

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой



Н.В. Савина

« 23 » 06

2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование системы внешнего электроснабжения компрессорной станции КС-4 в Якутии

Исполнитель  
студент группы 642-узб



10.06.2020

подпись, дата

Н.С. Таран

Руководитель  
профессор, канд.техн.наук



11.06.2020

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

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



19.06.2020

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
ст. преподаватель



13.06.2020

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

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 Таран Николай Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Проектирование системы внешнего электроснабжения компрессорной станции КС-4 в Якутии

(утверждено приказом от 23.03.2020 № 657-У4)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 10.06.2020

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Оригинальная схема электроснабжения Южно-Якутского РМЭС

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

Ввод электрических нагрузок КС, разработка вариантов схемы подключения, выбор технических параметров основного оборудования, расчёт токов КЗ, выбор оборудования РУ ПС КС-4, защита от коротких замыканий, расчёт режимов работы, защита ВЛ, безопасность проекта

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 29 таблиц, 15 рисунков


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

7. Дата выдачи задания 24.03.2020

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ю.В. Масоедов

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

Задание принял к исполнению (дата): 14.04.2020

  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 101 страницу, 15 рисунков, 29 таблиц, 129 формул, 25 источников, 0 приложений.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, НАДЕЖНОСТЬ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ, БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.

В данной работе представлен один из вариантов развития системы внешнего электроснабжения Южно-Якутского РМЭС при подключении ПС КС-4.

В основе работы разработка оптимального варианта подключения ПС КС-4 с учетом требований надежности электроснабжения и минимизации экономических показателей при реализации проекта.

В ходе выполнения выполнен расчет нагрузок потребителей – компрессорной станции №4 магистрального газопровода «Сила Сибири».

Разработаны несколько вариантов подключения к системе внешнего электроснабжения и на основе экономической и технической эффективности выбран оптимальный.

Определено все необходимое электротехническое оборудование, предназначенное для получения преобразования и распределения электрической энергии, далее оно проверено по условиям протекания токов короткого замыкания.

Дополнительно в работе выполнен расчет таких показателей как защитное заземление на ПС КС-4, определены основные геометрические параметры зон молниезащиты оборудования.

Выполнено обоснование конструкции распределительного устройства высокого и низкого напряжения выбраны силовые трансформаторы и представлены их технические характеристики.

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

РМЭС – районные магистральные электрические сети

КС – компрессорная станция

ТП – трансформаторная подстанция

МЗиА – микропроцессорная защита и автоматика

ОРУ – открытое распределительное устройство

ЗРУ – закрытое распределительное устройство

АТ – автотрансформатор

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный

КЗ – короткое замыкание

РУВН – распределительное устройство высокого напряжения

РУСН – распределительное устройство среднего напряжения

РУНН – распределительное устройство низкого напряжения

ВЛ – воздушная линия

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Краткая характеристика технологического процесса транспортировки природного газа, электроснабжение	11
2 Основные данные о климате в районе расположения потребителей	13
3 Характеристика существующей схемы внешнего электроснабжения	14
4 Расчет электрических нагрузок компрессорной станции	17
5 Разработка вариантов схемы подключения	26
5.1 Разработка вариантов подключения ПС КС-4 к системе внешнего электроснабжения	26
5.2 Выбор оптимального варианта	29
6 Выбор технических параметров основного оборудования	32
6.1 Выбор марки и типа силовых трансформаторов на ПС КС-4	32
6.2 Выбор конструкции РУ ПС КС-4	33
6.3 Выбор марки и провода питающей ВЛ	35
7 Расчет токов короткого замыкания	37
8 Выбор оборудования РУ ПС КС-4	45
8.1 Выбор выключателей 110 кВ	46
8.2 Выбор выключателей 10 кВ	48
8.3 Выбор разъединителей	49
8.4 Выбор высокочастотного заградителя связи	50
8.5 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 110 кВ	50
8.6 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 10 кВ	52
8.7 Выбор трансформаторов тока	53
8.8 Выбор трансформаторов напряжения	56
8.9 Выбор трансформаторов собственных нужд	58
8.10 Выбор гибкой ошиновки	59
8.11 Выбор жестких шин	60
9 Защита от прямых ударов молнии	63

10 Расчет искусственного заземления	65
11 Оценка надежности схемы РУ 110 кВ	68
12 Расчет режимов работы	73
12.1 Расчет и анализ режима работы сети с учетом реконструкции	73
12.2 Расчет и анализ послеаварийного режима работы №1	75
12.3 Расчет и анализ послеаварийного режима работы №2	79
13 Защита ВЛ	81
13.1 Дистанционная защита	81
13.2 Токовая отсечка	83
13.3 Токовая защита нулевой последовательности	85
14 Безопасность проекта	88
14.1 Безопасность проекта	88
14.2 Экологичность проекта	91
14.3 Чрезвычайные ситуации	94
Заключение	98
Библиографический список	99

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время основную часть экономики Российской Федерации составляют доходы от продажи углеводородного топлива в частности нефти и газа, в связи с этим бурно развивается газотранспортная система страны.

Основными потребителями одного из таких объектов - газопровода «Сила Сибири» являются страны азиатского региона в частности это Китайская Народная Республика.

Часть газопровода проходит по территории республики Якутия, что определяет необходимость в электроснабжении данного крупного потребителя в этом регионе.

Трубопровод условно разделяется на такие составляющие как непосредственно трубы, по которым проходит топливо и компрессорные станции, благодаря которым оно и движется.

В данной работе и рассматривается вопрос электроснабжения одной из таких компрессорных станций.

В работе представляется к реализации один из возможных вариантов системы внешнего электроснабжения потребителя компрессорной станции №4 которая будет располагаться на территории поселка «Большой Нимныр» (Южная часть республики Якутия).

При разработке данного варианта учитывались все требования с точки зрения правил устройства и эксплуатации электрических станций и сетей, требования по надёжности электроснабжения столь ответственного промышленного потребителя.

В работе так же проведен ряд экономических обоснований и из двух вариантов определен наиболее оптимальный.

Цель работы заключается в разработке экономически и технически целесообразного варианта подключения ПС КС-4 к системе внешнего



электроснабжения с соблюдением всех нормативно технических актов и документов.

Задачи, которые решались в процессе выполнения данной работы, можно разделить на следующие основные:

- Разработка вариантов подключения, определение оптимального из них;
- Определение технических характеристик оборудования необходимого для реализации проекта;
- Расчет токов короткого замыкания и проверка выбранного оборудования;
- Расчет режимов работы сети до и после подключения потребителя, расчет послеаварийного режима и анализ полученных результатов;
- Определение характеристик и уставок защит устанавливаемых на силовые трансформаторы ПС КС-4;
- Расчет основных экономических параметров при реализации проекта;
- Расчет механической части ВЛ для питания ПС КС-4;

Задачи дополнительные:

- Расчет параметров молниезащиты оборудования на ПС КС-4;
- Расчет параметров заземления на ПС КС-4;
- Определение мер безопасности при строительстве и эксплуатации вновь вводимого сетевого и подстанционного оборудования.

Практическая значимость представленной работы заключается в том, что для полноценного функционирования такого потребителя как газопровод «Сила Сибири» требуется разработка оптимальный варианта электроснабжения компрессорных станций, в частности КС-4, расположенной неподалеку от поселка «Большой Нимныр».

Реализация предложенных решений позволит в кратчайшие сроки организовать электроснабжения с минимальными экономическими затратами.

Ожидаемые результаты: определение технических характеристик оборудования необходимого для реализации проекта, получение фактических значений рабочих токов и токов короткого замыкания во всех характерных

участках сети, значений напряжений, как в нормальном, так и в послеаварийном режиме работы.

Получение данных о необходимых экономических затратах на реализацию проекта.

При выполнении работы были использованы программы: MS Word, MS Excel, MS Visio, и Mathcad.

## 1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ТРАНСПОРТИРОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА, ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

Газотранспортная система в упрощённом представлении состоит из линейной части (трубопроводов) и газокomppressorных станций.

Под линейной частью подразумеваются магистральные газопроводы и газопроводы отводы, а также некоторые другие технологические объекты.

Газокomppressorные станции (КС), представляют собой чрезвычайно сложные технологические объекты.

При этом необходимо отметить, что центром управления и компрессорной станцией, и линейной частью (в определённой зоне ответственности) является именно газокomppressorная станция, на которой есть соответствующий диспетчерский пункт.

Магистральные газопроводы как потребители электроэнергии имеют те же особенности, что и электрифицированные железные дороги: протяженный характер с близкими значениями нагрузок КС газопроводов, расположенных примерно на равных расстояниях одна от другой, а также высокие требования к надежности электроснабжения.

Подстанции, питающие КС магистральных газопроводов располагаются на расстоянии порядка 80–90 км.

На насосных установках КС — применяется электрический или газотурбинный привод.

При газотурбинном приводе электрические нагрузки КС незначительны, электроснабжение осуществляется от ближайших ПС сети на напряжении 10—110 кВ или от электростанции малой мощности, установленной на КС.

На электроприводных КС электрические нагрузки достаточно велики; для электроснабжения КС требуется сооружение сетей напряжением 110–330 кВ.

Выбор типа привода на КС выполняется на основе совместного рассмотрения технологической части и схемы внешнего электроснабжения.

Поэтому разработку этой схемы обычно выполняют для двух вариантов привода.

В данной работе, т.к. рядом с рассматриваемой компрессорной станцией проходит источник питания данного региона ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – ПС «Нижний Куранах» и находится действующая ПС «НПС-18», будет рассматриваться электрифицированный привод данного объекта

По категории надежности электроснабжения все потребители компрессорной станции относятся к первой, это обуславливает наличие двух независимых источников питания, в данном случае это двух трансформаторная подстанция получающая питание по двум цепям линии электропередачи.

## 2 ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ О КЛИМАТЕ В РАЙОНЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

При выполнении работы потребуются основные климатические данные в рассматриваемом районе Якутии (южная часть), рассмотрим их подробно: климат умеренно холодный, резко континентальный.

Годовые и месячные колебания температуры значительны.

Первый снег выпадает в начале сентября, последний в конце мая.

Среднегодовая температура воздуха составляет минус 9,5 °С, со средним минимумом в январе минус 36,7 °С, и средним максимумом в июле плюс 15,8 °С. Преобладающее направление ветров северо-западное.

Среднегодовое количество осадков составляет 545 мм с максимумом выпадения в августе и минимумом в феврале, основная масса осадков выпадает в период с апреля по октябрь. Интенсивная циклоническая деятельность и частая смена воздушных масс обуславливает крайне неустойчивый режим погоды все сезоны года.

Основные климатические характеристики необходимые при проектировании приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические характеристики района проектирования

Параметр	Значение
Район по ветру	III
Давление ветра	650
Район по гололеду	( II район)
Нормативная стенка гололеда	15 мм
Интенсивность пляски проводов	Умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз	40-50 часов
Степень загрязнения атмосферы	II
Температура воздуха среднегодовая	- 9,5 °С
Температура воздуха низшая	- 42 °С
Температура воздуха высшая	+ 40 °С

Используем указанные данные при расчетах и выборе оборудования

### 3 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

На рисунке 1 представлено взаимное географическое расположения объектов электроэнергетики в рассматриваемом районе.

Так же на рисунке указано расположение основного промышленного потребителя газопровода «Сила Сибири» и места расположения компрессорной станции КС-4.

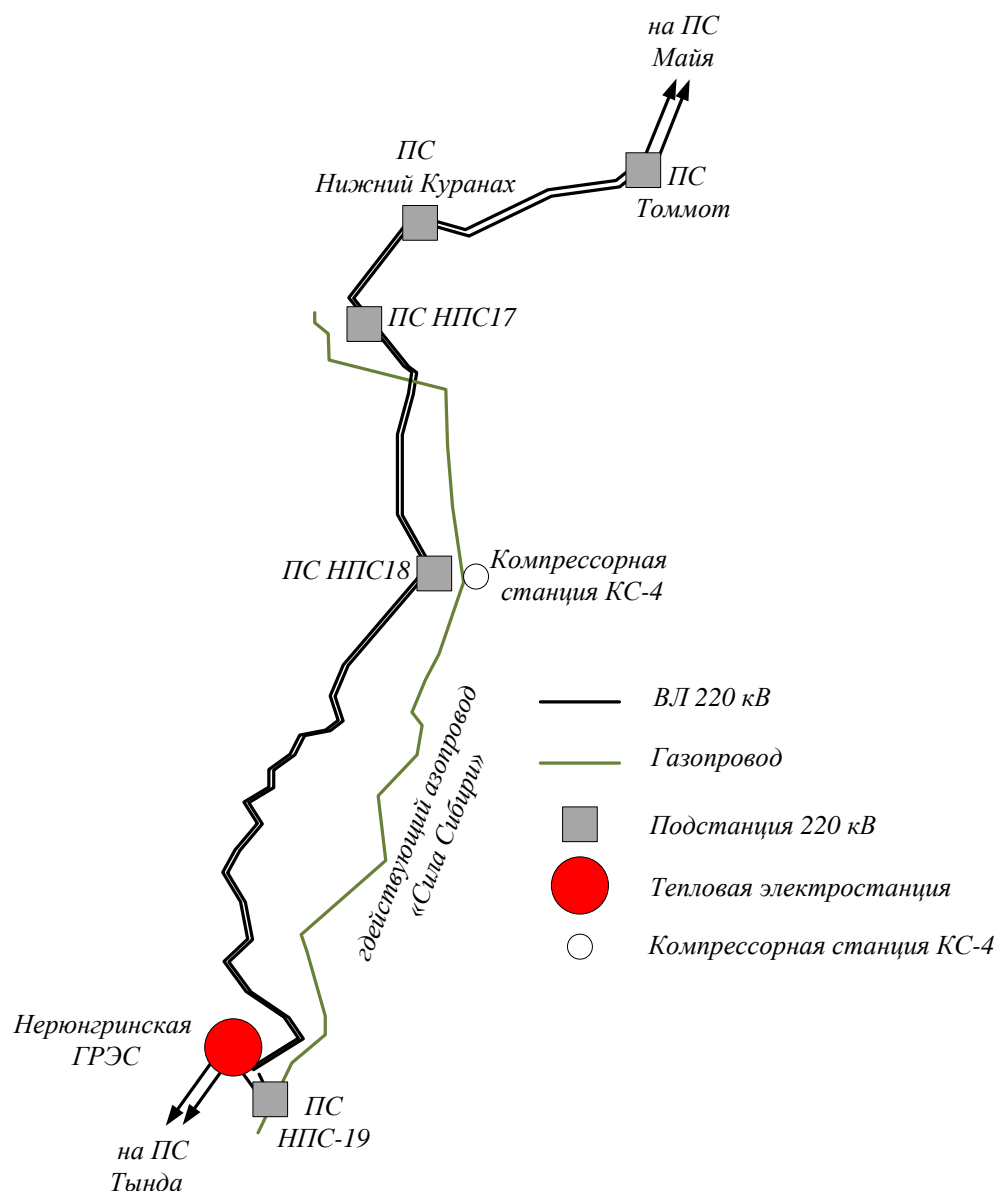


Рисунок 1 – Расположение объектов

Как видно из рисунка, вдоль трассы газопровода на рассматриваемом его участке проходит воздушная линия электропередачи, состоящая из одной двух цепной и одной одно цепной линии 220 кВ «НГРЭС» – ПС «Нижний Куранах».

Рассматриваемый объект - компрессорная станция находится возле действующей подстанции «НПС 18», что определяет возможность подключения от нее (расстояние от КС-4 до НПС 18 составляет 2 км), так же судя по расположению КС-4 есть возможность подключения непосредственно от проходящей рядом ВЛ – 220 кВ.

Рассмотрим подробно однолинейную схему электрических сетей в данном районе, она представлена на рисунке 2:

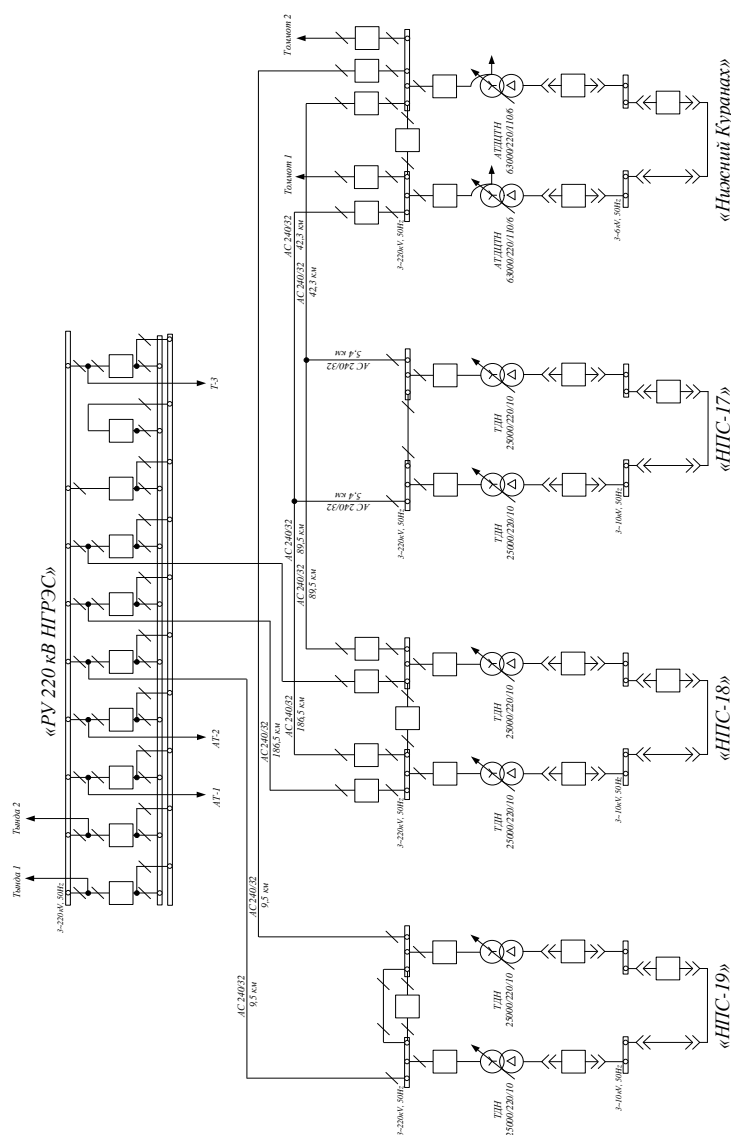


Рисунок 2 – Существующая однолинейная схема сети 220 кВ

НПС19 подключена по транзитной схеме в рассечку ВЛ «НГРЭС» - ПС «Нижний Куранах», распределительное устройство высокого напряжения выполнено по схеме мостик, на данной ПС установлены трансформаторы типа ТДН 25000/220/10.

Данная ПС находится неподалеку от основного источника питания в данном регионе «Нерюнгринской ГРЭС»

НПС18 является транзитной схеме, она включена в рассечку двух цепной ВЛ «НГРЭС» ПС «Нижний Куранах», распределительное устройство высокого напряжения выполнено по схеме одна секционированная выключателем система шин, на данной ПС установлены трансформаторы типа ТДН 25000/220/10.

НПС17 расположена неподалеку от города Алдан, подключена по отпаечной схеме к двум цепям ВЛ «НПС18» - ПС «Нижний Куранах», распределительное устройство высокого напряжения выполнено по схеме сдвоенный блок линия трансформатор, на данной ПС установлены трансформаторы типа ТДН 25000/220/10.

Источник питания в рассматриваемом районе это тепловая электростанция «Нерюнгринская ГРЭС», на рисунке 2 представлена распределительным устройством высокого напряжения 220 кВ, выполненным по схеме две не секционированные системы шин с обходной системой и отдельными шиносоединительным и обходным выключателями.

На ГРЭС установлены три турбоагрегата номинальной мощностью 2×180 и 1×210 МВт.

Указанные на рисунке 2 ВЛ в основном выполнены сталеалюминевым проводом марки АС 240/32 (сечением алюминиевой части 240 мм<sup>2</sup> и стальной 32 мм<sup>2</sup>), только ВЛ «НГРЭС» – «НПС19» - ПС «Нижний Куранах» выполнена проводом марки АС300/39, общая протяжённость магистральной ВЛ 220 кВ от «НГРЭС» до ПС «Нижний Куранах» составляет порядка 320 км.



## 4 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

Так как в данной работе предполагается подключать к схеме внешнего электроснабжения такой потребитель как компрессорную станцию, следовательно, первоначально необходимо выполнить расчет нагрузок.

Данные, полученные в результате расчета, позволят на первоначальном этапе определить какое необходимо оборудование для питания объекта.

Рассмотрим расчет нагрузок данного потребителя, предварительно выполним расчет низковольтной нагрузки 0,4 кВ компрессорной станции.

Ее состав представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Потребители 0,4 кВ КС-4

Потребитель	Кол-во	$P_{ном}$ (кВт)	$\cos \varphi$	$K_u$
Погружной насос	4	15	0,8	0,7
Насосная станция охлаждения	10	1,5	0,8	0,7
Вентилятор	2	7,5	0,8	0,65
Охлаждение маслосистемы	12	3	0,8	0,65
Вентилятор рабочий	2	37	0,8	0,65
Вентилятор приточный	2	35	0,8	0,65
Компрессорная станция	3	75	0,9	0,65
Вентилятор крышной	1	11	0,8	0,65
Задвижка	6	15	0,8	0,01
Задвижка	8	18	0,8	0,01
Задвижка	6	0,55	0,8	0,01
Циркуляционный насос	2	55	0,8	0,7
Насос для заполнения системы	2	1,6	0,8	0,7
Аппарат воздушного охлаждения	2	22	0,8	0,65
Маслонасос	8	5,5	0,8	0,7
Насос	8	0,55	0,8	0,7
Отопление электрическое	1	30	1	1
Освещение (площадь м <sup>2</sup> )	1000	-	0,75	1

Определяем групповой коэффициент использования электроприемников по следующей формуле (расчет проводится только для двигательной нагрузки):

$$K_{изр} = \frac{\sum K_{ui} \times P_{номi}}{\sum P_{номi}} \quad (1)$$

где  $K_{ui}$  - коэффициент использования каждого отдельного потребителя.

$P_{номi}$  - номинальная мощность потребителя:

$$K_{изр} = \frac{571,24}{1084,01} = 0,527$$

Определяем эффективное число электроприемников:

$$n_э = \frac{(\sum n_i \times P_{номi})^2}{\sum n_i \times P_{номi}^2} \quad (2)$$

где  $n_i$  - количество потребителей в группе.

$$n_э = \frac{1,17 \cdot 10^6}{3,68 \cdot 10^4} = 31,95$$

Определяем среднюю мощность группы электроприемников, используя коэффициент использования по следующей формуле:

$$P_{ср} = \sum K_{ui} \times P_{номi} \quad (3)$$

$$P_{ср} = 571,24 \text{ (кВт)}$$

Определяем коэффициент расчетной нагрузки в зависимости от группового коэффициента использования и эффективного числа электроприемников.

Принимаем  $K_p = 1,1$  определяем расчетную активную мощность для группы электроприемников по следующей формуле:

$$P_p = P_{cp} \cdot K_p \quad (4)$$

$$P_p = 571,24 \cdot 1,1 = 628,37 \text{ (кВт)}$$

Далее находим значение средней реактивной мощности от электродвигательной нагрузки:

$$Q_{cp} = \sum K_{ui} \times P_{номi} \times tg\varphi_i \quad (5)$$

$$Q_{cp} = 389,58 \text{ (квар)}$$

Расчетная реактивная мощности при эффективном числе электроприемников более 10, равна средней:

$$Q_p = Q_{cp} \quad (6)$$

$$Q_p = 389,58 \text{ (кВАр)}$$

Далее определяется расчетная мощность нагрузки освещения по следующей формуле:

$$P_{p.o} = P_{уд.o} \cdot S_{ном} \quad (7)$$

где  $P_{уд.o}$  - удельная мощность освещения производственного помещения, приходящаяся на один квадратный метр площади (кВт/ м<sup>2</sup>).

$S_{ном}$  - площадь помещений (м<sup>2</sup>)

$$P_{p.o} = 0,024 \cdot 1000 = 24 \text{ (кВт)}$$

Реактивная мощность потребляемая осветительными приборами в данном случае лампами типа ДРЛ и ЛБ:

$$Q_{p.o} = P_{p.o} \cdot tg\varphi \quad (8)$$

где  $tg\varphi$  - коэффициент мощности осветительных приборов.

$$Q_{p.o} = 24 \cdot 0,9 = 21,6 \text{ (кВАр)}$$

Определяем полную расчетную мощность нагрузки 0,4 кВ КС-4 с учетом отопления:

$$P_{p\Sigma} = P_p + P_{p.o} + P_{p.om} \quad (9)$$

$$Q_{p\Sigma} = Q_p + Q_{p.o} \quad (10)$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} \quad (11)$$

где  $P_{потон}$  - расчетная мощность электрического отопления помещений:

$$P_{p\Sigma} = 628,37 + 24 + 30 = 682,37 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p\Sigma} = 389,58 + 21,6 = 411,17 \text{ (квар)}$$

Выполняем компенсацию реактивной мощности на стороне 0,4 кВ и определяем необходимую мощность компенсирующих устройств:

$$Q_k = Q_{p\Sigma} - P_{p\Sigma} \cdot tg \cdot \varphi \quad (12)$$

где  $tg \cdot \varphi$  - предельный коэффициент мощности для 0,4 кВ – 0,35.

$$Q_k = 411,17 - 682,37 \cdot 0,35 = 172,34 \text{ (квар)}$$

Требуемую мощность компенсирующих устройств устанавливаемых на одну секцию шин 0,4 кВ:

$$Q_{k1c} = \frac{Q_k}{2} \quad (13)$$

$$Q_{k1c} = \frac{172,34}{2} = 86,17 \text{ (кВАр)}$$

Принимаем КУ типа КРМ 0,4-90-10 УЗ-У1, номинальной мощностью 90 кВА для установки на каждую секцию 0,4 кВ

Нескомпенсированная реактивная мощность потребляемая из сети определяется следующим образом:

$$Q_{неск} = Q_{ср} - Q_{ном} \quad (14)$$

$$Q_{неск} = 411,17 - 2 \times 90 = 231,17 \text{ (квар)}$$

Полная мощность нагрузки:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{неск}^2} \quad (15)$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{682,37^2 + 231,17^2} = 720,46 \text{ (кВА)}$$

Далее проводим выбор силовых трансформаторов 10/0,4 кВ для ПС КС-4

Для определения номинальной мощности воспользуемся следующей формулой:

$$S_{треб} = \frac{\sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot k} \quad (16)$$

где  $n_T$  - количество трансформаторов (в данном случае 2 ед.);

$k$  - коэффициент загрузки трансформатора

$$S_{треб} = \frac{\sqrt{682,37^2 + 231,17^2}}{2 \cdot 0,7} = 514,61 \text{ (кВА)}$$

Принимаем трансформатор типа ТМГ 630/10/0,4 номинальной мощностью 630 кВА, для питания потребителей 0,4 кВ на ПС КС-4

Далее осуществляем проверку правильности выбора по коэффициенту загрузки.

$$k_{\text{факт}} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_T \cdot S_{\text{Тном}}} \quad (17)$$

где  $S_{\text{Тном}}$  - номинальная мощность принятого трансформатора.

$$k_{\text{факт}} = \frac{\sqrt{682,37^2 + 231,17^2}}{2 \cdot 630} = 0,57$$

Значение коэффициента загрузки должен составлять 0,5-0,7 для потребителей I категории по надежности, следовательно, трансформатор выбран верно.

Далее определяем приведенное к высокой стороне значение нагрузки:

Потери активной мощности в трансформаторах 10/0,4 кВ определяются по следующей формуле (кВт):

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot k_{\text{факт}}^2 + \Delta P_x \quad (18)$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах 10/0,4 кВ:

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_{\Sigma}^2}{100 \cdot S_{\text{тном}}} + \frac{I_x \cdot S_{\text{тном}}}{100} \quad (19)$$

где  $Q_n$  - расчетная реактивная мощность нагрузки 0,4 кВ.

$u_k$  - напряжение короткого замыкания выбранного трансформатора (%)

$I_x$  - ток холостого хода выбранного трансформатора

$\Delta P_x, \Delta P_k$  - потери активной мощности в режиме холостого хода и короткого замыкания выбранного трансформатора.

$\Delta Q_x$  - потери реактивной мощности в режиме холостого хода выбранного трансформатора.

Приводим расчет для выбранных трансформаторов:

$$\Delta P_m = 2 \cdot 7,6 \cdot 0,57^2 + 2 \cdot 1,05 = 7,04 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_m = 2 \cdot \frac{5,5 \cdot (720,46 \cdot 0,5)^2}{100 \cdot 630} + 2 \cdot \frac{1,6 \cdot 630}{100} = 42,81 \text{ (квар)}$$

Определяем полную мощность потерь в трансформаторах:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} \quad (20)$$

$$\Delta S_m = \sqrt{7,04^2 + 42,81^2} = 43,38 \text{ (кВА)}$$

Приведенная мощность на стороне 10 кВ:

$$P_{p10} = P_{p\Sigma} + \Delta P_m \quad (21)$$

$$Q_{p10} = Q_{неск} + \Delta Q_m \quad (22)$$

$$S_{p10} = S_{p\Sigma} + \Delta S_m \quad (23)$$

$$P_{p10} = 682,37 + 7,04 = 689,41 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p10} = 231,17 + 42,81 = 273,98 \text{ (квар)}$$

$$S_{p10} = 720,46 + 43,38 = 763,84 \text{ (кВА)}$$

Далее проводим расчет мощности нагрузки от компрессорных механизмов 10 кВ. На КС-4 установлены 4 компрессора с эл. двигателями номинальной мощностью 12 МВт, проводим расчет мощности нагрузки от этих потребителей, при условии, что постоянно 2 из них одновременно находиться в работе с номинальной нагрузкой ( $K_u = 1$ ).

Определяем расчетную активную мощность компрессоров:

$$P_{p.комп} = \sum K_{ui} \times P_{ном} \quad (24)$$

$$P_{p.комп} = 1 \cdot 2 \cdot 12 = 24,0 \text{ (МВт)}$$

Определяем расчетную реактивную мощность компрессоров:

$$Q_{ср} = \sum K_{ui} \times P_{номi} \times \text{tg}\varphi_i \quad (25)$$

$$Q_{p.комп} = 1 \cdot 2 \cdot 12 \cdot 0,8 = 19,2 \text{ (Мвар)}$$

Определяем расчетную мощность нагрузки от трансформаторов 10/0,4 кВ и компрессорной нагрузки:

$$P_p = P_{p10} + P_{p.комп} \quad (26)$$

$$Q_p = Q_{p10} + Q_{p.комп} \quad (27)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (28)$$

$$P_p = \frac{689,41}{1000} + 24,0 = 24,69 \text{ (МВт)}$$

$$Q_p = \frac{273,98}{1000} + 19,2 = 19,47 \text{ (Мвар)}$$

Проводим компенсацию реактивной мощности на стороне 10 кВ ПС КС-4, определяем необходимую мощность компенсирующих устройств:

$$Q_k = Q_p - P_p \cdot \text{tg} \cdot \varphi$$

где  $\text{tg} \cdot \varphi$  - предельный коэффициент мощности для 10 кВ – 0,4.

$$Q_k = 19,47 - 24,69 \cdot 0,4 = 9,59 \text{ (Мвар)}$$

Требуемая мощность компенсирующих устройств устанавливаемых на одну секцию шин 10 кВ:



$$Q_{k1c} = \frac{Q_k}{2} \quad (29)$$

$$Q_{k1c} = \frac{9,59}{2} = 4,8 \text{ (Мвар)}$$

Принимаем КУ, из стандартного ряда номинальных мощностей, типа ВАРНЕТ-А номинальной мощностью 4,95 МВАр для установки на каждую секцию 10 кВ ПС КС-4

Некомпенсированная реактивная мощность на стороне 10 кВ:

$$Q_{неск} = Q_p - Q_{ном} \quad (30)$$

$$Q_{неск} = 19,47 - 2 \cdot 4,95 = 9,57 \text{ (Мвар)}$$

Т.к. на начальном этапе неизвестно на каком номинальном напряжении будет подключаться подстанция КС-4 то для последующих экономических расчетов требуется определить номинальную мощность силовых трансформаторов, которые будут устанавливаться на данной ПС:

$$S_{треб} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot k} \quad (31)$$

$$S_{треб} = \frac{\sqrt{24,69^2 + 9,57^2}}{2 \cdot 0,7} = 18,91 \text{ (МВА)}$$

Таким образом, при составлении вариантов подключения и определении оптимального из них необходимо учитывать, что номинальная мощность трансформаторов должна составлять ближайшее большее номинальное значение 25 МВА

## 5 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ СХЕМЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ

В данном разделе проводим разработку нескольких вариантов подключения ПС КС-4 к системе внешнего электроснабжения, с последующим их сравнением по экономическим показателям и выбором оптимального из них

### **5.1 Разработка вариантов подключения ПС КС-4 к системе внешнего электроснабжения**

В районе расположения объекта – компрессорной станции находятся подстанция НПС-18 и проходящая ВЛ-220 кВ, подключение возможно от каждого из этих объектов.

Вариант №1 предполагает подключение ПС КС-4 на номинальном напряжении 110 кВ от РУСН ПС НПС-18, в таком случае необходимо заменить силовые трансформаторы НПС-18 на автотрансформаторы и организовать распределительное устройство среднего напряжения (по схеме одна секционированная система шин), расстояние от НПС-18 до КС-4 составляет 2 км, РУВН на ПС КС-4 в таком случае должно быть выполнено по тупиковой схеме (сдвоенный блок линия трансформатор с неавтоматической перемычкой).

Необходимое количество выключателей 110 кВ - 7 шт.

При замене трансформаторов на ПС НПС-18 они могут быть использованы на другом объекте газопровода.

Вариант №2 предполагает подключение ПС КС-4 на напряжении 220 кВ от ВЛ ПС «НПС-18» – ПС «Нижний Куранах» в виде двух цепной отпайки, расстояние от проходящей ВЛ до КС-4 составляет 10 км, РУВН на ПС КС-4 в таком случае должно быть выполнено по отпаечной схеме (сдвоенный блок линия трансформатор с неавтоматической перемычкой).

Необходимое количество выключателей 220 кВ - 2 шт.

Проведем подробно расчет капиталовложений для организации каждого варианта и сравним их между собой

Варианты представлены на рисунках 3,4.

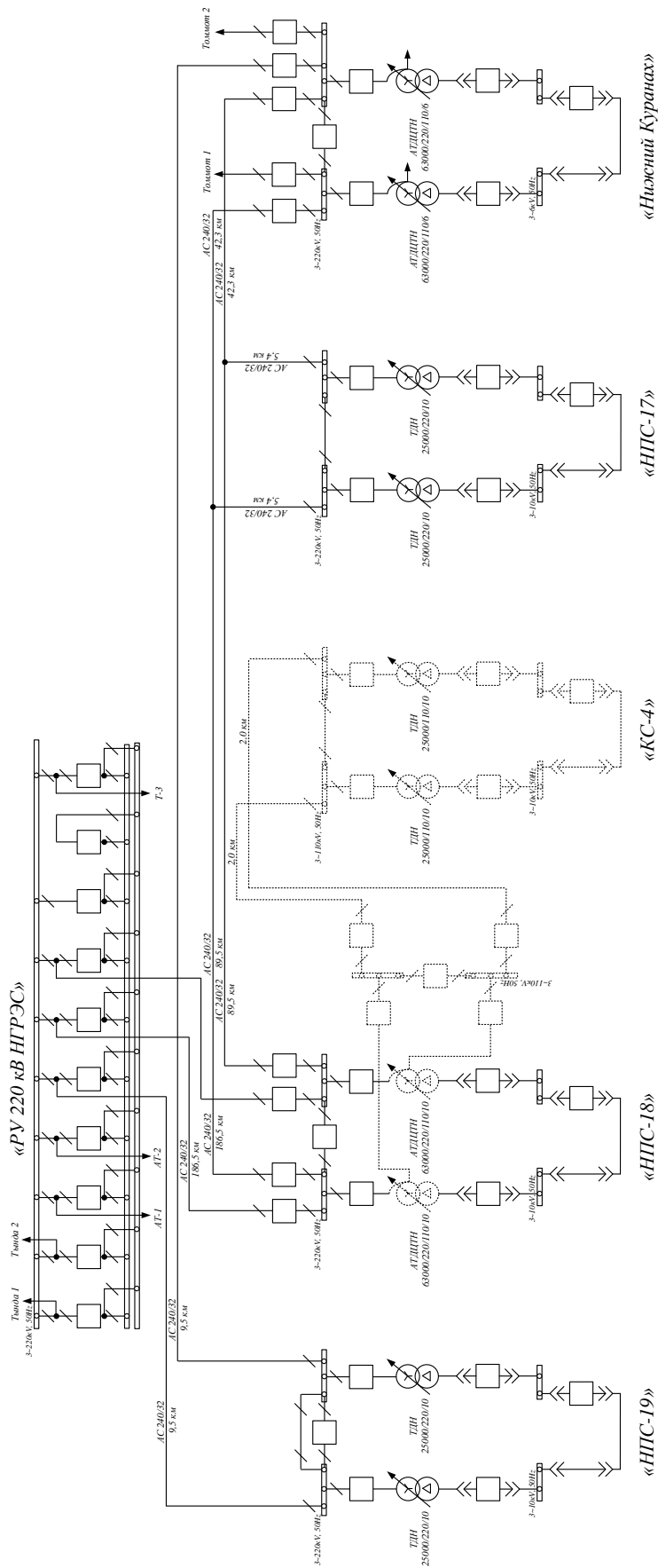


Рисунок 3 – Вариант №1 подключения КС-4

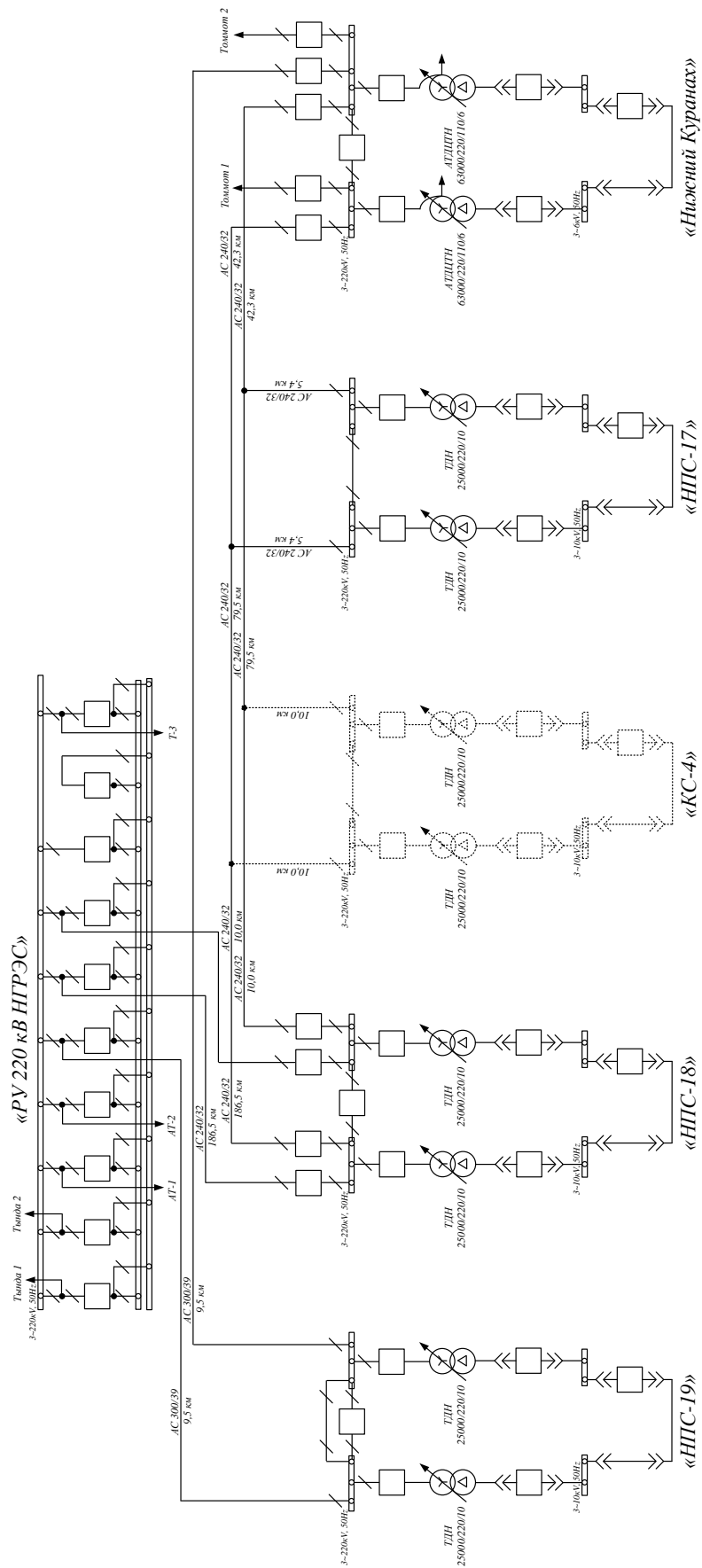


Рисунок 4 – Вариант №2 подключения КС-4

## 5.2 Выбор оптимального варианта

Расчет общих капиталовложений проводим на основании укрупненных стоимостных показателей с учетом районного коэффициента и коэффициента инфляции, в таблице 3 представлено количество оборудования необходимое для реализации каждого варианта.

Таблица 3 – Необходимое оборудование

Вариант	Количество ячеек выключателей (шт)	Протяженность ВЛ в одно цепном исполнении (км)	Силовые трансформаторы
1	7 (110 кВ)	4 (110 кВ)	АТДЦТН 63000/220/110/10 (2 шт) ТДН 25000/110/10 (2 шт)
2	2 (220 кВ)	20 (220 кВ)	ТДН 25000/220/10 (2 шт)

*Расчет первого варианта:*

Определяем стоимость выключателей:

$$K_{py} = N_{яч110} \cdot K_{яч110} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (32)$$

где  $K_{инф}$  - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2020 год (равен 4,28)

$K_p$  - районный коэффициент:

$N_{яч110}$  - количество ячеек выключателей 110 кВ:

$K_{яч110}$  - стоимость одной ячейки выключателя 110 кВ в ценах 2000 года:

$$K_{py} = 7 \cdot 4,0 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 155,79 \quad (\text{млн. руб.})$$

Определяем стоимость трансформаторов и автотрансформаторов (с учетом того что существующие трансформаторы типа ТДН 25000/220/10 на ПС НПС-18 будут демонтированы и использованы на другом объекте их стоимость отнимается от общей стоимости):

$$K_{mp} = N_{mp} \cdot K_{mp} \cdot K_{инф} \cdot K_p + N_{am} \cdot K_{am} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (33)$$

где  $N_{mp}$  - количество трансформаторов и автотрансформаторов:

$K_{mp}$  - стоимость одного трансформатора (автотрансформатора) в ценах 2000 года:

$$K_{mp} = (2 \cdot 8,5 + 2 \cdot 17,1 - 2 \cdot 10,5) \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 168,03 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем суммарные капиталовложения на подстанционное оборудование для первого варианта:

$$K_{nc} = K_{py} + K_{mp} = 155,79 + 168,03 = 323,82 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем капиталовложения на сооружение ВЛ для первого варианта:

$$K_{вл} = K \cdot L \cdot K_{инф} \cdot K_p \text{ (млн. руб.)} \quad (34)$$

где  $L$  - протяженность рассматриваемой ВЛ (км):

$K$  - стоимость сооружения одного километра ВЛ в ценах 2000 года :

$$K_{вл} = 1,28 \cdot 2 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 14,24 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем общие капиталовложения на реализацию первого варианта:

$$K_{\Sigma 1} = K_{вл} + K_{nc} \quad (35)$$

$$K_{\Sigma 1} = 14,24 + 323,82 = 338,06 \text{ (млн. руб.)}$$

*Расчет второго варианта:*

Определяем стоимость выключателей:

$$K_{py} = 2 \cdot 9,5 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 105,71 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем стоимость трансформаторов:

$$K_{mp} = 2 \cdot 10,5 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 116,84 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем суммарные капиталовложения на подстанционное оборудование для второго варианта:

$$K_{nc} = K_{py} + K_{mp} = 105,71 + 116,84 = 222,56 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем капиталовложения на сооружения ВЛ для первого варианта:

$$K_{вл} = 2,1 \cdot 10 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 116,84 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем общие капиталовложения на реализацию второго варианта:

$$K_{\Sigma 2} = 116,84 + 222,56 = 339,4 \text{ (млн. руб.)}$$

Расчет показывает, что стоимость второго варианта (подключение на напряжении 220 кВ) немного дороже первого, следует сделать вывод о том, что для дальнейшей разработки принимаем первый вариант как наиболее оптимальный по следующим соображениям: т.к. ПС НПС-18 уже существует то монтаж такой же ПС рядом является нерациональным по соображениям надёжности, оборудование 110 кВ значительно ниже в стоимости обслуживания и эксплуатации.

## 6 ВЫБОР ТЕХНИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

### 6.1 Выбор марки и типа силовых трансформаторов на ПС КС-4

Мощность силовых трансформаторов определяется из суммарной средней активной мощности потребителей подстанции и некомпенсированной реактивной мощности.

Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции.

Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции.

Поэтому, если подстанция питает потребителей указанных категорий, на ней должно быть установлено не менее двух трансформаторов.

В случае аварии на одном из трансформаторов, второй должен обеспечить полной мощностью названных потребителей.

В данной работе в нагрузке имеются потребители первой категории, следовательно, на подстанции требуется установка двух трансформаторов.

По требуемой мощности трансформаторов определенной ранее выбираем трансформатор типа ТДН 25000/220/10 номинальной мощностью 25 МВА

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

$$K_H = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot S_{Тном}} \quad (36)$$

$$K_A = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}} \quad (37)$$



Определяем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

$$K_H = \frac{\sqrt{24,69^2 + 9,57^2}}{2 \cdot 25} = 0,53$$

$$K_A = \frac{\sqrt{24,69^2 + 9,57^2}}{25} = 1,06$$

Коэффициент загрузки силового трансформатора в нормальном режиме работы должен находиться в пределах: 0,5 – 0,7, для послеаварийного режима 1-1,4, делаем вывод о том, что выбранный тип трансформатора удовлетворяет условиям загрузки.

## **6.2 Выбор конструкции РУ ПС КС-4**

Учитывая предполагаемую схему питания ПС «КС-4» в качестве распределительного устройства высокого напряжения на подстанции предполагается его установка по схеме «двойной блок линия – трансформатор с неавтоматической перемычкой и выключателями со стороны трансформаторов».

Данная схема применяется для тупиковых подстанции с числом присоединений 2 и номинальным напряжением 35-220 кВ.

При этом на напряжении 10 кВ применяется стандартная схема «две секции шин с секционным выключателем».

Данная схема электроснабжения не обладает высокой надежностью, однако имеет простую конструкцию и наглядность.

Данный тип распределительного устройства принят в соответствии с категорийностью потребителей, подключенных к шинам низкого напряжения подстанции, а именно 1, 2 категория.

В нормальном режиме питания ПС перемычка на стороне 110 кВ находится в отключенном положении, при повреждении ВЛ, она отключается с двух сторон.

Со стороны питающей подстанции и трансформаторным выключателем на подстанции, при этом для обеспечения питания потребителей на шины низкого напряжения подается от оставшегося в работе трансформатора (в результате работы АВР на стороне 10 кВ).

После отключения линейного разъединителя может быть включена перемычка для введения в работу отключенного трансформатора и повышения надежности питания потребителей.

Принципиальная однолинейная схема подстанции «КС-4» представлена на рисунке 5.

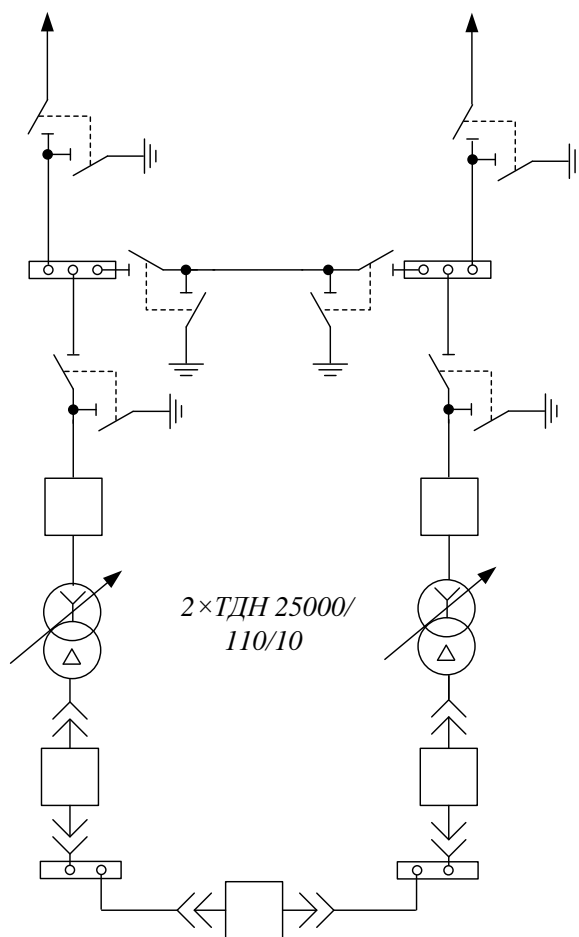


Рисунок 5 – Однолинейная схема подстанции «КС-4»

### 6.3 Выбор марки и провода питающей ВЛ

Сечение провода – важнейший параметр линии.

С увеличением сечения проводов линии, увеличиваются затраты на ее сооружение и отчисления от них.

Одновременно уменьшаются потери электроэнергии и их стоимость за год.

На воздушных линиях предусматривается применение только сталеалюминевых проводов марки АС.

Выбор проводов производится по методу экономических токовых интервалов с последующей проверкой по допустимому нагреву.

В данной работе предусматривается проектирование двух цепной ВЛ для обеспечения достаточного уровня надежности питания потребителей.

Расчетный ток в воздушных линиях вычисляется по формуле:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (38)$$

где  $n$  – количество цепей;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение;

$\alpha_i$  – 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.

Для  $T_m$  равным 3500 часов  $\alpha_T$  принимается равным 0,9.

При определении расчетного тока ВЛ учитывается полная мощность передаваемая как в сеть низкого напряжения.

Расчетный ток для ВЛ составит согласно формуле:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{24,69^2 + 9,57^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} 1,05 \cdot 0,9 = 0,07 \text{ (кА)}$$

Согласно экономическим токовым интервалам и учитывая климатические характеристики района проектирования сети принимаем марку провода АС 150/24 для подхода к ПС «КС-4», ВЛ устанавливаются на стальных опорах.

## 7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов КЗ проведем в именованных единицах приближенным методом.

Первоначально расчет проводим относительно точки короткого замыкания К1, за базисную ступень трансформации принимаем шины высокого напряжения подстанции «КС-4».

При определении сопротивления системы воспользуемся данными о токах короткого замыкания на ОРУ 220 кВ ПС «НПС-18», в данном случае ток трехфазного КЗ на шинах составляет 13,8 кА.

Расчетная схема для определения токов КЗ представлена на рисунке 6.

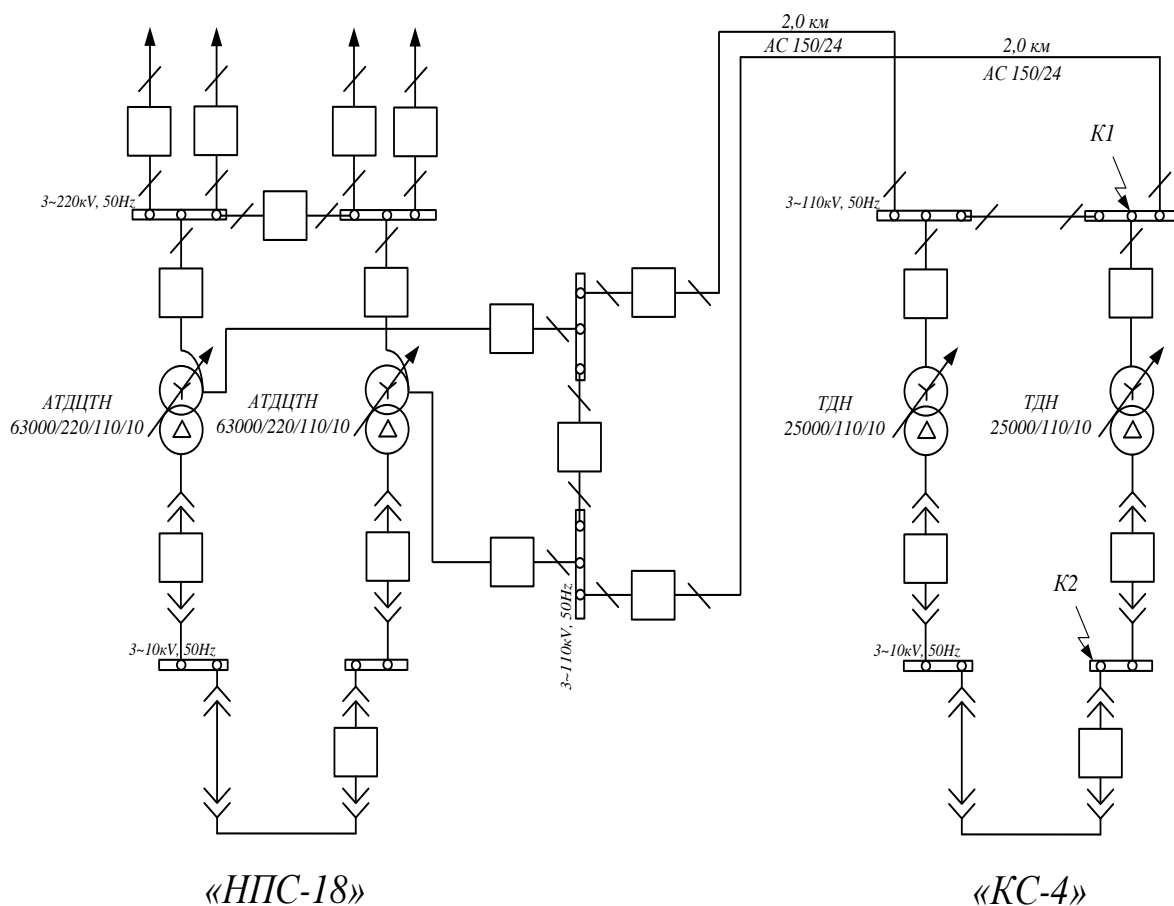


Рисунок 6 – Расчетные места КЗ

Расчетная схема замещения представлена на рисунке 7

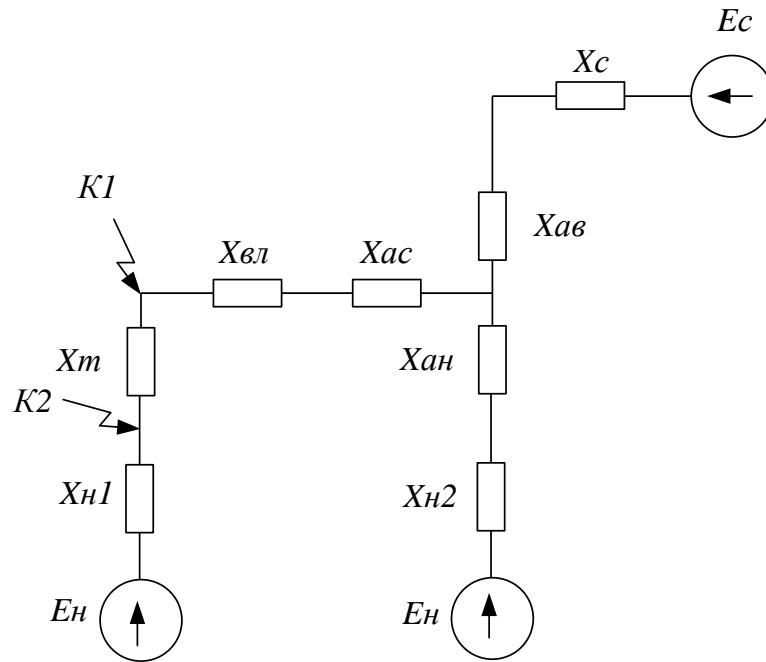


Рисунок 7 – Схема замещения

Проводим последовательное преобразование схемы до упрощенного вида, ступени преобразования указаны на рисунках 8,9,10

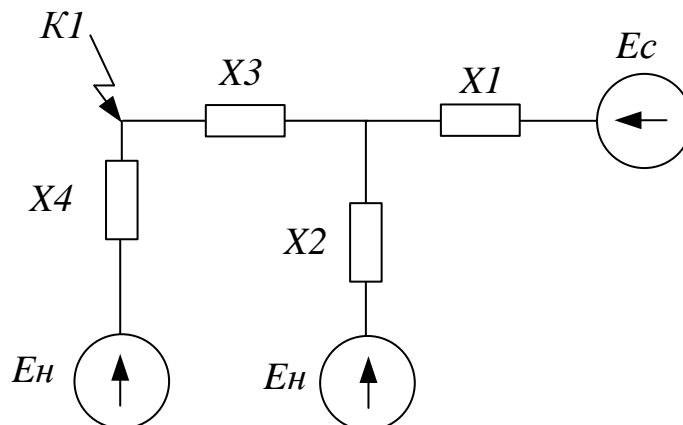


Рисунок 8 – Преобразование схемы замещения

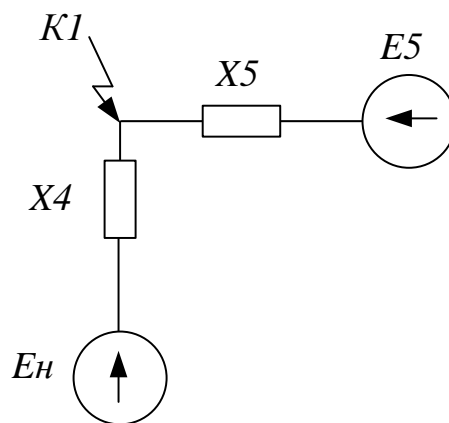


Рисунок 9 – Преобразование схемы замещения

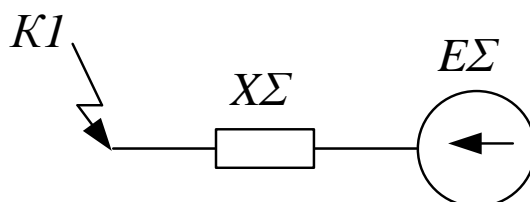


Рисунок 10 – Получение эквивалентной схемы

Определяем мощность короткого замыкания на шинах 220 кВ ПС «НПС-18» по формуле:

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot U_{CP} \cdot I_{K3} = \sqrt{3} \cdot 230 \cdot 13,8 = 5,49 \cdot 10^3 \text{ (МВА)} \quad (39)$$

где  $S_{K3}$  – мощность короткого замыкания на шинах 220 кВ

$U_{CP}$  – среднее напряжение на стороне 220 кВ (кВ);

$I_{K3}$  – ток трехфазного короткого замыкания (кА);

Все параметры приводятся к базисной ступени (110 кВ)

Сопротивление системы, соответственно приведенное к базисной ступени:

$$X_c = \frac{U_{CP}^2}{S_{K3}} \cdot K^2_T = \frac{230^2}{5,49 \cdot 10^3} \cdot \frac{115^2}{230^2} = 2,41 \text{ (Ом)} \quad (40)$$

Сопротивление ВЛ :

$$X_{вл} = X_{уд} \cdot L \quad (41)$$

где  $X_{уд}$  – удельное индуктивное сопротивление ВЛ 110 кВ (Ом/км)

$L$  – длина соответствующего участка ВЛ (км);

$$X_{вл} = 0,4 \cdot 2 = 0,8 (\text{Ом})$$

Определяем сопротивление обмоток автотрансформаторов ПС «НПС-18» приведенное к стороне 110 кВ:

$$X_{ав} = 0,005 \cdot (u_{K\%bc} + u_{K\%bh} - u_{K\%ch}) \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}} \cdot K^2_T \quad (42)$$

$$X_{ав} = 0,005 \cdot (11 + 35 - 22) \cdot \frac{230^2}{63} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{115^2}{230^2} = 12,59 (\text{Ом})$$

$$X_{ac} = 0,005 \cdot (u_{K\%bc} - u_{K\%bh} + u_{K\%ch}) \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}} \cdot K^2_T \quad (43)$$

$$X_{ac} = 0,005 \cdot (11 - 35 + 22) \cdot \frac{230^2}{63} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{115^2}{230^2} = 0 (\text{Ом})$$

$$X_{ah} = 0,005 \cdot (-u_{K\%bc} + u_{K\%bh} + u_{K\%ch}) \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}} \cdot K^2_T \quad (44)$$

$$X_{ah} = 0,005 \cdot (-11 + 35 + 22) \cdot \frac{230^2}{63} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{115^2}{230^2} = 24,14 (\text{Ом})$$

где  $U_K$  – напряжение короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора (%)



$S_{ном}$  – номинальная мощность трансформатора (МВА)

Сопротивление трансформаторов ПС «КС-4», определяются по формуле:

$$X_{\tau} = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{ном}} \cdot \frac{1}{2} \quad (45)$$

$$X_{\tau} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{25} \cdot \frac{1}{2} = 27,77 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление нагрузки, приведенное к высокой стороне: учитывается сопротивление обобщенной нагрузки в относительных единицах равно 0,35:

Для ПС «КС-4»:

$$X_{н1} = \frac{x_{отн.нагр.} U_{ср}^2}{S_{н}} \cdot K_{тр}^2 = \frac{0,35 \cdot 10,5^2}{\sqrt{24,69^2 + 9,57^2}} \cdot \frac{115^2}{10,5^2} = 147,81 \text{ (Ом)} \quad (46)$$

Для ПС «НПС-18» сторона НН кВ:

$$X_{н2} = \frac{x_{отн.нагр.} U_{ср}^2}{S_{н}} \cdot K_{тр}^2 = \frac{0,35 \cdot 10^2}{\sqrt{14,13^2 + 8,2^2}} \cdot \frac{115^2}{37^2} = 549,02 \text{ (Ом)}$$

где  $x_{отн.нагр.}$  – сопротивление нагрузки (о.е.)

$S_{н}$  – мощность нагрузки (МВА)

$U_{ср}$  – среднее номинальное напряжение со стороны нагрузки (кВ)

$K_{тр}$  – коэффициент трансформации трансформатора

Определяем ЭДС системы, приведенное к базовой ступени (кВ):

$$E_{с} = E_{с.отн.} \cdot U_{с} = 1 \cdot 230 \cdot \frac{115}{230} = 115 \text{ (кВ)} \quad (47)$$

где  $E_{с.отн.}$  – ЭДС системы (о.е.)

Определяем ЭДС обобщенной нагрузки, приведенное к базовой ступени:

$$E_H = E_{H.отн.} \cdot U_c = 0,85 \cdot 10,5 \cdot \frac{115}{10,5} = 97,75 \text{ (кВ)} \quad (48)$$

где  $E_{H.отн.}$  – ЭДС обобщенной нагрузки (о.е.)

Сворачиваем схему относительно точки К2 и определяем сопротивления:

$$X_1 = X_c + X_{ав} = 2,41 + 12,59 = 15,0 \text{ (Ом)} \quad (49)$$

$$X_2 = X_{ан} + X_{н2} = 24,14 + 549,02 = 573,16 \text{ (Ом)} \quad (50)$$

$$X_3 = X_{ел} + X_{ас} = 0,8 + 0 = 0,8 \text{ (Ом)} \quad (51)$$

$$X_4 = X_r + X_{н1} = 27,77 + 147,81 = 175,58 \text{ (Ом)} \quad (52)$$

$$X_5 = X_3 + \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} = 0,8 + \frac{15,0 \cdot 573,16}{15,0 + 573,16} = 21,72 \text{ (Ом)} \quad (53)$$

Определяем результирующее сопротивление до точки К3:

$$X_\Sigma = \frac{X_4 \cdot X_5}{X_4 + X_5} = \frac{175,58 \cdot 21,72}{175,58 + 21,72} = 19,32 \text{ (Ом)} \quad (54)$$

Проводим дальнейшее преобразование схемы

$$E_5 = \frac{E_c \cdot X_2 + E_H \cdot X_1}{X_2 + X_1} = \frac{115 \cdot 573,16 + 97,75 \cdot 15,0}{573,16 + 15,0} = 114,56 \text{ (Ом)} \quad (55)$$

Определяем результирующую ЭДС:

$$E_\Sigma = \frac{E_5 \cdot X_4 + E_H \cdot X_5}{X_4 + X_5} = \frac{114,56 \cdot 175,58 + 97,75 \cdot 21,72}{175,58 + 21,72} = 112,71 \text{ (Ом)} \quad (56)$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в точке К1:

$$I_{no} = \frac{E\Sigma}{\sqrt{3} \cdot X\Sigma} = \frac{112,71}{\sqrt{3} \cdot 19,32} = 3,37 \text{ (кА)} \quad (57)$$

Аналогично проводим расчет тока короткого замыкания в точке К2, при этом все сопротивления и ЭДС приводятся к низкой стороне трансформатора.

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле [8]:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\frac{T_{ог}}{T_a}} \quad (58)$$

где  $I_{at}$  – аperiodическая составляющая тока короткого замыкания (кА)

$I_{no}$  – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА)

$T_{ог}$  – время отключения выключателя с учетом работы релейной защиты (сек), в данном случае принимается 0,6 сек.

$T_a$  – постоянная времени.

Постоянная времени определяется по следующей формуле:

$$T_a = \frac{Xp}{\omega \cdot Rp} \quad (59)$$

Для точки К1 определяем данную величину по справочным данным:

$$T_a = 0,03$$

где  $Xp$  – результирующее индуктивное сопротивление до точки короткого замыкания (Ом);

$R_p$  – результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания (Ом);

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

Результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания определяется аналогично индуктивному сопротивлению.

Апериодическая составляющая для К1:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot 3,37 \cdot e^{\frac{-0,6}{0,03}} = 0,001 \text{ (кА)} \quad (60)$$

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (61)$$

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 3,37 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 8,18 \text{ (кА)} \quad (62)$$

Результаты расчета токов короткого замыкания с учетом всех токов КЗ сведены в таблицу 4:

Таблица 4 – Результаты расчета токов КЗ

Расчетная точка короткого замыкания	$I_{no}, \text{(кА)}$	$I_{at}, \text{(кА)}$	$I_{y\delta}, \text{(кА)}$
К1	3,37	0,001	8,18
К2	10,76	0,03	26,12

Данные указанные в таблице 4 будут использованы при расчете уставок защит.

## 8 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ ПС КС-4

Выбор оборудования РУ ведется на основе данных расчета токов КЗ, выбранной схемы РУ, характера потребителей электроэнергии и климатических условий района размещения подстанции.

Также для выбора оборудования РУ необходимы данные о максимальных рабочих токах, которые определяются из расчета режимов.

Значения максимальных рабочих токов на подстанции «КС-4» приведены в таблице.

В данном разделе проводится выбор и проверка следующего подстанционного оборудования: выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, гибкая ошиновка, жесткая ошиновка.

Определяем максимальные рабочие токи РУ ПС «КС-4» [8]:

$$I_m = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

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

$U_n$  – номинальное напряжение (Ом);

Для стороны ВН:

$$I_{m110} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 115} = 131,22 \text{ (А)}$$

Для стороны НН:

$$I_{m10} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1374,61 \text{ (А)}$$

Таблица 5 – Максимальные рабочие токи в РУ подстанции «КС-4»

Номинальное напряжение (кВ)	Максимальный рабочий ток (кА)
110	131,22
10,5	1374,61

## 8.1 Выбор выключателей 110 кВ

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току [8]:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети} \quad (63)$$

$$I_{ном} \geq I_{макс.раб} \quad (64)$$

Напряжение сети 110 кВ.

Первоначально принимаем для установки на ПС «КС-4» элегазовый выключатель марки ВГУ-110 П-20/2500У1.

Привод выключателя – пневматический.

Дугогасительное устройство работает на принципе пневматического дутья. Выключатель снабжен фильтром для поглощения влаги и продуктов разложения элегаза.

Шкаф управления оснащен пневматическим приводом, который производит отключение выключателя при подаче воздуха в надпоршневое пространство привода.

В отключенном положении контакты удерживаются с помощью механической защелки.

Включение осуществляется при помощи пружин при выбивании защелки привода.

Связь между приводом и гасительным устройством осуществляется посредством изоляционной тяги, размещенной в опорной колонке.

Данного типа выключатели обладают следующими преимуществами:

- взрыво- и пожаробезопасность;
- высокая стойкость при коммутации номинальных токов и номинальных токов отключения. Для элегазовых выключателей – до 5000 отключений номинальных токов и 20-50 отключений номинальных токов отключения:

- отсутствие в процессе работы внешних эффектов и загрязнений окружающей среды;

- отсутствие дополнительных динамических нагрузок на фундамент при коммутации токов КЗ.

Выбранный выключатель проверяется на коммутационную способность, электродинамическую стойкость, термическую стойкость.

Термическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \quad (65)$$

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

$t_{тер}$  - время термической стойкости,

$B_k$  - интеграл Джоуля.

Электродинамическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{пр.скв} = I_{дин} \geq I_{уд} \quad (66)$$

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

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

Значение  $B_k$  можно определить по формуле [8]:

$$B_k = I_{но}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (67)$$

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

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

$T_a$  - постоянная времени.

На примере точки К1

$$B_{к1} = I_{но1}^2 \cdot (t_{отк} + T_{a1}) = 3,37^2 \cdot (0,6 + 0,03) = 0,2$$

Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ, показаны в таблице 6.

Таблица 6 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	2500	131,22	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	20	3,37	$I_{вкл} \geq I_{по}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}$ , $I_{уд}$ (кА)	102	8,18	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	20	3,37	$I_{откл} \geq I_{по}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, $I_a$ (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 20 =$ 12,456	0,001	$I_{ном.a} \geq I_a$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ , $I_{уд}$ (кА)	102	8,18	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $20^2 \cdot 3 =$ 1200	0,2	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатель проходит по всем параметрам.

## 8.2 Выбор выключателей 10 кВ

Первоначально принимаем выключатель вакуумный ВВЭ-М-10-1600-20УЗ.

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

Таблица 7 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$



Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	1600	1374,6	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	20	10,76	$I_{вкл} \geq I_{но}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}$ , $I_{уд}$ (кА)	51	26,12	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	20	10,76	$I_{откл} \geq I_{но}$
Номинальное значение апериодической составляющей, $I_a$ (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 20 =$ 8,48	0,03	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ , $I_{уд}$ (кА)	51	26,12	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $20^2 \cdot 3 =$ 1200	2,06	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатели проходят по всем параметрам.

### 8.3 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но отсутствует проверка на коммутационную способность, т.к. разъединители не предназначены для размыкания цепей под нагрузкой.

По напряжению и максимальному рабочему току выберем разъединители марки РНДЗ-110/1000 ХЛ1 (разъединитель для наружной установки двухколонковый с заземляющими ножами), номинальный рабочий ток 1000 А.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 8.

Таблица 8 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	1000	131,22	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ , $I_{уд}$ (кА)	80	8,18	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $31,5^2 \cdot 3 =$ 2790,75	0,2	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Число заземляющих ножей и соответственно тип разъединителя определяется местом установки.

#### 8.4 Выбор высокочастотного заградителя связи

Высокочастотные заградители серии ВЗ предназначены для обеспечения передачи сигналов противоаварийной автоматики (ПА), релейной защиты (РЗ), телефонной связи, телемеханики, промодулированных высокой частотой (24-1000 кГц) по фазовому проводу или грозотросу высоковольтной (10,35-750 кВ) линии электропередачи.

Высокочастотный заградитель необходим для исключения шунтирования высокочастотного сигнала обмоткой фазового трансформатора.

Заградитель представляет собой высокочастотный фильтр, который включается в рассечку провода высоковольтной линии электропередачи для предотвращения потерь высокочастотного сигнала.

По номинальному напряжению выбираем заградитель типа ВЗ-200 УХЛ1,

Сравнение основных данных заградителя с расчетными показаны в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор и проверка заградителя 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	131,22	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток КЗ $I_{кз}$ (кА)	10	3,37	$I_{кз} \geq I_{по}$
Предельный сквозной ток $I_{пр.скв}$ (кА)	25,5	8,18	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$

Высокочастотный заградитель типа ВЗ - 200 УХЛ1 проходит по всем показателям его принимаем к установке на обе цепи ВЛ «Восточная» - «КС-4»

#### 8.5 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 110 кВ.

Ограничители перенапряжений выполнены как одноколонковые аппараты опорного типа вертикальной установки.

Для присоединения фазного провода и заземления ограничители имеют стандартную пластину на верхнем фланце и болт заземления на нижнем.

Металлические фланцы закреплены на корпусе ограничителя и загерметизированы полимерным компаундом.

Металлооксидные ZnO резисторы с высоконелинейной вольтамперной характеристикой запрессованы в оболочки из полимерного материала и в виде однотипных элементов последовательно соединены внутри общего корпуса.

Принимаем ОПН-110/10/77/400 номинальным напряжением 110 кВ.

Согласно [12] наибольшее рабочее линейное напряжения на шинах 110 ПС составляет 126 кВ.

Рассчитываем фазное значение наибольшего рабочего напряжения:

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

Энергия поглощаемая ОПН определяется по следующей формуле:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{U - U_{ост}}{Z_{в}} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \quad (68)$$

где  $U$  - величина неограниченных перенапряжений;

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

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

$t$  - время распространения волны.

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot L \cdot U_0} = \frac{260}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 260} = 224,9 \text{ (кВ)} \quad (69)$$

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:

$$T = \frac{L \cdot 10^6}{\beta \cdot c} = \frac{3 \cdot 10^6}{0.91 \cdot 300000} = 11 \text{ (мкс)} \quad (70)$$

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 10.

Таблица 10 – 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 $U_{нр}$ (кВ)	77	72,74	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$
Поглощаемая энергия (кДж)	400	398	$\mathcal{E}_{расч} \geq \mathcal{E}$

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

### 8.6 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 10 кВ.

Принимаем к установке ОПН-10/11-10(I).

Сравнение параметров приведено в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	6,35	6,06	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 10 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

### 8.7 Выбор трансформаторов тока.

Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Трансформатор тока проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а также по величине нагрузки в заданном классе точности.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} \quad (71)$$

Сопротивление контактов принимается равным  $r_{\text{к}}=0,1$  Ом. Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (72)$$

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

$l$  - длина соединительных проводов, для РУ 110 кВ подстанции принимается

100 м, для РУ 10 кВ - 60 м;

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

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (для 110 кВ):

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

Сопротивление соединительных проводов (для 10 кВ):

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

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2} \quad (73)$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток трансформатора тока.

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс фирмы АВВ «Альфа +». Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 12, 13.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик АЭ	Альфа +	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 13 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Альфа +	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 110  $S_{\text{пр}}=1,62$  ВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I^2} = \frac{1,62}{1} = 1,62 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 10 кВ  $S_{\text{пр}}= 0,62$  ВА.

Тогда сопротивление приборов:

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

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 110 кВ):

$$Z_{2.110} = r_{пров} + r_{приб} + r_{к} = 1,62 + 0,71 + 0,1 = 2,43 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 10 кВ):

$$Z_{2.10} = r_{пров} + r_{приб} + r_{к} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Принимаем элегазовый трансформатор тока на стороне 110 кВ ТОГ-110 II-I У1, с номинальным током 150 А

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока с расчетными данными приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Проверка выбранного ТТ 110 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	150	131,22	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ , $I_{уд}$ (кА)	126	8,18	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \times t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 68^2 \cdot 3 = 13872$	0,2	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2 ном}$ (Ом)	20	2,43	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ ТПЛК-10 с номинальным током первичной обмотки 1600 А.

Сравнение параметров приведено в таблице 15.

Таблица 15 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	1600	1374,6	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$

Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ , Iуд (кА)	52	26,12	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $35^2 \cdot 3 =$ 3675	2,06	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2ном}$ (Ом)	1,2	1,15	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

### 8.8 Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке

$$S_{2ном} \geq S_2 \tag{74}$$

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 приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 110 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	1	10
Частотомер	Н-397	1	7
Варметр	Д-335	5	1,5
Ваттметр	Д-335	5	1,5
Счетчик АЭ	Альфа +	5	1



Счетчик РЭ			
Сумма			39

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

Таблица 17 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	400 ВА	39 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем

Выбираем трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ.

Сравнение параметров выбранного трансформатора напряжения приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 10 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Счетчик АЭ	Альфа +	5	1
Счетчик РЭ			
Сумма			7

Принимаем на стороне 10 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 10.

Таблица 19 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 (10 кВ)	75 ВА	7 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

## 8.9 Выбор трансформаторов собственных нужд.

В качестве типа оперативного тока принимаем переменный трехфазный ток напряжением 0,4 кВ.

Состав потребителей собственных нужд (с. н.) электрических подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанции являются оперативные цепи, система связи, телемеханика, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения.

Кроме того, сюда входят устройства обогрева выключателей, шкафов КРУН, приводов отделителей и короткозамыкателей.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам с. н. с учётом коэффициентов загрузки и одновременности.

При упрощённом расчёте можно по ориентировочным данным определить основные нагрузки собственных нужд подстанции.

Расчётная нагрузка потребителей ПС «КС-4» приведены в таблице 20:

Таблица 20 – Расчетная нагрузка потребителей С.Н. ПС «КС-4»

Вид потребителя	Расчетная мощность приемника (кВА)
Приводы выключателей	8,36
Обогрев приводов выключателей	2,4
Обогрев ЗРУ 10 кВ	12
Освещение коридора ЗРУ 10 кВ	4
Освещение ячеек 10 кВ	1,4
Освещение ОРУ	8
Расчетная полная мощность	36,16

По расчетной мощности электроприемников определяем мощность трансформатора собственных нужд ПС «КС-4»:

$$S_P = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3^{онм}} = \frac{36,16}{2 \cdot 0,7} = 25,82 \text{ (кВА)} \quad (75)$$

Принимаем к установке на ПС «КС-4» в качестве источников переменного оперативного тока два трансформатора типа ТСЗ 40/10/0,4 номинальной мощностью 40 кВА.

Трансформаторы имеют сухое защищенное исполнение.

### **8.10 Выбор гибкой ошиновки.**

Выбор гибкой ошиновки проводится на подстанции при напряжении 110 кВ, так как распределительные устройства данного напряжения расположены на открытом воздухе.

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 131,22 А, следовательно принимаем сечение провода для данного напряжения с учетом сечения ВЛ АС 150/24 с максимально допустимым током 450 А расположение фаз горизонтальное, междуфазное расстояние 300 см.

Проверка сечения на термическую стойкость к токам КЗ не требуется т.к. шины выполнены голыми проводами, расположенными на открытом воздухе.

При токе трехфазного короткого замыкания менее 20 кА (как в данном случае) проверка шин на сжестывание не требуется.

Проводим проверку по условиям коронирования, определяем начальную критическую напряженность на проводе по формуле (кВ):

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (76)$$

где  $m$  - коэффициент учитывающий шероховатость поверхности провода;

$r_0$  - радиус провода (см)

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,744}} \right) = 34,46 \text{ (кВ)}$$

Определяем напряженность на проводе по формуле (кВ):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (77)$$

где  $U$  – линейное напряжение на проводе (принимаем 115 кВ);

$D_{cp}$  - среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, при горизонтальном расположении фаз и расстоянии между фазами оно равно 378 см

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{0,744 \cdot \lg \frac{378}{0,744}} = 20,217 \text{ (кВ)}$$

Отсутствие коронирования определяем по условию

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (78)$$

$$21,63 \leq 31,01$$

Сечение проходит по требованиям, следовательно, его оставляем.

### 8.11 Выбор жестких шин.

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения.

Максимальный рабочий ток в данном РУ составляет 1374,6 А.

Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 80 × 6 мм ( $4,8 \text{ см}^2$ ), длительно допустимый ток для данного сечения составляет 1630А.

Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4м.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ ( $\text{см}^2$ ).

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{2,06}}{91} 100 = 0,2 \quad (79)$$

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

$C$  - коэффициент для алюминия 91

Проверяем шины на механическую прочность, определяем пролет при условии, что частота собственных колебаний составит более 200 Гц

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{25,6}{4,8}}} = 0,95 \quad (80)$$

где  $J$  – момент инерции шины ( $\text{см}^3 \times \text{см}$ ).

$q$  - сечение проводника, в данном случае 4,8 ( $\text{см}^2$ )

Момент инерции определяется по формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,6 \cdot 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \quad (\text{см}^3 \times \text{см}) \quad (81)$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 0,9 м

Определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\delta}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{26120^2}{0,4} = 296,33 \text{ (Н/м)} \quad (82)$$

где  $i_{y\delta}$  – ударный ток короткого замыкания (А).

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

Определяем момент сопротивления по формуле

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,6 \cdot 8^2 \frac{1}{6} = 6,4 \quad (\text{см}^3) \quad (83)$$

Определяем напряжение в проводе при протекании ударного тока КЗ:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\delta}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{26120^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 3,74 \text{ (МПа)} \quad (84)$$

При расчете напряжение все длины приведены в метры.

Разрушающее напряжение для принятого материала составляет 60 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего, следовательно, сечение и схема установки жестких шин выбраны верно.

## 9 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ

Согласно ПУЭ открытые подстанции и ОРУ 20-500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молний.

Защита подстанции от прямых ударов молний осуществляется стержневыми и тросовыми молниеотводами.

Необходимо защитить линейные (высота 11 м) порталы молниеотводами, так как высота остальных элементов подстанции значительно ниже, и они попадают в зону защиты молниеотводов.

Защиту ОРУ выполним стержневыми молниеотводами, размещенными на линейных и шинных порталах и отдельностоящими молниеотводами.

Высота молниеотвода на линейном портале и отдельностоящего 110 кВ – 20 метров.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (85)$$

где  $h$  – высота молниеотвода (20 м)

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 20 = 17,0$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне земли

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot 20 = 21,2 \quad (86)$$

Определяем радиус зоны защиты от одного молниеотвода на уровне линейного портала

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{(h - h_x)}{(h + h_x)} = 1,6 \cdot 20 \cdot \frac{(20 - 11)}{(20 + 11)} = 7,5 \quad (87)$$

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

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов 1-2 расположенных на расстоянии  $L$  друг от друга:

$$h_c = h - \frac{L}{7} = 20 - \frac{20}{7} = 17,1 \quad (88)$$

Половина ширины внешней зоны на уровне линейного портала определяется по следующей формуле:

$$r_{cx} = 1,6 \cdot \frac{h_c - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_c}} = 1,6 \cdot \frac{17,1 - 11}{1 + \frac{11}{17,1}} = 5,9 \quad (89)$$

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

Аналогично проводится расчет молниезащиты от остальных пар молниеотводов результаты расчета сведены в таблицу 21.

Таблица 21 – Параметры зон молниезащиты ПС «КС-4»

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

Результаты расчета молниезащиты так же представлены в графической части работы.



## 10 РАСЧЕТ ИСКУССТВЕННОГО ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Сопротивление искусственного заземлителя согласно [12] не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры ПС «КС-4» 25×94 (м)

Определяем площадь контура заземления:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (94 + 3) \cdot (25 + 3) = 2716 \text{ (м}^2\text{)} \quad (90)$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов  $d = 0,022$  (м)

Сечение вертикальных электродов:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 37,79 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (91)$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{3,37^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,8 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (92)$$

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

$T$  - предельное время работы защиты (сек)

$\beta$  - коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку на термическую стойкость

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (93)$$

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

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

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)} \quad (94)$$

Принимаем первоначально расстояние между полосами  $l_{nn} = 5$  (м)

Общая длина полос в сетке:

$$L_n = \frac{(A+3)(B+3)}{l_{nn}} + \frac{(B+3)(A+3)}{l_{nn}} = \frac{(94+3)(25+3)}{5} + \frac{(25+3)(94+3)}{5} = 1086,4 \text{ (м)} \quad (95)$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{1086,4}{2 \cdot \sqrt{2716}} = 10,42 \quad (96)$$

Принимаем число ячеек:  $m = 11$

Длина стороны ячейки

$$L_a = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{2716}}{11} = 4,74 \text{ (м)} \quad (97)$$

Длина горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S}(m+1) = 2 \cdot \sqrt{2716}(11+1) = 1250,8 \text{ (м)} \quad (98)$$

Количество вертикальных электродов в сетке:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{2716}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 14,74 \quad (99)$$

Принимаем:  $n_e = 15$

Принимаем длину вертикальных электродов  $l_e = 4 \text{ (м)}$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_C = \rho \cdot \left( A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_e \cdot n_e} \right) = 50 \cdot \left( 0,42 \frac{1}{\sqrt{2716}} + \frac{1}{1250,8 + 4 \cdot 0 \cdot 15} \right) = 0,442 \text{ (Ом)} \quad (100)$$

где -  $A$  - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент:

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2716}}{(21 + 320) \cdot (3,37 + 45)}} = 1,09$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{II} = R_C \cdot \alpha_{II} = 0,442 \cdot 1,09 = 0,482 (\text{Ом})$$

## 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ СХЕМЫ РУ 110 КВ

Для определения параметров надежности электроснабжения рассматриваемой подстанции проведем расчет для ПС «КС-4» относительно шин 10 кВ.

На рисунке 11 представлена упрощенная схема электроснабжения подстанции «КС-4».

При расчете учитываем следующее: переключатель в нормальном режиме отключена, расчет ведется для одной цепи, результат расчета будет равнозначен параллельному соединению двух одинаковых цепей.

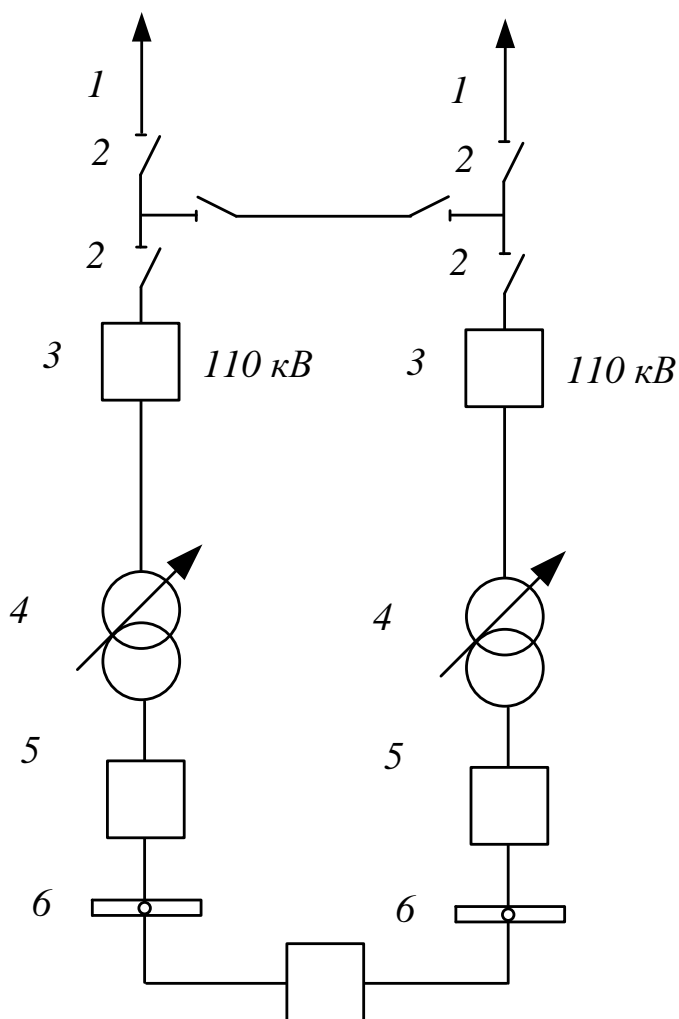


Рисунок 11 - Принципиальная схема электроснабжения подстанции «КС-4».

Параметрами характеризующими вероятность отключения элементов сети являются: параметр потокоотказов  $\lambda$  (1/год), среднее время восстановления  $t_{в}$  (час), частота преднамеренных отключений  $\lambda_{пр}$  (1/год), среднее время преднамеренных отключений  $t_{пр}$ .

Параметры элементов согласно сведены в таблицу 22.

Таблица 22 - Параметры элементов

Элемент	$\lambda$ , 1/год	$t_{в}$ , часов	$\lambda_{пр}$ , 1/год	$t_{пр}$ , 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 10 кВ	0,003	20	0,86	8
Сборные шины 10 кВ (на одно присоединение)	0,03	7	0,834	2

Определяем вероятность отключения каждого элемента по формулам:

Для воздушной линии вероятность отказа определяется:

$$q_{вл} = \frac{\lambda_{вл} \cdot t_{вл}}{T_{г}} \cdot l \cdot \frac{1}{100} = \frac{1,7 \cdot 7}{8760} \cdot 2,0 \cdot \frac{1}{100} = 5,16 \cdot 10^{-5} \quad (101)$$

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

$l$  - длина ВЛ (км).

Для шин 10 кВ:

$$q_{ш} = \frac{\lambda_{ш} \cdot t_{ш}}{T_{г}} \cdot n_{пр} = \frac{0,03 \cdot 7}{8760} \cdot 7 = 1,68 \cdot 10^{-4} \quad (102)$$

Для разъединителей 110 кВ:

$$q_{р} = \frac{\lambda_{р} \cdot t_{р}}{T_{г}} = \frac{0,01 \cdot 11}{8760} = 1,26 \cdot 10^{-5} \quad (103)$$

Для трансформаторов 110 кВ:

$$q_m = \frac{\lambda_m \cdot t_{em}}{T_\Gamma} = \frac{0,014 \cdot 70}{8760} = 1,12 \cdot 10^{-4} \quad (104)$$

Для выключателей 110 кВ:

$$q_e = \frac{\lambda_{e110} \cdot t_{e110}}{T_\Gamma} + a_{кз} \cdot (\sum q_{смеж}) + a_{он} \cdot N_{он} \quad (105)$$

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

$q_{смеж}$  - вероятность отказа смежного с выключателем элемента;

$a_{он}$  - относительная частота отказов выключателя при оперативных переключениях  $a_{он} = 0,003$ ;

$N_{он}$  - число оперативных переключений в год, для данной схемы  $N_{он} = 2$ .

Для выключателя 110 кВ в данной схеме распределительного устройства защищаемыми смежными элементами являются воздушная линия и трансформатор.

$$q_{e110} = \frac{0,003 \cdot 20}{8760} + 0,005 \cdot (5,16 \cdot 10^{-5} + 1,12 \cdot 10^{-4}) + 0,003 \cdot 2 = 6,01 \cdot 10^{-3}$$

Для выключателя 10 кВ смежными элементами являются трансформатор и шины 10 кВ

$$q_{e10} = \frac{0,003 \cdot 20}{8760} + 0,005 \cdot (1,12 \cdot 10^{-4} + 1,68 \cdot 10^{-4}) + 0,003 \cdot 2 = 6,01 \cdot 10^{-3}$$

Рассмотрим подробно расчет надежности электроснабжения относительно шин 10 кВ при передаче мощности только по одной цепи.

Определяем вероятность отказа цепи:

$$q_u = \sum q_i + \frac{\lambda_{нр\max} \cdot t_{нр}}{8760} \quad (106)$$

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

где  $\lambda_i$  - параметр потокоотказов всех элементов в цепи;

$\lambda_{нр\max}$  - наибольшая частота преднамеренных отключений лпр

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

Параметр потокоотказов цепи (1/год) [3]:

$$\lambda_u = \sum \lambda_i + \lambda_{нр\max} = 0,3 + 0,86 = 1,16 \quad (107)$$

Время восстановления системы состоящей из одной цепи:

$$t_{вс} = \frac{q_u \cdot 8760}{\lambda_u - \lambda_{нр\max}} = \frac{0,013 \cdot 8760}{1,16 - 0,86} = 379,6 \text{ (час)} \quad (108)$$

Определяем вспомогательный коэффициент:

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

Определяем параметры системы состоящей из двух взаиморезервирующих цепей, вероятность отказа:

$$q_{u2} = q_u^2 + 2 \cdot K_{нл} \cdot \left(\frac{\lambda_{нр\max} \cdot t_{нр}}{8760}\right) = 0,013^2 + 2 \cdot 0,02 \cdot \left(\frac{0,86 \cdot 8}{8760}\right) = 2,01 \cdot 10^{-4}$$

Параметр потокоотказов:

$$\lambda_{u2} = 2 \cdot \lambda_u \cdot q_u + 2 \cdot (\lambda_u - \lambda_{нр\max}) \cdot \frac{\lambda_{нр\max} \cdot t_{нр}}{8760} = 9,3 \cdot 10^{-4}$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_c = \frac{1}{\lambda_{u2}} = \frac{1}{9,3 \cdot 10^{-4}} = 111 \text{ (лет)} \quad (109)$$

Расчетное время безотказной работы системы:

$$T_p = \frac{0,105}{\lambda_{y2}} = \frac{0,105}{9,3 \cdot 10^{-4}} = 11,6 \text{ (лет)} \quad (110)$$



## 12 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ

Режим электроэнергетической системы – это состояние системы, определяемое значениями мощностей электростанций, напряжений, токов и других физических переменных величин, характеризующих процесс производства, передачи и распределения электроэнергии, т.е. параметрами режима).

Режимы рассчитываются для:

- выявления требований к маневренным свойствам оборудования электростанций;
- выбора структуры генерирующих мощностей и определения типа необходимых к сооружению электростанций;
- оценки годовой выработки энергии различных типов электростанций и последующего расчета потребности в отдельных видах топлива;
- выбора схемы развития электрических сетей;
- расчет величины технических потерь в сети.

Расчет режима проводился при помощи ПВК RastrWin3.

ПВК моделирует действие и работу различных устройств, предназначенных для управления напряжением, перетоками активной и реактивной мощности, генерацией и потреблением.

Проводим расчет режима работы сети после реконструкции.

Граф сети представлен на рисунке 12.

Таблица 23 – Нагрузки в узлах схемы в режиме зимнего максимума, МВА

Узел	Мощность нагрузки (МВт, Мвар)
8	14,1+i8,2
9	24,7+i9,6
10	23,1+i7,9
11	12,6+i5,6
7	25,6+i5,9

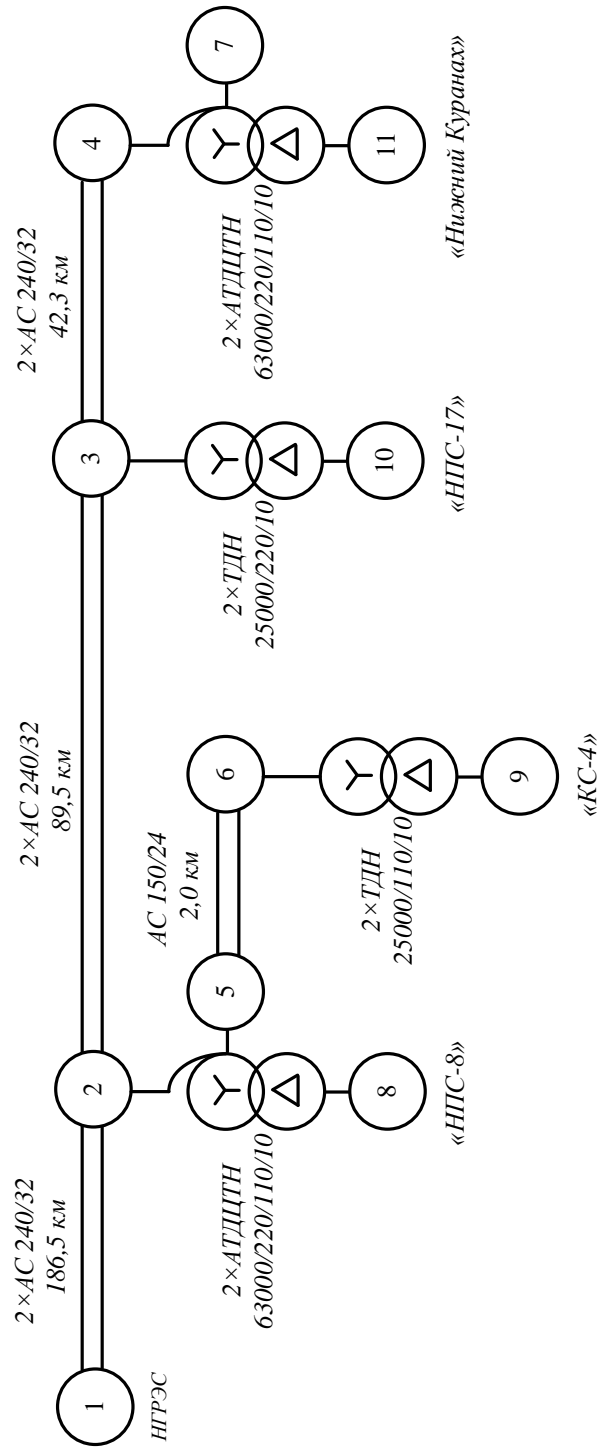


Рисунок 12 – Граф сети для расчета режима работы.

## 12.1 Расчет и анализ нормального режима работы сети с учетом реконструкции

Параметры режима работы сети с учетом реконструкции представлены в графической части на рисунке 13 и в таблицах 24, 25.

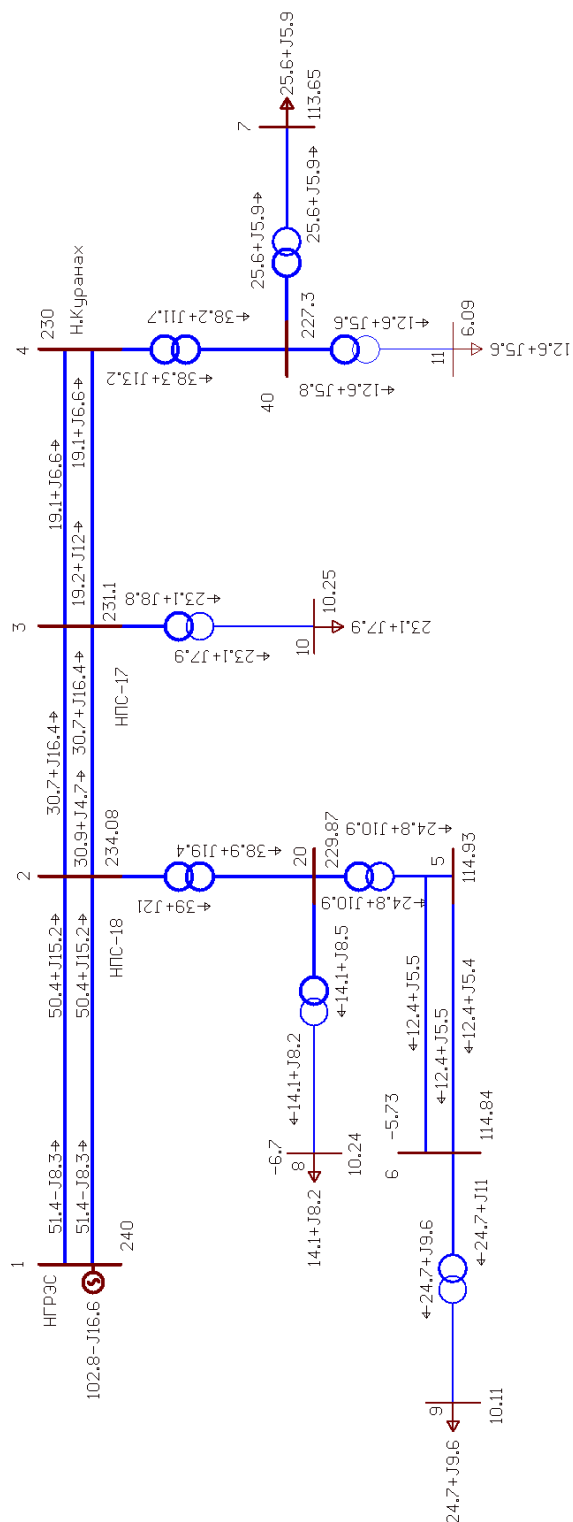


Рисунок 13 – Расчет нормального режима работы в графической форме.

Таблица 24 – Параметры нормального режима работы (напряжения)

Номер узла	Название узла	Uном (кВ)	Uфакт (кВ)	Угол
2	НПС-18	220	234,08	-3,81
3	НПС-17	220	231,10	-4,87
4	Н.Куранах	220	230,00	-5,17
5		110	114,93	-5,70
6		110	114,84	-5,73
7		110	113,65	-7,09
8		10	10,24	-6,70
9		10	10,11	-8,43
10		10	10,25	-6,86
11		6	6,09	-8,00
20		220	229,87	-5,69
40		220	227,30	-7,09
1	НГРЭС	240	240,00	0,00

Таблица 25 – Параметры нормального режима работы (токи)

Ннач	Нкон	Название	Инач (А)	Икон (А)
1	2	НГРЭС - НПС-18	125,25	129,79
1	2	НГРЭС - НПС-18	125,25	129,79
2	3	НПС-18 - НПС-17	77,18	87,08
2	3	НПС-18 - НПС-17	77,18	87,08
3	4	НПС-17 - Н.Куранах	56,55	50,78
3	4	НПС-17 - Н.Куранах	56,55	50,78
5	6	-	67,94	68,07
5	6	-	67,94	68,07

Анализ полученных данных показывает, что напряжения в узлах сети не имеют значительного отклонения от номинального значения, токи во всех ветвях сети не превышают длительно допустимого значения (610 А)

### 12.2 Расчет послеаварийного режима работы сети №1

Параметры послеаварийного режима работы сети №1 с учетом реконструкции представлены в графической части на рисунке 14 и в таблицах 26, 27



Таблица 26 – Параметры послеаварийного режима работы №1 (напряжения)

Номер узла	Название узла	Uном (кВ)	Uфакт (кВ)	Угол
2	НПС-18	220	234,06	-3,81
3	НПС-17	220	231,09	-4,87
4	Н.Куранах	220	229,99	-5,17
5		110	114,91	-5,70
6		110	114,73	-5,76
7		110	113,64	-7,09
8		10	10,24	-6,70
9		10	10,10	-8,46
10		10	10,25	-6,86
11		6	6,09	-8,00
20		220	229,83	-5,69
40		220	227,28	-7,09
1	НГРЭС	240	240,00	0,00

Таблица 27 – Параметры послеаварийного режима работы №1 (токи)

Ннач	Нкон	Название	Инач (А)	Икон (А)
1	2	НГРЭС - НПС-18	125,24	129,86
1	2	НГРЭС - НПС-18	125,24	129,86
2	3	НПС-18 - НПС-17	77,18	87,08
2	3	НПС-18 - НПС-17	77,18	87,08
3	4	НПС-17 - Н.Куранах	56,55	50,78
3	4	НПС-17 - Н.Куранах	56,55	50,78
5	6	-	0,00	0,00
5	6	-	136,15	136,29

Анализ полученных данных послеаварийного режима №1 показывает, что напряжения в узлах сети не имеют значительного отклонения от номинального значения.

Ток в оставшейся ветви НПС-18 - НПС-17 составляет 136 А, при длительно допустимом для провода марки АС 150/24 – 450 А, следовательно замена сечения не требуется

### 12.3 Расчет и анализ послеаварийного режима работы №2

Параметры послеаварийного режима работы сети №» с учетом реконструкции представлены в графической части на рисунке 15 и в таблицах 28, 29

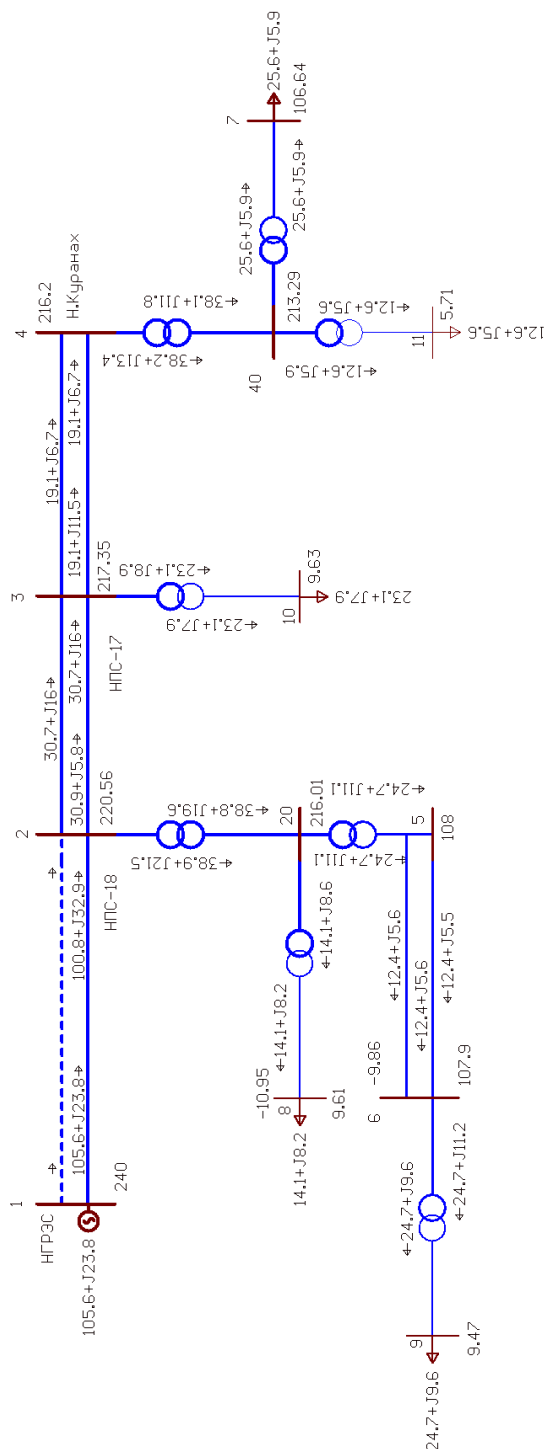


Рисунок 15 – Расчет послеаварийного режима работы в графической форме (отключение одной цепи ВЛ НПС-18 – НГРЭС).

Таблица 28 – Параметры послеаварийного режима работы №2 (напряжения)

Номер узла	Название узла	Uном (кВ)	Uфакт (кВ)	Угол
2	НПС-18	220	220,56	-7,70
3	НПС-17	220	217,35	-8,89
4	Н.Куранах	220	216,20	-9,23
5		110	108,00	-9,82
6		110	107,90	-9,86
7		110	106,64	-11,40
8		10	9,61	-10,95
9		10	9,47	-12,92
10		10	9,63	-11,14
11		6	5,71	-12,43
20		220	216,01	-9,82
40		220	213,29	-11,39
1	НГРЭС	240	240,00	0,00

Таблица 29 – Параметры послеаварийного режима работы №2 (токи)

Ннач	Нкон	Название	Инач (А)	Икон (А)
1	2	НГРЭС - НПС-18	0	0
1	2	НГРЭС - НПС-18	260,28	277,47
2	3	НПС-18 - НПС-17	82,32	91,94
2	3	НПС-18 - НПС-17	82,32	91,94
3	4	НПС-17 - Н.Куранах	59,35	53,99
3	4	НПС-17 - Н.Куранах	59,35	53,99
5	6	-	72,51	72,64
5	6	-	72,51	72,64

Анализ полученных данных послеаварийного режима работы №2 показывает что напряжения в узлах сети не имеют значительного отклонения от номинального значения, ток в оставшейся ветви НПС-18 - НГРЭС составляет 277 А, при длительно допустимом для провода марки АС 240/32 – 610 А, следовательно замена сечения не требуется.



## 13 ЗАЩИТА ВЛ

В данном разделе рассматривается расчет всех защит, устанавливаемых на ВЛ «НПС-18» – «КС-4»

### 13.1 Дистанционная защита.

Сопротивление срабатывания защиты первой ступени:

$$X_{сз}^I = 0.85 \cdot X_{уд} \cdot l \quad (111)$$

где  $l_{г-n}$  - длина линии.

$$X_{сз}^I = 0.85 \cdot 0.4 \cdot 2 = 0.68 \quad (\text{Ом})$$

Сопротивление срабатывания реле определяется:

$$X_{ср} = K_{сх} \cdot \frac{K_I}{K_V} \cdot X_{сз} \quad (112)$$

где  $K$  – коэффициенты трансформации трансформатора тока и трансформатора напряжения.

$$X_{ср}^I = \sqrt{3} \cdot \frac{150}{1100} \cdot 0.68 = 0.16 \quad (\text{Ом})$$

Время срабатывания первой ступени:

$$t_I = 0.1 \text{ с.}$$

Сопротивление срабатывания защиты второй ступени:

$$X_{сз}^{II} = 0.85 \cdot X_{уд} \cdot l \quad (113)$$

$$X_{с.з.}^{II} = 0.85 \cdot 0.4 \cdot 2 = 0.68 \quad (\text{Ом})$$

Сопротивление срабатывания реле второй ступени:

$$X_{c.p.}^{II} = \sqrt{3} \cdot \frac{150}{1100} \cdot 0,68 = 0,16 \text{ (Ом)}$$

Время срабатывания второй ступени:

$$t_{II} = 0,6 \text{ с.}$$

Сопротивление срабатывания защиты третьей ступени:

$$X_{cз}^{III} = 0,85 \cdot (X_{yд} \cdot l + \frac{0,85 \cdot X_{yд} \cdot l}{K_{mp}}) \quad (114)$$

где  $l_{г-n}$  - длина линии (км);

$K_{mp}$  - коэффициент тока распределения, принимаем 1.

$$X_{cз}^{III} = 0,85 \cdot (2 \cdot 0,4 + 0,85 \cdot 2 \cdot 0,4) = 1,25 \text{ (Ом)}$$

Ток срабатывания реле третьей ступени определяется по формуле:

$$X_{cр}^{III} = \sqrt{3} \cdot \frac{150}{1100} \cdot 1,25 = 0,29 \text{ (Ом)}$$

Время срабатывания третьей ступени:

$$t_{III} = 1,1 \text{ с.}$$

Сопротивление срабатывания защиты четвертой ступени:

$$X_{cз}^{IV} = \frac{0,95 \cdot U_{ном}}{I_{дл}} \quad (115)$$

где  $U_{ном}$  - номинальное напряжение на стороне 110 кВ;

$I_{дл}$  - длительно допустимый ток.

$$X_{сз}^{IV} = \frac{0,95 \cdot 110}{0,450} = 232,2 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление срабатывания реле четвертой ступени определяется по формуле:

$$X_{ср}^{IV} = \sqrt{3} \cdot \frac{150}{1100} \cdot 232,2 = 54,73 \text{ Ом.}$$

Время срабатывания четвертой ступени:

$$t_{IV} = 1,6 \text{ с.}$$

Дистанционная защита на линии «Восточная» – «КС-4» удовлетворяет чувствительности на каждой ступени защиты.

### **13.2 Токовая отсечка.**

Отсечка является разновидностью МТЗ, позволяющей обеспечить быстрое отключение КЗ.

Токовые отсечки подразделяются на отсечки мгновенного действия и отсечки с выдержкой времени.

Селективность токовых отсечек достигается ограничением их зоны действия так, чтобы отсечка не работала при КЗ за пределами этой зоны, на смежных участках сети, РЗ которых имеет выдержку времени, равную или большую, чем отсечка.

Для этого ток срабатывания отсечки должен быть больше максимального тока, проходящего через нее при повреждении в конце участка.

Зона действия мгновенной отсечки по условиям селективности не должна выходить за пределы защищаемой ЛЭП.

Зона действия отсечки, работающей с выдержкой времени, выходит за пределы защищаемой ЛЭП и по условию селективности должна отстраиваться от конца зоны РЗ смежного участка по току и по времени.

Отсечка с выдержкой времени на линиях.

Отсечка выполняется с небольшой выдержкой времени на ступень селективности больше, чем время срабатывания быстродействующих защит предыдущих элементов:

$$t_{co} = 0.4 \text{ с.}$$

Это небольшое замедление может существенно уменьшить ток срабатывания отсечки по следующим причинам:

- 1) отстройка производится от меньших токов более удаленных точек КЗ;
- 2) значения коэффициента надежности могут приниматься значительно меньшими, а для нашего случая принимается 1.2;
- 3) требуется отстройки от бросков намагничивающего тока трансформаторов.

По условию селективности ток срабатывания отсечки выбирается больше максимального значения тока при КЗ в конце защищаемого участка:

$$I_{co} = K_n \cdot I_{к.маx}^{(3)} \quad (116)$$

где  $I_{к.маx}^{(3)}$  - ток определяемый при максимальном режиме;

$K_n$  - коэффициент надежности, равный 1.2.

Коэффициент чувствительности токовой отсечки определяется следующим выражением:

$$K_{\psi} = \frac{0,87 \cdot I_{к.мин}^{(3)} \cdot K_{cx}}{I_{co}} > 1.2 \quad (117)$$

Определяем параметры токовой отсечки с выдержкой времени на линии «НПС-18» - «КС-4».

Ток срабатывания токовой отсечки определяется по формуле:

$$I_{co} = 1.2 \cdot 3,37 = 4,04$$

Ток срабатывания реле определяется по формуле:

$$I_{cp} = \frac{4,04 \cdot 5 \cdot \sqrt{3}}{150} = 0,21$$

Коэффициент чувствительности токовой отсечки определяется по формуле:

$$K_{\chi} = \frac{0,87 \cdot 3,2 \cdot \sqrt{3}}{4,04} = 1,21 > 1,2$$

Токовая отсечка с выдержкой времени, выполненная на ВЛ 110 кВ «НПС-18» «КС-4», удовлетворяет требованиям чувствительности.

### **13.3 Токовая защита нулевой последовательности.**

Защита выполняется трехступенчатой.

Измерительными реле тока подключаются к фильтру тока нулевой последовательности.

Реле тока срабатывают при возрастании тока нулевой последовательности.

Схемы защиты выполняется аналогично схемам токовой защиты от междуфазных КЗ.

Защита нулевой последовательности имеет преимущества:

1. Имеет более высокую чувствительность.
2. Имеет меньшую выдержку времени последней ступени.

Первая ступень отстраивается от максимального тока замыкания на землю, протекающего через рассматриваемую защиту при коротком замыкании в конце защищаемого участка:

$$I_{сз}^I = k_H \cdot I_{\max 1} \quad (118)$$

где  $k_H=1,2$  – для в сети 110—220 кВ.

$I_{\max 1}$  - максимальный ток однофазного короткого замыкания (А)

Первая ступень защиты выполняется без выдержки времени

$$I_{сз}^I = 1,2 \cdot 3370 = 4044 \text{ (А)}$$

Вторая ступень отстраивается от тока срабатывания I ступени:

$$I_{сз}^{II} = k_{отс}^{II} \cdot I_{сз}^I \quad (119)$$

где  $k_{отс}^{II} = 1,1$  - коэффициент отстройки.

$$I_{сз}^{II} = 1,1 \cdot 4044 = 4448,4 \text{ (А)}$$

Время срабатывания второй ступени защиты 0,5 сек

Третья ступень отстраивается от тока небаланса в защите при трехфазном коротком замыкании.

В максимальном режиме это позволяет исключить неселективное отключение линии.

$$I_{сз}^{III} = k_H \cdot I_{нб \max} \quad (120)$$

Максимальный ток небаланса определяется как:

$$I_{нб\max} = k_{одн} \cdot k_{ан} \cdot \varepsilon \cdot I_{k\max}^{(3)} \quad (121)$$

где  $k_{одн}$  - коэффициент однотипности трансформаторов тока (принимаем 0,5);  
 $k_{ан}$  - коэффициент, учитывающий бросок апериодической составляющей тока короткого замыкания, принимаем 1);  
 $\varepsilon$  - допустимая погрешность трансформаторов тока (принимаем 0,1).

$$I_{нб\max} = 0,5 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 3370 = 168,5$$

$$I_{сз}^{III} = k_n \cdot I_{нб\max} = 1,2 \cdot 168,5 = 202,2$$

Время срабатывания третьей ступени принимаем 1 сек.

Чувствительность защиты проверяется по формуле:

$$k_q = \frac{3 \cdot I_{\min I}}{I_{сз}} \geq 1,5 \quad (122)$$

$$k_q = \frac{3 \cdot 3200}{202,2} = 47,5$$

Оставляем данную защиту, т.к. она проходит проверку по чувствительности

## 14 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 14.1 Безопасность проекта

В данном проекте рассматривается подключение ПС «КС-4», к сети внешнего электроснабжения на номинальное напряжение 110 кВ.

Согласно расчетам на ПС будет установлено два двухобмоточных трансформатора типа ТДН номинальной мощностью 25 МВА, подстанция будет получать питание по двухцепной ВЛ, выполненной проводом марки АС 150/24.

Для снижения воздействия вредных и опасных производственных факторов на подстанции предусмотрена установка современного оборудования, в частности элегазовых выключателей, которые являются безопасными в отношении взрывобезопасности и пожаробезопасности по сравнению с устаревшими масляными выключателями.

Подстанция «КС-4» расположена вдали от жилой застройки и с целью снижения уровня шума на жителей, дополнительно предусматривается высадка деревьев и кустарников по периметру подстанции, что также положительно скажется на уровне шума

Все работы по сооружению линий электропередачи, электромонтажные и наладочные работы разрешается выполнять только при наличии проекта производства работ (ППР) или технологических карт (ТК), утвержденных главным инженером электромонтажной организации, в которых для каждого из выполняемых видов работ предусмотрены конкретные мероприятия по технике безопасности /Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ РД 153-34.3-03.285-2002/.

Основные требования мер безопасности вышеперечисленных НТД указываются в разделе «Требования по охране труда» ППР или ТК.

Непосредственные руководители и исполнители электро-монтажных работ перед допуском к их выполнению должны быть ознакомлены с



требованиями безопасности на месте работ с фактическими условиями труда, знать и выполнять нормы безопасности в объеме порученных работ.

При производстве работ на лесосеке должна быть обеспечена безопасность всего комплекса лесосечных работ, включающих подготовительные и вспомогательные работы, валку и трелевку леса, очистку деревьев от сучьев, раскряжевку хлыстов, погрузку леса, механизированную очистку лесосек.

Готовность лесосеки к рубке оформляется актом.

При прохождении трассы проектируемой ВЛ по лесистой местности, проектом предусматривается минимально допустимая прорубка просеки с очисткой трассы от порубочных остатков и их сжиганием, разделка вырубленного леса и его штабелирование.

При строительстве ВЛ должны соблюдаться нормы противопожарной безопасности во избежание возникновения лесных пожаров.

По окончании строительного-монтажных работ должны быть выровнены участки естественного покрова земли для уменьшения эрозии почвы.

На месте производства наладочных работ на провода линии должны быть наложены заземления.

Непосредственно перед наложением заземления необходимо убедиться в отсутствии напряжения на линии.

Наложение и закрепление, а также снятие заземляющих проводов производится при помощи изолирующей штанги.

Эксплуатация линий электропередачи осуществляется филиалом Южно – Якутских электрических сетей ОАО ДРСК и руководствуются в работе «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей», «Правилами техники безопасности при эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше» и «Правилами техники безопасности при эксплуатации распределительных электросетей».

Безаварийная работа линий электропередачи обеспечивается выполнением профилактических мероприятий, задачей которых является

своевременное обнаружение возникающих неисправностей с тем, чтобы они не вызывали повреждения и выход линии электропередачи из строя.

К профилактическим мероприятиям относятся:

- низовые осмотры линий электропередачи;
- верховые осмотры линий электропередачи;
- специальные внеочередные осмотры, которые проводят при появлении гололеда, во время паводка, при возникновении пожаров вблизи трассы, после грозы, урагана и сильного мороза, а также после аварийного отключения линии, в том числе и при ее успешном повторном включении.

Кроме того, профилактическими мероприятиями предусмотрено:

- измерение сопротивления изоляции подвесных фарфоровых изоляторов;
- измерение переходного сопротивления соединений проводов ВЛ 35-110 кВ различными зажимами;
- измерение сопротивления заземлений опор;
- определение степени загнивания древесины;
- проверка габаритов проводов.

Данные, полученные в результате осмотров, ревизий и измерений заносят в специальный журнал и на основании их составляют планы ремонтных работ.

В настоящее время большой объем ремонтных работ на ВЛ (выправку опор, замену их некоторых деталей, очистку и окраску, некоторые ремонтные работы на проводах и тросах) выполняют без снятия или с частичным снятием напряжения, для чего используют различные изолирующие защитные средства и приспособления.

Основным опасным фактором на электроэнергетических объектах является поражение электрическим током.

Важным отличием, обуславливающим повышенную опасность электроэнергетических объектов, является то, что электрический ток невидим.

К вредным факторам следует отнести электрические и магнитные поля промышленной частоты, возникающие при работе оборудования подстанций и линий электропередач, акустические шумы от работы силового оборудования (особенно трансформаторов и воздушных выключателей).

При производстве всего комплекса строительно-монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения строительно-монтажных работ должны соответствовать предусмотренным в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ.

Строительство ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности.

При монтаже проводов под действующими ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению подхлестывания проводов.

Когда требования СНиП в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

Работы вблизи действующих ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда – допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

#### **14.2 Экологичность проекта**

В соответствии с [12] для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и

предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

На подстанции «КС-4» устанавливаются 2 трансформатора марки ТДН 25000/110 с размерами (м) 5,9×4,6×5,4 и массой масла 15,0 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.

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

3) Маслоприемник оборудуется сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Рассмотрим подробно расчет маслоприемника. Определяем объем масла в трансформаторе по формуле:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho} = \frac{15,0}{0,88} = 17,05 \text{ (м}^3\text{)} \quad (123)$$

где  $M$  – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным 15,0 тонн.

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

Определяем площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{\text{мн}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) = (5,9 + 2 \cdot 1,5) \cdot (4,6 + 2 \cdot 1,5) = 67,64 \text{ (м}^2\text{)} \quad (124)$$

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

$\Delta$  – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника [12]

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\text{бн}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H = (5,9 + 6,4) \cdot 2 \cdot 5,4 = 132,84 \text{ (м}^2\text{)} \quad (125)$$

где  $H$  – высота трансформатора (м)

Нормативный коэффициент пожаротушения  $K_n$  и нормативное время тушения  $t$  соответственно равны [12]

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

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{\text{мн}} + S_{\text{бн}}) \cdot 10^{-3} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (67,64 + 132,84) \cdot 10^{-3} = 72,17 \text{ (м}^3\text{)} \quad (126)$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды

$$V_{\text{мм}H_2O} = V_{\text{прм}} + 0,8 \cdot V_{H_2O} = 17,05 + 0,8 \cdot 72,17 = 74,49 \text{ (м}^3\text{)} \quad (127)$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости  $V_{\text{мм}H_2O}$

$$H_{\text{мн}} = \frac{V_{\text{мм}H_2O}}{S_{\text{мн}}} = \frac{74,49}{67,64} = 1,1 \text{ (м)} \quad (128)$$

Высота гравийной подушки согласно [12]

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки согласно [12]

$$H_{\text{ен}} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника

$$H_{\text{нмн}} = H_{\text{мн}} + H_{\text{ен}} + H_z = 1,1 + 0,05 + 0,25 = 1,4 \text{ (м)} \quad (129)$$

### 14.3 Чрезвычайные ситуации

Рассмотрим защитные средства от следующих чрезвычайных ситуаций: пожар на ОРУ, прямой удар молнии в ОРУ.

Пожарная безопасность.

В связи с тем, что на ПС «КС-4» устанавливаются элегазовые выключатели, снижается уровень возникновения ЧС на ОРУ.

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара.

Предотвращение пожара достигается:

- устранением образования горючей среды;
- устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания;
- поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой;
- поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;

- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей;
- системами противодымной защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств;
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам.

Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания.

К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Виды пожарной техники, применяемые на ОРУ 110 кВ.

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства 110 кВ, классифицируется на следующие

группы:

- пожарные машины;
- средства пожарной и охранной сигнализации;
- огнетушители, пожарное оборудование;
- ручной инструмент;
- инвентарь и пожарные спасательные устройства.

На предприятии широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения.

Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством.

Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

При испарении воды образуется большое количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения.

Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования.

В качестве огнетушащих средств в данной работе устанавливаются: в здании ОПУ четыре огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в ЗРУ 10 кВ два огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в здании связи аналогично ЗРУ 10 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> [24].

В РУ определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество.

Применение этих средств для других целей не допускается.

Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.



Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя.

Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

Для размещения первичных средств тушения пожара в производственных и других помещениях, а также на территории подстанции, устанавливаются пожарные щиты (посты).

Запорная арматура (краны, клапаны, крышки горловины) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения.

Углекислотные и порошковые огнетушители разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°С [24].

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью данного проекта являлось определение наиболее экономически целесообразного варианта подключения ПС «КС-4» к системе внешнего электроснабжения обеспечивающего требуемые параметры надежности.

К основным задачам которые были решены в данном проекте относятся: определено сечения ВЛ, питающей ПС «КС-4», выбрана схема распределительного устройства высокого напряжения ПС и номинальная мощность силовых трансформаторов устанавливаемых на ПС, выбрано основное электротехническое оборудование на ПС.

В части безопасности и экологичности определены требуемые меры безопасности в области, при строительстве и эксплуатации электроэнергетических объектов.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,1986. – 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.,1990. – 383 с.
- 3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.
- 4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
- 5 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2002. – 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, 1989. – 608 с.
- 7 Официальный сайт Центробанка России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.cbr.ru/print.asp?file=/statistics/credit\\_statistics/refinancing\\_rates.htm](http://www.cbr.ru/print.asp?file=/statistics/credit_statistics/refinancing_rates.htm)
- 8 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и доп.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 1988.-308с.: ил.
- 9 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 1999.
- 10 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.
- 11 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 1986.

12 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2002.

13 Крюков К. П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. – 2-е изд. – Л.: Энергия, 1979.

14 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 1991.

15 Чернобровов Н.В. Релейная защита. – М.: Энергия, 1971.

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

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

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

19 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.

20 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.

21 Экономика промышленности: Учебное пособие для вузов. – В 3-х томах. – М.: Издательство МЭИ, 1998.

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

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

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

25 Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ № 14278тм-т1 (редакция 1994 г.),