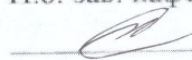


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

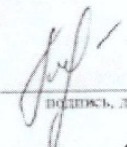
И.о. зав. кафедрой

  
\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« 25 » 06 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование подстанции Авангард для организации внешнего электроснабжения ООО «Джей Джи Си Эвергрин» в городе Хабаровск

Исполнитель  
студент группы 642-узб

  
\_\_\_\_\_ подпись, дата


К.А. Горлач

Руководитель  
доцент, канд.техн.наук

  
\_\_\_\_\_ подпись, дата

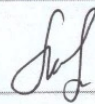
А.Н. Козлов

Консультант по  
безопасности и  
экологичности  
доцент, канд.техн.наук

  
\_\_\_\_\_ 22.06.2020 подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
ст. преподаватель

  
\_\_\_\_\_ 22.06.2020 подпись, дата

Л.А. Мясоедова


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

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина  
« 14 » 04 2020 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Горлач Марины Андреевны  
1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование подстанции Авангард для организации внешнего электроснабжения нагрузок ООО «Джей Джи Си Эвергрин» в городе Хабаровск.

(утверждено приказом от 23.03.2020 № 675-уч)

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

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: технические данные оборудования, однолинейная схема сети, данные контрольного замера \_\_\_\_\_

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Расчет электрических нагрузок, выбор оборудования, расчет токов короткого замыкания, безопасность жизнедеятельности, расчет экономических показателей


5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 2 таблицы

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Консультант по безопасности и экологичности доцент, канд. техн. наук А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 14.04.2020 г. \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов Александр Николаевич  
доцент, канд. техн. наук \_\_\_\_\_

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

Задание принял к исполнению (дата): 14.04.2020 г.  \_\_\_\_\_

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 100 страниц, 12 рисунков, 23 таблицы, 84 формулы, 21 источник, 2 приложения.

ЭЛЕКТОРОСНАБЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ЗАЩИТА ОБОРУДОВАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ЗАЗЕМЛЯЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, МОЛНИЕЗАЩИТА, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ НЕЛИНЕЙНЫЙ.

В данной работе рассмотрен вариант подключения подстанции «Авангард» к сетям 110 кВ Дальневосточной распределительной сетевой компании. Определён тип распределительного устройства высокого и низкого напряжения для питания всех потребителей.

Для правильного выбора оборудования на подстанции «Авангард» предварительно выполнен расчет токов короткого замыкания во всех характерных точках. Выбранное оборудование прошло проверку по условиям протекания токов короткого замыкания и номинальных токов. После подключения подстанции произведён расчёт всех основных режимов работы, в частности нормального и послеаварийного. Также выполнен расчет заземляющего устройства и системы молниезащиты для рассматриваемого оборудования. Выполнены расчеты в области экономики, а также в области охраны окружающей среды и безопасности обслуживающего персонала.

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматическое включение резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВВ – выключатель высоковольтный;

КЗ – короткое замыкание;

ПС – подстанция;

КУ – компенсирующее устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Климатическая характеристика района размещения потребителя	9
2 Описание технологического процесса и потребителей тепличного комбината	10
3 Расчет вероятностных характеристик нагрузки	13
4 Определение рационального напряжения ВЛ для питания ПС «Авангард»	15
5 Выбор числа и мощности трансформаторов ПС «Авангард»	17
6 Выбор схемы подключения ПС «Авангард» к системе внешнего электрообеспечения	20
6.1 Выбор конструкции РУ ПС «Авангард»	20
7 Расчет сечения питающей ВЛ	23
8 Расчет и анализ режимов	25
8.1 Расчет режима максимальных нагрузок	25
8.2 Расчет послеаварийного режима	29
9 Расчет токов короткого замыкания	32
10 Выбор оборудования ПС «Авангард»	38
10.1 Выбор выключателей 110 кВ	39
10.2 Выбор выключателей на стороне 6 кВ	40
10.3 Выбор разъединителей 110 кВ	41
10.4 Выбор высокочастотного заградителя связи	41
10.5 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 110 кВ	42
10.6 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 6 кВ	43
10.7 Выбор трансформаторов тока	44
10.8 Выбор трансформаторов напряжения	46
10.9 Выбор трансформатора собственных нужд	48
10.10 Выбор жестких шин на напряжении 110 кВ	48
10.11 Выбор жестких шин на напряжении 6 кВ	49

10.12 Выбор опорных изоляторов	50
11 Защита от прямых ударов молнии на ПС «Авангард»	52
12 Расчет сети заземления на ПС «Авангард»	54
13 Оценка надежности схемы РУ 110 кВ	57
14 Микропроцессорная защита присоединений 6 кВ	61
15 Экономическая часть	64
15.1 Юридический статус проектируемого объекта	64
15.2 Жизненный цикл объекта	64
15.3 Затраты на реализацию проекта	64
15.4 Расчет издержек	66
16 Безопасность и экологичность	67
16.1 Безопасность	67
16.2 Экологичность	71
16.3 Чрезвычайные ситуации	73
17 Дуговая защита шин	77
18 АИИСКУЭ	81
19 Устройства резервирования при отказе выключателя	83
20 Блок микропроцессорной защиты	85
Заключение	98
Библиографический список	99
Приложение А Расчет режима максимальных нагрузок	101
Приложение Б Расчет послеаварийного режима	102

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время производство сельскохозяйственной продукции непосредственно рядом с рынком сбыта является залогом успешного бизнеса, в связи с этим в Хабаровском крае компанией «Джей Джи Си Эвергрин» выполняется строительство тепличного комплекса для выпуска указанной продукции. Такой объект, как и большинство сельскохозяйственных является ответственным потребителем электрической энергии и нуждается в качественном ее источнике. В связи с этим существует необходимость в организации качественной и надежной системы внешнего электроснабжения, в частности понизительной подстанции «Авангард».

В представленной работе выполнена разработка одного из вариантов развития систем электроснабжения номинальным напряжением 110 кВ расположенной в Хабаровском крае при подключении подстанции «Авангард» к сетям ДРСК, работа рассматривает подключение подстанции, а также строительство воздушной линии для питания указанного объекта.

Актуальность работы заключается в том, что существует в данном регионе необходимость ввода в работу нового потребителя - тепличного комбината при этом произойдет повышение уровня жизни населения а также различные налоговые отчисления в существующей бюджет при реализации проекта также будет создано значительное количество рабочих мест что благоприятно скажется на данном регионе.

Целью работы является, разработка наиболее оптимального варианта который бы учитывал все необходимые требования которые предъявляются к такого рода проектам в частности по качеству надежности и экономичности.

В работе рассматривается выполнение значительного объема задач, такого как расчет номинального напряжения при подключении подстанции в «Авангард» сетям ДРСК, так же выполнялись задачи по определению

схемы распределительного устройства и номинальной мощности трансформаторов. При вводе работу данного объекта необходимо будет выбрать различное электротехническое оборудование, измерительное оборудование. Также неотъемлемой частью такого проекта является определение мер безопасности с точки зрения охраны окружающей среды и защиты персонала при работе в электроустановках.

В процессе выполнения данного проекта ожидаются следующие результаты: это определение величины капиталовложений для реализации данного проекта также определение таких параметров как эксплуатационные издержки а также амортизационные отчисления в течение года эксплуатации нового оборудования, должны быть также получены технические данные о необходимом электротехническом оборудовании а также об уровнях токов короткого замыкания.

При выполненной указанной работы были использованы такие программы как Word, Excel, Visio. Mat soft: Mathcad.



## 1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЯ

Основные климатические данные необходимые для выполнения данной работы представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия района проектирования

Климатические условия	Величина
Район по ветру	II
Нормативная скорость ветра	29 (м/сек)
Район по гололеду	II
Нормативная стенка гололеда	15 (мм)
Низшая температура воздуха	-54 (°C)
Среднегодовая температура воздуха	0 (°C)
Высшая температура воздуха	40 (°C)
Число грозных часов в год	88
Вес снежного покрова,	50 (кг/м <sup>2</sup> )
Температура гололедообразования	-10 (°C)
Нормативная глубина промерзания грунтов	3(м)
Сейсмичность района	6 (балл.)

Указанные данные применяются в дальнейшем при выборе основного линейного и подстанционного оборудования

## 2 ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА И ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛИЧНОГО КОМБИНАТА

«Холодный домик» является основой теплицы промышленного типа, выполняющей целый ряд функций, обеспечивающих защиту растений в условиях воздействия неблагоприятных климатических факторов, создание благоприятного для растений микроклимата, установку и работу инженерно-технологических систем, надежную эксплуатацию всего сооружения в целом на весь период службы.

Промышленные теплицы представляют собой быстровозводимые многопролетные сооружения. Ширина пролёта может быть 9,6м, 8м. Шаг стоек 4м, высота стойки 5м. Теплица представляет собой сборную фахверковую конструкцию, собираемую из стальных и алюминиевых элементов полной заводской готовности, и состоящую конструктивно из несущих стоек, ферм с параллельными поясами, прогонов, водосборных лотков (являются силовыми элементами конструкции), распорных стропильных элементов крыши, а также элементов жесткости.

Описание объектов тепличного комплекса:

- 1) Блок теплиц - «Холодный домик»
- 2) Производственно - бытовой блок, включает в себя несколько зон:
  - А) Зона бытовых помещений;
  - Б) Зона административных помещений;
  - В) Зона технологического оборудования;
  - Г) Зона помещений оперативного и дежурного персонала;
  - Д) Зона вспомогательных площадей (для размещения помещений переработки и сортировки продукции, хранения готовой продукции, хранения средств малой механизации);
  - Е) Зона теплоэнергетического оборудования (Теплоэнергетический пункт).
- 3) Склад аварийного топлива теплоэнергетического пункта.

4) Здание склада удобрений, агро -материалов и материального склада.

5) Здание контрольно- пропускного пункта.

Рассмотрим подробно различные технологические системы, которые применяются в данном процессе:

*Система форточной вентиляции:* форточная вентиляция теплиц предназначена для обеспечения естественного воздухообмена замкнутого объёма теплиц с наружным пространством через вентиляционные проёмы в кровельной части свето-прозрачного ограждения. Все расположенные на кровле вентиляционные фрамуги могут открываться и закрываться дистанционно и автоматически. Система позволяет качественно управлять технологическими процессами поддержания микроклимата в теплице.

*Система теплозащитного и светоотражающего шторного экрана (система зашторивания)* система горизонтального теплозащитного и светоотражающего шторного экрана предназначена для создания затенения в теплицах при интенсивной (избыточной) солнечной радиации в весенне-летний период, а также для сохранения тепла в ночное время и периоды с наиболее низкой наружной температурой.

*Система отопления блока теплиц:* система отопления предназначена для поддержания температурного режима в объёме теплицы, в соответствии с технологическими требованиями. Обогрев теплицы осуществляется многоконтурной системой отопления.

*Система капельного полива:* система капельного питания предназначена для приготовления и подачи питательного раствора минеральных удобрений к растениям, выращиваемым по методу малообъемной технологии на органических и неорганических субстратах.

*Система электродосвечивания растений:* система электродосвечивания растений предназначена для поддержания требуемого уровня освещенности в отделениях, с учетом уровня внешней солнечной радиации и времени суток, особенно в осеннее — зимний период. Как

показала практика, оптимальный режим составляет 10 000 люкс/м<sup>2</sup> при 18-20 часовом суточном периоде.

Рассмотрим основных потребителей электрической энергии в данном технологическом процессе: наибольшее электропотребление составляет освещение и доосвещение теплиц, около 36% установленной мощности, 32,7% потребляют насосы, 17% составляют вентиляция теплиц, 10% расходуется электроприводом и на нагрев, 3% составляет сварочное оборудование.

По роду тока в нагрузке в основном имеются трехфазные потребители напряжением 380 В небольшую часть занимают однофазные электроприемники [1]

### 3 РАСЧЕТ ВЕРОЯТНОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК НАГРУЗКИ

В данном разделе проводим расчет максимальной активной, реактивной мощности нагрузки потребителей тепличного комбината. Для определения основных вероятностных характеристик нагрузки используем формулу удельного расхода электрической энергии на выпуск единицы продукции (в данном случае рассматривается выращивание плодово-овощной продукции) [1]:

$$P_{cp} = W \cdot S \quad (1)$$

где  $W$  – удельная мощность нагрузки, приходящаяся на единицу площади промышленного предприятия (МВт×Га).

$S$  – площадь предприятия (согласно исходных данных для проектирования составляет 10,3 Га)

$$P_{cp} = 0,61 \cdot 10,3 = 6,28 \text{ (МВт)}$$

Значение расчетной реактивной мощности:

$$Q_p = P_{cp} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (2)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  – коэффициент мощности для указанного согласно справочным данным [3].

$$Q_p = 6,28 \cdot 0,43 = 2,71 \text{ (Мвар)}$$

Максимальная мощность нагрузки определяется через коэффициент максимума нагрузки согласно графику нагрузки данного потребителя, составляет 1,1)

$$P_m = P_{cp} \cdot K_m \quad (3)$$

$$P_m = 6,28 \cdot 1,1 = 6,91(\text{МВт})$$

Максимальная реактивная мощность

$$Q_m = Q_{cp} \cdot K_m \tag{4}$$

$$Q_m = 2,71 \cdot 1,1 = 2,98(\text{Мвар})$$

Полученные данные будут использованы в дальнейшем

#### 4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАЦИОНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ВЛ ДЛЯ ПИТАНИЯ ПС «АВАНГАРД»

Питающая воздушная линия для ПС «Авангард» на этапе проектирования должна быть проверена на рациональное напряжение, при этом необходимо знать такие параметры как максимальная передаваемая мощность по одной цепи ВЛ и расстояние на которое эта мощность будет передаваться, в данном случае, потребитель в частности тепличный комбинат расположен рядом с проходящей ВЛ ХТЭЦ-1 - ПС «Горький» номинальным напряжением 110 кВ и наиболее оптимальным вариантом является подключение ПС «Авангард» от этой ВЛ. Рациональное напряжение для подключения ПС «Авангард» в таком случае не должно превышать указанный уровень напряжения ВЛ, иначе необходимо рассматривать другой вариант подключения.

В данной работе рациональное напряжение ВЛ определяется по универсальной формуле Г.А. Илларионова [3]:

$$U_{РАЦ} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_m}}} \quad (5)$$

где  $U_{РАЦ}$  – рациональное напряжение передачи мощности  $P_m$  по линии длиной  $L$ .

Расстояние от ПС «Авангард» до предполагаемого места подключения составит 6,0 км, определяем рациональное напряжение ВЛ (ВЛ имеет двух цепное исполнение):

$$U_{РАЦ} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{6,0} + \frac{2500}{0,5 \cdot 6,91}}} = 39,4 \text{ (кВ)}$$

Расчетное значение значительно превышает номинал в 35 кВ следовательно применение такого номинального напряжения не рекомендуется, это будет приводить к высоким потерям электрической энергии и значительным потерям напряжения на шинах потребителя, следовательно делаем вывод о том что данный потребитель в частности ПС «Авангард» должна подключаться на уровне номинального напряжения 110 кВ, что возможно сделать благодаря проходящей неподалеку ВЛ таким же номинальным напряжением.



## 5 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПС «АВАНГАРД»

Исходя из категории электроснабжения потребителей тепличного комбината в частности, это вторая категория, на подстанции «Авангард» должно быть использовано два независимых источника питания которые в свою очередь представляют собой две секции шин 6 кВ, получающих питание от различных трансформаторов, то есть на подстанции должно быть установлено два силовых трансформатора получающих питание от двух-цепной ВЛ напряжением 110 кВ, каждый трансформатор должен получать питание от своей отдельной цепи для повышения надежности электроснабжения. В данном разделе будет выполняться определение номинальной мощности силового трансформатора для питания потребителей комбината, то есть подстанций «Авангард» при этом должна использоваться средняя активная мощность и реактивная мощность нагрузки.

Расчетная мощность [1]:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{n_T \cdot K_3^{opt}} \quad (6)$$

где  $S_p$  – расчётная мощность трансформатора (МВА);

$P_{cp}$  – средняя активная мощность (МВт);

$Q_{неск}$  – нескомпенсированная реактивная мощность (Мвар);

$n_T$  – количество трансформаторов;

$K_3^{opt}$  – оптимальный коэффициент загрузки.

Проверка выбранного трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме [2]:

$$K_H = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{n_T \cdot S_{\text{ном}}} \quad (7)$$

$$K_A = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{\text{ном}}} \quad (8)$$

Определяем расчетную мощность трансформаторов устанавливаемых на подстанции «Авангард»:

$$S_p = \frac{\sqrt{6,28^2 + 2,71^2}}{2 \cdot 0,7} = 4,89 \text{ (кВА)}$$

Используя полученные данные принимаем тип трансформатора ТМН 6300/110/6, технические данные представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Технические характеристики принятого типа трансформатора

ТМН 6300/110/6	
Номинальное напряжение	110/6 кВ
Номинальная мощность	6300 кВА
Наличие устройства регулирования напряжения под нагрузкой	
Потери холостого хода	10 кВт
Потери короткого замыкания	44 кВт
Напряжение короткого замыкания	10,5 %
Ток холостого хода	1,0%

Расчет коэффициентов загрузки:

$$K_H = \frac{\sqrt{6,28^2 + 2,71^2}}{2 \cdot 6,3} = 0,54$$

$$K_A = \frac{\sqrt{6,28^2 + 2,71^2}}{6,3} = 1,08$$

Коэффициент загрузки силового трансформатора имеет очень важное значение он представляет собой ту величину нагрузки которую берет на

себя трансформатор, при этом для двух-трансформаторной подстанции в нормальном режиме он не должен превышать 0,7, на подстанциях существуют после-аварийные режимы при этом происходит отключение одного трансформатора, в таком случае коэффициент загрузки не должен превышать 1,4. Судя по полученным данным о фактических коэффициентах загрузки в нормальном и после аварийном режиме можно сделать вывод о том что трансформаторы справляются с нагрузкой, в обоих этих режимах перегрузка не происходит, а в после-аварийном режиме она не превышает нормированного значения

## 6 ВЫБОР СХЕМЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПС «АВАНГАРД» К СИСТЕМЕ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.

Как указывалось ранее предполагаемая схема подключения ПС «Авангард» к сетям ДРСК осуществляется путем отпайки от проходящей рядом ВЛ 110 кВ «ХТЭЦ-1» - ПС «Горький», этот тип подключения определяет тип РУВН - «двойной блок линия трансформатор с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой в цепях линий»

### 6.1 Выбор конструкции РУ ПС «Авангард»

Принятая принципиальная однолинейная схема подстанции «Авангард» согласно принятому типу подключения представлена на рисунке 1.

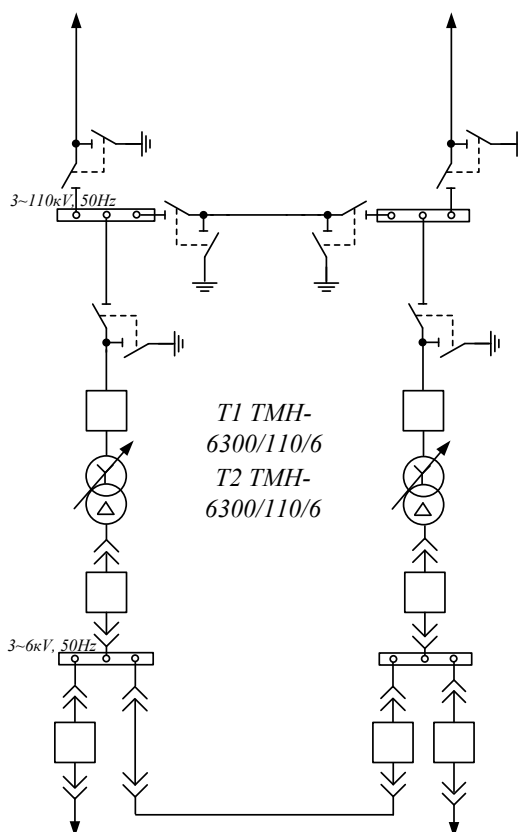


Рисунок 1 – Однолинейная схема подстанции «Авангард»

Распределительное устройство высокого напряжения на подстанции «Авангард» отвечает всем предъявляемым к нему требованиям по надежности и безопасности обслуживания со стороны оперативного персонала, в качестве защитных аппаратов на высокой стороне расположены силовые выключатели напряжением 110 кВ предназначены для отключения токов короткого замыкания а также при отключении токов номинального значения, при выводе в ремонт оборудования, либо при других каких-либо ситуациях. Ремонтная перемычка на стороне высокого напряжения в нормальном режиме отключена, это необходимо для надежности электроснабжения всех потребителей, при выводе в ремонт любого из трансформаторов либо одной из цепей в она включается в работу, тем самым повышает надежность электроснабжения всех потребителей.

Данная схема обладает очень простой конструкцией, минимальным количеством коммутационных аппаратов, а также минимальными капиталовложениями при этом она является довольно надежной [3].

Со стороны низкого напряжения на данной подстанции принята схема «две секции шин с секционным выключателем» при этом данная схема также обладает очень высокой надежностью обладает, резервированием, то есть при отключении какого-либо трансформатора отключения потребителей не происходит благодаря вводу в работу секционного выключателя вся нагрузка при этом передается на оставшийся в работе трансформатор.

Схема подключения ПС Авангард к сетям представлена на рисунке 2.

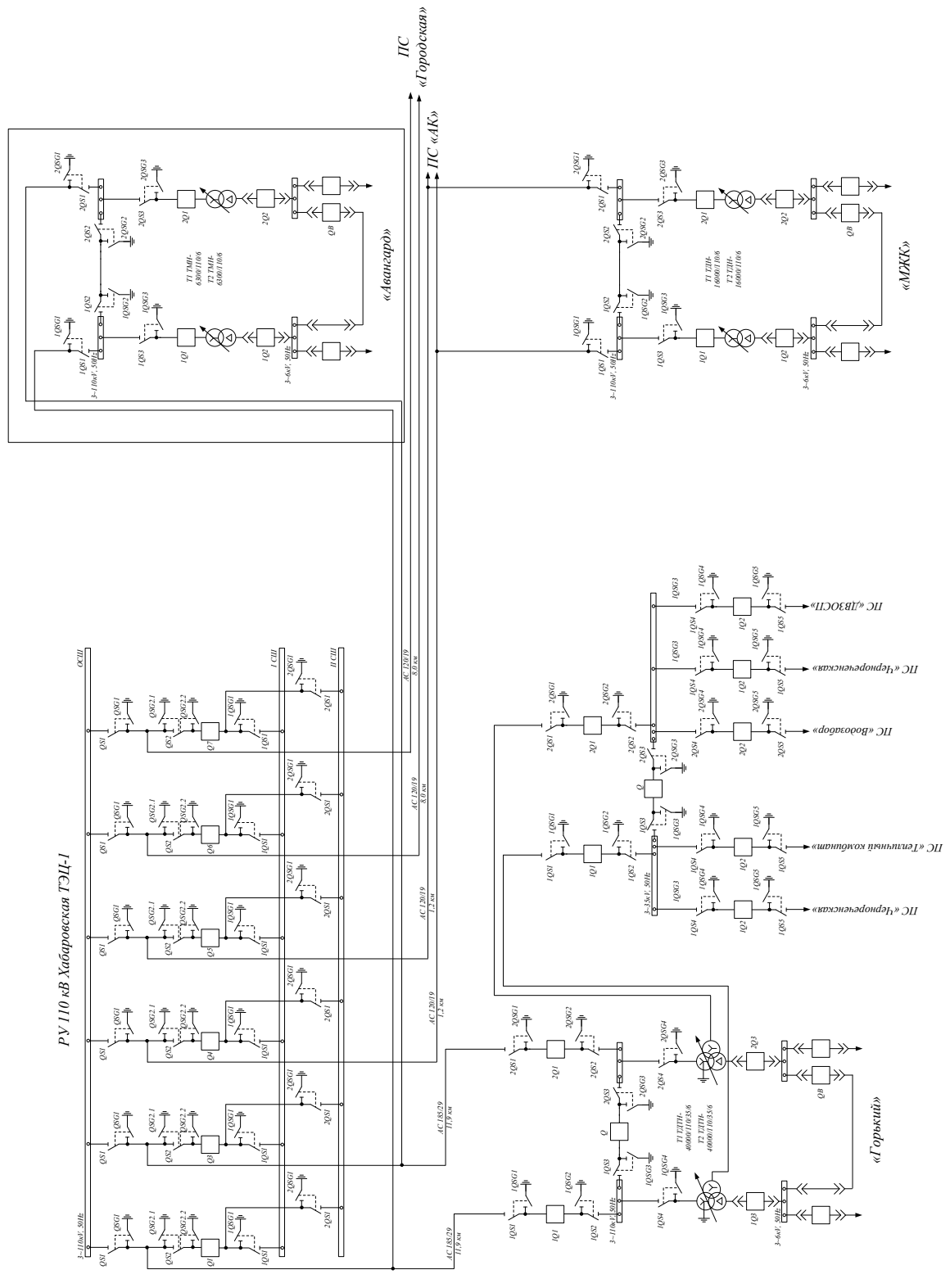


Рисунок 2 – Схема подключения ПС «Авангард» к существующей сети

## 7 РАСЧЕТ СЕЧЕНИЯ ПИТАЮЩЕЙ ВЛ

В разделе проводится выбор технических параметров ВЛ, для их определения необходимо рассчитать ток в сечении

Расчетный ток [3]:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{P_m^2 + Q_m^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (9)$$

где  $n$  – количество цепей;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение;

$P_m, Q_m$  – максимальная активная и реактивная мощность

$\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

$\alpha_T$  – коэффициент, учитывающий число часов использования max нагрузки.

Для воздушных линий до 220 кВ  $\alpha_i$  принимается равным 1,05.

Определяем значение расчетного тока для питающей ВЛ 110 кВ:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{6,91^2 + 2,98^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} 1,05 \cdot 0,9 = 0,019 \text{ (кА)}$$

Согласно полученным данным о расчётном значении тока в сечении для питания подстанции «Авангард» от сети ДРСК предполагается использовать голый провода марки АС 95/16, который представляет собой сочетание стале-алюминиевого провода, алюминиевая часть которого представляет собой токо-ведущую часть, стальная - несущую часть.

Дополнительно после выбора данного проводника необходимо выполнять проверку его по тепловому воздействию в послеаварийном режиме, для этого необходимо рассчитать ток который будет протекать по воздушной линии при отключении одной из цепей, данный режим и будет

являться послеаварийным. Полученное значение тока не должно превышать паспортное значение длительно допустимого тока для выбранного проводника, расположенного на открытом воздухе.

Расчетный ток в сечении в послеаварийном режиме [3]:

$$I_{нав} = \frac{\sqrt{P_M^2 + Q_M^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot (n-1)} \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (10)$$

$$I_{нав} = \frac{\sqrt{6,91^2 + 2,98^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} 1,05 \cdot 0,9 = 0,036 \text{ (кА)}$$

Для данного типа провода максимальное значение тока составляет 330 А, значение послеаварийного тока не превышает его.



## 8 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ

В данном разделе будут определяться различные параметры системы включающей подстанцию «Авангард» и части энергосистемы Хабаровского края, при этом будет рассчитываться режим работы с определением всех необходимых контролируемых величин таких как напряжения в узлах сети, а также перетоки мощности как активной, так и реактивной, так же будет определена загрузка линией по току.

Расчет режима работы электрической сети необходим для определения узких мест в системе электроснабжения, тем более что вводится в работу дополнительный потребитель, который в свою очередь создает дополнительную нагрузку для существующих сетей и расчет режима таким образом показывает возможна ли реализация данного проекта без существенного изменения конфигурации сети.

При увеличении нагрузки на существующие линии электропередач также потребуется изменение сечения проводников существующей сети.

Для выполнения данной работы будет использоваться программно-вычислительный комплекс *gastrwin*, который является наиболее оптимальным для решения данной задачи

### 8.1 Расчет режима максимальных нагрузок

Первоначально проводим расчет режима работы сети с максимальными нагрузками. Граф сети представлен на рисунке 3.

Параметры режима работы сети с учетом реконструкции представлены в графической части на рисунке 5 и в таблице 3.

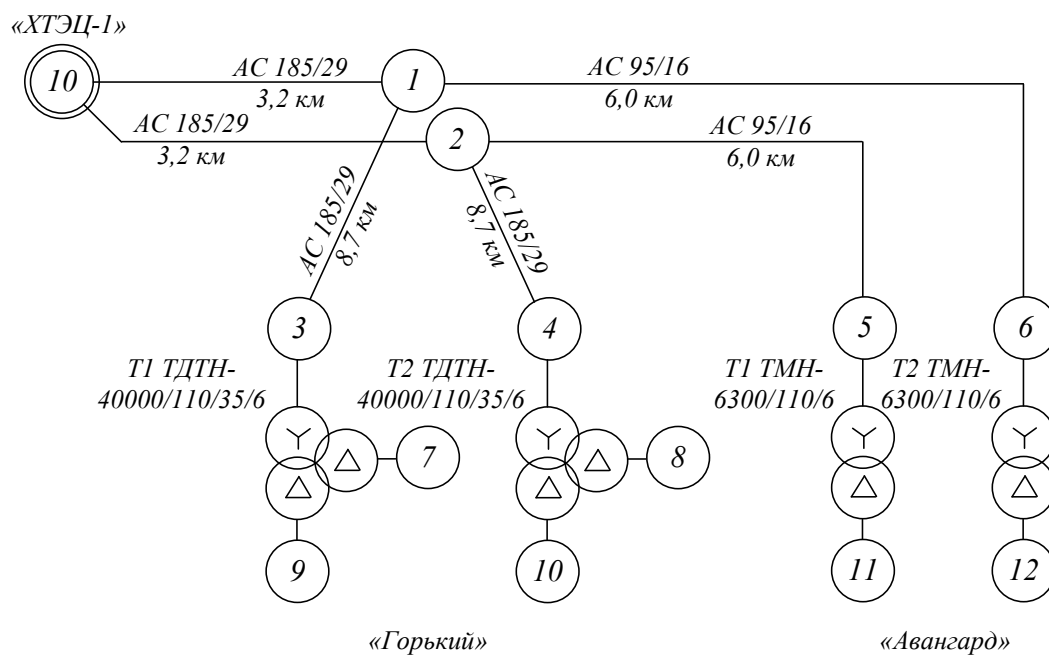


Рисунок 3 – Граф сети для расчета режим работы.

Таблица 3 – Параметры нормального режима работы (узлы ветви)

Номер	Название	U (кВ)	Delta	P <sub>н</sub>	Q <sub>н</sub>	P <sub>г</sub>	Q <sub>г</sub>	I <sub>л</sub> (А)
				(МВт)	(Мвар)	(МВт)	(Мвар)	
				P <sub>л</sub> (МВт)	Q <sub>л</sub> (Мвар)	dP (МВт)	dQ (Мвар)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
100	ХТЭЦ-1	126				57,9	31,5	
1		125,7	-0,1	-29	-16	0,03	0,08	151
2		125,7	-0,1	-29	-16	0,03	0,08	151
1		125,73	-0,1					
3		125	-0,3	-25	-14	0,08	0,21	134
6		125,7		-3	-1			17
100	ХТЭЦ-1	126	0,1	29	16	0,03	0,08	151
2		125,73	-0,1					
4		125	-0,3	-25	-14	0,08	0,21	134
5		125,7		-3	-1			17
100	ХТЭЦ-1	126	0,1	29	16	0,03	0,08	151
3		124,99	-0,37					
1		125,7	0,3	25	14	0,08	0,21	135
30		121,1	-3	-25	-14	0,08	1,75	135
4		124,99	-0,37					
2		125,7	0,3	25	14	0,08	0,21	135
40		121,1	-3	-25	-15	0,08	1,75	135
5		125,65	-0,12					
2		125,7		3	2			18
11		6,6	-2,5	-3	-2	0,01	0,19	18
6		125,65	-0,12					

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1		125,7		3	2			18
12		6,6	-2,5	-3	-2	0,01	0,19	18
7		38,52	-3,37	15,2	7,6			
30		121,1		15	8			254
8		38,52	-3,37	15,2	7,6			
40		121,1		15	8			254
30		121,14	-3,36					
3		125	3	25	13	0,08	1,75	135
7		38,5		-15	-8			81
9		6,5	-0,8	-10	-5		0,18	54
40		121,14	-3,37					
4		125	3	25	13	0,08	1,75	135
8		38,5		-15	-8			81
10		6,5	-0,8	-10	-5		0,18	54
9		6,5	-4,16	10,1	5			
30		121,1	0,8	10	5		0,18	1000
10		6,5	-4,16	10,1	5			
40		121,1	0,8	10	5		0,18	1002
11		6,6	-2,61	3,5	1,5			
5		125,7	2,5	3	1	0,01	0,19	328
12		6,6	-2,61	3,5	1,5			
6		125,7	2,5	3	1	0,01	0,19	328

Расчет нормального режима работы показывает что параметры в сети не превышают нормированного значения, для напряжений отклонение от номинального значения не превышает 10%, для ветвей значения токов не превышают длительно допустимого значения. Расчет так же приведен в приложении А

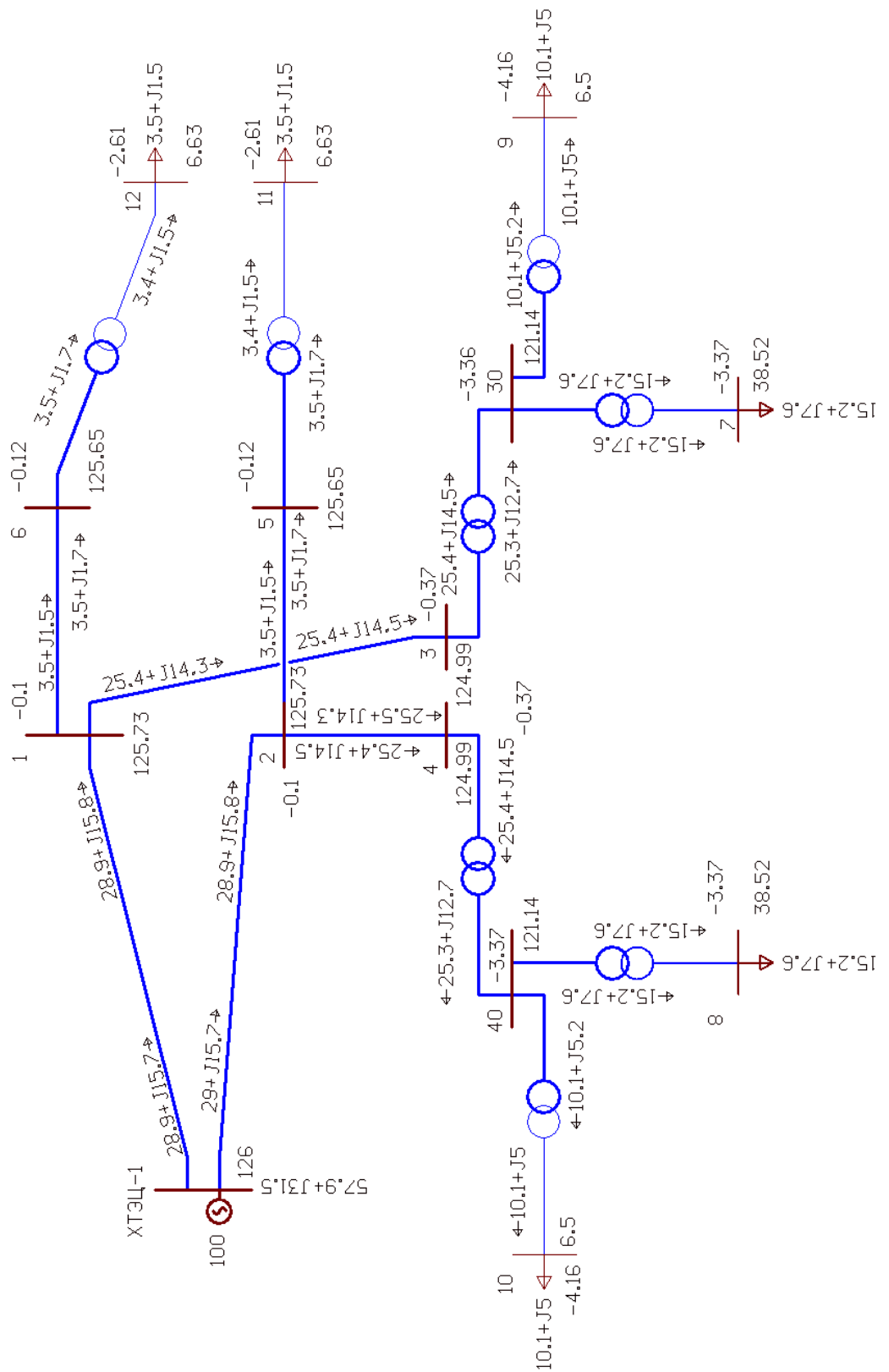


Рисунок 4 – Расчет нормального режима работы в графической форме.

## 8.2 Расчет послеаварийного режима

В качестве отключаемого оборудования выступит одна цепь ВЛ 110 кВ ХТЭЦ-1 ПС «Горький», во время отключения происходит перераспределение нагрузки в сети и на трансформаторах, вся нагрузка приходится на оставшиеся в работе трансформаторы.

Параметры данного режима работы сети с учетом реконструкции представлены в графической части на рисунке 6 и в таблице 4.

Таблица 4 – Режимы работы сети с учетом реконструкции

Номер	Название	U (кВ)	Delta	P <sub>н</sub>	Q <sub>н</sub>	P <sub>г</sub>	Q <sub>г</sub>	I <sub>л</sub> (А)
				(МВт)	(Мвар)	(МВт)	(Мвар)	
				P <sub>л</sub> (МВт)	Q <sub>л</sub> (Мвар)	dP (МВт)	dQ (Мвар)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
100	ХТЭЦ-1	126				58,5	38,1	
2		125,4	-0,2	-59	-38	0,15	0,37	320
1								
1			-0,1					
100	ХТЭЦ-1							
6								
3								
2		125,4	-0,19					
100	ХТЭЦ-1	126	0,2	58	38	0,15	0,37	320
5		125,2		-7	-4	0,01	0,01	36
4		123,8	-0,5	-51	-34	0,36	0,92	284
3			-0,37					
30								
1								
4		123,75	-0,71					
40		115,1	-6,4	-51	-34	0,37	7,81	285
2		125,4	0,5	51	34	0,36	0,92	285
5		125,23	-0,23					
11		6,4	-5,2	-7	-4	0,05	0,82	37
2		125,4		7	4	0,01	0,01	37
6			-0,12					
12								
1								
7			-3,37					
30								
8		36,6	-7,09	30,4	15,2			
40		115,1		30	15			536
30			-3,36					

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9								
7								
3								
40		115,12	-7,09					
10		6,1	-1,8	-20	-11		0,79	115
8		36,6		-30	-15			170
4		123,8	6,4	51	26	0,37	7,81	285
9			-4,16					
30								
10		6,12	-8,86	20,2	10			
40		115,1	1,8	20	10		0,79	2126
11		6,42	-5,47	7	3			
5		125,2	5,2	7	3	0,05	0,82	685
12			-2,61					
6								

Расчет послеаварийного режима работы показывает, что параметры в сети не превышают нормированного значения, для напряжений отклонение от номинального значения не превышает 10%, для ветвей значения токов не превышают длительно допустимого значения. Токовая нагрузка на головном участке ВЛ составляет 320 А при длительно допустимом значении в 450А, так же расчет приведен в приложении Б.

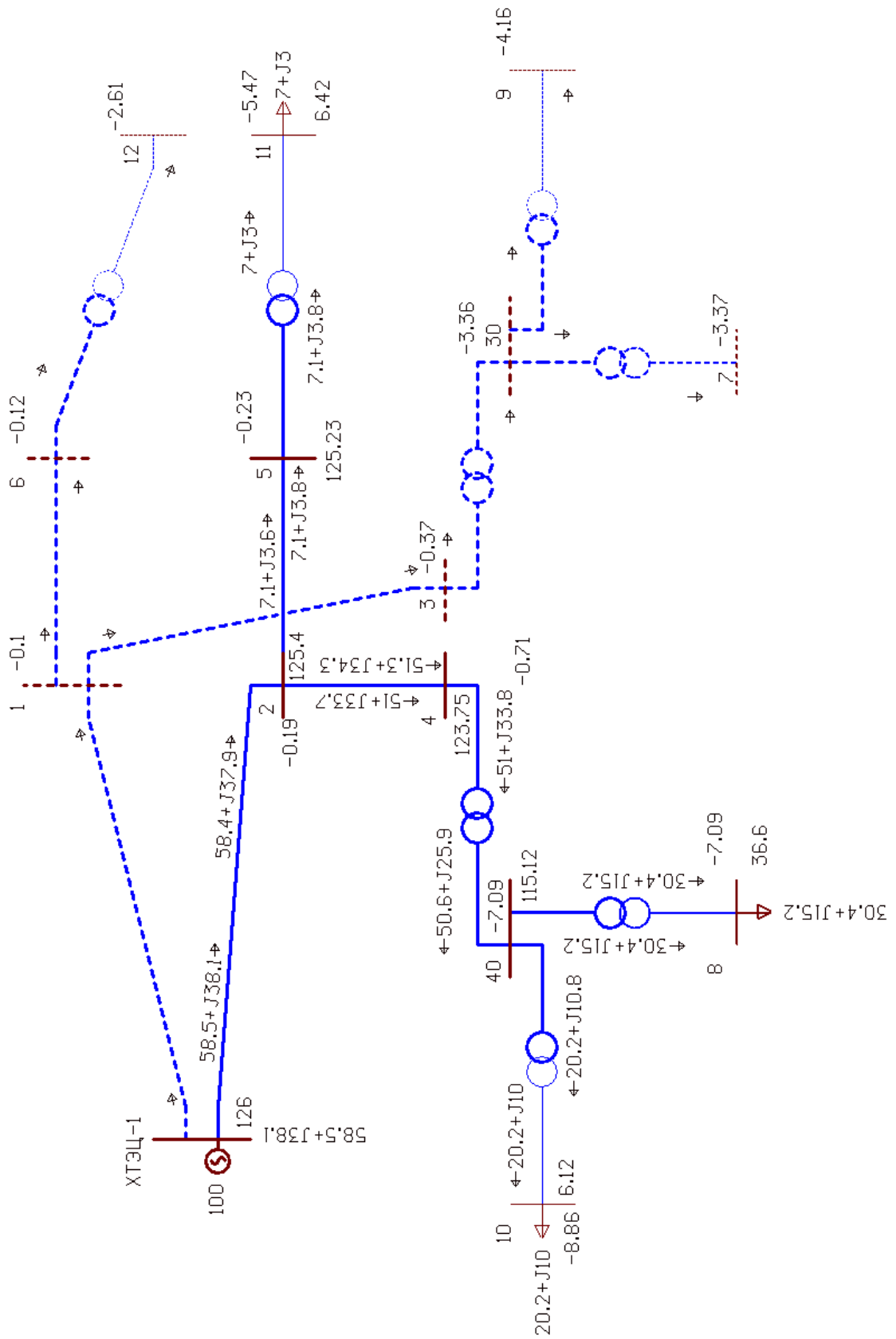


Рисунок 5 – Расчет послеаварийного режима работы в графической форме.

## 9 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания в данном разделе будет выполняться по упрощенной схеме, при этом схема электроснабжения будет иметь компактный характер, для сокращения количества расчётов, также расчёт будет выполняться с использованием метода относительных единиц и напряжения будут браться из среднего ряда также для упрощения расчета.

Источником питания для подпитки места короткого замыкания выступают ХТЭЦ-1 и сама нагрузка ПС «Авангард»

Расчет проводится приближенным методом с использованием относительных единиц. Расчетные точки КЗ показаны на рисунке 6.

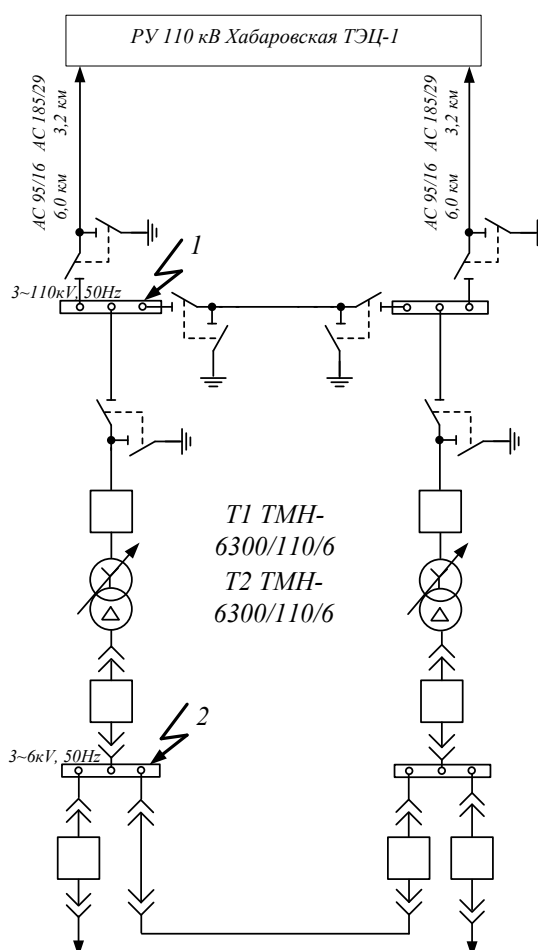


Рисунок 6 – Расчетные места КЗ



На рисунке 7 представлена схема замещения участка сети для расчета токов КЗ.

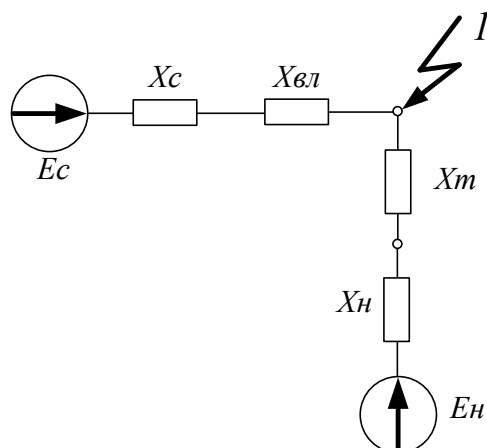


Рисунок 7 – Схема замещения участка сети с указанием расчетной точки КЗ

Принимаем базисные условия [12]:

- 1) базисная мощность принимается равной номинальной мощности силовых трансформаторов ПС «Авангард»  $S_{\sigma} = 6,3$  (МВА),
- 2) базисное напряжение на стороне 110 кВ  $U_{6110} = 115$  (кВ),
- 3) базисное напряжение на стороне 6 кВ  $U_{66} = 6,3$  (кВ).
- 4) Справочные ЭДС и сопротивление обобщенной нагрузки 0,85 и 0,35 (о.е.)

Базисный ток на стороне высокого и низкого напряжения (кА) [12]:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} \quad (11)$$

где  $I_{\sigma}$ ,  $U_{\sigma}$  – базисные ток и напряжение;

$$I_{6110} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,03 \text{ (кА)}$$

$$I_{66} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 0,58 \text{ (кА)}$$

Определяем индуктивные сопротивления в относительных единицах приведенные к принятым базисным условиям (о.е.):

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 110 кВ «ХТЭЦ-1»:

$$X_c = \frac{S_6}{S_c} \quad (12)$$

$$X_c = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 19,4} = 0,01 \text{ (о.е.)}$$

где  $S_c$  – мощность короткого замыкания, определенная через данные о токах КЗ на шинах 110 кВ источника питания.

Определяем сопротивление ВЛ ПС «Авангард» - «ХТЭЦ-1» [12]:

$$X_{\text{ВЛ}} = x_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} \quad (13)$$

где  $x_{\text{уд}}$  – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

$l$  – длина ВЛ (км)

$$X_{\text{ВЛ}} = 0,4 \cdot 9,2 \cdot \frac{6,3}{115^2} \cdot 0,5 = 0,023 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление обобщенной нагрузки (о.е.):

$$X_n = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_n} \quad (14)$$

где  $S_n$  – мощность нагрузки (МВА)

$$X_n = 0,35 \cdot \frac{6,3}{\sqrt{6,91^2 + 2,98^2}} = 0,293 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление обмотки трансформаторов установленных на подстанции «Авангард» по следующей формуле:

$$X_T = \frac{u_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}} \quad (15)$$

$$X_T = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{6,3}{6,3} = 0,075 \text{ (о.е.)}$$

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

Выполняем преобразование схемы.

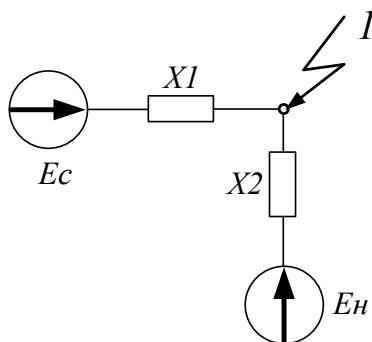


Рисунок 8 – Сворачивание схемы замещения

$$X1 = X_C + X_{ВЛ}$$

$$X1 = 0,01 + 0,023 = 0,024 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = 0,5 \times X_T + X_H$$

$$X2 = 0,5 \times 0,075 + 0,293 = 0,33 \text{ (о.е.)}$$

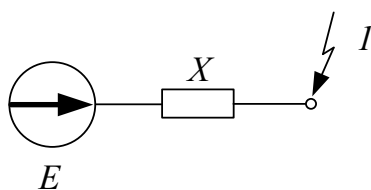


Рисунок 9 – Определение результирующего сопротивления и ЭДС

$$X = \frac{X1 \cdot X2}{X1 + X2}$$

$$X = \frac{0,024 \cdot 0,33}{0,024 + 0,33} = 0,02 \text{ (о.е.)}$$

$$E = \frac{E_c \cdot X2 + E_n \cdot X1}{X2 + X1}$$

$$E = \frac{1 \cdot 0,33 + 0,85 \cdot 0,024}{0,33 + 0,024} = 0,98 \text{ (о.е.)}$$

Ток КЗ в расчетной точке 1:

$$I_{но1} = \frac{E}{X} \cdot I_{6110} = \frac{0,98}{0,02} \cdot 0,03 = 1,47 \text{ (кА)} \quad (16)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{\frac{-t_{OB}}{T_a}} \quad (17)$$

где  $I_{at}$  – апериодическая составляющая

$I_{no}$  – периодическая составляющая

$t_{OB}$  – время отключения выключателя

$T_a$  – постоянная времени

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{\frac{-t_{OB}}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 1,47 \cdot e^{\frac{-0,6}{0,03}} = 0,1 \text{ (кА)}$$

Постоянную времени можно найти как:

$$T_a = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (18)$$

где  $X_p$  – результирующее индуктивное сопротивление

$R_p$  – результирующее активное сопротивление

$\omega$  – угловая частота (314 рад/сек.)

Ударный ток КЗ:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (19)$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,47 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 3,57 \text{ (кА)}$$

Аналогично проводится расчет токов короткого замыкания для точки 2 результаты расчета сводятся в таблицу 5:

Таблица 5 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка короткого замыкания	$I_{по}, (кА)$	$I_{ат}, (кА)$	$I_{уд}, (кА)$
К1 (шины ВН ПС «Авангард»)	1,47	0,1	3,57
К2 (шины НН ПС «Авангард»)	9,15	0,15	22,12

Перед выполнением задач данного раздела необходимо знать такие данные как уровни токов короткого замыкания во всех распределительных устройствах подстанции «Авангард», уровни максимальных токов во всех распределительных устройствах, а также категорию потребителей подключенных к шинам низкого напряжения данной подстанции и климатическую характеристику рассматриваемого района. При этом, все выше указанные данные были определены ранее, либо рассчитаны по определенным формулам. Проводим расчет и выбор оборудования для подстанции «Авангард» предварительно определяем значение максимальных рабочих токов в распределительных устройствах

Значения максимальных рабочих токов на подстанции «Авангард» приведены в таблице 6.

Определяем максимальные рабочие токи РУ ПС «Авангард» [5]:

$$I_{.м} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

где  $S_n$  – номинальная мощность трансформатора (МВА);

$U_n$  – номинальное напряжение (кВ);

Для стороны ВН:

$$I_{.м110} = \frac{2 \cdot 6,3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 66,2 \text{ (А)}.$$

Для стороны НН:

$$I_{.м6} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 6,0} = 578,0 \text{ (А)}.$$

Таблица 6 – Максимальные рабочие токи в РУ подстанции «Авангард»

Номинальное напряжение (кВ)	Максимальный рабочий ток (кА)
110	66,2
10,5	578,0

### 10.1 Проверка выключателей 110 кВ

Выбор выключателей на стороне 110 кВ подстанции «Авангард».

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению сети и номинальному току нагрузки [5]:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети} \quad (20)$$

$$I_{ном} \geq I_{макс.раб} \quad (21)$$

Напряжение сети 110 кВ.

Первоначально проверяем установленные на ПС «Авангард» элегазовые выключатели марки ВГУ-110 П-20/2500У1. Привод выключателя – пневматический.

Проверка термической стойкости:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \quad (22)$$

где  $I_{тер}$  - ток термической стойкости;

$t_{тер}$  - время термической стойкости,

$B_k$  - интеграл Джоуля.

Проверка динамической стойкости:

$$I_{пр.скв} = I_{дин} \geq I_{уд} \quad (23)$$

где  $I_{пр.скв}$  - предельный сквозной ток выключателя;

$I_{дин}$  - ток электродинамической стойкости аппарата.

Расчет теплового импульса [5]:

$$B_k = I_{но}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (24)$$

где  $I_{но}$  - периодическая составляющая тока КЗ (кА);

$t_{отк}$  - время отключения выключателя (сек);

$T_a$  - постоянная времени.

На примере точки К1:

$$B_{к1} = I_{но1}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 1,47^2 \cdot (0,6 + 0,03) = 1,36$$

Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 7:

Таблица 7 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
U <sub>ном</sub> (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
I <sub>ном</sub> (А)	2500	66,2	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
I <sub>вкл</sub> (кА)	20	1,47	$I_{вкл} \geq I_{но}$
I <sub>пик</sub> , I <sub>уд</sub> (кА)	102	3,57	$I_{пик} \geq I_{уд}$
I <sub>откл</sub> (кА)	20	1,47	$I_{откл} \geq I_{но}$
I <sub>а</sub> (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 20 =$ 12,456	0,1	$I_{ном.а} \geq I_a$
I <sub>прскв</sub> , I <sub>уд</sub> (кА)	102	3,57	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
I <sub>тер<sup>2</sup>×тер</sub> (кА <sup>2</sup> с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $20^2 \cdot 3 =$ 1200	1,36	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$

## 10.2 Выбор выключателей на стороне 6 кВ

Первоначально принимаем выключатель вакуумный ВВЭ-М-10-630-40У1.

Сравнение параметров в показано в таблице 8:

Таблица 8 – Выбор и проверка выключателей 6 кВ



Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
U <sub>ном</sub> (кВ)	10	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
I <sub>ном</sub> (А)	630	578,0	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
I <sub>вкл</sub> (кА)	40	9,15	$I_{вкл} \geq I_{но}$
I <sub>пик</sub> , I <sub>уд</sub> (кА)	81	22,12	$I_{пик} \geq I_{уд}$
I <sub>откл</sub> (кА)	40	9,15	$I_{откл} \geq I_{но}$
I <sub>а</sub> (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 40 =$ 16,96	0,15	$I_{ном.а} \geq I_a$
I <sub>прскв</sub> , I <sub>уд</sub> (кА)	81	22,12	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
I <sub>тер<sup>2</sup>×t<sub>тер</sub></sub> (кА <sup>2</sup> с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $40^2 \cdot 3 =$ 4800	52,74	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

### 10.3 Выбор разъединителей 110 кВ

Принимаем разъединители марки РНДЗ-2-110/1000 ХЛ1 Сравнение параметров показано в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
U <sub>ном</sub> (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
I <sub>ном</sub> (А)	1000	66,2	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
I <sub>прскв</sub> , I <sub>уд</sub> (кА)	80	3,57	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
I <sub>тер<sup>2</sup>×t<sub>тер</sub></sub> (кА <sup>2</sup> с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $31,5^2 \cdot 3 =$ 2790,75	1,36	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

### 10.4 Выбор высокочастотного заградителя связи

По номинальному напряжению выбираем заградитель типа ВЗ-200 УХЛ1,

Сравнение основных данных заградителя с расчетными показаны в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор и проверка ВЧЗ 110 кВ

Номинальные параметры заградителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	200	66,2	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{пр.скв}$ (кА)	29,5	3,57	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$

Высокочастотный заградитель типа ВЗ - 200 УХЛ1 проходит по всем показателям его принимаем к установке на ПС «Авангард»

### 10.5 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 110 кВ

Наибольшее рабочее линейное напряжения на шинах 110 ПС составляет 126 кВ.

Рассчитываем фазное значение наибольшего рабочего напряжения:

$$U_{нрф} = \frac{U_{нрл}}{\sqrt{3}} = \frac{126}{\sqrt{3}} = 72,74 \quad (25)$$

Энергия, поглощаемая ограничителем, определяется по следующей формуле:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{U - U_{ост}}{Z_{в}} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \quad (26)$$

где  $U$  - величина неограниченных перенапряжений на линии электропередачи;

$U_{ост}$  - остаточное напряжение на ОПН;

$Z_{в}$  - волновое сопротивление линии Ом;

$t$  - время распространения волны.

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot L \cdot U_0} = \frac{260}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 3 \cdot 260} = 224,9$$

где  $U_0$  - напряжение волны перенапряжений в месте удара молнии;

$k$  – коэффициент полярности;

$L$  - длина защитного подхода принимаем равной 3 (км).

Время распространения волны рассчитывается по формуле:

$$T = \frac{L \cdot 10^6}{\beta \cdot c} = \frac{3 \cdot 10^6}{0.91 \cdot 300000} = 11 \text{ (мкс)}$$

где  $\beta$  - коэффициент затухания волны в фазном проводе;

$c$  - скорость распространения электромагнитной волны в вакууме (км/сек).

$$\mathcal{E} = \left( \frac{224,9 - 180}{415} \right) \cdot 180 \cdot 2 \cdot 11 = 398 \text{ (кДж)}.$$

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор и проверка ОПН 110 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{вр}$ (кВ)	77	72,74	$U_{вр} \geq U_{вр.сети}$
Поглощаемая энергия (кДж)	400	398	$\mathcal{E}_{расч} \geq \mathcal{E}$

ОПН 110 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

### 10.6 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 6 кВ

Принимаем к установке ОПН-6 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 12.

Таблица 12 – Выбор и проверка ОПН 6 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	6	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{вр}$ (кВ)	3,67	3,49	$U_{вр} \geq U_{вр.сети}$

ОПН 6 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

### 10.7 Выбор трансформаторов тока

Расчет общего сопротивления вторичных цепей:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_k \quad (27)$$

Сопротивление контактов  $r_k = 0,1$  Ом.

Сопротивление соединительных проводов:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (28)$$

где  $\rho = 0,0283$  (Ом·мм<sup>2</sup>)/м – удельное сопротивление алюминия;

$l$  - длина проводов, для РУ 110 кВ подстанции 100 м, для РУ 6 кВ - 60 м;

$F$  - сечение провода,  $F = 4$  мм<sup>2</sup>.

Сопротивление проводов (для 110 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление проводов (для РУ 6 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 600}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2} \quad (29)$$

где  $S_{\text{пр}}$  - мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  - вторичный ток.

Принимаем измерительный комплекс АВВ «delta+». Расчет нагрузки приведен в таблице 13, 14.

Таблица 13 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы (ВА)
Амперметр	ЕМ-06	0,5

Ваттметр	СК3021-1	0,5
Варметр	СК3021-1	0,5
Счетчик АЭ	delta +	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 6 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы (ВА)
Амперметр	ЕМ-06	0,5
Счетчик АЭ	delta +	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 110  $S_{np}=1,62$  ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{1,62}{5^2} = 0,06 \text{ (Ом)}.$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 6 кВ  $S_{np} = 0,62$  ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{0,62}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)}.$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 110 кВ):

$$Z_{2,110} = r_{пров} + r_{приб} + r_{\kappa} = 0,06 + 0,71 + 0,1 = 0,87 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 6 кВ):

$$Z_{2,6} = r_{пров} + r_{приб} + r_{\kappa} = 0,02 + 0,43 + 0,1 = 0,55 \text{ (Ом)}$$

Принимаем элегазовый трансформатор тока на стороне 110 кВ ПС «Авангард» ТОГ-110 II-I У1, с номинальным током 75 А

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока приведен в таблице 15.

Принимаем трансформатор тока по стороне 6 кВ ПС «Авангард» ТПЛК-6 с номинальным током первичной обмотки 600 А. Сравнение параметров приведено в таблице 15.

Таблица 15 – Проверка выбранного ТТ 110 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
U <sub>ном</sub> (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
I <sub>ном</sub> (А)	75	66,2	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
I <sub>прскв</sub> , I <sub>уд</sub> (кА)	126	3,57	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
I <sub>тер</sub> <sup>2</sup> × t <sub>тер</sub> (кА <sup>2</sup> с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $68^2 \cdot 3 =$ 13872	1,36	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Z <sub>2 ном</sub> (Ом)	20	0,87	$z_{2ном} \geq z_2$

Таблица 16 – Проверка выбранного ТТ 6 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
U <sub>ном</sub> (кВ)	6	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
I <sub>ном</sub> (А)	600	578,0	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
I <sub>прскв</sub> , I <sub>уд</sub> (кА)	82	22,12	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
I <sub>тер</sub> <sup>2</sup> × t <sub>тер</sub> (кА <sup>2</sup> с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $35^2 \cdot 3 =$ 3675	52,74	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Z <sub>2 ном</sub> (Ом)	1,2	0,55	$z_{2ном} \geq z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

### 10.8 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы выбираются и проверяются по вторичной нагрузке:

$$S_{2ном} \geq S_2 \quad (30)$$

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

$S_2$  - нагрузка измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения ПС «Авангард» приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 110 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	ЕМ-06	2	2
Вольтметр регистрирующий	ЕМ-06	2	10
Частотомер	ЧС-01 ТК	2	7
Ваттметр	СК3021-1	2	1,5
Счетчик АЭ	delta +	2	1
Счетчик РЭ			
Сумма			43

Принимаем на стороне 110 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ-110.

Таблица 18 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	400 ВА	43 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Выбираем трансформаторы напряжения на стороне 6 кВ.

Сравнение параметров принятого трансформатора напряжения приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 6 кВ) подстанции

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	ЕМ-06	2	4
Счетчик АЭ	delta +	14	14
Счетчик РЭ			
Сумма			18

Принимаем для РУ 6 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 6.

Таблица 20 – Проверка выбранного ТН 6 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 (6 кВ)	75 ВА	18 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

### 10.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

Расчётная нагрузка потребителей ПС «Авангард» приведены в таблице 21:

Таблица 21 – Расчетная нагрузка потребителей С.Н. ПС «Авангард»

Вид потребителя	Расчетная мощность приемника (кВА)
Приводы выключателей	8,36
Обогрев приводов выключателей	2,4
Обогрев ЗРУ 6 кВ	12
Освещение коридора ЗРУ 6 кВ	4
Освещение ячеек 6 кВ	1,4
Освещение ОРУ	8
Расчетная полная мощность	36,16

По расчетной мощности электроприемников С.Н. определяем мощность трансформатора собственных нужд ПС «Авангард»:

$$S_p = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3^{ном}} = \frac{36,16}{2 \cdot 0,7} = 25,82 \text{ (кВА)}.$$

Принимаем сухой защищенный трансформатор типа ТСЗ номинальной мощностью 40 кВА

### 10.10 Выбор жестких шин на напряжении 110 кВ

Выбор жестких шин проводится на подстанции при напряжении 110 кВ и выше так как распределительные устройства данного напряжения расположены на открытом воздухе.



Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции «Авангард» составляет 66,2 А, следовательно принимаем прессованные трубчатые шины из алюминиевого сплава 1915Т сечением 80/5 мм с максимально допустимым током 1000 А расположение фаз горизонтальное, междуфазное расстояние 300 см.

### 10.11 Выбор жестких шин на напряжении 6 кВ

Проводим выбор жестких шин для распределительного устройства низкого напряжения ПС «Авангард». Максимальный рабочий ток нагрузки в данном случае составляет 578,0 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 80 × 6 мм (4,8 см<sup>2</sup>). Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4 м.

Проверяем шины на тепловую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами короткого замыкания (см<sup>2</sup>).

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{535,32}}{91} = 0,25$$

где  $B_k$  – интеграл джоуля, рассчитан ранее при выборе выключателей.

$C$  - коэффициент для алюминия 91

Проверка электродинамической стойкости:

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{25,6}{4,8}}} = 0,95 \quad (31)$$

где  $J$  – момент инерции шины (см<sup>3</sup>×см).

$q$  - сечение проводника, в данном случае 4,8 (см<sup>2</sup>)

Расчет момента инерции:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,6 \cdot 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \text{ (см}^3 \times \text{см)} \quad (32)$$

Принимаем пролет между изоляторами 6 кВ 0,9 м.

Расчет наибольшего усилия:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{22120^2}{0,4} = 536,01 \text{ (Н/м)} \quad (33)$$

где  $i_{y0}$  – ударный ток короткого замыкания (А)

$a$  - расстояние между фазами 0,4 (м).

Расчет момента сопротивления:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,6 \cdot 8^2 \frac{1}{6} = 6,4 \text{ (см}^3\text{)} \quad (34)$$

Расчет механического напряжения в проводе при КЗ:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{22120^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 3,58 \text{ (МПа)}. \quad (35)$$

Полученное значение не превышает предельного для данного материала 63 Мпа, расчет окончен.

## 10.12 Выбор опорных изоляторов

Выбор проводится по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{номсети}$$

2) по механической нагрузке:

$$F_{разр} \cdot 0,6 \geq F_{расч}$$

где  $F_{загр}$  – разрушающее усилие для выбранного типа изолятора (Н).

$F_{расч}$  - расчетное усилие в рассматриваемом РУ 6 кВ (Н).

Расчетная сила, определяется как:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{77160^2 \cdot 1,1}{0,4} \cdot 10^{-7} = 389,54(\text{Н})$$

Выбираем по номинальному напряжению проходной изолятор типа ОСК 8-6 УХЛ2 с номинальным усилием разрушения 8000 Н, проверяем следующее неравенство:

$$8000 \cdot 0,6 = 4800 \geq 389,54$$

Неравенство выполняется следовательно данный тип изолятора принимаем для установки в РУ 6 кВ ПС «Авангард»

## 11 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ

В данном разделе будут выполняться различные расчеты связанные с определением зоны молниезащиты оборудования, которое расположено на подстанции «Авангард» как открыто, так и закрыто. Требования правил устройства электроустановок определяют характер системы молниезащиты, в частности в данной работе будут применяться отдельные молниеотводы совмещённые с мачтами освещения и линейными порталами, общее количество молниеотводов будет составлять 4 штуки. Система молниезащиты должна отвечать таким требованиям как полное покрытие всего находящегося под защитой оборудования, а также система молниезащиты должна защищать и сеть заземления. При выполнении качественного расчета всё оборудование в процессе эксплуатации не будет подвергаться воздействию перенапряжения, связанного с грозовой деятельностью.

Эффективная высота защитного устройства:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (36)$$

где  $h$  – высота молниеотвода (20 м)

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 20 = 17,0(\text{м})$$

Радиус зоны защиты защитного устройства на уровне земли

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot 20 = 21,2(\text{м}) \quad (37)$$

Радиус зоны защиты защитного устройства на уровне линейного портала

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)} = 1,6 \cdot 20 \cdot \frac{(20 - 11)}{(20 + 11)} = 7,5(\text{м}) \quad (38)$$

где  $h_x$  – высота защищаемого объекта (линейного портала) составляет 11 м.

Наименьшая высота внутренней зоны:

$$h_c = h - \frac{L}{7} = 20 - \frac{20}{7} = 17,1(\text{м}) \quad (39)$$

Половина ширины внешней зоны:

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}} = 1,6 \cdot \frac{17,1 - 11}{1 + \frac{11}{17,1}} = 5,9(\text{м}) \quad (40)$$

где  $h_x$  – высота защищаемого объекта (м).

Результаты расчета сведены в таблицу 22.

Таблица 22 – Параметры зон молниезащиты ПС «Авангард»

Пара молниеотводов	L (м)	H (м)	hэф (м)	hc (м)	r0 (м)	rx (м)	rcx (м)
1 - 2	20	20	17	17,1	21,2	7,5	5,9
2 - 3	42,6	20	17	13,9	21,2	7,5	3,3
3 - 4	23,8	20	17	16,6	21,2	7,5	5,3
1 - 4	42,6	20	17	13,9	21,2	7,5	3,3

Все зоны защиты указаны в графической части работы.

## 12 РАСЧЕТ СЕТИ ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПС «АВАНГАРД»

Размеры ПС «Авангард»

$$A = 65 \text{ (м)}$$

$$B = 36 \text{ (м)}$$

Удельное сопротивление первого грунта  $\rho_1 = 50 \text{ (Ом/м)}$

Площадь контура заземления:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (65 + 3) \cdot (36 + 3) = 2652 \text{ (м}^2\text{)} \quad (41)$$

Удельное сопротивление второго грунта ПС «Авангард»:

$$\rho_2 = \rho_1 \cdot \psi = 50 \cdot 2,7 = 135 \text{ (Ом/м)} \quad (42)$$

где -  $\psi$  - коэффициент сезонности

Диаметр вертикальных электродов  $d = 0,01 \text{ м}$ :

Сечение вертикальных электродов:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,01^2}{4} = 7,85 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (43)$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{8,73^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 2,12 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (44)$$

где -  $I_M$  - максимальный ток однофазного короткого замыкания (кА)

$T$  - максимальное время работы защиты

$\beta$  - коэффициент термической стойкости.

Проверка на коррозию:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (45)$$

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 - 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 1$$

Где -  $a_k, b_k, c_k, d_k$  - вспомогательные коэффициенты

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,01) \cdot 10^{-4} = 3,17 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)} \quad (46)$$

Проверка на коррозию пройдена:

$$d = 0,022 \text{ (м)}$$

Сечение вертикальных электродов:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 3,79 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)} \quad (47)$$

Сечение проходит проверку на коррозию

Расстояние между полосами:

$$l_{mn} = 5 \text{ (м)}$$

Общая длина полос в сетке

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{mn}}(B+3) + \frac{(B+3)}{l_{mn}}(A+3) \quad (48)$$

$$L_n = \frac{(65+3)}{5}(36+3) + \frac{(36+3)}{5}(65+3) = 1060,8 \text{ (м)}$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{1060,8}{2 \cdot \sqrt{2652}} = 10,9 \quad (49)$$

Принимаем число ячеек:  $m = 11$

Длина стороны ячейки

$$L_n = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{2652}}{11} = 4,68 \text{ (м)} \quad (50)$$

Длина горизонтальных полос:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S}(m+1) = 2 \cdot \sqrt{2652}(11+1) = 1235,9 \text{ (м)} \quad (51)$$

Количество вертикальных электродов:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{2652}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 14,56 \quad (52)$$

Принимаем:  $n_e = 15$

Длина вертикальных электродов:

$$l_e = 4,0 \text{ (м)}$$

Стационарное сопротивление:

$$R_c = \rho l \cdot \left( A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_e \cdot n_e} \right) = 50 \cdot \left( 0,42 \frac{1}{\sqrt{2652}} + \frac{1}{1235,9 + 4,0 \cdot 15} \right) = 0,415 \text{ (Ом)} \quad (53)$$

где -  $A$  - вспомогательный коэффициент.

Определяем вспомогательный коэффициент:

$$\alpha_{\text{и}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2652}}{(21 + 320) \cdot (8,73 + 45)}} = 1,11 \quad (54)$$

Импульсное сопротивление:

$$R_u = R_c \cdot \alpha_{\text{и}} = 0,415 \cdot 1,11 = 0,461 \text{ (Ом)} \quad (55)$$



### 13 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ СХЕМЫ РУ 110 КВ

Дополнительная задача, которая будет решаться в данном разделе это расчёт таких параметров, как надёжность электроснабжения потребителей, подключенных шинам низкого напряжения подстанции «Авангард», в частности тепличного комбината. В основе расчёта будут использованы данные о вероятности отказа всех элементов цепи, которые расположены на распределительных устройствах высокого и низкого напряжения подстанции, а также данные о вероятности выхода из строя силовых трансформаторов и линии электропередачи, от которых получает питание данная подстанция. Расчёт будет основываться на определении вероятности отключения одной из цепей, по которой получает питание потребитель после будет выполнено эквивалентирование двух параллельных цепей между собой, такая схема будет работать при наличии устройства автоматического ввода резерва на стороне низкого напряжения. На рисунке 10 представлена упрощенная схема электроснабжения подстанции «Авангард» и схема замещения.

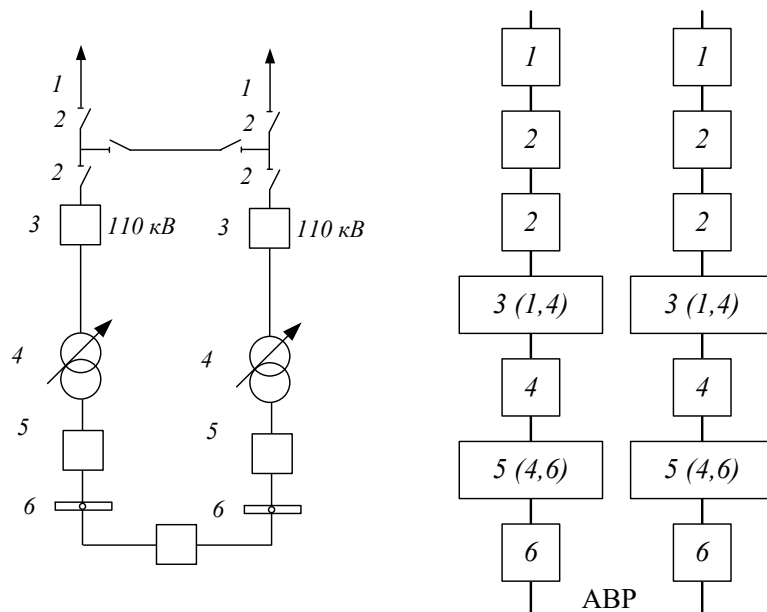


Рисунок 10 - Принципиальная схема электроснабжения подстанции «Авангард» и схема замещения.

Параметры элементов согласно сведены в таблицу 23.

Таблица 23 - Параметры элементов

Элемент	$\lambda$ , 1/год	tв, часов	$\lambda_{пр}$ , 1/год	tпр, часов.
Выключатель 110 кВ	0,003	20	0,8	12
Разъединитель 110 кВ	0,01	11	0,834	5
Воздушная линия 110 кВ (на 100 км)	1,7	7	3,8	15
Трансформатор 110 кВ	0,014	70	0,75	28
Выключатель 6 кВ	0,003	20	0,86	8
Сборные шины 6 кВ (на одно присоединение)	0,03	7	0,834	2

Определяем вероятность отключения каждого элемента электроустановки по формулам:

Для воздушной линии вероятность отказа определяется:

$$q_{вл} = \frac{\lambda_{вл} \cdot t_{вл}}{T_{Г}} \cdot l \cdot \frac{1}{100} = \frac{1,7 \cdot 7}{8760} \cdot 6,0 \cdot \frac{1}{100} = 5,16 \cdot 10^{-5} \quad (56)$$

где  $T_{Г}$  – число часов в году (час).

$l$  - длина ВЛ (км).

Шины 6 кВ:

$$q_{ш} = \frac{\lambda_{ш} \cdot t_{ш}}{T_{Г}} \cdot n_{пр} = \frac{0,03 \cdot 7}{8760} \cdot 7 = 1,68 \cdot 10^{-4} \quad (57)$$

Разъединители 110 кВ:

$$q_{р} = \frac{\lambda_{р} \cdot t_{р}}{T_{Г}} = \frac{0,01 \cdot 11}{8760} = 1,26 \cdot 10^{-5} \quad (58)$$

Трансформаторы 110 кВ:

$$q_{м} = \frac{\lambda_{м} \cdot t_{м}}{T_{Г}} = \frac{0,014 \cdot 70}{8760} = 1,12 \cdot 10^{-4} \quad (59)$$

Выключатели 110 кВ:

$$q_{\epsilon} = \frac{\lambda_{\epsilon 110} \cdot t_{\epsilon 110}}{T_{\Gamma}} + a_{\text{кз}} \cdot (\sum q_{\text{смеж}}) + a_{\text{он}} \cdot N_{\text{он}} \quad (60)$$

где  $a_{\text{кз}}$  - относительная частота отказов при автоматических отключениях поврежденных смежных элементов  $a_{\text{кз}} = 0,005$ ;

$q_{\text{смеж}}$  - вероятность отказа смежного элемента;

$a_{\text{он}}$  - относительная частота отказов  $a_{\text{он}} = 0,003$ ;

$N_{\text{он}}$  - число оперативных переключений в год,

$$q_{\epsilon 110} = \frac{0,003 \cdot 20}{8760} + 0,005 \cdot (5,16 \cdot 10^{-5} + 1,12 \cdot 10^{-4}) + 0,003 \cdot 2 = 6,01 \cdot 10^{-3}$$

Для выключателя 6 кВ смежными элементами являются трансформатор и шины 6 кВ

$$q_{\epsilon 10} = \frac{0,003 \cdot 20}{8760} + 0,005 \cdot (1,12 \cdot 10^{-4} + 1,68 \cdot 10^{-4}) + 0,003 \cdot 2 = 6,01 \cdot 10^{-3}$$

Определяем вероятность отказа цепи:

$$q_{\text{ц}} = \sum q_i + \frac{\lambda_{\text{нрmax}} \cdot t_{\text{нр}}}{8760} \quad (61)$$

$$q_{\text{ц}} = (5,16 \cdot 10^{-5} + 1,26 \cdot 10^{-5} + 2 \cdot 6,01 \cdot 10^{-3} + 1,12 \cdot 10^{-4} + 1,68 \cdot 10^{-4}) + \frac{0,86 \cdot 8}{8760} = 0,013$$

где  $\lambda_i$  - параметр потокоотказов

$\lambda_{\text{нрmax}}$  - наибольшая частота преднамеренных отключений

$q_i$  - вероятность отказа  $i$ -го элемента

Параметр потокоотказов [3]:

$$\lambda_{\text{ц}} = \sum \lambda_i + \lambda_{\text{нрmax}} = 0,3 + 0,86 = 1,16 \quad (62)$$

Время восстановления системы одной цепи:

$$t_{\text{вс}} = \frac{q_{\text{ц}} \cdot 8760}{\lambda_{\text{ц}} - \lambda_{\text{нр, макс}}} = \frac{0,013 \cdot 8760}{1,16 - 0,86} = 379,6 \text{ (час)} \quad (63)$$

Вспомогательный коэффициент:

$$K_{\text{нл}} = 1 - e^{\left(\frac{-t_{\text{нр}}}{t_{\text{вс}}}\right)} = 0,02$$

Определяем параметры системы, состоящей из двух взаиморезервирующих цепей

$$q_{\text{ц2}} = q_{\text{ц}}^2 + 2 \cdot K_{\text{нл}} \cdot \left(\frac{\lambda_{\text{нр, макс}} \cdot t_{\text{нр}}}{8760}\right) = 0,013^2 + 2 \cdot 0,02 \cdot \left(\frac{0,86 \cdot 8}{8760}\right) = 2,01 \cdot 10^{-4}$$

Параметр потокоотказов:

$$\lambda_{\text{ц2}} = 2 \cdot \lambda_{\text{ц}} \cdot q_{\text{ц}} + 2 \cdot (\lambda_{\text{ц}} - \lambda_{\text{нр, макс}}) \cdot \frac{\lambda_{\text{нр, макс}} \cdot t_{\text{нр}}}{8760} = 9,3 \cdot 10^{-4}$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_c = \frac{1}{\lambda_{\text{ц2}}} = \frac{1}{9,3 \cdot 10^{-4}} = 111 \quad (\text{лет}) \quad (64)$$

Расчетное время безотказной работы системы:

$$T_p = \frac{0,105}{\lambda_{\text{ц2}}} = \frac{0,105}{9,3 \cdot 10^{-4}} = 11,6 \text{ (лет)} \quad (65)$$

## 14 МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА ПРИСОЕДИНЕНИЙ 6КВ

В данном разделе проводим расчет уставок защит, устанавливаемых на кабельной линии фидера №1 ПС «Авангард» на основе блока БЭМП

*Проводим расчет уставки МТЗ, ток срабатывания защиты [12]:*

$$I_{CЗ} = \frac{k_n \cdot k_{сам}}{k_в} \cdot I_n \quad (66)$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{сам}$  – коэффициент само запуска принимается равным 1,5;

$k_в$  – коэффициент возврата 1,5;

$I_n$  – максимальный рабочий ток рассчитанный при выборе КЛ;

$$I_{CЗ} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 101,18 = 227,65 \text{ (А)}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{227,65}{(150/5)} = 7,6 \text{ (А)}$$

Расчет коэффициента чувствительности:

$$k_ч = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{CЗ}} \quad (67)$$

где  $I_{кз}^{(2)}$  – ток двухфазного короткого замыкания в конце линии;

$$k_ч = \frac{1,25 \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10^3}{227,65} = 4,75$$

Значение коэффициента выше требуемого 1,5 следовательно расчет  
ОКОНЧЕН

*Проводим расчет уставки защиты от перегрузки, ток срабатывания защиты [12]:*

$$I_{CЗ} = \frac{k_{омс}}{k_г} \cdot I_n \quad (68)$$

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

$k_г$  – коэффициент возврата токового реле (принимается равным 0,8);

$$I_{CЗ} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 101,18 = 132,8 \text{ (А)}$$

Ток срабатывания реле

$$I_{CP} = \frac{132,8}{(150/5)} = 4,42 \text{ (А)}$$

Время срабатывания защиты принимаем равным 9 с.

*Проводим расчет уставки токовой отсечки, ток срабатывания защиты [12]:*

$$I_{CЗ} = k_n \cdot I_{кз}^{(3)} \quad (69)$$

где  $I_{кз}^{(3)}$  – ток трехфазного КЗ в конце линии;

$$I_{CЗ} = 1,2 \cdot 1,25 \cdot 10^3 = 1,55 \cdot 10^3 \text{ (А)}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{1,55 \cdot 10^3}{(150/5)} = 50 \text{ (А)}$$

*Проводим расчет уставки защиты от замыканий на землю, ток срабатывания защиты [12]:*

$$I_{CЗ} = k_n \cdot k_{оп} \cdot I_c \quad (70)$$

где  $I_c$  – минимальный ток замыкания на землю,  
 $k_{op}$  – коэффициент отстройки от броска тока.

$$I_c = \frac{U_{ном} \cdot I_{\Sigma}}{10} \quad (71)$$

где  $l_{\Sigma}$  – суммарная длина линий (км),

$$I_{c3} = 1,2 \cdot 3 \cdot \frac{6 \cdot 10,3}{10} = 22,25 \text{ (A)}$$

## 15 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 15.1 Юридический статус проектируемого объекта

Собственником вводимого имущества будет являться ОАО «Дальневосточная распределительная сетевая компания».

### 15.2 Жизненный цикл объекта

Жизненный цикл объекта состоит из следующих стадий:

- проектирование,
- строительство,
- освоение,
- нормальное функционирование,
- ликвидация.

Расчет жизненного цикла:

Строительство – 2 года;

### 15.3 Затраты на реализацию проекта

Капиталовложение на сооружение сети вычисляются по формуле:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС} \quad (72)$$

где  $K_{ВЛ}$  – стоимость сооружения ВЛ;

$K_{ПС}$  – стоимость ПС.

Стоимость ПС:

$$K_{ПС} = K_{РУ} + K_{ТР} + K_{ПОСТ} \quad (73)$$

где  $K_{РУ}$  – стоимость РУ;

$K_{ТР}$  – стоимость трансформаторов;

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть

Стоимость ВЛ:



$$K_{ВЛ} = K_O \cdot L \quad (74)$$

где  $K_O$  – стоимость одного км ВЛ;

$L$  – протяженность ВЛ.

Расчет стоимости РУ:

$$K_{РУ} = (N_{яч110} \cdot K_{яч110} + N_{яч6} \cdot K_{яч6}) \cdot K_{инф} \cdot K_p$$

где  $K_{инф}$  - коэффициент инфляции

$K_p$  - районный коэффициент

$N_{яч110}$  – количество выключателей 110 кВ;

$N_{яч6}$  – количество выключателей 6 кВ;

$K_{яч110}$  – стоимость ячейки выключателя 110 кВ (в ценах 2000 года);

$K_{яч6}$  – стоимость ячейки выключателя 6 кВ (в ценах 2000 года);

$$K_{РУ} = (2 \cdot 7,7 + 15 \cdot 0,16) \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 99,09 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем стоимость трансформатора:

$$K_{ТР} = N_{тр} \cdot K_{тр} \cdot K_{инф} \cdot K_p = 2 \cdot 3,39 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 37,72 \text{ (млн. руб.)}$$

где  $N_{тр}$  – количество трансформаторов;

$K_{тр}$  – стоимость трансформатора;

Постоянные затраты:

$$K_{ПОСТ} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p = 10,34 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 57,53 \text{ (млн. руб.)}$$

где  $K_{пост}$  – стоимость постоянной части затрат (в ценах 2000 года);

Капиталовложения в ПС:

$$K_{ПС} = 99,09 + 37,72 + 57,73 = 194,54 \text{ (млн. руб.)}$$

Капиталовложения в ВЛ:

$$K_{ВЛ} = (K_O \cdot L) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (75)$$

$$K_{ВЛ} = 1,28 \cdot 6,0 \cdot 4,28 \cdot 1,4 = 41,53 \text{ (млн. руб.)}$$

где  $K_p$  - районный коэффициент: для ВЛ – 1,4:

Сумма капиталовложений

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС} = 41,53 + 194,54 = 236,07 \text{ (млн. руб.)}$$

#### 15.4 Расчет издержек

Издержки на эксплуатацию и ремонт:

$$I_{ЭКС} = I_{ЭКС.ВЛ} + I_{ЭКС.ПС} = \alpha_{ЭКС.ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{ЭКС.ПС} \cdot K_{ПС} \quad (76)$$

где  $\alpha_{ЭКС.ВЛ} = 0,8\%$  – норма отчислений для ВЛ;

$\alpha_{ЭКС.ПС} = 5,9\%$  – норма отчислений для ПС.

Ежегодные издержки:

$$I_{АМ} = \frac{K_{ВЛ}}{T_{СЛ1}} + \frac{K_{ПС}}{T_{СЛ2}} \quad (77)$$

где  $T_{СЛ1} = 15 \text{ лет}$  – период службы для ВЛ;

$T_{СЛ2} = 20 \text{ лет}$  – период службы для оборудования ПС.

Издержки на эксплуатацию и ремонт:

$$I_{ЭКС} = 0,008 \cdot 41,53 + 0,059 \cdot 194,54 = 11,81 \text{ (млн. руб.)}$$

Ежегодные издержки на амортизацию:

$$I_{АМ} = \frac{41,53}{15} + \frac{194,54}{20} = 12,5 \text{ (млн. руб.)}$$

## 16 БЕЗОПАСНОСТЬ

### 16.1 Безопасность

В указанной выше работе рассматривается подключение подстанции «Авангард» к системе электроснабжения ДРСК, на данной подстанции будут устанавливаться силовые трансформаторы мощностью 6,3 мегавольт ампер и при этом для питания подстанции понадобится в сооружении ВЛ напряжением 110 кВ.

На указанной подстанции будут использованы современные надежные выключатели обладающие элегазовой изоляцией, обладающие также высокой безопасностью в отношении поражения электрическим током, а также и в отношении пожаробезопасности, эти выключатели по сравнению с масляными устаревшими значительно превосходит их по всем эксплуатационным показателям.

Указанная подстанция по географическому расположению располагаются на значительном удалении от жилой застройки и поэтому дополнительная высадка деревьев и кустарников по периметру не требуется.

Выполнение работ по сооружению воздушных линий электропередач должны выполняться по специальным проектам производства работ либо технологическим картам, которые в свою очередь должны быть утверждены высшим инженерным составом электромонтажной организации, то есть главным инженером, при этом должны выполняться все меры безопасности для обеспечения безопасного выполнения работ при строительстве линий электропередачи, а также при электромонтажных работах.

Сооружение воздушной линии должно сопровождаться соблюдением всех предъявляемых к этому процессу государственных нормативно-

технических документов либо каких локальных документов монтажных организаций.

Перед началом выполнения работ, руководители должны быть допущены к выполнению данной работы и ознакомлены со всеми требованиями, в частности техники безопасности и охраны труда и должны быть ознакомлены с фактическими условиями, в которых им предстоит работать так и всех норм безопасности в необходимом объеме для выполнения конкретной работы.

Подготовительные работы при выполнении их на воздушных линиях электропередач надо быть обязательно выполнено безопасность для всего комплекса выполняемых работ включая лесосечные работы валку деревьев либо растяжку хлыстов также при погрузочных работах.

Подготовка трассы для воздушной линии под нее должна быть оформлена специальным актом при этом в случае прохождения воздушной линии в лесной местности должны быть выполнена минимальная ширина просеки.

При строительстве воздушных линий электропередач для питания подстанции «Авангард» обязательным условием является соблюдение правил противопожарной безопасности для предотвращения возникновения лесных пожаров, по окончании всех строительно-монтажных работ все участки земли на которых выполнялись данные работы должны быть выровнены для восстановления земляного покрова.

При выполнении работ в электроустановках обязательно должно применяться заземление для безопасного выполнения работ, перед началом работ и перед установкой заземления обязательными являются проверка отсутствия напряжения для предотвращения возникновения короткого замыкания и поражения людей электрическим током.

На заземления на воздушную линию электропередач должно выполняться посредством специальной изолирующие штанги, к которой прикрепляется непосредственно само заземление.

При эксплуатации воздушных линий электропередач, в частности питающих подстанцию «Авангард», работники должны руководствоваться специальными правилами технической эксплуатации, а также правилами при эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше, дополнительными условиями является использование правил техники безопасности при работе в электрических сетях.

Основой для безопасной работы линии электропередач являются профилактические мероприятия и своевременное определение каких-либо неисправностей, которые могут привести к выходу из строя линии электропередачи и соответственно отключению потребителей.

Приведем пример таких профилактических мероприятий: сюда относятся различные осмотры, как низовые так и верховые, сюда также относятся внеочередные осмотры которые проводятся в случае возникновения гололеда либо различных климатических катаклизмов при возникновении пожаров либо грозы и урагана, также должны выполняться внеочередные осмотры после автоматического повторного включения воздушной линии после отключения короткого замыкания.

Дополнительные мероприятия, повышающие надежность электроснабжения по воздушной линии электропередач, является замер сопротивления изоляции подвесных изоляторов, переходного сопротивления, а также заземления опор, дополнительно определение степени загнивания древесины и проверка соблюдения габаритов.

Все полученные в ходе осмотра данные должны оформленные быть в специальном журнале.

В настоящее время современные методы позволяют выполнять все ремонтные работы или их основную часть без отключения потребителей, то есть под напряжением, к таким работам относятся покраска опор, замены некоторых деталей либо мелкий ремонт на проводах и тросах, при этом должны в обязательном порядке использоваться защитные средства для безопасного выполнения данной работе и предотвращения поражения

работников электрическим током. Следует отметить, что основным поражающим фактором на предприятиях электроэнергетики является электрический ток так как он представляет собой высокую опасность из-за того, что он невидим.

К факторам, которые являются не опасными, но вредными на предприятиях на понижающих подстанциях являются различные электромагнитные поля промышленной частоты, возникновения различных шумов, в том числе акустических от работы силовых трансформаторов, а также ударные шумы работе воздушных выключателей.

#### *Техника безопасности при строительстве ВЛ.*

Производство всего комплекса работ по воздушным линиям электропередач либо сооружению подстанционного оборудования в обязательном порядке должны выполняться в соответствии с действующими нормативами и правилами соблюдение правил техники безопасности, а также правил охраны труда при эксплуатации электроустановок.

При выполнении работы вблизи действующих электроустановок в обязательном порядке должны соблюдаться минимальные расстояния до проводов ВЛ, либо работающих механизмов имевшие машину во избежание поражения электрическим током работников.

Обязательным условием при работе на действующих ВЛ является предупреждение подхлестываний проводов, при этом если расстояние до действующих электроустановок становится меньше, чем допустимо эти электроустановки должны быть обесточены.

При работах на воздушных линиях, которые находятся в зоне наведенного напряжения либо в стесненных условиях должен обязательно выдаваться наряд-допуск, должен проводиться также целевой инструктаж всей бригады и производителя работ в котором должны указаны быть обязательно меры техники безопасности при ведении данной специфической работы

## 16.2 Экологичность

На подстанции «Авангард» устанавливаются 2 трансформатора марки ТМН 6300/110 с размерами (м) 5,8×4,2×5,0 и массой масла 10,5 т.

1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1,5 м.

2) Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [11].

Маслоприемники масла выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [11].

Рассмотрим подробно расчет маслоприемника. На рисунке 11 представлено схематичное изображение маслоприемника без отвода масла.

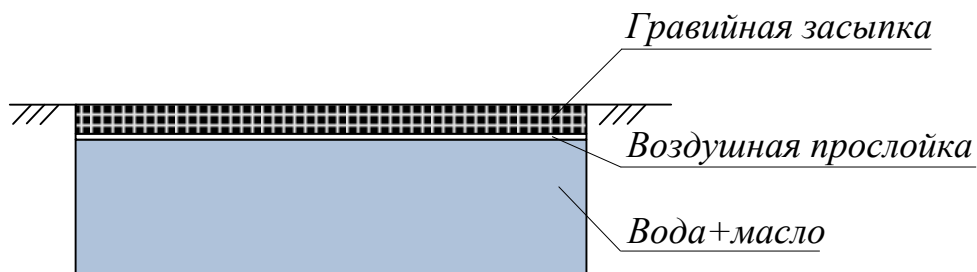


Рисунок 11 – Маслоприемник трансформатора

Объем масла в трансформаторе:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho} = \frac{10,5}{0,88} = 11,93 \text{ (м}^3\text{)} \quad (78)$$

где  $M$  – масса масла в трансформаторе 10,5 тонн.

$\rho$  – плотность масла 0,88 (т/м<sup>3</sup>)

Площадь маслоприемника:

$$S_{mn} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) = (5,8 + 2 \cdot 1,5) \cdot (4,2 + 2 \cdot 1,5) = 63,36 \text{ (м}^2\text{)} \quad (79)$$

где  $A$ ,  $B$  – длина и ширина трансформатора (м)

$\Delta$  – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{bn} = (A + B) \cdot 2 \cdot H = (5,8 + 4,2) \cdot 2 \cdot 5,0 = 100,0 \text{ (м}^2\text{)} \quad (80)$$

где  $H$  – высота трансформатора (м)

Нормативный коэффициент пожаротушения  $K_n$  и нормативное время тушения  $t$  соответственно равны:

$$K_n = 0,2 \text{ (л/(с} \times \text{м}^2\text{))}$$

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Объем воды необходимый для тушения:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{bn}) \cdot 10^{-3} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (63,36 + 100,0) \cdot 10^{-3} = 58,81 \text{ (м}^3\text{)} \quad (81)$$

Объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды

$$V_{mmH_2O} = V_{mpm} + 0,8 \cdot V_{H_2O} = 11,93 + 0,8 \cdot 58,81 = 58,98 \text{ (м}^3\text{)} \quad (82)$$

Глубину маслоприемника для приема всей жидкости  $V_{mmH_2O}$

$$H_{mn} = \frac{V_{mmH_2O}}{S_{mn}} = \frac{58,97}{63,36} = 0,93 \text{ (м)} \quad (83)$$

Высота гравийной подушки [11].

$$H_2 = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки [11].

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$



Полная высота маслоприемника [11].

$$H_{\text{мп}} = H_{\text{мп}} + H_{\text{вп}} + H_{\text{з}} = 0,93 + 0,05 + 0,25 = 1,23 \text{ (м)} \quad (84)$$

### 16.3 Чрезвычайные ситуации

При применении на подстанции «Авангард» которая рассматривается в данной работе выключатели с элегазовой изоляцией данный фактор значительно снижает риск возникновения различных нештатных ситуаций, в частности возгорание либо коротких замыканий на открытом распределительном устройстве.

В данном разделе рассматриваемой пожарной безопасности обеспечивающая сохранение жизни людей также их здоровья материальных ценностей на всех стадиях процесса эксплуатации данного оборудования.

Для защиты от возгораний, от различного рода пожаров и различных нештатных ситуаций существуют специальные организационно-технические мероприятия.

Для предотвращения возникновения пожара на подстанции «Авангард» применяется комплекс мероприятий включая организационные и технические, которые способствуют минимизации вероятности возникновения пожара.

Для достижения данной цели должны быть реализованы следующие мероприятия: устранена горючая смесь либо устранен источник зажигания, снижена температура до минимально допустимой, а также снижена вероятность поддержания горючей среды в очаге пожара.

Для снижения материального ущерба от возникновения пожарной ситуации либо какой другой нештатной ситуации должны использоваться защиты например противопожарная защита которая включает в себя следующие мероприятия: это применение трудно горючих веществ, ограничение количества размещаемых на подстанции горючих веществ, распространение пожара, применение различных средств пожаротушения а также использование различных конструкций которые имеют высокую

степень огнестойкости также, сюда можно включить эвакуацию людей, различные системы противопожарной защиты сигнализации пожарной охраны.

Для предотвращения распространения возгорания на подстанции «Авангард» используются следующие мероприятия это устройство различных преград, также использование минимально допустимых площадей противопожарных отсеков, использование устройств отключения коммутационных аппаратов и другого оборудования, использование различных средств для предотвращения разлива пожароопасных жидкостей на примере использования маслоприемника трансформатора, также использование ограждающих устройств и различных разрывных мембран для предотвращения взрывов на электрооборудовании.

Следует особое внимание уделить противопожарным преградам и разрывам, которые в значительной степени ограничивают распространение пожара внутри здания либо на какой-то территории, сюда относятся различные стены перекрытия и двери.

Для защиты открытого распределительного устройства 110 кВ подстанции «Авангард» используются различные средства, в частности это пожарные машины, различная пожарная и охранная сигнализация, огнетушители, сюда также можно включить инструменты инвентарь и различные спасательные устройства.

Отдельное внимание следует уделить установкам, использующим в виде огнетушащего средства воду, так как она является наиболее дешевой и эффективной, при тушении пламени испаряясь приводит к погашению очага возгорания отнимая большое количество тепла у горящих веществ.

Использование воды позволяет образовать значительное количество пара, который является препятствием для прохождения воздуха к очагу возгорания при этом сильная струя из брандспойта очень быстро сбивает пламя и облегчает тушение пожара, дополнительно. В качестве недорогих средств пожаротушения используется песок, который расположен в

специальных ящиках возле каждого взрывоопасного оборудования, в частности силового трансформатора.

В каждом распределительном устройстве имеются места хранения для расположения средств защиты от возгораний, а также для ликвидации пожара, в частности это огнетушители, при этом использовать данные средства в каких-либо других целях не допускается.

Проезжая часть на территории подстанции «Авангард» должна содержаться в исправном состоянии и регулярно очищаться от снега.

Все различные помещения включая производственные либо складские также должны быть обеспечены средствами пожаротушения для ликвидации возгорания, либо для предупреждения возгорания, сюда мы относим различные огнетушители, ящики с песком, а также для ликвидации возгорания это асбестовое либо войлочное полотно.

Огнетушители которые будут использоваться в случае возникновения пожара должны быть расположены на высоте не более 1,5 м от уровня пола от нижнего их торца, при этом допускается их установка в различных шкафах и условием для их установки в данных шкафах является легкий доступ к ним.

Средствами пожаротушения являются пожарные щиты, которые расположены на территории подстанции «Авангард» они предназначены для размещения средств пожаротушения. Запорная арматура, которая находится на различных огнетушителях должна иметь пломбу.

При наступлении похолоданий огнетушители, которые не могут работать при низких температурах должны быть расположены в отапливаемых помещениях, в частности углекислотные порошковые огнетушители не должны использоваться при температуре ниже - 20 градусов.

При этом установка огнетушителей любого типа не допускается непосредственно возле нагревательных поверхностей каких-либо трубопроводов либо обогревателей для исключения нагрева

В качестве огнетушащих средств в данной работе устанавливаются: в здании ОПУ четыре огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в ЗРУ 6 кВ два огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в здании связи аналогично ЗРУ 6 кВ, возле каждого трансформатора также расположены два огнетушителя типа ОХП-10, два ОПС-5, один ящик с песком емкостью 0.5 м<sup>3</sup> [21].

## 17 ДУГОВАЯ ЗАЩИТА ШИН

На рассматриваемой ПС «Авангард» на распределительном устройстве низкого напряжения используется дуговая защита для снижения воздействия токов короткого замыкания на оборудование и оперативный персонал, обслуживающий данную установку. Данная защита выполняется на основе блока «Дуга БЦ», рассмотрим его подробно.

Блоки "ДУГА-БЦ-10-02-22" и "ДУГА-БЦ-11-02-22" (в дальнейшем - блок) предназначены для защиты ячеек одной секции распределительного устройства (РУ) 0,4 - 35 кВ от дуговых замыканий. Блок предназначен для работы в составе устройства защиты от дуговых замыканий "ДУГА-МТ" совместно с регистраторами "ДУГА-О" "ДУГА-Ф" "ДУГА-Т" (далее - регистраторы) и датчиками дуговых замыканий (волоконно-оптическими, фототиристорными или клапанными, фототранзисторными).

Условия эксплуатации соответствуют нормативным. Питание блока "ДУГА-БЦ-10-02-22" может производиться от источника переменного (от 45 до 55 Гц), постоянного или выпрямленного тока. Номинальное напряжение питания 220 В. Диапазон напряжения питания от 88 до 264 В. Питание блока "ДУГА-БЦ-11-02-22" может производиться от источника постоянного тока. Номинальное напряжение питания 110 В. Диапазон напряжения питания от 44 до 132 В.

Блок обеспечивает формирование следующих выходных дискретных сигналов: - отключения вводного, резервного выключателей, выключателей трансформатора (ТР), выключателя магистрали резервного питания, секционного выключателя, выключателей отходящих фидеров (Ф); - "УРОВД" (на "УРОВП" блока, установленного для защиты соседней секции); - аварийной и предупредительной сигнализации ("Авария", "Отказ", "Неиспр.", "Вызов"); - свободно назначаемых ("Выход 1" и "Выход 2").

По состоянию входных дискретных сигналов "РПО раб. ввода", "РПВ раб. ввода", "РПО рез. ввода" и "РПВ рез. ввода" блок определяет следующие состояния РУ (в соответствии с рисунком Б.11)): - "Автономное" (выключатель рабочего ввода включен, выключатель резервного ввода отключен); - "Резервное" (выключатель рабочего ввода отключен, выключатель резервного ввода включен); - "Секция в ремонте" (выключатели рабочего и резервного вводов отключены).

При одновременном наличии или отсутствии сигналов "РПО раб. ввода" и "РПВ раб. ввода" или "РПО рез. ввода" и "РПВ рез. ввода" свыше 10 секунд формируются сигналы "Неиспр. раб. ввода" и "Неиспр. рез. ввода" соответственно.

Для формирования команд селективного отключения выключателей при дуговых замыканиях отсеки ячеек РУ объединяют в различные зоны, соответствующие дискретным входам блока: - "ДЗ Ф" - зона отходящих фидеров; - "ДЗ раб. ввода" - зона ввода; - "ДЗ СБШ" - зона сборных шин; - "ДЗ раб. ВВ" - зона рабочего выключателя ввода; - "ДЗ рез. ВВ" - зона резервного выключателя ввода. Объединение отсеков в зоны производится путем объединения выходов регистраторов от соответствующих датчиков по схеме монтажное "ИЛИ" и подключением их на соответствующие дискретные входы блока.

Для исключения ложных срабатываний команды на отключение выключателей формируются только при одновременном наличии сигналов от регистраторов (входы "ДЗ Ф", "ДЗ раб. ввода", "ДЗ СБШ", "ДЗ раб. ВВ" или "ДЗ рез. ВВ") и сигналов от пусковых органов защит (в соответствии с рисунками Б.2 - Б.6).

В зону "ДЗ Ф" входят отсеки трансформаторов тока (кабельной сборки) всех ячеек отходящих фидеров, дуговое замыкание в которых может быть устранено отключением выключателей отходящих фидеров. Для селективного отключения отходящих фидеров должен быть введен программный ключ S1 "Селективное отключение фидеров" 2). При наличии

на входах блока сигналов "ДЗ Ф" и от пускового органа защит рабочего или резервного вводов в соответствии с вариантом схемы питания, формируется выходной сигнал "Откл. Ф" (в соответствии с рисунком Б.7). При длительности входного сигнала "ДЗ Ф" более 2,5 с, для исключения ложных срабатываний, работа блока по зоне "ДЗ Ф" блокируется. После исчезновения

Если в течение времени уставки "ТУРОВ Ф" не произошло возврата пусковых органов защит, блок формирует внутренний сигнал "УРОВ Ф", действующий на отключение выключателя рабочего ввода (выходные сигналы "Откл. раб. ввода 1", "Откл. раб. ввода 2"), выключателя резервного ввода (выходные сигналы "Откл. рез. ввода 1", "Откл. рез. ввода 2") (в соответствии с рисунками Б.8, Б.9). Если программный ключ S1 не введен, зона "ДЗ Ф" программно объединяется с зоной "ДЗ СБШ", что позволяет, при необходимости, не меняя монтажа оперативно переключить режим селективного отключения отходящих фидеров на неселективное.

В зону "ДЗ СБШ" входят отсеки сборных шин, ячейки трансформаторов напряжения (ТН), все отсеки секционного разъединителя (при наличии на данной секции), отсеки выключателей ячеек отходящих фидеров, отсеки трансформаторов тока (кабельной сборки) ячеек отходящих фидеров (если не используется селективное отключение отходящих фидеров), шинный мост и прочие отсеки, дуговое замыкание в которых должно устраняться отключением выключателя рабочего или резервного ввода. При наличии на входах блока сигналов "ДЗ СБШ" и от пускового органа защит, в зависимости от схемы питания РУ, формируются выходные сигналы "Откл. раб. ввода 1", "Откл. раб. ввода 2", "Откл. рез. ввода 1" и "Откл. рез. ввода 2". При длительности входного сигнала "ДЗ СБШ" более 2,5 с, для исключения ложных срабатываний, работа блока по зоне "ДЗ СБШ" блокируется. После исчезновения входного сигнала "ДЗ СБШ" работа блока по зоне "ДЗ СБШ" автоматически восстанавливается. В блоке реализовано два варианта выявления отказов выключателей рабочего и резервного вводов с формированием сигнала "УРОВ": - вариант 1. Если

были сформированы сигналы "Откл. раб. ввода 1" и "Откл. раб. ввода 2" и в течение времени уставки "ТУРОВ ВВ" не произошло возврата пусковых органов защит, блок формирует внутренний сигнал "Отказ ВВ", действующий на отключение трансформатора (выходные сигналы "Откл. ТР 1" и "Откл. ТР 2"). Если были сформированы сигналы "Откл. рез. ввода 1" и "Откл. рез. ввода 2" и в течение времени уставки "ТУРОВ РВ" не произошло возврата пусковых органов защит, блок формирует внутренний сигнал "Отказ РВ", действующий на отключение выключателя магистрали резервного питания и секционного выключателя (выходные сигналы "Откл. МРП", "Откл. СВ") (в соответствии с рисунком Б.10); – вариант 2. Если были сформированы сигналы "Откл. раб. ввода 1" и "Откл. раб. ввода 2" и в течение времени уставки "ТУРОВ ВВ" не произошло подтверждения отключения выключателя, блок формирует внутренний сигнал "Отказ ВВ", действующий на отключение трансформатора (выходные сигналы "Откл. ТР 1" и "Откл. ТР 2"). Если алгоритмом диагностики блока выявлена неисправность вводного выключателя, блок автоматически переключается на вариант 1. Если были сформированы сигналы "Откл. рез. ввода 1" и "Откл. рез. ввода 2" и в течение времени уставки "ТУРОВ РВ" не произошло подтверждение отключения выключателя, блок формирует внутренний сигнал "Отказ РВ", действующий на отключение выключателя магистрали резервного питания и секционного выключателя. Если алгоритмом диагностики блока выявлена неисправность выключателя резервного ввода, блок автоматически переключается на вариант 1. Выбор варианта осуществляется программным ключом S2 "УРОВ по наличию ДЗ/РПВ". При введенном программном ключе S2 блок работает по варианту 1. При проведении пусконаладочных работ, для снижения трудоемкости, рекомендуется применять вариант 2.



## 18 АИИСКУЭ

На подстанции «Авангард» напряжением 110/6 кВ используется система автоматизированного информационно измерительно контроля и учета электрической энергии АИИСКУЭ, в данном случае она представляет собой упрощенную форму для считывания информации на приборах учета, а также потребление активной и реактивной энергии всеми потребителями которые подключены к шинам низкого напряжения.

При использовании дополнительного программного обеспечения данной системы, она может быть выполнена на более высоком уровне.

При использовании данной системы обязательным условием является использование измерительных трансформаторов напряжения и тока которые должны пройти соответствующую метрологическую аттестацию и обязательно должны соответствовать всем техническим требованиям оптового рынка электроэнергии и мощности.

Информационно-вычислительный комплекс данной системы включает в себя различные сервера в которые собирается вся необходимая информация также это программный комплекс, различными инструментами для конфигурации системы, которые предназначены для сбора данных, а также их передачи на основной сервер.

В данном устройстве используются специальные каналы, по которым передается информация от отдельных точек учета.

Для организации данной системы обязательным условием является наличие программной платформы на базе операционной системы Microsoft. Для работы данной системы обязательным условием также является наличие специальных каналов связи, они могут быть различными включая локальную вычислительную сеть, различные телефонные сети общего назначения и промышленного назначения канала GSM связи спутниковые каналы связи а также иные другие каналы связи включая воздушные оптоволоконные линии.

Запрос данных со всех точек учета может выполняться как в автоматическом режиме так и вручную с помощью специального программного обеспечения который включается в данный комплекс. На подстанции Авангард данная система автоматизированного учета и контроля электрической энергии ведет расчёт количества потребляемой энергии также выполняет расчет потребляемой мощности активной и реактивной и передаёт её на сервер сетевой компании которой принадлежит данная подстанция.

## 19 УСТРОЙСТВО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ ПРИ ОТКАЗЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ

На ПС «Авангард» в качестве автоматического устройства применяется УРОВ, предназначенное для отключения короткого замыкания при неисправности и отказе выключателя.

Случаи отказа выключателя либо в случаи отказа релейной защиты в отключение не являются редкими и приводят к тяжелым последствиям

При этом при не отключенном коротком замыкании происходит очень серьезное повреждение оборудования либо происходят травмы или гибель обслуживающего персонала, поэтому в данной работе рассматриваются устройство резервирования при отказе выключателя которая предназначена для борьбы с данной проблемой.

Для отключения короткого замыкания выключателем применяются несколько способов резервирование, в частности это отключение смежными выключателями, которые расположены с обеих сторон от резервируемого выключателя. Дополнительное резервирование осуществляется с другими защитными элементами, которые расположены на других выключателях указанной подстанции. В качестве защиты используются основная и резервная которые резервируют друг друга при возникновении коротких замыканий. Устройство резервирования при отказе выключателя запускается в том случае если короткое замыкание не отключается выбранным выключателем.

Обязательным условием для работы устройства резервирования при отказе выключателя являются два фактора, в частности это срабатывания защиты и превышение времени работы аварийного процесса свыше определенной уставки то есть при условии не отключения выключателем тока короткого замыкания. Время работы УРОВ отсчитывается на момент подачи команды на включение выключателем короткого замыкания от основной защиты при этом выдержка времени является очень небольшой

сюда учитывается время срабатывания механической части выключателя и его собственное время отключения.

Для повышения надежности схемы, устройство резервирования при отказе выключателя использует специальные дополнительные контакты на ключах управления, используется специальная дополнительная цепь для отключения выключателя от УРОВ, которая не зависит от других защит.

В данном случае на подстанции Авангард используются специальные микропроцессорные терминалы, в которые включена функция устройства резервирования при отказе выключателя, она может выводиться и выводиться при необходимости, а также при выполнении каких-либо оперативных переключений либо выводе в ремонт оборудования. Использование УРОВ в одном блоке с остальными защитами увеличивает надежность работы данной защиты, а также других остальных защит, которые смежны с данной защитой. Данная защита нуждается в периодической проверки своих уставок. Следует отметить, что вывод из работы устройства резервирования при отказе выключателя должен выполняться по специальным составленным заранее программам.

## 20 БЛОК МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ ЗАЩИТЫ

На ПС «Авангард» в качестве устройства защиты присоединений с вакуумными выключателями принят блок БМРЗ, рассмотрим его подробно.

Возможности блока позволяют проектным и пусконаладочным организациям на основе логических сигналов типовых и фиксированных функциональных схем защит и автоматики учитывать индивидуальные особенности проекта защищаемого присоединения.

Программное обеспечение, созданное предприятием-изготовителем, является базовым функциональным программным обеспечением (далее - БФПО), в нем реализуются функции защит и автоматики, сигнализации, сервисные функции и функции диагностики блока. Изменение БФПО осуществляется только на предприятии-изготовителе.

Дополнительные функциональные схемы, создаваемые для учета индивидуальных особенностей проекта защищаемого присоединения, входят в состав программного модуля конфигурации (далее - ПМК). Для создания ПМК следует использовать программный комплекс "Конфигуратор - МТ". ПМК включает в себя: - уставки защит и автоматики; - дополнительные функциональные схемы ПМК (далее - схемы ПМК); - настройки связи блока с АСУ/ПЭВМ; - настройки функций синхронизации времени блока; - настройки таблицы подключений блока; - настройки таблицы назначений блока.

Таблица подключений блока позволяет использовать дискретные входы для привязки их к входным сигналам функциональных схем БФПО

Таблица назначений блока позволяет: - использовать свободно назначаемые выходные реле для привязки к ним сигналов с дискретных входов блока; - использовать свободно назначаемые выходные реле для привязки к ним логических сигналов функциональных схем; - создавать дополнительные записи для журнала сообщений и журнала аварий; -

выполнять настройку светоизлучающих диодов (светодиодов); - выполнять настройку состава осциллограмм.

В комплект поставки блока входит пример реализации ПМК, созданный предприятием-изготовителем

Выходные сигналы функциональных схем БФПО и схем ПМК могут быть использованы в таблице назначений блока, а также переданы в АСУ. Выходные сигналы функциональных схем БФПО могут быть использованы для создания схем ПМК.

Программный комплекс "Конфигуратор - МТ" предоставляет возможность установки паролей для разделения на следующие уровни доступа: служба РЗА (изменение уставок, просмотр и управление) и служба АСУ (изменение коммуникационных настроек).

Для создания дополнительных функциональных схем, учитывающих особенности проекта защищаемого присоединения, доступны следующие элементы: - дискретные входы, перечень которых приведен в таблице 3; - кнопки лицевой панели "F1" и "F2"; - входные сигналы АСУ, перечень которых приведен в таблице 7; - входные сигналы функциональных схем, - выходные сигналы функциональных схем; - свободно назначаемые дискретные выходы

Назначение дискретных входов в таблице подключений блока производится в виде перекрестной связи между дискретным входом (графа) и входным сигналом функциональных схем БФПО (строка) (пример назначения свободно назначаемого дискретного входа "[Яб] Вход" на входной сигнал функциональных схем БФПО "Квитир. внеш."). Допускается прямое или инверсное подключение дискретного входа.

#### *Функции защиты*

##### Токовая отсечка (ТО)

ТО предназначена для быстрой ликвидации междуфазных коротких замыканий.

ТО выполняется с контролем трех фазных токов. Схема подключения аналоговых сигналов, в случае установки трансформаторов тока в двух фазах подключение к блоку осуществляется в соответствии с типовой инструкцией. Ступени ТО могут быть введены в действие программными ключами S101 и S102 для первой и второй ступени соответственно.

Предусмотрена возможность работы первой и второй ступени ТО с контролем от реле направления мощности (РНМ). Ввод РНМ производится программными ключами S143, S145 для первой и второй ступени соответственно. Предусмотрен выбор варианта работы ТО при прямом или обратном направлении мощности. Выбор варианта осуществляется программными ключами S144, S146 для первой и второй ступени соответственно.

При междуфазных коротких замыканиях вблизи места установки защиты, сопровождающихся значительным снижением напряжения, подводимого к реле (ниже 7 В), РНМ работает "по памяти". В этом случае на реле в течение 200 мс сохраняется фаза напряжения предаварийного режима. По истечении 200 мс состояние РНМ фиксируется. Возврат РНМ осуществляется при восстановлении значения напряжения выше 7 В. Для готовности работы РНМ "по памяти" необходимо наличие на зажимах РНМ напряжения выше 9 В в течение не менее 60 мс.

При неготовности РНМ работать "по памяти" формируется логический сигнал "недост.", ступени ТО работают в ненаправленном режиме.

Для блокировки пуска ступеней ТО предусмотрены логические сигналы "ТО 1 блок." и "ТО 2 блок.". Блокировка осуществляется наличием логической единицы.

#### *Максимальная токовая защита (МТЗ)*

МТЗ предназначена для защиты от междуфазных коротких замыканий и перегрузки защищаемого присоединения. Первая ступень имеет

независимую или зависимую времятоковую характеристику. Вторая ступень имеет независимую времятоковую характеристику.

Ступени МТЗ могут быть введены в действие программными ключами S103 и S104 для первой и второй ступени соответственно.

МТЗ выполняется с контролем трех фазных токов (в соответствии с рисунком Б.2). При установке трансформаторов тока в двух фазах подключение к блоку осуществляется в соответствии с рисунком А.2.

Выбор времятоковой характеристики производится программным ключом S109 (по умолчанию первая ступень МТЗ выполняется независимой). Блок обеспечивает возможность работы первой ступени с четырьмя типами обратозависимых времятоковых характеристик:

Для зависимой характеристики возможен выбор одной из четырёх зависимых времятоковых характеристик.

Тип времятоковой характеристики задаётся уставкой в программном комплексе "Конфигуратор - МТ" при выборе типа обратозависимой времятоковой характеристики.

Вторая ступень МТЗ может быть использована с действием на отключение и сигнализацию или с действием только на сигнализацию. Ввод действия второй ступени МТЗ на отключение производится программным ключом S117.

Для первой ступени МТЗ с независимой времятоковой характеристикой может быть введен пуск по напряжению (программный ключ S122 - ввод контроля линейного напряжения и программный ключ S123 - ввод комбинированного пуска с контролем напряжения обратной последовательности и линейного напряжения). Условием пуска первой ступени МТЗ является снижение любого линейного напряжения ниже уставки "МТЗ РН Ул" или увеличение напряжения обратной последовательности выше уставки "МТЗ РН U2". При использовании комбинированного пуска МТЗ по напряжению применять уставки по времени менее 0,1 с не рекомендуется.



Контроль напряжения для комбинированного пуска МТЗ выводится при неисправности цепей напряжения в соответствии рисунком Б.2. Для вывода контроля исправности цепей напряжения необходимо ввести программный ключ S150.

Предусмотрена возможность работы первой ступени МТЗ с контролем от РНМ. Ввод РНМ производится программным ключом S147. При использовании направленной МТЗ предусмотрен выбор варианта её работы при прямом или обратном направлении мощности. Выбор варианта осуществляется программным ключом S148.

Для блокировки первой или второй ступени МТЗ предусмотрены логические сигналы "МТЗ 1 ст. блок." и "МТЗ 2 ст. блок." соответственно.

#### *Ускорение МТЗ (УМТЗ)*

УМТЗ предназначено для ускорения действия первой ступени МТЗ при включении выключателя и коротком замыкании в защищаемой зоне. УМТЗ может быть введено в действие программным ключом S106.

После исчезновения сигнала "РПО" в течение 1 с и при пуске первой ступени МТЗ с выдержкой времени "УМТЗ Т" выдается сигнал на отключение выключателя в соответствии рисунком Б.3.

Предусмотрена блокировка УМТЗ (программный ключ S160) по наличию напряжений на секции шин и до вводного выключателя.

Для блокировки работы УМТЗ предусмотрен сигнал "УМТЗ блок."

#### *Логическая защита шин (ЛЗШ)*

ЛЗШ предназначена для ускорения действия МТЗ выключателя источника питания при коротком замыкании на шинах присоединения.

Ввод в работу ЛЗШ осуществляется программным ключом S128 (в соответствии с рисунком Б.3).

Подключение датчиков логической защиты шин может быть выполнено при параллельном или последовательном соединении, выбор осуществляется программным ключом S149. По умолчанию блок реализует схему с последовательным соединением датчиков логической защиты шин.

При получении сигнала от датчиков ЛЗШ (пуск МТЗ присоединений, питающих нагрузку) первая ступень МТЗ действует с выдержкой времени, выбранной по условию селективности. При отсутствии сигнала от датчиков ЛЗШ и пуске первой ступени МТЗ срабатывание МТЗ происходит с уставкой по времени "ЛЗШ Т".

Блок обеспечивает контроль исправности шинки ЛЗШ - при наличии сигнала от датчиков ЛЗШ в течение 180 с блок выдает сигнал "Вызов".

При расчете уставок по времени необходимо учитывать время обработки блоком входных дискретных сигналов. При использовании ЛЗШ не рекомендуется устанавливать значение выдержки первой ступени МТЗ менее 0,1 с.

#### *Дуговая защита (ДгЗ)*

ДгЗ предназначена для защиты от дуговых коротких замыканий внутри отсека ячейки. ДгЗ обладает абсолютной селективностью. Блок реализует функцию дуговой защиты. Дуговая защита выполняется с помощью входного логического сигнала "ДгЗ". Дуговая защита может быть реализована с контролем тока (программный ключ S130). Срабатывание дуговой защиты действует на отключение выключателя.

Блок выполняет контроль исправности цепи ДгЗ. При длительном, более 2,5 с, наличии входного сигнала "ДгЗ" срабатывает реле "Вызов".

#### *Защита от потери питания (ЗПП)*

ЗПП предназначена для выявления потери питания и отключения при подпитке во внешнюю сеть.

ЗПП может быть введена в действие программным ключом S42.

Пуск защиты происходит при условии снижения частоты ниже уставки "ЗПП РЧ1", при значении хотя бы одного из фазных токов выше уставки "ЗПП РТ" и отсутствии прямого направления мощности. ЗПП срабатывает по окончании выдержки времени "ЗПП Т" и действует на отключение и сигнализацию.

При введенном ключе S400 пуск защиты происходит при условии снижения частоты ниже уставки "ЗПП РЧ2" с контролем включенного положения выключателя.

В блоке предусмотрен ввод контроля прямого направления мощности (характеристика РНМ аналогична характеристике РНМ алгоритмов ТО и МТЗ) при включении (при условии снижения частоты ниже уставки "ЗПП РЧ1") программным ключом S401. Пуск защиты происходит при условии снижения частоты ниже уставки "ЗПП РЧ1" и значениях фазных токов, не превышающих уставку "ЗПП РТ".

При срабатывании алгоритма контроля неисправности цепей напряжения работа алгоритма ЗПП блокируется.

Для блокировки работы ЗПП предусмотрен сигнал "ЗПП блок".

Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) 4.1.7.1 ОЗЗ выполнена с контролем напряжения  $3U_0$  и вводится в действие программным ключом S24.

ОЗЗ действует на отключение и сигнализацию или только на сигнализацию (программный ключ S21) с выдержкой времени "ОЗЗ Т".

*Защита от обрыва фазы и несимметрии нагрузки (ЗОФ)*

ЗОФ выполнена с контролем тока обратной последовательности. Предусмотрена возможность работы с контролем отношения тока обратной последовательности к току прямой последовательности (программный ключ S995) (в соответствии с рисунком Б.7).

ЗОФ вводится в действие программным ключом S41.

ЗОФ действует на отключение и сигнализацию или только на сигнализацию (программный ключ S40) с выдержкой времени "ЗОФ Т".

*Функции автоматики и управления выключателем*

Схема подключения блока к различным типам выключателей представлена в руководстве по эксплуатации

*Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ)*

Блок обеспечивает работу алгоритма устройства резервирования при отказе выключателя присоединения (УРОВ)).

УРОВ вводится программным ключом S44. Пуск УРОВ происходит: - при срабатывании ступеней ТО; - при срабатывании ступеней МТЗ, действующих на отключение; - по назначаемому логическому сигналу "Откл. от УРОВ" от нижестоящей защиты; - по сигналу срабатывания дуговой защиты; - по сигналу срабатывания УМТЗ; - по сигналу срабатывания ЛЗШ. Срабатывание УРОВ выполняется с задержкой времени, определяемой уставкой "УРОВ Т". Возврат УРОВ осуществляется по снижению тока ниже уставки "УРОВ РТ".

В блоке реализована возможность (программный ключ S451) выдачи сигнала срабатывания УРОВ без учета выдержки времени "УРОВ Т" по сигналу "SF6 блок. упр.". Данный сигнал подключается от внешнего устройства контроля давления элегаза.

Для блокировки работы алгоритма УРОВ предусмотрен назначаемый логический сигнал "УРОВ блок."

При поступлении сигнала "Откл. от УРОВ" выдается команда на отключение выключателя без выдержки времени

#### *Автоматическое повторное включение (АПВ)*

Блок обеспечивает выполнение двукратного АПВ (в соответствии с рисунком Б.9). Первый и второй циклы АПВ могут быть введены в действие программными ключами S311, S31 соответственно. Время готовности АПВ после включения выключателя определяется временем готовности выключателя к выполнению операции включения и задается уставкой "АПВ ТЗ". Пуск АПВ происходит при: - срабатывании ТО; - срабатывании МТЗ; - самопроизвольном отключении (СО) выключателя (программный ключ S33 введен, программный ключ S58 выведен); - наличии сигнала "АПВ от ВнЗ"; - срабатывании УМТЗ; - срабатывании ЛЗШ (программный ключ S35). АПВ блокируется при: - обнаружении системой диагностики неисправности выключателя; - оперативном отключении выключателя; - срабатывании

УРОВ; - наличии сигнала "Откл. от УРОВ"; - наличии сигнала "АПВ запрет"; - срабатывании защиты от дуговых замыканий; - срабатывании ТО (программный ключ S317); - срабатывании УМТЗ (программный ключ S318). - пуске ОЗЗ (программный ключ S32 - действует только на второй цикл АПВ).

Время контроля результатов АПВ составляет 120 с после выдачи команды на включение выключателя. Если в течение контрольного времени происходит отключение выключателя, цикл считается неуспешным.

#### *Автоматическое включение резерва (АВР)*

Блок обеспечивает автоматическое включение резерва (в соответствии с рисунком Б.10) с выдержкой времени или без выдержки времени. Функция АВР вводится программным ключом S50.

При включенном положении выключателя условием пуска АВР с выдержкой времени является: - уровень напряжений UAB и UBC ниже уставки "АВР РН1 Ул" и уровень напряжения UBHP (программный ключ S57) ниже уставки "АВР РН2 Ул"; - напряжение U2 выше уставки "АВР РН U2" (программный ключ S506); - снижение частоты ниже уставки "АВР РЧ" (программный ключ S505).

После отработки выдержки времени "АВР Т1", при наличии сигнала "АВР разрешен" от питающего присоединения соседней секции, выдается команда на отключение выключателя ввода. При появлении дискретного сигнала "РПО" выдается команда на включение секционного выключателя ("Реле вкл. СВ") длительностью 0,8 с. Работа АВР блокируется при: - наличии сигнала "АВР запрет"; - срабатывании ТО; - срабатывании МТЗ на отключение; - срабатывании УМТЗ; - срабатывании ЛЗШ; - срабатывании дуговой защиты; - выполнении АПВ; - обнаружении системой диагностики неисправности выключателя; - наличии логического сигнала "Откл. от УРОВ"; - неисправности в цепях трансформатора напряжения (программный ключ S110). Предусмотрена возможность выполнения АВР

без выдержки времени (если нет условий блокировки АВР) при самопроизвольном отключении выключателя (программный ключ S58).

В блоке для выполнения АВР предусмотрен ввод контроля работы ЗПП (программный ключ S504) с регулируемой длительностью импульса с уставкой "АВР Т3".

В блоке для выполнения АВР при отключении выключателя по алгоритмам пользователя предусмотрен сигнал "АВР от ВнЗ". АВР по сигналу "АВР от ВнЗ" выполняется с выдержкой времени "АВР Т2".

#### *Автоматическое восстановление схемы нормального режима (ВНР)*

Блок обеспечивает автоматическое восстановление схемы нормального режима (ВНР) после АВР. ВНР выполняется только при подключении к блоку напряжения, снимаемого до выключателя ввода (УВНР). ВНР может быть введено программными ключами S50 (ввод АВР) и S51 (ввод ВНР).

После восстановления напряжения УВНР и отработки выдержки "ВНР Т1" блок выдает команду на включение вводного выключателя и через 0,5 с формирует команду отключения секционного выключателя ("Реле откл. СВ") длительностью 0,8 с. При введенном программном ключе S511 после восстановления напряжения УВНР и отработки выдержки "ВНР Т1" блок выдает команду отключения секционного выключателя ("Реле откл. СВ") длительностью 0,8 с и через время, задаваемое уставкой "ВНР Т2", команду на включение вводного выключателя при условии отсутствия напряжения на шинах.

Блок обеспечивает однократность действия ВНР. Время контроля - 120 с. Если в течение контрольного времени происходит отключение выключателя, ВНР считается неуспешным. Действие ВНР блокируется в тех же случаях, что и АВР, а также при срабатывании защит ввода (контроль срабатывания ЗПП вводится программным ключом S43 в соответствии с рисунком Б.16).

#### *Разрешение АВР (РАВР)*

Блок формирует выходной логический сигнал "Реле Разреш. АВР" который может быть назначен на свободное выходное реле. Внешними цепями данный сигнал необходимо подключить к блоку смежного ввода на сигнал "АВР разрешен". Сигнал "Реле Разреш. АВР" выдается при наличии напряжений UAB и UBC выше уставки "РАВР РН1 Ул" и напряжения UBHP (программный ключ S57) выше уставки "РАВР РН2 Ул". Выдача сигнала "Реле Разреш. АВР" блокируется при: - наличии напряжения обратной последовательности U2 (программный ключ S501) выше уставки "РАВР РН U2"; - пуске ОЗЗ (программный ключ S55); - снижении частоты ниже уставки РАВР РЧ (программный ключ S59); - обнаружении системой диагностики неисправности выключателя.

#### *Функции управления выключателем и другие функции автоматики*

Описание функций управления выключателем, а также рекомендованная схема подключения блока к различным видам выключателей приведены в руководстве по эксплуатации ДИВГ.648228.029 РЭ.

Формирование команд управления выключателем делится на: - оперативное управление; - управление по срабатыванию защит и автоматики.

#### *Оперативное управление выключателем*

Управление выключателем (включение и отключение) возможно только в одном режиме управления в один момент времени. Блок допускает три режима управления: - местное управление кнопками на пульте (МУ); - дистанционное управление по дискретным сигналам; - дистанционное управление по сигналам АСУ.

Изменение режима управления "Местное" – "Дистанционное" происходит при нажатии кнопки "МУ" на лицевой панели. При местном режиме управления горит светодиод "МУ" на лицевой панели. Местное управление выключателем осуществляется с кнопок "ВКЛ" и "ОТКЛ" на лицевой панели.

При местном управлении формирование команд включения и отключения выключателя возможно только с пульта, команды по дискретным сигналам и по каналам АСУ блокируются.

При введенном программном ключе S781 режим управления "Местное" блокируется, управление выключателем осуществляется по дискретным сигналам или сигналам АСУ.

Дистанционное оперативное управление по дискретным сигналам "ОУ Включить", "ОУ Отключить" осуществляется при отсутствии сигнала на логическом входе "ОУ".

При введенном программном ключе S780 команда отключения по дискретному входу "ОУ Отключить" выполняется вне зависимости от выбранных режимов оперативного управления.

Дистанционное оперативное управление по сигналам АСУ осуществляется при наличии сигнала на логическом входе "ОУ". При этом оперативное управление выключателем осуществляется по сигналам АСУ "АСУ\_Включить", "АСУ\_Отключить".

#### *Включение выключателя*

Включение выключателя осуществляется замыканием выходного реле "Включить", контакт которого рекомендуется последовательно соединить с внешним промежуточным реле, управляющим электромагнитом включения.

Выдача команды включения блокируется при: - наличии команды отключения выключателя; - обнаружении системой диагностики неисправности выключателя; - отсутствии или наличии сигнала (программный ключ S712) на дискретном входе "Ав. ШП/Пружина"; - наличии назначаемых сигналов "SF6 блок. упр." или "Включение блок."

Дискретный вход "Ав. ШП/Пружина" предназначен для подключения: - контакта положения автоматического выключателя питания цепи включения выключателя с зависимым типом привода (электромагнит включения); - контакта взведенной пружины, в случае применения выключателя с независимым типом привода (включение осуществляется



предварительно взведенной пружиной). Программный ключ S712 предназначен для возможности использования размыкающих контактов положения автоматического выключателя или взведенной пружины.

Реле "Включить" удерживается во включенном состоянии до выполнения команды (появление сигнала "РПВ"). В блоке предусмотрена возможность выдачи импульсной команды включения длительностью "Вкл. Тимп". Длительность уставки "Вкл. Тимп" должна быть больше собственного времени включения выключателя, но меньше времени термической стойкости электромагнита включения. Ввод импульсного способа выдачи команды включения производится программным ключом S710.

Блок обеспечивает контроль синхронизма (КС) между напряжением секции шин и напряжением до вводного выключателя (ко входу УВНР необходимо подключить УВС трансформатора напряжения (ТН), устанавливаемого до вводного выключателя) при: - оперативном включении (РВ) (программный ключ S631) (блокировка КС при РВ без напряжений вводится программным ключом S634); - АПВ (программный ключ S632); - ВНР (программный ключ S633). Для обеспечения синхронизма двух напряжений необходимо выполнение следующих условий: - напряжения должны превышать уставку "Синх. U>"; - напряжение на сборных шинах U2 должно быть меньше уставки "Синх. U2<"; - разность действующих значений напряжений должна быть меньше уставки "Синх. dU"; - разность частот напряжений должна быть меньше уставки "Синх. dF"; - модуль угла между напряжениями должен быть меньше уставки "Синх. Ф".

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе рассмотрен вариант подключения подстанции «Авангард» к сетям 110 кВ Дальневосточной распределительной сетевой компании. Определён тип распределительного устройства высокого и низкого напряжения для питания всех потребителей.

Для правильного выбора оборудования на подстанции «Авангард» предварительно выполнен расчет токов короткого замыкания во всех характерных точках. Выбранное оборудование прошло проверку по условиям протекания токов короткого замыкания и номинальных токов. После подключения подстанции произведён расчёт всех основных режимов работы, в частности, нормального и послеаварийного. Также выполнен расчет заземляющего устройства и системы молниезащиты для рассматриваемого оборудования. Выполнены расчеты в области экономики, а также в области охраны окружающей среды и безопасности обслуживающего персонала.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2006. – 430 с.
- 2 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш. шк.,2011. – 383 с.
- 3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 880 с.
- 4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 592 с.
- 5 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.
- 6 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.
- 7 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и до п.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.
- 8 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010.
- 9 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.
- 10 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.
- 11 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.

12 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2008.

13 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003

14 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2005г. №21.

15 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2001. №10.

16 Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2002.

17 Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.

18 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие. – Издательство: Павлодар: Кереку Год: 2008

19 Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2003), 2003.

20 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2003 ОАО РАО «ЕЭС России». – М, 2003.

21 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет режима максимальных нагрузок

Номер	Название	U (кВ)	Delta	P <sub>н</sub>	Q <sub>н</sub>	P <sub>г</sub>	Q <sub>г</sub>	I <sub>л</sub> (А)
				(МВт)	(Мвар)	(МВт)	(Мвар)	
				P <sub>л</sub> (МВт)	Q <sub>л</sub> (Мвар)	dP (МВт)	dQ (Мвар)	
100	ХТЭЦ-1	126				57,9	31,5	
1		125,7	-0,1	-29	-16	0,03	0,08	151
2		125,7	-0,1	-29	-16	0,03	0,08	151
1		125,73	-0,1					
3		125	-0,3	-25	-14	0,08	0,21	134
6		125,7		-3	-1			17
100	ХТЭЦ-1	126	0,1	29	16	0,03	0,08	151
2		125,73	-0,1					
4		125	-0,3	-25	-14	0,08	0,21	134
5		125,7		-3	-1			17
100	ХТЭЦ-1	126	0,1	29	16	0,03	0,08	151
3		124,99	-0,37					
1		125,7	0,3	25	14	0,08	0,21	135
30		121,1	-3	-25	-14	0,08	1,75	135
4		124,99	-0,37					
2		125,7	0,3	25	14	0,08	0,21	135
40		121,1	-3	-25	-15	0,08	1,75	135
5		125,65	-0,12					
2		125,7		3	2			18
11		6,6	-2,5	-3	-2	0,01	0,19	18
6		125,65	-0,12					
1		125,7		3	2			18
12		6,6	-2,5	-3	-2	0,01	0,19	18
7		38,52	-3,37	15,2	7,6			
30		121,1		15	8			254
8		38,52	-3,37	15,2	7,6			
40		121,1		15	8			254
30		121,14	-3,36					
3		125	3	25	13	0,08	1,75	135
7		38,5		-15	-8			81
9		6,5	-0,8	-10	-5		0,18	54
40		121,14	-3,37					
4		125	3	25	13	0,08	1,75	135
8		38,5		-15	-8			81
10		6,5	-0,8	-10	-5		0,18	54
9		6,5	-4,16	10,1	5			
30		121,1	0,8	10	5		0,18	1000
10		6,5	-4,16	10,1	5			
40		121,1	0,8	10	5		0,18	1002
11		6,6	-2,61	3,5	1,5			
5		125,7	2,5	3	1	0,01	0,19	328
12		6,6	-2,61	3,5	1,5			
6		125,7	2,5	3	1	0,01	0,19	328

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Расчет послеаварийного режима

Номер	Название	U (кВ)	Delta	Рн (МВт)	Qн (Мвар)	Рг (МВт)	Qг (Мвар)	Iл (А)
				Рл (МВт)	Qл (Мвар)	dP (МВт)	dQ (Мвар)	
100	ХТЭЦ-1	126				58,5	38,1	
2		125,4	-0,2	-59	-38	0,15	0,37	320
1								
1			-0,1					
100	ХТЭЦ-1							
6								
3								
2		125,4	-0,19					
100	ХТЭЦ-1	126	0,2	58	38	0,15	0,37	320
5		125,2		-7	-4	0,01	0,01	36
4		123,8	-0,5	-51	-34	0,36	0,92	284
3			-0,37					
30								
1								
4		123,75	-0,71					
40		115,1	-6,4	-51	-34	0,37	7,81	285
2		125,4	0,5	51	34	0,36	0,92	285
5		125,23	-0,23					
11		6,4	-5,2	-7	-4	0,05	0,82	37
2		125,4		7	4	0,01	0,01	37
6			-0,12					
12								
1								
7			-3,37					
30								
8		36,6	-7,09	30,4	15,2			
40		115,1		30	15			536
30			-3,36					
9								
7								
3								
40		115,12	-7,09					
10		6,1	-1,8	-20	-11		0,79	115
8		36,6		-30	-15			170
4		123,8	6,4	51	26	0,37	7,81	285
9			-4,16					
30								
10		6,12	-8,86	20,2	10			
40		115,1	1,8	20	10		0,79	2126
11		6,42	-5,47	7	3			
5		125,2	5,2	7	3	0,05	0,82	685
12			-2,61					
6								

