поспелов Г.Е. электрические системы и сети: проектирование / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: «Высшая школа», 2015. – 308 с.

13 Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е изд. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2015. – 488 с.

14 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство «ЭНАС», 2010. – 154 с.

15 РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений / под ред. Н.Н. Тиходева. – 2-е изд. – СПб.: Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2014. – 353 с.

16 Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2012. – 648 с.

17 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110 - 750 кВ. – М.: Энергия, 2011. – 152 с.

18 Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / ред. И.А. Баумштейн, М.В. Хомякова. – М.: «Энергия», 2010. – 568 с.

19 Судаков Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов.: учеб. пособие / Г.В. Судаков, Е.А. Галушко. – Б.: АмГУ, 2010. – 187 с.

20 Техника безопасности в электроэнергетических установках: Справочное пособие / ред. П.А. Долин. – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 286 с.

21 Электротехнический справочник: В 4 т. Т.2. Электротехнические изделия и устройства / под общ. ред. В.Г. Герасимова [и др.]. – 8-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2012. – 518 с.

22 Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / ред. В.Г. Герасимова [и др.]. – 8-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2013. – 964 с.

23 Методические указания по выбору параметров срабатывания дифференциально-фазной и высокочастотной микропроцессорных защит сетей 110 кВ и выше, производства ООО НПП «ЭКРА». – М.: ФСК ЕЭС, 2010. – 12 с.

24 Шкаф основной высокочастотной защиты линии типа ШЭ2607 081. – М.: ЭКРА, 2010. – 152 с.

25 Шкаф защиты линии и автоматики управления линейным выключателем типов ШЭ2607 011021, ШЭ2607 012021. Руководство по эксплуатации ЭКРА.656453.022 РЭ. – М.: ЭКРА, 2010. – 155 с.