

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: на тему: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 6 кВ поселка Невер Сковородинского района в Амурской области с центром питания подстанция Невер 35/6 кВ.

Исполнитель

студент группы

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.В. Куксенко

Руководитель

доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Г. Ротачева

Консультант по безопасности и экологичности

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2021

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента \_Куксенко Анны Владимировны \_\_\_\_\_

1. Тема выпускной квалификационной работы: \_\_\_ Реконструкция системы электроснабжения напряжением 6 кВ поселка Невер Сковородинского района в Амурской области с центром питания подстанция Невер 35/6 кВ \_\_\_\_\_  
(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575-уч.)

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

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: \_\_ Подробная однолинейная схема подстанции Невер 35/6 кВ, однолинейная схема электрической сети 6 кВ, план расположения ТП 6/0,4, данные о потребителях 0,4 кВ, климатическая характеристика местности \_\_\_\_\_

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): \_\_\_ Расчет электрических нагрузок, выбор силовых трансформаторов ТП, расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования на подстанции Речная \_\_\_\_\_

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) \_6 листов формата А1 \_\_\_\_\_

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

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: \_\_ Руководитель выпускной квалификационной работы: \_\_ доцент А.Г. Ротачева \_\_\_\_\_

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

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

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 101 с., 10 рисунков, 25 таблиц, 101 формулу, 21 источник, 3 приложения.

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

В данной работе рассматривается вопрос реконструкции и модернизации системы внешнего электроснабжения села «Невер» Сковородинского района Амурской области с центром питания ПС «Невер» 35/6 кВ. Для решения данного вопроса в работе выполнен расчет электрических нагрузок как на стороне низкого так и на стороне высокого напряжения комплектных трансформаторных подстанций рассматриваемого района, на основании полученных данных выполнена проверка силовых трансформаторов 6/0,4 кВ по коэффициенту загрузки. Выполнен выбор проводников напряжением 6 кВ и расчетным путем определено их сечение. При реконструкции ПС «Невер» определена мощность нагрузки на шинах низкого напряжения и выбраны типы и мощность силовых трансформаторов устанавливаемых на данной ПС. Перед выбором основного электротехнического оборудования ПС «Невер» выполнен расчет токов короткого замыкания на всех распределительных устройствах, на основе полученных результатов произведен выбор и проверка основного коммутационного, измерительного и защитного оборудования напряжений 35, 6 кВ.

В части защиты и автоматики произведен выбор устройства защиты и определены его уставки при установке на отходящие фидеры 6 кВ ПС «Невер». В качестве дополнительных задач производился расчет системы молниезащиты ПС «Невер», выбрана система молниеотводов и определены их зоны защиты как на уровне линейного портала, так и на уровне земли и защищаемого оборудования.

В части безопасности и экологичности рассмотрен вопрос безопасной эксплуатации высоковольтного, маслонаполненного оборудования ПС «Невер». Рассмотрен расчет параметров устройства защиты от растекания трансформаторного масла в случае нештатной ситуации.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Характеристика потребителей электрической энергии	10
2 Описание схемы внешнего электроснабжения 6 кВ	11
3 Основные климатические данные рассматриваемого района реконструкции	15
4 Расчет нагрузок 0,4 кВ ТП	17
5 Выбор силовых трансформаторов 6/0,4 кВ	21
6 Расчет нагрузок на стороне высокого напряжения 6 кВ ТП	25
7 Расчет нагрузок на стороне низкого напряжения ПС «Невер»	29
7.1 Определение мощности компенсирующих устройств	30
7.2 Проверка и выбор силовых трансформаторов 35/6 ПС «Невер»	32
8 Определение величины токов короткого замыкания на РУ ПС «Невер»	35
9 Выбор оборудования ПС «Невер»	42
9.1 Выбор и проверка выключателей 35, 6 кВ	42
9.2 Выбор и проверка разъединителей 35 кВ	44
9.3 Выбор и проверка трансформаторов тока 35, 6 кВ	44
9.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 35, 6 кВ	47
9.5 Выбор и проверка гибкой ошиновки 35 кВ	49
9.6 Выбор и проверка жестких шин 6 кВ	49
9.7 Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд	51
10 Выбор сечений ВЛ 6 кВ	52
11 Проверка сечений ВЛ по потере напряжения	54
12 Проверка сечений ВЛ по термической стойкости	55
13 Защита от прямых ударов молнии ПС «Невер»	59
14 Расчет сети заземления	63
15 Защита силового трансформатора ПС «Невер»	66
15.1 Защита от перегрузки	66

15.2 Максимальная токовая защита	66
16 Защита понижающих трансформаторов 6/0,4 кВ	68
17 Автоматический ввод резерва	69
18 Автоматическое повторное включение	70
19 Блок защит присоединений 10 кВ	71
19.1 Описание работы устройства	71
19.2 Назначение	72
19.3 Состав оборудования	72
19.4 Основные функции	73
19.5 Условия эксплуатации	79
19.6 Расчет уставок защит для защиты отходящих фидеров	82
20 Определение экономических показателей при модернизации ПС «Невер»	85
21 Безопасность и экологичность	88
21.1 Безопасность	88
21.2 Экологичность	92
21.3 Чрезвычайные ситуации	94
Заключение	99
Библиографический список	100
Приложение А – Расчет нагрузок	102
Приложение Б – Выбор трансформаторов	103
Приложение В – Расчет потерь мощности	104

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВР – автоматическое включение резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВН – выключатель нагрузки;

КЗ – короткое замыкание;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

КУ – компенсирующее устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ОУ – огнетушитель углекислотный;

ПС – подстанция;

РЗ - релейная защита;

ТН – трансформатор напряжения;

ТО – токовая отсечка;

ТТ – трансформатор тока;

## ВВЕДЕНИЕ

Согласно программе развития энергетической системы России с перспективой на 2019 год важное место занимают вопросы развития Дальнего Востока, это связано с тем что данный регион значительно отстаёт в своем развитии относительно европейской части РФ. Проблемы для развития возникают так же из за слабого развития системы электроснабжения поселков и городов, устаревшего оборудования которое в значительной степени выработало свой ресурс и нуждается в скорейшей замене.

Данная проблема требует скорейшего развития и переоснащения существующих систем электроснабжения на современное и надежное оборудование выбранное с соответствующим запасом, позволяющее в полной мере развиваться смежным отраслям экономики

В данной работе рассматриваются различные вопросы связанные с повышением надежности и качества электроснабжения потребителей электрической энергии поселка «Невер» Сковородинского района Амурской области с центром питания ПС «Невер» 35/6 кВ. Большая часть оборудования как на самой ПС так и в рассматриваемых сетях 6 кВ практически выработало свой ресурс и требует замены на более качественное и современной. Работа данного оборудования создает угрозу нормальному электроснабжению потребителей и безопасности обслуживающего персонала

Целью данной работы является разработка наиболее оптимального варианта реконструкции как системы электроснабжения напряжением 6 кВ так и самой подстанции 35/6 кВ «Невер», для повышения качества и надежности электроснабжения

Для достижения поставленной цели в данной работе был решен ряд следующих задач:

- Определение фактических нагрузок на стороне низкого напряжения КТП рассматриваемого района.
- Проверка коэффициентов загрузки силовых трансформаторов 6/0,4 кВ

на основании данных о напряжениях

- Определение значения нагрузки на стороне высокого напряжения КТП рассматриваемого района

- Расчет мощности нагрузки на шинах низкого напряжения ПС «Невер»

- Расчет и выбор типа, характеристик силовых трансформаторов 35/6 кВ;

- Расчет, выбор и проверка оборудования на ПС «Невер» (выключатели, измерительные трансформаторы, шины, защитные аппараты);

- Расчет параметров защиты ПС в отношении грозовых перенапряжений.

При выполнении данной работы использованы следующие программные комплексы: Microsoft: Word, Excel, Visio. Matsoft: Mathcad.

## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Согласно исходным данным для проектирования в районе реконструкции расположены только одно-трансформаторные подстанции 6/0,4 кВ. На них установлены устаревшие трансформаторы с системой охлаждения типа М (естественная циркуляция воздуха и масла), которые в большинстве своем выработали свой срок службы. К основным потребителям, подключенным к шинам низкого напряжения КТП можно отнести следующие: больница, пилорама, водозаборная станция, частные дома, школа, складские помещения, административные здания, гаражи, магазины.

По надежности электроснабжения практически все потребители относятся к третьей категории, исключением является котельная и водозабор, получающие питание от двух трансформаторной КТП в рассматриваемом районе. При реконструкции системы электроснабжения следует учитывать категорию электроприемников.

По роду тока основную часть нагрузки занимают однофазные потребители — это жилые дома, складские помещения гаражи и т.д. но так же следует отметить наличие и трехфазной нагрузки в частности это асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором установленные на котельной, водозаборе, насосных и т.д.

## 2 ОПИСАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 6 КВ

Представленная на рисунке № 1 однолинейная схема электроснабжения напряжением 6 кВ имеет центр питания ПС 35/6 кВ «Невер». На рисунке указано что от центра питания подключены три отходящих фидера напряжением 6 кВ № 2, 4, 12 по радиальной схеме с односторонним питанием.

Рассмотрим подробно каждый фидер ПС:

Фидер № 2: выполнен по радиальной схеме с односторонним питанием, питание КТП осуществляется по одно цепной ВЛ выполненной маркой провода АС сечением 70 мм<sup>2</sup>, суммарная протяженность фидера составляет 1,5 км учитывая расстояние от источника питания до самой дальней КТП. Общее количество одно трансформаторных КТП составляет 6 шт., номинальная мощность силовых трансформаторов варьируется от 100 кВА до 400 кВА, тип трансформаторов, применяемых: ТМ. Наиболее ответственный потребитель — это больница.

Фидер № 4 выполнен так же по радиальной схеме с односторонним питанием, является самым разветвленным из подключенных к источнику питания, так же питание всех КТП выполняется по одно цепной ВЛ 6 кВ выполненной проводом марки АС сечением 70 мм<sup>2</sup>, суммарная протяженность фидера составляет 3,5 км. Общее количество подключённых КТП составляет 9 шт., и расположены они в центральной части поселка. Номинальная мощность силовых трансформаторов КТП варьируется от 250 кВА до 630 кВА, так же здесь используются трансформаторы типа ТМ.

Фидер № 2: так же выполнен по радиальной схеме при этом подключен всего один потребитель в виде КТП номинальной мощностью трансформатора кВА, данная КТП подключается по воздушной линии проводом марки АС 70 и протяженностью 350 м.

Основная проблема в рассматриваемой части системы электроснабжения — это физический износ оборудования в виду длительной эксплуатации сверх заводского срока эксплуатации.

На рисунке 2 представлена однолинейная схема ПС «Невер» до реконструкции.

Рассмотрим подробно существующую однолинейную схему электрических соединений ПС «Невер» которая представлена на рисунке 2, в данном случае на стороне высокого напряжения имеются схема «одна секционированная система шин», питание к ПС поступает от одно цепной воздушной линии электропередачи с ПС «Сковородино», другие присоединения на распределительном устройстве 35 кВ это отходящие линии на ПС «Линейная» и «Соловьевск».

На подстанции «Невер» установлено два силовых масляных трансформатора типа ТМН 1600/35/6 по 1600 кВА каждый с установленным на них устройством регулирования напряжения без отключения нагрузки. Следует отметить что приходящие к ПС «Невер» ВЛ подключаются к секциям шин посредством выключателей что существенно повышает надежность электроснабжения т.к. при коротком замыкании на питающей линии она отключается без отключения секции шин. Питание в сторону ПС «Линейная» и «Соловьевск» осуществляется так же через выключатель, что так же положительно сказывается на надежности.

На ПС «Невер» установлены устаревшие морально и физически масляные выключатели, которые в данной работе предполагается заменить на современные вакуумные. Так же замены требуют и разъединители в связи с периодическим выходом из строя.

На стороне низкого напряжения применена схема распределительного устройства так же «одна секционированная система шин», общее количество присоединений составляет 3 шт., описание которых приведено выше. Общее количество ячеек выключателей предназначенных для подключения отходящих фидеров составляет 7, четыре из которых резервные.

Оборудование распределительного устройства низкого напряжения так же имеет значительный физический износ и, следовательно, требуется скорейшая его замена на более современное.

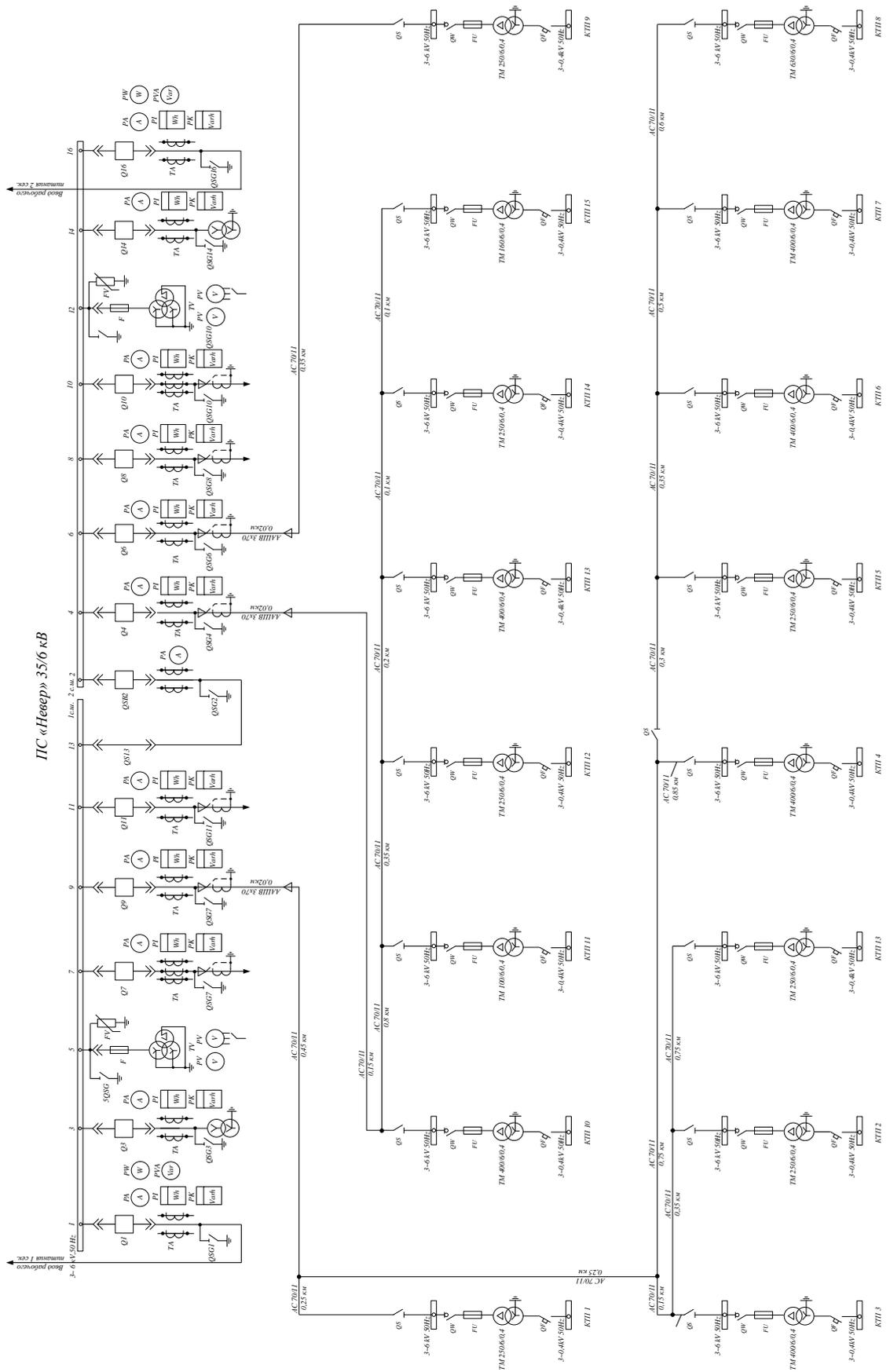


Рисунок 1 - Однолинейная существующая схема электроснабжения 6 кВ

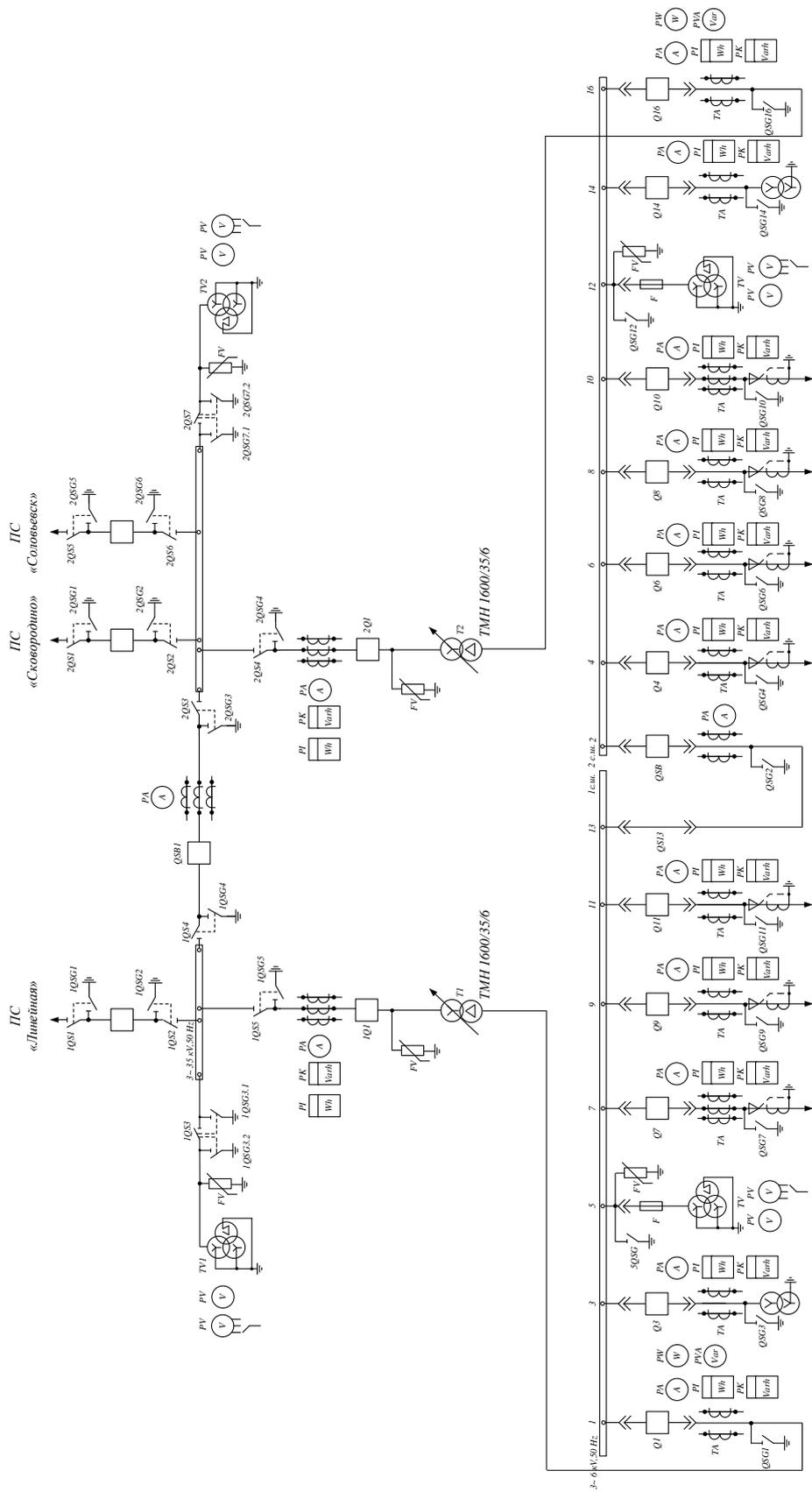


Рисунок 2 - Однолинейная существующая схема ПС «Невер»

### 3 ОСНОВНЫЕ КЛИМАТИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ

Климатический район, в котором расположены объекты реконструкции принадлежит к умеренному климатическому поясу

Климатическая характеристика района реконструкции необходима для правильного выбора оборудования как в электрических сетях, так и на рассматриваемой ПС «Невер». В случае если тип выбранного оборудования не будет соответствовать климату, в котором он расположен то его работа может быть невозможна.

Различают несколько типов электротехнического оборудования каждое из которых имеет определенное климатическое исполнение и должно быть установлено в соответствующем климатическом районе (климатических условиях) от этого в значительной степени зависит его безотказная работа.

Так же различные климатические данные такие как район по ветру (нормативный напор ветра) и гололеду (нормативная стенка гололеда), позволяют качественно провести выбор проводников на воздушных линиях электропередачи и выбрать соответствующую линейную арматуру.

Глубина промерзания грунта в районе реконструкции позволяет правильно рассчитать заземляющее устройство подстанции, которое прослужит значительное время и позволит безотказно отводить токи грозовых перенапряжений в землю, а также избежать несчастных случаев с людьми при повреждении изоляции высоковольтного оборудования.

В таблице 1 приведены основные характеристики климатических условий и их расчетные величины.

Таблица 1 - Климатические условия района проектирования

Параметр	Значение
Район по гололеду	3
Нормативная стенка гололеда, мм	10
Район по ветру	3
Низшая температура воздуха, °С	- 50
Среднегодовая температура воздуха, °С	1,1
Высшая температура воздуха, °С	+ 40
Число грозových часов в год	45
Степень загрязнения атмосферы	1
Температура при гололеде, °С	- 10
Глубина промерзания грунтов, м	3
Сейсмичность района, баллы	6
Высота над уровнем моря,	314

Приведенные в таблице 1 климатические характеристики используем в дальнейшем при выборе основного оборудования.

#### 4 РАСЧЕТ НАГРУЗОК 0,4 КВ ТП

В данной работе проводится расчет нагрузок как жилых, административных и общественных зданий так и таких объектов жилищно-коммунального сектора как котельная, водозабор. Расчет нагрузки на шинах 0,4 кВ для различных потребителей различается, например для расчета нагрузки от зданий используется такой параметр как единичная мощность потребителя (приходящаяся на один жилой дом или на один квадратный метр площади объекта), при этом для определения расчетной мощности от таких потребителей как например насосы, и.т.д. используется другой метод заключающийся в разделении потребителей по группам с учетом коэффициента использования оборудования (так же при определении величины реактивной мощности используется справочный коэффициент мощности)

В данном разделе определение электрических нагрузок проводится специально для последующего выбора токоведущих частей и их проверки таких как шины кабели и провода, также далее будут выбраны силовые трансформаторы компенсирующие устройства. Дополнительно нагрузки рассчитывается для проверки защиты сетей и электрооборудования. В данном разделе будет выполнено определение нагрузок на стороне низкого напряжения всех трансформаторных подстанций с центром питания подстанция «Невер».

Выполняем расчёт каждого потребителя при этом в данном разделе рассмотрим определение расчетной мощности нагрузки на шинах отдельно взятой комплектной трансформаторной подстанции № 11 «Пилорама», для этого все потребители подключенные к данной КТП представлены в таблице

2

Таблица 2 – Электроприемники 0,4 кВ КТП №11

Наименование КТП	Потребитель	Количество	Номинальная мощность (кВт)	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Коэффициент использования
Пилорама	Деревообрабатывающий станок	2	5,5	0,65	0,2
	Деревообрабатывающий станок	3	15	0,65	0,2
	Циркулярная пила	3	15	0,65	0,17
	Освещение	2000 м <sup>2</sup>	-	0,5	1
	Отопление	-	25	1	1

Определяем групповой коэффициент использования [2]:

$$K_{Игр} = \frac{\sum K_{Иi} \times P_{Номi}}{\sum P_{Номi}} \quad (1)$$

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

$P_{Номi}$  - номинальная мощность потребителя (кВт)

$$K_{Игр} = \frac{0,2 \cdot 5,5 \cdot 2 + 0,2 \cdot 15 \cdot 3 + 0,2 \cdot 15 \cdot 3}{5,5 \cdot 2 + 15 \cdot 3 + 15 \cdot 3} = 0,18$$

Определяем эффективное число электроприемников:

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

где  $n_i$  - число электроприемников.

$$n_э = \frac{(5,5 \cdot 2 + 15 \cdot 3 + 15 \cdot 3)^2}{5,5^2 \cdot 2 + 15^2 \cdot 3 + 15^2 \cdot 3} = 7,23$$

Средняя мощность группы электродвигателей [2]:

$$P_{ср} = \sum K_{Иi} \times P_{Номi} \quad (3)$$

$$P_{ср} = 0,2 \cdot 5,5 \cdot 2 + 0,2 \cdot 15 \cdot 3 + 0,2 \cdot 15 \cdot 3 = 18,85 \text{ (кВт)}$$

По справочным данным принимаем  $K_p = 1,5$ :

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

$$P_p = 18,85 \cdot 1,5 = 28,28 \text{ (кВт)}$$

Значение средней реактивной мощности:

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

$$Q_{cp} = 0,2 \cdot 5,5 \cdot 2 \cdot 1,17 + 0,2 \cdot 15 \cdot 3 \cdot 1,17 + 0,2 \cdot 15 \cdot 3 \cdot 1,17 = 22,04 \text{ (квар)}$$

Расчетная реактивная мощность:

$$Q_p = 1,1 \cdot Q_{cp} \quad (6)$$

$$Q_p = 1,1 \cdot 22,04 = 24,24 \text{ (квар)}$$

Расчетная мощность осветительной нагрузки:

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

где  $P_{уд.o}$  - удельная мощность освещения производственного помещения приходящаяся на 1 м<sup>2</sup> (кВт/ м<sup>2</sup>).

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

$$P_{p.o} = 0,012 \cdot 2000 = 24 \text{ (кВт)}$$

Реактивная мощность, потребляемая осветительными приборами:

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

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

$$Q_{p.o} = 24 \cdot 0,7 = 16,8 \text{ (квар)}$$

Определяем полную расчетную мощность нагрузки на шинах низкого напряжения КТП [2]:

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

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

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

где  $P_{p.o}$  - расчетная мощность отопления (кВт).

$$P_{p\Sigma} = 28,28 + 24 + 25 = 77,25 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p\Sigma} = 24,24 + 40,8 = 65,04 \text{ (квар)}$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{77,25^2 + 65,04^2} = 101,01 \text{ (кВА)}$$

В данном примере рассматривался расчет электрических нагрузок КТП №11, результаты расчета остальных КТП приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Данные по расчетной мощности нагрузки на шинах 0,4 кВ КТП

Наименование КТП	Расчетная активная мощность на шинах 0,4 кВ (кВт)	Расчетная активная мощность на шинах 0,4 кВ (кВАр)	Расчетная полная мощность на шинах 0,4 кВ (кВА)
1	133,71	43,95	140,75
2	140,18	71,81	157,5
3	317,20	162,50	356,4
4	360,72	164,35	396,4
5	216,96	134,46	255,25
6	173,12	129,84	216,4
7	191,75	108,67	220,4
8	438,47	224,63	492,66
9	247,42	126,76	278
10	310,43	159,04	348,8
11	77,25	65,04	101,01
12	203,32	86,61	221
13	149,97	76,83	168,5
14	257,04	124,49	285,6
15	182,62	77,80	198,5
16	130,15	66,68	146,24

На основании полученных данных проводим расчет требуемой мощности силовых трансформаторов КТП которые должны быть установлены взамен устаревших.

## 5 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 6/0,4 КВ

В данной работе рассматривается модернизация существующей системы электроснабжения, в рассматриваемом районе электрической сети количество силовых трансформаторов на КТП соответствует категории надежности потребителей, следовательно, увеличение количества трансформаторов на КТП не требуется, поэтому принимаем решение не добавлять их, а только проводить модернизацию с заменой на новые. Проводим выбор новых трансформаторов.

Требуемая мощность силового трансформатора определяется по следующей формуле:

$$S_{\text{треб}} = \frac{S_p \Sigma}{n_T \times k} \quad (12)$$

где  $S_{\text{рТП}}$  - расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ КТП;

$n_T$  - количество трансформаторов КТП;

$k$  - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора (для потребителей одно трансформаторной КТП принимается равным 0,85). При выборе номинальной мощности силового трансформатора необходимо отталкиваться от ряда номинальных стандартных мощностей выпускаемых трансформаторов, при этом необходимо учесть тот факт что принимаемая мощность должна быть либо больше либо равной полученному значению расчетной мощности. После выбора данного параметра необходимо проверить трансформатор по коэффициенту загрузки в нормальном и после аварийном режиме работы:

$$k_{\text{факт}} = \frac{S_{\text{р0,4ТП}}}{n_T \times S_{\text{Тном}}} \quad (13)$$

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

Значение коэффициента загрузки должно удовлетворять следующему условию, для потребителей III категории по надежности:

$$k_{\text{факт}} \leq 0,85$$

Рассмотрим подробно пример расчета мощности трансформатора для КТП №11:

$$S_{\text{треб}} = \frac{101,01}{1 \times 0,85} = 118,83 \text{ (кВА)}$$

По расчетным данным выбираем трансформатор типа ТС-160/6 компании СВЭЛ, номинальной мощностью 160 кВА. Внешний вид такого типа трансформатора представлен на рисунке 3.



Рисунок 3 – Трансформатор типа ТС с литой изоляцией

Силовые трансформаторы для комплектной трансформаторной подстанции с литой изоляцией выпускаются компании СВЭЛ и могут без значительных затрат быть установлены взамен устаревших масляных трансформаторов.

Рассмотрим основные преимущества данных типов трансформаторов по сравнению с маслом наполненными.

1) В первую очередь это высокий класс пожаробезопасности при котором трансформаторные пункты могут быть расположены очень близко к потребителям что в свою очередь снижает потери при передаче электрической энергии по сетям.

2) При установке данных трансформаторов отсутствует необходимость применения систем пожаротушения.

3) Трансформаторы очень экологичный у них отсутствует загрязняющее окружающую среду трансформаторное масло и отсутствует угроза загрязнения.

4) Эксплуатация данного оборудования имеет высокий уровень безопасности т.к. они являются негорючими и не имеют возможности поддерживать возгорание.

5) Эксплуатация данного рода оборудования имеет минимальные затраты отсутствует необходимость в замене масла при эксплуатации.

6) Такие трансформаторы имеют малые и позволяют устанавливать оборудование в небольших отсеках при реконструкции.

7) При коротких замыканиях эти трансформаторы обладают очень большой динамической стойкостью и выдерживают токи короткого замыкания большой величины без повреждений.

8) Также следует отметить высокую импульсную грузовую прочность такого типа трансформаторов при пропускании через них перенапряжений.

Далее проверяем выбранный трансформатор по фактическому коэффициенту загрузки:

$$k_{\text{факт}} = \frac{101,01}{160} = 0,63$$

Полученный коэффициент загрузки удовлетворяет ранее указанным условиям, следовательно, номинальная мощность трансформатора выбрана верно, далее проводим расчет для остальных КТП, результаты расчета сводим в таблицу 4:

Таблица 4 – Выбор трансформаторов 6/0,4 кВ

Наименование КТП	$S_{\text{треб}}$ (кВА)	$S_{\text{ном}}$ (кВА)	$k_{\text{факт}}$
1	165,59	250	0,56
2	185,29	250	0,63
3	419,29	630	0,57
4	466,35	630	0,63
5	300,29	400	0,64
6	254,59	400	0,54
7	259,29	400	0,55
8	579,60	630	0,78
9	327,06	400	0,70
10	410,35	630	0,55
11	118,83	160	0,63
12	260,00	400	0,55
13	198,24	250	0,67
14	336,00	400	0,71
15	233,53	250	0,79
16	172,05	250	0,58

Расчет считается окончанным т.к. коэффициенты загрузки не превышают допустимых значений

Далее проводим расчет мощности потребляемой трансформаторами из сети 6 кВ – приведенной мощности включающей в себя мощность нагрузки на шинах 0,4 кВ и мощности потерь электрической энергии в трансформаторах.

## 6 РАСЧЕТ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ 6 КВ ТП

В данном разделе будет выполнен расчет мощности на шинах низкого напряжения подстанции «Невер» перед которым должна быть определена расчетная мощность на шинах высокого напряжения всех комплектных трансформаторных подстанций рассматриваемого района. Данный расчет выполняется с использованием таких данных трансформаторов как потери короткого замыкания и потери холостого хода, которые в результате суммируются с нагрузкой на шинах низкого напряжения соответствующих КТП. После суммирования всех расчетных нагрузок комплектных трансформаторных подстанций производится умножение полученного значения на коэффициент совмещения максимумов нагрузки.

Паспортные данные трансформаторов приведены в таблице 5

Таблица 5 – Характеристики трансформаторов 6/0,4 кВ

Тип трансформатора	Потери холостого хода (кВт)	Потери короткого замыкания (кВт)	Напряжение короткого замыкания (%)	Ток холостого хода (%)
ТС-160/6	0,55	2,13	4,5	1,5
ТС-250/6	0,7	2,72	4,5	1,0
ТС-400/6	1,0	3,83	4,5	0,8
ТС-630/6	1,15	6,38	5,5	0,6

Расчет мощности, потребляемой из сети 6 кВ необходим в дальнейших расчетах т.к. позволяет точнее определить перетоки мощности по сечениям (учитываются потери мощности в силовых трансформаторах), а также правильно выбрать линейное оборудование сети и силовое оборудование ПС «Невер». Расчет потерь активной мощности в трансформаторах КТП определяем через паспортные данные и коэффициент загрузки фактический по следующей формуле:

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_{зф}^2 + \Delta P_x \quad (14)$$

Потери реактивной мощности (квар):

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_n^2}{100 \cdot S_{тном}} + \frac{I_x \cdot S_{тном}}{100} \quad (15)$$

где  $P_n$  - расчетная активная мощность нагрузки (кВт)

$Q_n$  - расчетная реактивная мощность нагрузки (квар)

$R$  - активное сопротивление трансформатора (ом)

$X$  - реактивное сопротивление трансформатора (ом)

$\Delta P_x$  - потери активной мощности в режиме холостого хода трансформатора (кВт)

$\Delta Q_x$  - потери реактивной мощности в режиме холостого хода трансформатора (кВАр)

Приводим пример расчета на КТП №11:

$$\Delta P_m = 2,13 \times 0,63^2 + 0,55 = 1,39 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_m = \frac{4,5 \times (101,01)^2}{100 \times 160} + \frac{1,5 \times 160}{100} = 5,26 \text{ (квар)}$$

Определяем полную мощность потерь в трансформаторах:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} \quad (16)$$

$$\Delta S_m = \sqrt{1,39^2 + 5,26^2} = 5,47 \text{ (кВА)}$$

Определяем мощность нагрузки на шинах высокого напряжения данной КТП путём сложения расчетной мощности нагрузки на шинах низкого напряжения и потерь мощности в трансформаторах:

$$P_{рвн} = P_{рнн} + \Delta P_m \quad (17)$$

$$Q_{рвн} = Q_{рнн} + \Delta Q_m \quad (18)$$

$$S_{рвн} = S_{рнн} + \Delta S_m \quad (19)$$

где  $P_{рнн}$  - расчетная активная мощность нагрузки на шинах низкого напряжения КТП (кВт)

$Q_{рнн}$  - расчетная реактивная мощность нагрузки на шинах низкого напряжения КТП (квар)

$S_{рнн}$  - расчетная полная мощность нагрузки на шинах низкого напряжения КТП (кВА)

Для КТП №11:

$$P_{рвн} = 77,25 + 1,39 = 78,64 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{рвн} = 65,04 + 5,26 = 69,3 \text{ (квар)}$$

$$S_{рвн} = 101,01 + 5,47 = 106,48 \text{ (кВА)}$$

Проводим расчет для остальных КТП результаты сводим в таблицу 6

Таблица 6 – Определение расчетных мощностей 6 кВ КТП

Наименование КТП	$\Delta P$ (кВт)	$\Delta Q$ (кВАр)	$\Delta S$ (кВА)	$P_{рвн}$ (кВт) Сторона 6 кВ	$Q_{рвн}$ (кВАр) Сторона 6 кВ	$S_{рвн}$ (кВА) Сторона 6 кВ
1	2	3	4	5	6	7
1	1,94	7,32	7,57	135,65	51,27	148,32
2	2,17	8,19	8,47	142,34	80,00	165,97
3	4,90	18,53	19,17	322,10	181,04	375,57
4	5,45	20,61	21,32	366,18	184,96	417,72
5	3,51	13,27	13,73	220,47	147,73	268,98
6	2,98	11,25	11,64	176,10	141,09	228,04
7	3,03	11,46	11,86	194,78	120,13	232,26
8	6,78	25,62	26,50	445,25	250,25	519,16
9	3,83	14,46	14,95	251,25	141,21	292,95
10	4,80	18,14	18,76	315,23	177,18	367,56
11	1,39	5,26	5,47	78,64	69,3	106,48

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7
12	3,04	11,49	11,89	206,36	98,11	232,89
13	2,32	8,76	9,06	152,28	85,59	177,56
14	3,93	14,85	15,36	260,97	139,34	300,96
15	2,73	10,32	10,68	185,35	88,12	209,18
16	2,01	7,60	7,87	132,17	74,28	154,11
Сумма				3600,80	2005,15	4197,68

## 7 РАСЧЕТ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ ПС «НЕВЕР»

На основании полученных данных далее проводим расчет полной мощности нагрузки на шинах низкого напряжения ПС «Невер», для выполнения данного расчета производится суммирование полученных расчетных нагрузок на стороне каждой КТП и умножение полученного значения на коэффициент совмещения максимумов нагрузок – зависящего в свою очередь от количества трансформаторов на КТП. Расчет соответственно проводим для каждой мощности по следующей формуле:

$$P_{рПС} = k_C \cdot \Sigma(P_{рвн}) \quad (20)$$

$$Q_{рПС} = k_C \cdot \Sigma(Q_{рвн}) \quad (21)$$

$$S_{рПС} = k_C \cdot \Sigma(S_{рвн}) \quad (22)$$

где  $k_C$  - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов КТП, при количестве трансформаторов от 10 до 20 принимаем равным 0,9

$S_{рвн}$ ,  $P_{рвн}$ ,  $Q_{рвн}$  - расчетная полная, активная, реактивная мощность нагрузки на шинах низкого напряжения КТП (кВА)

$$P_{рПС} = 0,9 \times (3600,8) = 3240,72 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{рПС} = 0,8 \times (2005,15) = 1804,64 \text{ (кВАр)}$$

$$S_{рПС} = 0,8 \times (4197,68) = 3777,91 \text{ (кВА)}$$

Полученные данные позволяют выполнить проверку установленных в настоящее время силовых трансформаторов на подстанции «Невер» по коэффициенту загрузки как в нормальном, так и в послеаварийном режиме работы и сделать вывод от том необходима ли их замена.

## 7.1 Определение мощности компенсирующих устройств

В настоящее время в электрических сетях в связи с увеличением электрических нагрузок остро стоит вопрос о компенсации реактивной мощности, УКРМ – устройства компенсации реактивной мощности позволяют значительно разгрузить электрические сети путем выработки реактивной энергии непосредственно у потребителя и тем самым снизить токовую нагрузку ЛЭП (и как следствие повысить уровень напряжения). В данном разделе рассмотрим вопрос о необходимости установки таких устройств на ПС «Невер». Расчёт требуемой мощности КУ проводится по коэффициенту мощности задаваемому энергосистемой (Мвар):

$$Q_K = Q_{рПС} - P_{рПС} \cdot tg \cdot \varphi \quad (23)$$

где  $tg \varphi$  – предельный коэффициент реактивной мощности (для сетей 35 кВ принимается равным 0,4)

$Q_{рПС}$  - расчетная реактивная мощность электроприемников на шинах низкого напряжения ПС «Невер» согласно расчетным данным (кВАр).

$P_{рПС}$  - расчетная активная мощность потребителей на шинах низкого напряжения ПС «Невер» согласно расчетным данным (кВт).

Требуемую мощность компенсирующих устройств, устанавливаемых на одну систему шин определяем по формуле (Мвар):

$$Q_{k1} = \frac{Q_K}{2} \quad (24)$$

где  $Q_{k1}$  - мощность компенсирующих устройств необходимых к установке на одну секцию 6 кВ (Мвар)

Номинальная мощность УКРМ выбирается с использованием стандартного ряда мощностей:

$$Q_{неск} = Q_P - Q_{ном} \quad (25)$$

где  $Q_{ном}$  - номинальная мощность компенсирующих устройств согласно паспортным данным, устанавливаемым на обе секции.

Проводим расчет для ПС «Невер», мощность УКРМ требуемая:

$$Q_k = 1804,64 - 3240,72 \cdot 0,4 = 499,12 \text{ (квар)}$$

Полученное значение делим на две секции и получаем требуемую мощность УКРМ которая должна располагаться на одной секции 6 кВ ПС «Невер»:

$$Q_{k1} = \frac{271,52}{2} = 249,56 \text{ (квар)}$$

Принимаем значение номинальной мощности из стандартного ряда мощностей: 250 квар, принимаем для установки автоматически регулирующую установку типа ВАРНЕТ-А, номинальным напряжением 6.3 кВ, далее определяем фактическую мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{kf} = 250 \cdot 2 = 500 \text{ (квар)}$$

По полученному значению определяем реактивную мощность, которая будет поступать потребителям из сети через силовые трансформаторы 35/6 кВ (некомпенсированная мощность):

$$Q_{неск} = 1804,64 - 500 = 1304,64 \text{ (кВАр)}$$

Данный расчет показал что компенсация реактивной мощности в данном случае значительно снижает количество передаваемой реактивной энергии из сети.

Приведем краткую характеристику принятых устройств ВАРНЕТ – А:

Данного рода устройства предназначены для выработки реактивной мощности непосредственно у потребителя. Реактивная мощность, вырабатываемая УКРМ, происходит в автоматическом режиме путем подключения необходимого числа косинусных конденсаторов. Регулируемая установка обеспе-

чивает подключение ступеней конденсаторных батарей заданной мощности посредством регулятора. Регулятор определяет угол коррекции между фазным напряжением и током. В случае наличия отклонения от заданного значения происходит подключение конденсаторных батарей, при этом учитывается их мощность, число подключений, время необходимое для разряда конденсаторов и т. д. Регулятор обеспечивает измерение и индикацию: параметров сети, средне недельного коэффициента мощности, числа перегрузок установки. В автоматических установках одна ступень может быть включена постоянно, другие могут быть подключены или отключены в автоматическом режиме.

## 7.2 Проверка и выбор силовых трансформаторов 35/6 ПС «Невер»

Проверка силовых трансформаторов по коэффициенту загрузки необходима после расчета электрических нагрузок, она поможет определить какова загрузка трансформаторов как в нормальном, так и в послеаварийном режиме работы и сделать выводы о том необходима ли их замена. Коэффициент загрузки силового трансформатора в нормальном режиме работы определяется по следующей формуле:

$$K_{\text{норм}} = \frac{\sqrt{P_{\text{рПС}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{T}} \times S_{\text{Tном}}} \quad (26)$$

$$K_{\text{норм}} = \frac{\sqrt{3240,72^2 + 1304,64^2}}{2 \times 1600} = 0,98$$

Коэффициент загрузки силового трансформатора в послеаварийном режиме работы определяется по следующей формуле:

$$K_{\text{нав}} = \frac{\sqrt{P_{\text{рПС}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{S_{\text{Tном}}} \quad (27)$$

$$K_{\text{нав}} = \frac{\sqrt{3240,72^2 + 1304,64^2}}{1600} = 1,94$$

Расчет показывает, что номинальной мощности трансформаторов недостаточно чтобы поддерживать нормированный коэффициент загрузки который для нормального режима составляет 0,5-0,7, а для послеаварийного 1-1,4, следовательно далее проводим расчет требуемой мощности трансформаторов, с последующим их выбором

Требуемая номинальная мощность силового двух обмоточного трансформатора определяется по следующей формуле (МВА):

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{P_{pPC}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \times K_3^{opt}} \quad (28)$$

где  $S_{mp}$  – требуемая номинальная мощность трансформатора (кВА);

$P_{pPC}$  – расчетная активная мощность на шинах 6 кВ (кВт);

$Q_{pPC}$  – расчетная реактивная мощность на шинах 6 кВ;

$n_T$  – принятое количество трансформаторов;

$K_3^{opt}$  – оптимальный коэффициент загрузки трансформаторов (принимается равным 0,7).

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{3240,72^2 + 1304,64^2}}{2 \times 0,7} = 2493,62 \text{ (кВА)}$$

Принимаем ближайшее большее значение номинальной мощности: 2500 кВА, принимаем трансформатор типа ТМН 2500/35/6, и пересчитываем коэффициенты загрузки:

$$K_{norm} = \frac{\sqrt{3240,72^2 + 1304,64^2}}{2 \times 2500} = 0,69$$

$$K_{нав} = \frac{\sqrt{3240,72^2 + 1304,64^2}}{2500} = 1,39$$

Проверка нового силового трансформатора показала, что коэффициенты загрузки имеют приемлемое значение а следовательно перегрузки транс-

форматоров происходить не будет. При отключении одного из них допускается неограниченно длительная работа оставшегося в работе т.к. коэффициент загрузки в таком случае составляет 102% что допустимо для маслонаполненных трансформаторов.

Технические параметры выбранного типа трансформатора приведены в таблице 7

Таблица 7 – Технические параметры силовых трансформаторов ТМН 2500/35/6

Тип трансформатора	Uк (%)	Iх (%)	Uвн (кВ)	Uнн (кВ)	Pк (кВт)	Pх (кВт)
ТМН 2500/35/6	6,5	1,5	37	6,3	18	2,9

На основании данных о принятом оборудовании далее проводится расчет токов короткого замыкания в РУ 35, 6 кВ ПС «Невер» с последующим выбором оборудования.

## 8 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА РУ ПС «НЕВЕР»

При выборе основного электротехнического оборудования в данной работе предварительно выполняется расчет токов короткого замыкания в характерных точках подстанции «Невер» таких как распределительные устройства высокого и низкого напряжения, расчетные точки короткого замыкания являются характерными и указываются на рисунке 4, расчет токов замыкания выполняется со следующими допущениями:

А) определение сопротивления энергосистемы со стороны высокого напряжения подстанции производится с использованием данных от тока короткого замыкания на подстанции «Сковородино» являющейся источником питания.

Б) Расчет выполняем приближённо с использованием среднего ряда напряжений и использованием метода относительных единиц

На рисунке 4 представлена схема замещения участка сети для расчета токов КЗ.

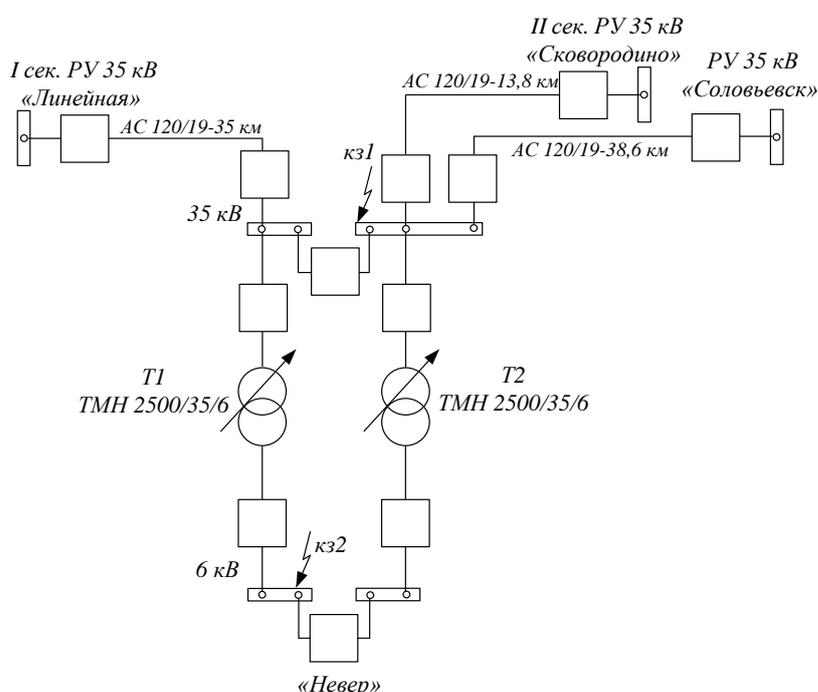


Рисунок 4 – Расчетные места КЗ

Расчет токов КЗ начинается с выбора расчетного места КЗ. Место выбирается таким образом, чтобы выявить наиболее тяжелый случай замыкания.

Подробный расчет токов короткого замыкания проводим для точки №1.

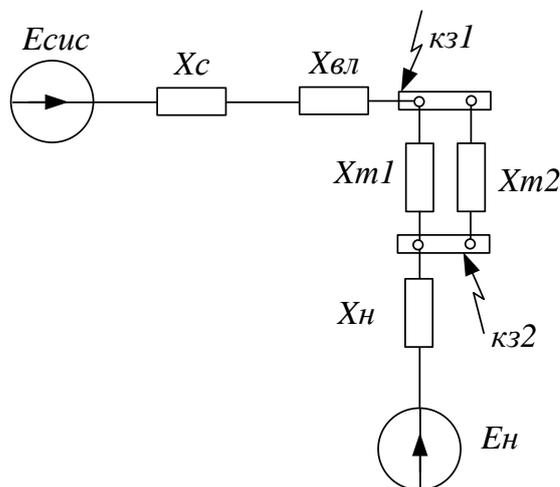


Рисунок 5 – Схема замещения

Принимаем следующие базисные условия :

- 1) базисная мощность  $S_{\sigma} = 100$  (МВА),
- 2) базисное напряжение на стороне 35 (кВ)  $U_{\sigma 35} = 37$ ,
- 3) базисное напряжение на стороне 6 (кВ)  $U_{\sigma 6} = 6,3$ .
- 4) ЭДС и сопротивление нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

Базисный ток на стороне высокого, среднего и низкого напряжения рассчитываем по соответствующей формуле (кА):

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} \quad (29)$$

где  $I_{\sigma}$ ,  $U_{\sigma}$  – базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения;

$$I_{635} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,57 \text{ (кА)}$$

$$I_{610} = \frac{2,5}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,22 \text{ (кА)}$$

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

Сопротивление системы со стороны шин 35 кВ (ПС «Сковородино»):

$$X_C = \frac{S_6}{S_C} \tag{30}$$

$$X_C = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 5,8} = 0,27 \text{ (о.е.)}$$

где  $S_C$  – мощность короткого замыкания.

Сопротивление ВЛ «Сковородино» - «Невер»:

$$X_{ВЛ} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} \tag{31}$$

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

$l$  – протяженность питающей линии (км)

$$X_{ВЛ} = 0,4 \cdot 13,8 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,4 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление обобщенной нагрузки (в режиме зимнего максимума) (о.е.):

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_H} \tag{32}$$

где  $S_H$ , – мощность нагрузки (МВА)

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_H} = 0,35 \cdot \frac{100}{\sqrt{3,24^2 + 1,3^2}} = 10,02 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление трансформаторов установленных на подстанции «Невер» по следующей формуле:

$$X_T = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном}} \quad (33)$$

где  $u_{к\%}$ , – паспортное значение напряжения короткого замыкания

$$X_{T1} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{100}{2,5} = 2,6 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{T2} = X_{T1} = 2,6 \text{ (о.е.)}$$

Последовательное преобразование схемы замещения на примере точки короткого замыкания №1 показано на рисунках 6, 7, 8:

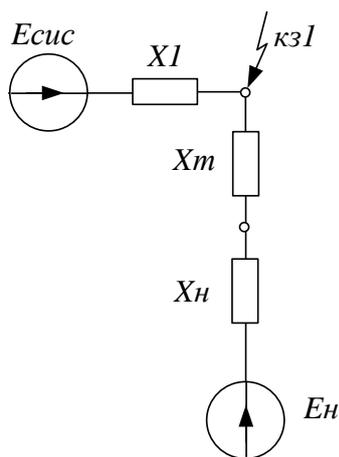


Рисунок 6 – Преобразование №1

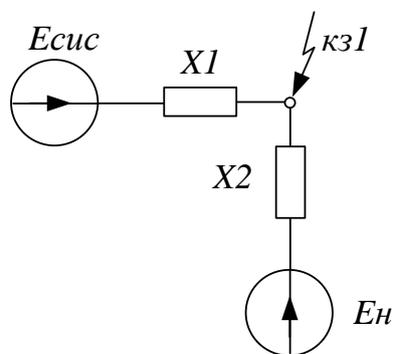


Рисунок 7 – Преобразование №2

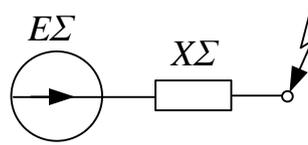


Рисунок 8 – Преобразование №3

Проводим подробный расчет сопротивлений при преобразовании схемы замещения:

$$X1 = X_C + X_{ВЛ} = 0,27 + 0,4 = 0,67 \text{ (о.е.)} \quad (34)$$

$$X_T = \frac{X_{ТЛ}}{2} = \frac{2,6}{2} = 1,3 \text{ (о.е.)} \quad (35)$$

$$X2 = X_T + X_H = 1,3 + 10,2 = 11,5 \text{ (о.е.)} \quad (36)$$

$$X\Sigma = \frac{X1 \cdot X2}{X1 + X2} = \frac{0,67 \cdot 11,5}{0,67 + 11,5} = 0,64 \text{ (о.е.)} \quad (37)$$

$$E\Sigma = \frac{E_C \cdot X2 + E_H \cdot X1}{X1 + X2} = \frac{1 \cdot 11,5 + 0,85 \cdot 0,67}{11,5 + 0,67} = 0,98 \text{ (о.е.)} \quad (38)$$

Находим начальное значение периодической составляющей тока КЗ в расчетной точке кз1:

$$I_{no} = \frac{E\Sigma}{X\Sigma} \cdot I_{б35} = \frac{0,98}{0,64} \cdot 1,57 = 2,4 \text{ (кА)} \quad (39)$$

Значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания определяется как:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-T_{ОВ}}{T_a}} \quad (40)$$

где  $I_{at}$  – значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания (кА)

$I_{no}$  – значение периодической составляющей тока короткого замыкания в начальный момент времени (кА)

$T_{OB}$  – время отключения выключателя с учетом работы защиты (сек), в данном случае принимается 0,05 сек.

$Ta$  – постоянная времени (справочная величина).

Принимаем постоянную времени для первой точки по справочным данным:

$$Ta = 0,03$$

Определяем апериодическую составляющую тока короткого замыкания на примере первой точки:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot 2,4 \cdot e^{\frac{-0,05}{0,03}} = 0,46 \text{ (кА)}$$

Постоянную времени так же можно определить по следующей формуле:

$$Ta = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (41)$$

где  $X_p$  – результирующее индуктивное сопротивление короткого замыкания (о.е.)

$R_p$  – результирующее активное сопротивление короткого замыкания (о.е.)

$\omega$  – угловая частота (справочная величина)

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

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

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 2,4 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 3,56 \text{ (кА)}$$

Расчет теплового импульса проводится по следующей формуле:

$$B_{\kappa} = I_{no}^2 \cdot (t_{pz} + t_{cv} + T_a) \quad (42)$$

где  $t_{pz}$  - максимальное время работы резервной защиты;

$t_{cv}$  - собственное время отключения выключателя;

$T_a$  - постоянная времени.

Для точки КЗ №3:

$$B_{\kappa} = 2,4^2 \cdot (2 + 0,05 + 0,03) = 11,52 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Аналогично проводится расчет токов короткого замыкания для точки №2 результаты расчета сводятся в таблицу 8:

Таблица 8 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка короткого замыкания	$I_{no}$ , (кА)	$I_{at}$ , (кА)	$I_{y\partial}$ , (кА)	$B_{\kappa}$ , (кА <sup>2</sup> с)
1	2,4	0,46	3,56	11,52
2	4,68	0,89	6,94	43,8

Указанные данные используем в дальнейшем при выборе оборудования на ПС «Невер».

## 9 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПС «НЕВЕР»

В данном разделе бакалаврской работы проводится выбор и проверка основного электротехнического оборудования, которое будет установлено на ПС «Невер» после реконструкции

Определяем максимальные рабочие токи РУ ПС «Невер» [3]:

$$I_{м} = \frac{S_{н}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} \quad (43)$$

где  $S_{н}$  – номинальная мощность трансформатора (МВА);

$U_{н}$  – номинальное напряжение (кВ);

Для стороны ВН:

$$I_{м110} = \frac{2,5}{\sqrt{3} \cdot 35} = 41,5 \text{ (А)}$$

Для стороны НН:

$$I_{м6} = \frac{2,5}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 230,7 \text{ (А)}$$

### 9.1 Выбор и проверка выключателей 35, 6 кВ.

Выбираем вакуумный выключатель для РУ 35 кВ марки ВБЗП-35.

Сравниваем параметры выбранного оборудования результаты приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор выключателя 35 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} = 41,5 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{нт} = 2,4 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 31 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3,56 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{н0} = 2,4 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{н0}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, кА	$i_{ан} = 7,9 \text{ кА}$	$i_a = 0,46 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 31 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3,56 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 11,52 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

На напряжении 6 кВ принимаем выключатель вакуумный ВВЭ-М-6(10)-31,5-630 в комплекте КРУ типа К-59

Сравниваем параметры выбранного оборудования результаты приведены в таблице 10.

Данный тип выключателя предлагается к установке на всех присоединениях РУ НН ПС «Невер».

Таблица 10 – Выбор выключателя 6 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
Номинальное напряжение (кВ)	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток (А)	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{макс} = 230,7 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Номинальный ток отключения (кА)	$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{нт} = 4,68 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
Наибольший пик тока включения (кА)	$i_{вкл} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 6,94 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток включения (кА)	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{н0} = 4,68 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{н0}$
Номинальное значение аperiodической составляющей (кА)	$i_{ан} = 8,48 \text{ кА}$	$i_a = 0,89 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$

1	2	3	4
Предельный сквозной ток (кА)	$i_{прскв} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 6,94 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 43,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

## 9.2 Выбор и проверка разъединителей 35 кВ.

Для РУ ВН 35 кВ, по напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РДЗ-35/1000 УХЛ1. Привод разъединителя – ПРНЗ.

Сравниваем параметры выбранного оборудования результаты приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{макс} = 41,5 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3,56 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 11,52 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Данный тип разъединителя предлагается к установке на все присоединения РУ 35 кВ ПС «Невер».

## 9.3 Выбор и проверка трансформаторов тока 35, 6 кВ.

Трансформаторы тока являются измерительными трансформаторами и должны быть выбраны в соответствии с рабочим током электроустановки при этом следует отметить что малая нагрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

После выбора соответственно проводится проверка на электродинамическую и термическую стойкость а также нагрузку в определенном классе точности, при расчёте вторичной нагрузки трансформаторов тока следует

отметить что она состоит из сопротивления измерительных приборов соединительных проводов а также переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\kappa} \quad (44)$$

Сопротивление контактов принимаем равным  $r_{\kappa} = 0,1$  Ом. Сопротивление соединительных проводов рассчитываем по следующей формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (45)$$

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

$l$  - ориентировочная длина соединительных проводов, для РУ 35 и 6 кВ - 60 м ;

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

Сопротивление соединительных контрольных проводов (для 35 и 6 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (46)$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток трансформатора тока,  $I_2 = 1$  А.

Принимаем в качестве приборов учета трехфазный измерительный комплекс фирмы Энергомера «ЦЭ6823М».

Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы на напряжении 35, 6 кВ приведен в таблице 12

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 и 6 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Варметр	Д-335	2
Ваттметр	Д-335	2
Счетчик АЭ	ЦЭ6823М	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 35 и 6 кВ  $S_{приб} = 0,62$  ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I^2} = \frac{4,62}{5^2} = 0,18 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 35 и 6 кВ):

$$Z_{2.10} = r_{пров} + r_{приб} + r_k = 0,18 + 0,43 + 0,1 = 0,71 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока 35 кВ ТОЛ-35-III с номинальным током первичной обмотки 50 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 13.

Таблица 13 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{номсети} = 35$ кВ $U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 50$ А	$I_{макс} = 41,5$ А $I_{ном} \geq I_{макс}$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 125$ кА	$i_{уд} = 2,4$ кА $i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА <sup>2</sup> с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7203$ кА <sup>2</sup> с	$B_K = 11,52$ кА <sup>2</sup> с $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_2$ ном (Ом)	30 Ом	0,71 Ом $Z_{2ном} \geq Z_2$

Данный тип трансформатора тока проходит по всем параметрам, следовательно, его принимаем к установке на ПС «Невер».

Принимаем трансформатор тока по стороне 6 кВ ТПЛК - 6/300 с номинальным током первичной обмотки 300 А. Сравнение параметров трансформатора тока 6 кВ приведено в таблице 14.

Таблица 14 – Проверка выбранного ТТ 6 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 300 \text{ А}$	$I_{макс} = 230,7 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140 \text{ кА}$	$i_{уд} = 6,94 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 58800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 43,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_2$ ном (Ом)	15 Ом	0,71 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Данный тип трансформатора тока проходит по всем параметрам, следовательно, его принимаем к установке на ПС «Невер».

#### 9.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 35, 6 кВ.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим параметрам:

- По номинальному напряжению
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по мощности вторичной нагрузки

$$S_{2ном} \geq S_2 \quad (47)$$

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

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

Данные о нагрузке на напряжении 35 кВ представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	ЦЭ6823М	5	4
Счетчик РЭ			
Сумма			30

Принимаем к установке трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1.

Проводим проверку по мощности вторичной нагрузки на ПС «Невер». Данные приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 30 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам, следовательно его принимаем к установке на ПС «Невер».

Выбираем трансформатор напряжения на стороне 6 кВ НАМИ 6 УХЛ1..

Определяем мощность вторичной нагрузки. Данные представлены в таблице 17:

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 6 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	2	2
Ваттметр	Д-335	2	2
Счетчик АЭ	ЦЭ6823М	11	4
Счетчик РЭ			
Сумма			56

Таблица 18 – Проверка выбранного ТН 6 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 56 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его оставляем.

### 9.5 Выбор и проверка гибкой ошиновки 35 кВ.

На РУ ВН 35 кВ ПС «Невер» применяются провода таким же сечением как и отходящая ВЛ – 120/19 мм<sup>2</sup> Марка провода АС. Проверку на корону гибкой ошиновки 35 кВ проводить не требуется.

### 9.6 Выбор и проверка жестких шин 6 кВ.

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения подстанции «Невер». Максимальный рабочий ток составляет 230,7 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 50 × 5 мм (2.5 см<sup>2</sup>), длительно допустимый ток для данного сечения составляет 960 А. Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4 м.

Проверяем данные шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами короткого замыкания.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{43,8}}{91} = 0,08 \text{ (см}^2\text{)} \quad (48)$$

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

$C$  - коэффициент для алюминия 91

Минимальное сечение меньше чем фактическое следовательно оно проходит проверку по данному условию.

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

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{J}{q}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{5,21}{2,5}} = 1,12 \text{ (м)} \quad (49)$$

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

$q$  - сечение проводника, в данном случае составляет 2,5 (см<sup>2</sup>)

Момент инерции определяется по формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,5 \cdot 5^3 \frac{1}{12} = 5,21 \text{ (см}^3 \times \text{см)} \quad (50)$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 1,1 м.

Определяем максимальное динамическое усилие при трехфазном коротком замыкании

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{6940^2}{0,4} = 52,01 \text{ (Н/м)} \quad (51)$$

где  $i_{y0}$  – ударный ток короткого замыкания согласно расчетным данным (А).

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

Находим момент сопротивления по формуле

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,5 \cdot 5^2 \frac{1}{6} = 2,08 \text{ (см}^3 \text{)} \quad (52)$$

Определяем напряжение в проводе:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{6940^2 \cdot 1,1^2}{2,08 \cdot 0,4} = 2,09 \text{ (МПа)} \quad (53)$$

При расчете механического напряжения все длины приведены в метрах.

Разрушающее напряжение для принятого материала составляет 60 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего, следовательно, расчет жестких шин окончен.

## 9.7 Выбор трансформаторов собственных нужд.

Рассмотрим потребителей электрической энергии которые подключаются к шинам низкого напряжения трансформатора собственных нужд. В частности к ним относятся устройства электромагнитной блокировки, аварийной и предупредительной сигнализации, измерительные приборы электрической энергии, приборы контроля режима работы электротехнического оборудования, устройства защиты электрооборудования и отключения его в случае повреждения, осветительные установки, отопление и средства связи.

Выполняем выбор мощности и типа трансформаторов собственных нужд. В таблице 19 приведены мощности нагрузки электроприемников на ПС «Невер»

Таблица 19 – Расчетная нагрузка для выбора мощности ТСН

Вид потребителя	Расчетная мощность приемника (кВА)
Приводы выключателей	4,36
Обогрев приводов выключателей	2,4
Обогрев ЗРУ 6 кВ	12
Освещение коридора ЗРУ 6 кВ	2
Освещение ячеек 6 кВ	1,4
Освещение ОРУ	8
Расчетная полная мощность	30,16

По расчетной мощности электроприемников определяем мощность трансформатора собственных нужд ПС «Невер»:

$$S_P = \frac{S_n}{n_T \cdot K_3^{onm}} = \frac{30,16}{2 \cdot 0,7} = 21,54 \text{ (кВА)} \quad (54)$$

По расчетной мощности выбираем сухой трансформатор с литой изоляцией типа ТС 25/6 номинальной мощностью 25 кВА.

Такой тип трансформатора принимаем в качестве ТСН для установки на первую и вторую секцию 6 кВ ПС «Невер»

## 10 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ВЛ 6 КВ

В данном разделе производится выбор типа и сечения проводников воздушных линий электропередач в рассматриваемом районе реконструкции, которые должны выбираться по условиям теплового нагрева токами нагрузки и после этого проверяться как по потере напряжения, так и по термической стойкости в результате воздействия токов короткого замыкания.

При выборе основного параметра воздушной линии такого как его сечение определяется суммарный расчётный ток в нём и принимается стандартное значение сечения.

Выбор сечения по суммарному току производится сравнением его с длительно допустимым по следующему выражению:

$$I_p \leq I_{\text{до}}$$

где  $I_p$  – расчетный ток в сечении, А;

$I_{\text{до}}$  – длительно допустимый ток для определенного типа проводника (ВЛ), определяется по следующему выражению:

В данной работе предусматривается замена всех воздушных линий на самонесущий изолированный провод номинальным напряжением 20 кВ типа СИП-3. СИП-3 это самонесущий изолированный провод предназначенный для передачи электрической энергии в воздушных электрических сетях позволяющий существенно повысить надежность электроснабжения.

К основным преимуществам такого провода можно отнести исключение воровства проводов так как они с трудом подлежат вторичной переработки, снижение падения напряжения благодаря значительно меньшим индуктивному сопротивлению, уменьшение затрат на монтаж линий электропередач, упрощение процесса прокладки новой линии, возможность установки дополнительных проводов СИП параллельно существующим для удвоения мощности, возможность совместной прокладки проводов СИП на одних и

тех же в опорах с неизолированными или защищенными проводами высоковольтных воздушных линий, возможность одновременного монтажа на одних и тех же опорах телефонной линии, резкое снижение эксплуатационных затрат при эксплуатации линии, высокая безопасность обслуживания проводов линии СИП, снижение риска возникновения пожара при падении провода СИП на землю. Определяем расчетные токи на всех участках сети где проводится замена по следующей формуле:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (55)$$

где  $S_p$  – расчетная мощность в сечении (кВА);

Рассмотрим определение расчетного тока на участке РУ 6 кВ – КТП- 9 (полная мощность нагрузки определена в соответствующем разделе):

$$I_p = \frac{292,95}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 27,03 \text{ (А)}$$

Основываясь на данных о полученном значении тока принимаем на данном участке проводник типа СИП-3 сечением 35 мм<sup>2</sup> (это минимальное значение для такого рода проводника), предельное значение тока для этого сечения составляет 200 А, далее проводим расчет сечения для остальных направлений, результаты расчета приведены в таблице 20, для подъема на опору используем кабельные вставки марки АВВГнг 3×35 длиной 20 м:

Таблица 20 – Выбор типа и сечений проводников по длительно допустимому току

Участок	№	$I_p$ (А)	Марка и сечение проводника	$I_{до}$ (А)
РУ 6 кВ – КТП – 1	1	189,6	СИП-3 3×35	200
РУ 6 кВ – КТП – 9	1	27,03	СИП-3 3×35	200
РУ 6 кВ – КТП - 10	1	142,92	СИП-3 3×35	200

Далее проводится проверка выбранных проводников по допустимой потере напряжения.

## 11 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ВЛ ПО ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Потеря напряжения в участке линии определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (56)$$

где  $r_0$  – активное сопротивление линии, Ом/км;

$x_0$  – реактивное сопротивление кабеля, Ом/км.

Рассмотрим подробно пример расчета потери напряжения в ВЛ РУ 6 кВ – КТП- 9:

Определяем потерю напряжения в сечении:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 27,03 \cdot 0,42 \cdot (0,99 \cdot 0,85 + 0,08 \cdot 0,48) \cdot \frac{100}{6300} = 0,27 (\%)$$

Потеря напряжения на данном участке имеет не превышает нормативного значения 5% следовательно данный проводник проходит проверку, далее проводим расчет для остальных ВЛ определяем потерю напряжения в конце каждого фидера, результаты расчета приведены в таблице 21:

Таблица 21 – Проверка сечений линий 6 кВ на потерю напряжения

Участок	Наиболее удаленная КТП	$\Delta U$ (%)
Фидер №1	КТП - 8	4,25
Фидер №2	КТП - 16	3,85
Фидер №3	КТП - 9	1,32

Значение потери напряжения не превышает нормативного, следовательно, выбранные сечения проходят проверку.

## 12 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ВЛ ПО ТЕРМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ

Рассмотрим на примере расчет тока короткого замыкания на шинах 6 кВ КТП-9 в точке К1, схема замещения представлена на рисунке 9.

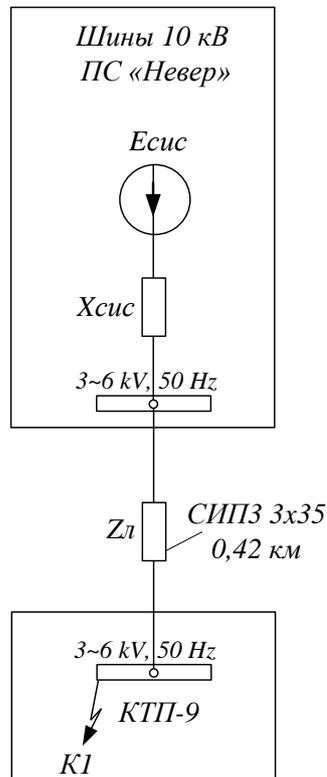


Рисунок 9 – Схема замещения участка сети

Сопротивление энергосистемы определяется по формуле:

$$X_{сис} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз10}} \quad (57)$$

где  $I_{кз10}$  – ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ ПС «Невер», определен в разделе расчетов токов КЗ для выбора оборудования на ПС «Невер».

Активные и индуктивные сопротивления участков СИП-3 (Ом):

$$X_l = x_0 \cdot L \quad (58)$$

$$R_l = r_0 \cdot L \quad (59)$$

где  $x_0, r_0$  - удельное реактивное и активное сопротивление линии;  
 $L$  – длина участка линии, км.

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени определяется по следующей формуле (кА):

$$I_{\text{по}} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (60)$$

Ток двухфазного короткого замыкания (кА):

$$I_{\text{по}2} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{по}} \quad (61)$$

Определяем сопротивление системы:

$$X_c = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 2,4} = 1,53 \text{ (Ом)}$$

Сопротивления участков:

$$X_l = 0,08 \cdot 0,42 = 0,03 \text{ (Ом)}$$

$$R_l = 0,99 \cdot 0,42 = 0,42 \text{ (Ом)}$$

Результирующее индуктивное сопротивление до точки КЗ

$$X_p = X_c + X_l \quad (62)$$

$$X_p = 1,53 + 0,03 = 1,56 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление до точки КЗ

$$R_p = 0,42 \text{ (Ом)}$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{\text{по}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,42^2 + 1,56^2}} = 2,24 \text{ (кА)}$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{\text{пю2}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,24 = 1,94 \text{ (кА)}$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей:

$$T_a = \frac{1,56}{0,42 \cdot 314} = 0,01$$

Коэффициент затухания:

$$K_a = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,01}} = 1,37 \quad (63)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 2,24 \cdot \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{0,01}} \right) = 3,06 \text{ (кА)}$$

По аналогичному алгоритму рассчитываются токи короткого замыкания на остальных ближайших к ПС ТП, результаты расчетов сводятся в таблицу 22.

Таблица 22 – Расчет токов КЗ

Точка КЗ	$I_{\text{по}}$ (кА)	$I_{\text{пю2}}$ (кА)	$I_{\text{уд}}$ (кА)
КТП-1	2,1	1,82	2,86
КТП-10	2,35	2,03	3,21
КТП-9	2,24	1,94	3,06

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$S_T = \sqrt{\frac{B_k}{c}} \quad (64)$$

где  $B_k$  - тепловой импульс.

$c$  - температурный коэффициент для алюминия.

Для примера рассчитывается термически стойкое к токам КЗ сечение для ВЛ участка сети РУ 6 кВ «Невер» - КТП 9, (максимальное время работы защиты составляет 2,0 сек):

$$S_T = \sqrt{\frac{2,24^2 \cdot (2,0 + 0,01)}{95}} = 32,0(\text{мм}^2)$$

Проверяем фактическое сечение термически стойким по условию

$$S_T \leq S_{\text{факт}} \quad (65)$$

$$32,0 \leq 35$$

Условие выполняется, следовательно, сечение проходит проверку.

Для остальных точек КЗ расчёт ведётся аналогично, результаты сведены в таблицу 23.

Таблица 23 – Проверка сечений по термической стойкости

Наименование фидера	$I_{\text{по}}$ (кА)	$S_T$ (мм <sup>2</sup> )	$S_{\text{факт}}$ (мм <sup>2</sup> )
Фидер №1	2,1	29,45	35
Фидер №2	2,35	34,15	35
Фидер №3	2,24	32,0	35

Все принятые сечения проходят проверку

### 13 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ ПС «НЕВЕР»

Здания, подстанции, в том числе, открытые распределительные устройства (ОРУ), воздушные линии и другие объекты защищают от прямых ударов молнии при помощи стержневого молниеотвода или комплексом таковых. Устройство, изобретенное в середине 18 века, актуально по сей день. Вообще, молниеотводы бывают тросовыми и стержневыми. Первые из них используются для защиты от молнии протяженных объектов, типа шинных мостов, и применяются относительно редко. Вторые же наиболее распространены и способны обеспечить молниезащиту зданий, опор воздушных ЛЭП и других объектов.

Стержневой молниеотвод, как следует из названия, представляет собой устройство, состоящее из молниеприемника, токопровода и заземлителя. Расположенный значительно выше остальных конструктивных элементов сооружения, как минимум на 3 метра (ПУЭ), он и принимает на себя удар молнии.

Молниеприемник изготавливается из стали. Для того чтобы выдерживать термические нагрузки при протекании тока, а также высокую температуру самой молнии, согласно ПУЭ его диаметр должен быть более 6 мм. Соединение молниеприемника с токопроводом необходимо производить путем их сваривания. Если это невозможно, то допустимо резьбовое соединение болтом и гайкой. Диаметр шайб в этом случае должен быть увеличен. Во избежание падения и нанесения по этой причине ущерба, устройство должно быть прочно закреплено на опоре или другой несущей конструкции.

В данном разделе рассматривается расчет молниезащиты всей территории ПС «Невер» в связи с реконструкцией и модернизацией.

Защита подстанции «Невер» от прямых ударов молний осуществляется стержневыми отдельно стоящими молниеотводами, в количестве 4 штук,

расположенных по периметру. Высота молниеотводов, отдельно стоящих принимается согласно правилам устройства электроустановок – 17 метров.

Выполняем расчет молниезащиты ПС «Невер» по следующим формулам:

Эффективная высота отдельно стоящего молниеотвода ПС «Невер»:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (66)$$

Эффективная высота молниеотвода для нашего случая:

$$h_{эфл} = 0,85 \cdot 17 = 14,45 \text{ (м)} .$$

Половина ширины внешней зоны (радиус зоны на уровне земли) для рассматриваемой системы молниеотводов:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (67)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 17) \cdot 17 = 13,1 .$$

Наименьшая высота внутренней зоны системы, состоящей из двух молниеотводов (на примере М1-М2):

$$h_c = h_{эф} - (0,17 + 0,0002 \cdot h) \cdot (L - h) \quad (68)$$

$$h_c = 14,45 - (0,17 + 0,0002 \cdot 17) \cdot (44,0 - 17) = 11,85 \text{ (м)},$$

где  $L$  - расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внешней зоны на уровне защищаемого объекта-линейного портала 35 кВ ПС «Невер» портала:

$$r_x = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right) \quad (69)$$

Для линейного портала (высота 9,45 м) следовательно:

$$r_x = 17,09 \cdot \left(1 - \frac{9,45}{14,45}\right) = 6,25 \text{ (м)}.$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне защищаемого объекта для рассматриваемой системы молниеотводов:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_c}\right),$$

где  $h_x$  - высота защищаемого объекта.

$$r_{cx} = 13,1 \cdot \left(1 - \frac{9,45}{11,85}\right) = 2,19 \text{ (м)}.$$

Расчет остальных систем молниеотводов выполняется по аналогичным формулам. Схема молниезащиты показана на рисунке 10.

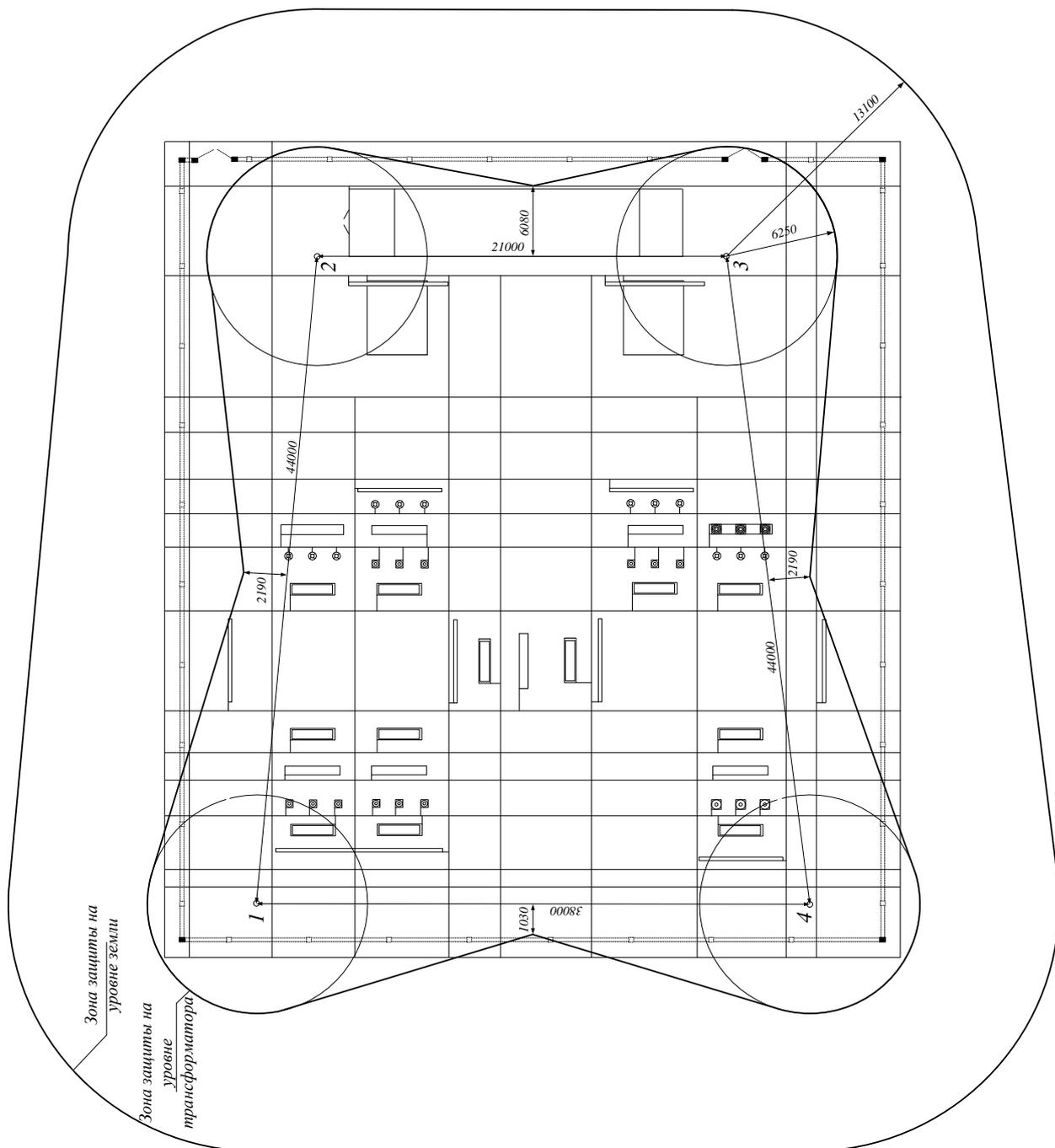


Рисунок 10 - Молниезащита ПС Невер

## 14 РАСЧЕТ СЕТИ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

В данном разделе работы выполняется расчет сети заземления подстанции «Невер», предполагается на данной подстанции установка заземляющего устройства в виде сетки к которому будет подключено всё основное электротехническое оборудование, которое может оказаться под напряжением в результате повреждения либо пробоя изоляции. Различают несколько видов заземлений такое как защитное, рабочее, и молниезащитное. В данном случае функции всех этих видов заземлений будет выполнять одно общее заземление.

Защитное заземление электроустановок предназначено для защиты рабочего персонала от поражения электрическим током, к нему относится заземление всех корпусов, частей электроустановок, которые нормально не находятся под напряжением но могут оказаться под ним вследствие повреждения изоляции или его пробоя.

К рабочему заземлению относится такие заземление которое необходимо для нормального режима работы электроустановок это например заземление нейтрали трансформаторов и другие.

Молниезащитное заземление выполняется для работы молниеприемников при грозовых перенапряжениях, к нему можно отнести заземление молниеприемников, разрядников, порталов, мачт освещения, крыш распределительных устройств и так далее.

В данном разделе рассмотрим подробно расчет системы заземления ПС «Невер», размеры необходимые для выполнения расчетов сети заземления это длина и ширина территории  $44,5 \times 36$  (м)

Определяем площадь контура заземления ПС «Невер»:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (44,5 + 3) \cdot (36 + 3) = 2716 \text{ (м}^2\text{)} \quad (70)$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов для рассматриваемой схемы заземления  $d = 0,022$  (м)

Сечение вертикальных электродов рассчитывается как:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 37,79 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (71)$$

Проверка сечения на термическую стойкость электродов:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{4,68^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,8 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (72)$$

где -  $I_M$  - максимальный ток однофазного короткого замыкания РУ ПС «Невер» (кА)

$T$  - предельное время работы защиты выключателя (сек)

$\beta$  - справочный коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку по термической стойкости, далее проводим проверку по стойкости к коррозии

Проверка сечения по коррозионной стойкости выполняется как:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (73)$$

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

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

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)} \quad (74)$$

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

Общая длина полос в сетке определяется как:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}}(B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}}(A+3) = \frac{(44,5+3)}{5}(36+3) + \frac{(36+3)}{5}(44,5+3) = 1086,4 \text{ (м)} \quad (75)$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{1086,4}{2 \cdot \sqrt{2716}} = 10,42 \quad (76)$$

Принимаем число ячеек:  $m = 11$

Длина стороны ячейки.

$$L_n = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{2716}}{11} = 4,74 \text{ (м)} \quad (77)$$

Длина горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{2716} (11 + 1) = 1250,8 \text{ (м)} \quad (78)$$

Количество вертикальных электродов в сетке:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{2716}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 14,74 \quad (79)$$

Принимаем:  $n_e = 15$

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

Определяем стационарное сопротивление заземлителя для рассматриваемой схемы заземления:

$$R_C = \rho \cdot \left( A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_e \cdot n_e} \right) = 50 \cdot \left( 0,42 \frac{1}{\sqrt{2716}} + \frac{1}{1250,8 + 4,0 \cdot 15} \right) = 0,442 \text{ (Ом)} \quad (80)$$

где -  $A$  - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент:

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2716}}{(21 + 320) \cdot (3,37 + 45)}} = 1,09. \quad (81)$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_H = R_C \cdot \alpha_H = 0,442 \cdot 1,09 = 0,482 \text{ (Ом)} \quad (82)$$

Полученное значение сопротивления не превышает нормативного, следовательно, расчет считаем окончанным, данная схема заземления принимается для монтажа на ПС «Невер» в связи с реконструкцией.

## 15 ЗАЩИТА СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ПС «НЕВЕР»

### 15.1 Защита от перегрузки.

Перегрузка трансформаторов (автотрансформаторов) обычно бывает симметричной. Поэтому защита от перегрузки выполняется с помощью максимальной токовой защиты, включенной на ток одной фазы. Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях – на разгрузку или отключение трансформаторов (автотрансформаторов).

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется следующим образом:

$$I_{CЗ} = \frac{k_{омс}}{k_в} \cdot I_{номВН} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 41,5 = 54,46 \text{ (А)} \quad (83)$$

где  $k_{омс}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,0

$k_в$  – коэффициент возврата токового реле (для реле типа РТ- 40 принимается равным 0,8);

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{54,46}{(50/5)} = 5,45$$

Время срабатывания защиты принимаем равным  $t_{с.з.} = 9$  с.

### 15.2 Максимальная токовая защита.

В нормальном режиме работы через трансформатор протекает только рабочий ток значение которого можно рассчитать исходя из данных по нагрузке, в случае аварийной ситуации либо переходного процесса происходит увеличение тока до величины которая может привести к выводу оборудования из строя. Для предотвращения таких ситуаций необходимо предусмотреть максимальную токовую защиту от перетоков и переходных процессов. Принцип действия максимальной токовой защиты можно определить как

подачу сигнала на срабатывание реле времени с задержкой при увеличении тока выше заданного значения уставки. После прохождения сигнала через реле времени она дает сигнал на промежуточное реле которое мгновенно отправляет сигнал на цепь отключения силового выключателя.

Если МТЗ трансформатора является его резервной защитой, то нет необходимости отключать при ее действии все выключатели трансформатора.

Ток срабатывания защиты на стороне 35 кВ:

$$I_{C3} = \frac{k_n \cdot k_{сам}}{k_g} \cdot I_{номВН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 41,5 = 93,38(\text{А}) \quad (84)$$

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

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

$$k_v = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{C3}} = \frac{6,94 \cdot 10^3 \cdot (6,3/35)}{93,38} = 13,37 \quad (85)$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{93,38}{(50/5)} = 9,34 (\text{А})$$

Защита проходит проверку по чувствительности.

## 16 ЗАЩИТА ПОНИЖАЮЩИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 6/0,4 КВ

В данной работе рассматривается защита понижающих трансформаторов комплектных трансформаторных подстанций от различных аварийных и нештатных ситуаций связанных с возникновением перенапряжений и коротких замыканий. Борьба с таким родом нештатных ситуаций будет производиться установкой различных типов защиты.

Рассмотрим виды нештатных ситуаций на комплектных трансформаторных подстанциях: это однофазные короткие замыкания между витками обмоток, однофазные короткие замыкания на землю, междуфазные короткие замыкания, внутренние повреждения такие как нагрев магнитопровода и пожар в стали.

Для борьбы с такими режимами работы в данном случае будем применять высоковольтные предохранители. Данные устройства предназначены для быстрого отключения трансформатора от источника питания при превышении тока через него выше предельного значения, то есть тока плавкой вставки. Основным достоинством высоковольтных предохранителей следует отметить быстрдействие и безотказность.

Применяем данные защитные устройства на всех трансформаторах рассматриваемого района. Используя в качестве высоковольтных предохранителей типа ППН-6, проводим выбор предохранителей для силовых трансформаторов рассматриваемой части сети согласно справочных данных, параметры приведены в таблице 24:

Таблица 24 – Выбор плавких вставок трансформаторов 6/0,4 кВ

Номинальная мощность трансформатора (кВА)	Номинальный ток плавкой вставки (А)	Номинальная мощность трансформатора (кВА)	Номинальный ток плавкой вставки (А)
100	20	400	80
160	32	630	160
250	50	-	-

## 17 АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВВОД РЕЗЕРВА

Автоматический ввод резерва представляет собой устройство, которое предназначено для выполнения бесперебойного питания потребителей электрической энергии в частности оно воздействует на секционный выключатель расположенный на распределительном устройстве низкого напряжения подстанции «Невер» и включают его в случае отсутствия напряжения со стороны рабочего источника питания, то есть силового трансформатора.

Схема, по которой должен выполняться автоматический ввод резерва должна обеспечивать выявление отказа рабочего источника питания, должна работать согласовано с остальными автоматическими устройствами для сохранения питания потребителей, предотвращать включение источника питания на короткое замыкание, исключать не синхронное включение электродвигателей, разделять источники с различным уровнем напряжения.

При этом коммутационные аппараты, которые включаются действием автоматического ввода резерва должны иметь соответствующий контроль исправности силовых цепей.

Главное назначение устройства АВР заключается в обеспечении бесперебойного питания электроэнергией потребителей. Для этого система АВР должна отслеживать состояние основного питания. И при выявлении нарушений переходить на подачу электроэнергии потребителю от резервного ввода. При этом процесс восстановления электропитания должен происходить максимально быстро. Обязательным условием является однократность выполняемого действия. То есть не должно быть повторных срабатываний в случае одной и той же неисправности (не устранённые токи короткого замыкания и т.п.). Еще один важный момент - разрыв основной сети должен происходить до подключения резервной линии. обо всех изменениях устройство АВР должно информировать с помощью индикации параметров.

## 18 АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе рассматривается устройство автоматического повторного включения которое устанавливается на все выключатели воздушных линий электропередач. Автоматическое повторное включение силового выключателя осуществляется только после не планового отключения присоединение, исключением являются случаи в которых работала релейная защита и отключала присоединение из-за короткого замыкания либо действиям противоаварийной автоматики.

Время действия автоматического повторного включения должно быть выбрано таким образом чтобы участок на котором действовал ток короткого замыкания мог деионизироваться и воздушная изоляция могла в полной мере восстановиться, при этом действия данного устройства автоматики должно быть согласовано с временем работы других устройств защиты например автоматического ввода резерва.

Характеристики выходного сигнала устройства автоматического повторного включения должны обеспечивать высокую надежность однократного или двукратного, зависимости от требований накладываемых на оборудование, включения силового выключателя на присоединении.

Современные микропроцессорные устройства АПВ, призванные заменить обычную релейную защиту, предназначены для новых и подвергаемых реконструкции подстанций. Они адаптируются со всеми видами высоковольтных выключателей, работают с различными приводными механизмами, монтируются в релейных шкафах распределительных устройств с питанием от трансформаторов тока и от цепей питающего оперативного напряжения. Микропроцессорные блоки выполняют функцию однократного АПВ. Имеют светодиодную индикацию, показывающую действие защит и функцию автоматики устройства. Замена электромеханических и полупроводниковых реле на новые современные микропроцессорные устройства не требует существенных изменений и реконструкции.

## 19 БЛОК ЗАЩИТ ПРИСОЕДИНЕНИЙ 10 КВ

В данном разделе рассмотрим микропроцессорное устройство защиты присоединений которое устанавливается в ячейках 10 кВ для определения ненормальных режимов работы и отключения присоединения.

### 19.1 Описание работы устройства

Устройство имеет 12 аналоговых входов. Из них:

4 шт. – для измерения токов, из них три входа для измерения фазных токов IA, IB и IC, один резервный вход;

5 шт. – для измерения напряжений, из них два входа для измерения линейных напряжений UAB и UBC на первой секции сборных шин, два входа для измерения фазных напряжений UA, UB и UC второй секции сборных шин, один резервный вход;

3 шт. – для подключения датчиков дуговой защиты.

При сервисной уставке «СВ» устройство отображает только параметры сети:

- фазные токи;
- фазные и линейные напряжения;
- симметричные составляющие токов и напряжений;
- частоту сети;
- не симметрию по току/напряжению в % от максимального значения тока/напряжения;
- углы между векторами токов и напряжений;
- полную, активную и реактивную мощности нагрузки;
- коэффициент активной мощности;
- потребление электроэнергии.
- параметры нагрузки (уровень пульсации, тепловой импульс, кратность тока и т.д.) устройство не отображает, что объяснено назначением данного типа присоединения.

- функция автоматической коррекции часов
- функция автоматического перехода на зимнее/летнее время

Уровни доступа (УД)

### **19.2 Назначение**

Микропроцессорное устройство защиты предназначено для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления, диагностики и сигнализации присоединений напряжением 6-35 кВ на подстанциях с переменным и постоянным оперативным током. Устройство обеспечивает функции защиты, автоматики и управления воздушных и кабельных линий электропередачи, трансформаторов и электродвигателей. Устройство предназначено для установки в высоковольтных ячейках КСО, КРУ, КРУН, КТП и др., на релейных панелях и пультах управления электростанций и подстанций электросетевых, коммунальных и промышленных предприятий, на объектах нефтегазового комплекса, на тяговых подстанциях железных дорог и метрополитена.

Устройство может включаться в АСУ ТП и информационно-управляющие системы в качестве подсистемы нижнего уровня (по умолчанию используется протокол ModBus-RTU, для передачи информации по МЭК 60870 в комплект поставки включается конвертор ШЛЮЗ Е-442).

Так же для объектов, на которых необходимо реализовать передачу информации в АСУ ТП GOOSE по МЭК 61850-8-1 в комплект поставки по спец заказу включается конвертор протоколов SYNC 200 производства компании Kalkitech. Устройство передает на удаленные рабочие места эксплуатационного и диспетчерского персонала информацию о положении коммутационного аппарата, информацию аварийных событий и текущую информацию по всем контролируемым параметрам.

### **19.3 Состав оборудования**

Конструктивно устройство выполнено тремя блоками в отдельных корпусах. Первый блок – блок защиты БЗП-03 (далее блок). Блок предназначен для реализации функций защиты, автоматики, диагностики и управления.

Устанавливается в релейном отсеке ячейки управления выключателем или в другом согласованном с эксплуатационной организацией месте подстанции.

Второй блок – пульт управления ПУ-01 (далее ПУ). Устанавливается на дверце релейного отсека шкафа управления или в другом согласованном с эксплуатационной организацией месте подстанции. ПУ содержит клавиатуру управления, индикатор и светодиоды, отображающие положение выключателя и режимы работы блока. ПУ предназначен для местного отображения контролируемых параметров, изменения уставок, просмотра протоколов срабатывания защит и событий.

Третий блок – блок расширения входов и выходов БРВ-01 (далее БРВ) выполнен отдельным пристыковываемым модулем. БРВ служит для увеличения числа дискретных входов и выходных реле. Связь между блоком и ПУ осуществляется по последовательному интерфейсу RS485-1. Расстояние между блоком и ПУ не должно превышать 1500 метров.

#### **19.4 Основные функции.**

Устройство в зависимости от выбранной сервисной уставки ОТ, ВВ, СВ может устанавливаться на отходящее присоединение, вводной выключатель и секционный выключатель соответственно. В зависимости от сервисной уставки устройство может реализовывать различные функции защит и автоматики.

МТЗ-1 предназначена для защиты от междуфазных коротких замыканий. Пусковые органы тока защиты объединены по схеме «ИЛИ».

Защита работает как токовая ненаправленная/направленная при отключенном/включенном программном переключателе. Принцип направленности защиты для всех ступеней МТЗ реализуется по так называемой девяностоградусной схеме. Устройство определяет угол между током фазы и линейным напряжением для каждой пары векторов  $I_A - U_{BC}$ ,  $I_B - U_{CA}$ ,  $I_C - U_{AB}$  отдельно. Срабатывание направленной МТЗ произойдет в случае превышения величины фазного тока заданной уставки и попадании вектора фазного тока в зону срабатывания. Для задания зоны срабатывания необходимо ука-

зять угол максимальной чувствительности  $\varphi$  МЧ, тогда область срабатывания будет определяться диапазоном  $0 - 65 \leq \leq +65$   $\varphi$  МЧ, что составляет  $130^\circ$ . Для каждой пары векторов IA - UBC, IB - UCA, IC - UAB отсчет угла максимальной чувствительности осуществляется от соответствующего вектора напряжения против часовой стрелки в диапазоне от  $0^\circ$  до  $359,9^\circ$  с шагом  $0,1^\circ$ . Другими словами, для вектора тока IA отсчет осуществляется от вектора напряжения UBC, для IB – от вектора UCA, для IC – UAB (поясняющая схема представлена в приложении 3).

Отметим, что уставка по  $\varphi$  МЧ является общей для всех ступеней МТЗ первой и второй групп уставок. Ввод/вывод МТЗ-1 производится программным переключателем. В устройстве предусмотрена возможность задания выдержки времени  $T_{ср}$ . Ist для первой ступени МТЗ. Небольшое замедление токовых отсечек (порядка  $0,1$  с) может потребоваться:

- для отстройки от искусственных кратковременных КЗ, создаваемых трубчатыми разрядниками, устанавливаемыми для защиты воздушных линий от атмосферных перенапряжений;

- для лучшей отстройки от бросков тока при внешних КЗ и при пуске (само запуске) для защиты электродвигателей. Незначительная потеря в быстродействии защиты компенсируется в этом случае повышением её чувствительности.

Пусковые органы тока МТЗ-2 выполнены аналогично МТЗ-1. Защита работает как токовая ненаправленная и без пуска по напряжению при отключенных программных переключателя.

Программным переключателем вводится цепь ускорения МТЗ-2 при включении выключателя на короткое замыкание. Время ввода ускорения не регулируется и равно  $1$  секунде. Имеется возможность задания выдержки времени  $T_{умтз}$ , диапазон регулирования которой от  $0$  до  $1$  секунды с шагом  $0,01$  с.

Функция пуска по напряжению МТЗ-2 вводится/выводится переключателем. Пусковой орган напряжения (ПОН) контролирует линейные напряже-

ния и снижение хотя бы одного из них ниже заданной уставки приведет к его срабатыванию. Функция направленности вводится/выводится программным переключателем. Ввод/вывод МТЗ-2 выполняется программным переключателем. Защита имеет регулируемую выдержку времени Тср.Пст.

МТЗ-3 с независимой характеристикой срабатывания сработает при превышении тока заданной уставки с выдержкой времени Тср.Пст. Для выполнения функций защиты электродвигателей от перегрузки в МТЗ-3 предусмотрена интегрально-зависимая характеристика срабатывания, которая строится на основе тепловой модели электродвигателя. Тепловое состояние электродвигателей, работающих в тяжелых условиях пуска, подверженных частым перегрузкам по технологическим причинам, будет определяться не только степенью перегрузки и её длительностью, но и предшествующим тепловым состоянием. Поэтому характеристика срабатывания защиты должна быть интегрально зависимой от тока, учитывать предшествующее перегрузке тепловое состояние, процесс отдачи тепла, как в режиме перегрузки, так и в нормальном режиме работы и отключения от сети

Для реализации логической защиты шин в устройстве предусмотрено три токовых пусковых органа, объединенных по схеме «ИЛИ». Эти пусковые органы позволяют контролировать токи в отходящих фидерах и действуют на выходное реле «Пуск МТЗ». Цепи выходных реле объединяются по схеме «ИЛИ» и блокируют действие ЛЗШ рабочего и резервного питания. Диапазон регулирования токовой уставки во вторичных величинах от 0 до 200 А с шагом 0,01 А. Коэффициент возврата – 0,95.

Пуск защиты осуществляется от пусковых органов минимального напряжения (UAB, UBC, UCA), объединенных по схеме «И». Алгоритм защиты блокируется при неисправностях в цепях напряжения (отсутствие сигнала «Неиспр U») и при отключенном выключателе (отсутствие сигнала «РПВ»). Предусмотрена возможность оперативного ввода/вывода защиты от ключа управления (сигнал «Разр ЗМН»). Защита выполнена в двух ступен-

чатном исполнении. Уставки задаются во вторичных значениях напряжения. Диапазон задания уставок от 0 до 150 В, дискретность задания – 0,1 В.

В устройстве предусмотрены три аналоговых входа для подключения датчиков дуговой защиты. Дуговая защита может быть выполнена с пуском по напряжению (программный переключатель В28), при этом пусковой орган напряжения срабатывает в случае снижения хотя бы одного линейного напряжения ниже заданной уставки.

Уставка пускового органа напряжения задается во вторичных значениях и изменяется в диапазоне от 0 до 150 В с шагом 0,1. Коэффициент возврата пускового органа напряжения 1,05. Уровень срабатывания по каждому датчику дуговой защиты D1, D2 и D3 задается отдельно. Диапазон уставок – от 0 до 100 % с шагом 0,1 %.

Датчики дуговой защиты D1 и D2 включены в цепь сигнала «ОТКЛ СШ от ДЗ», который конфигурируется на любое выходное реле устройства. Датчик дуговой защиты D3 может быть включен в цепь сигнала «ОТКЛ от ДЗ», действующего на отключение собственного выключателя или в цепь сигнала «ОТКЛ СШ от ДЗ». Данный выбор обусловлен местом установки датчика D3 и производится программным переключателем В29. Кроме того, формирование сигнала «ОТКЛ от ДЗ» можно осуществить с пуском по току (ввод программного переключателя В33). Уставка пускового органа тока задается во вторичных значениях и изменяется в диапазоне от 0 до 200 А с шагом 0,01. Коэффициент возврата пускового органа тока 0,95.

Устройство позволяет автоматически включать выключатель присоединения после его отключения какой-либо из защит.

Необходимым условием работы АПВ является наличие двух сигналов: разрешающего сигнала «Разр АПВ» от ключа управления и сигнала готовности автоматики «Готов АВТ», появляющегося после включения выключателя по истечении регулируемой выдержки времени ТГОТ.АВТ.

Диапазон уставок ТГОТ.АВТ – от 0 до 300 секунд с шагом 0,01. Пуск АПВ формируется по факту срабатывания защит, выбираемых программными переключателям (триггер переходит в сработанное состояние).

Включение выключателя по первой ступени АПВ произойдет при наличии сигнала «РПО» и отсутствии блокировки АПВ по истечении регулируемой выдержки времени ТАПВ1.

Если же включение выключателя не происходит, то в течение 120 секунд доступен пуск второй ступени АПВ с выдержкой времени ТАПВ2. Также в этот момент формируется сигнал «Неусп АПВ1». По истечении выдержки ТАПВ2 произойдет повторное включение выключателя второй ступенью АПВ.

При аварийном отключении после срабатывания второй ступени формируется сигнал «Неусп АПВ2» и АПВ более не повторяется. Сброс триггера в цепи включения по АПВ происходит при появлении сигналов «ВКЛ по АПВ», «Квитирование» или «Неиспр». Диапазон уставок ТАПВ1 и ТАПВ2 – от 0 до 300 секунд с шагом 0,01.

Обязательным условием работы УРОВ является наличие разрешающего сигнала «Разр УРОВ» от ключа управления. УРОВ формирует сигнал на отключение выключателя основного и резервного питания по факту отказа выключателя присоединения при срабатывании защит. В алгоритме пуска УРОВ некоторые защиты (МТЗ-1, МТЗ-2, УМТЗ, ОТКЛ от ДЗ) закреплены «жестко», необходимость ввода других сигналов и защит, предусмотренных переключателями, определяется релейным персоналом. Об отказе выключателя будут свидетельствовать отсутствие сигнала «РПО» (введен программный переключатель) при срабатывании защит и наличие тока через выключатель присоединения, превысившего выбранную уставку – сигнал «Пуск по I». Ввод/вывод УРОВ определяется программным переключателем.

В устройстве предусмотрено три категории АЧР. Первая категория (АЧР1) – для предотвращения снижения частоты (даже кратковременного в переходном процессе) ниже заданной уставки с минимальной выдержкой

времени ТСР.АЧР1 (рекомендуется 0,1 – 0,2 секунды), необходимой для отстройки от переходных процессов в цепях напряжения. Вторая категория (АЧР2) – для восстановления частоты сети до безопасного уровня. Вторая категория действует на отключение с выдержкой времени ТСР.АЧР2 и единой уставкой для всех очередей по частоте.

Все категории АЧР блокируются при неисправностях в цепях напряжения (сигнал «Неиспр U»), отключенном выключателе присоединения (отсутствие сигнала «РПВ») и отсутствии сигналов «Разр АЧР». Ввод/вывод АЧР1, АЧР2, АЧР3 производится программными переключателями В49, В50, В121 соответственно. Выдержка времени для АЧР1, АЧР2 и АЧР3 выбирается в диапазоне от 0 до 300 секунд с шагом 0,01. Возврат пускового органа произойдет при превышении уставки на 0,05 Гц. Сигнал «Блок АЧР по U» предназначен для блокировки работы АЧР при снижении напряжения на секции шин. Сигнал вводится программным переключателем В119. Диапазон уставок: 0-150 В, шаг: 0,1 В.

При срабатывании АЧР1 или АЧР2, устанавливается триггер в цепи АПВ (ключ В47 включен). Включение выключателя по ЧАПВ произойдет через установленное время срабатывания ТАПВ, когда исчезнет блокировка (сигнал «Блокировка АПВ»), которая вызвана заниженной частотой сети. За контроль напряжения сети, уровня не симметрии и частоты сети отвечает алгоритм контроля напряжения на секции (сигнал «УСШ», описанный ниже), который и участвует в формировании блокировки ЧАПВ (сигнал «Блокировка АПВ»). Значит, пока частота сети не восстановится до заданного уставко уровня, «УСШ» будет блокировать ЧАПВ.

Для предотвращения многократных включений выключателя на устойчивое короткое замыкание предусмотрен логический элемент «И» в цепи сброса триггера, на который поступают сигналы «РВ» и «ОТКЛ ВВ». При ручном включении в условиях отсутствия блокировки сигнал «РВ» поступает на первый вход элемента «И» и устанавливает триггер в сработавшее состояние (появляется сигнал «ВКЛ ВВ»). Если включение произошло на КЗ, сиг-

нал «ОТКЛ ВВ» будет сформирован при отключении выключателя от защит («ОТКЛ от защит») и подан на второй вход элемента «И», тем самым образуя сигнал на сброс триггера в цепи включения выключателя. Сформированный сигнал по обратной связи становится на само подхват и будет существовать до тех пор, пока не исчезнет сигнал «РВ». Таким образом обеспечивается однократность включения выключателя на установившееся КЗ при одновременном наличии сигналов «РВ» и «ОТКЛ ВВ».

### **19.5 Условия эксплуатации**

Устройство изготавливается в климатическом исполнении УХЛЗ.1 и в части воздействия климатических факторов при эксплуатации, хранении и транспортировании соответствует требованиям ГОСТ 15543.1-89Е и ГОСТ 15150-69:

- верхнее предельное рабочее значение температуры окружающего воздуха плюс 550С;
- нижнее предельное рабочее значение температуры окружающего воздуха минус 400С;
- верхнее рабочее значение относительной влажности – не более 98% при +250С.

Условия эксплуатации устройства должны исключать воздействие прямого солнечного излучения, прямое попадание атмосферных осадков, конденсацию влаги и наличие агрессивной среды.

Устройство должно эксплуатироваться на высоте до 2000 м над уровнем моря.

Устройство предназначено для эксплуатации в районах с атмосферой типа 2 (промышленная), среда не взрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли, а концентрация сернистого газа в воздухе не превышает норм, установленных ГОСТ 15150-69.

Устройство по устойчивости к внешним механическим воздействиям соответствует требованиям ГОСТ 17516.1-90Е для группы механического

исполнения М7. При этом допускаются вибрационные нагрузки с максимальным ускорением до 1 g в диапазоне частот от 0,5 до 100 Гц.

Устройство выдерживает пиковое ударное ускорение до 3 g длительностью действия ударного ускорения (2-20) мс.

Сейсмостойкость соответствует ГОСТ 17516.1-90.

Лицевая панель ПУ имеет степень защиты IP65 по ГОСТ 14254-2015, остальные части ПУ и блока – IP40.

Охлаждение устройства осуществляется естественным конвекционным путем.

Для подключения устройства к внешним цепям предусмотрены клеммные колодки. Контактные соединения соответствуют 2 классу ГОСТ 10434.

Для связи блока с ПУ и системами АСУ ТП на блоке предусмотрены разъемы для подключения интерфейса RS485.

Сопrotивление изоляции всех независимых цепей устройства (кроме портов последовательной передачи данных) относительно корпуса и между собой в холодном состоянии при нормальной температуре окружающей среды и относительной влажности до 80 % должно быть не менее 10 МОм.

Примечание: характеристики, приведенные в дальнейшем без специальных оговорок, соответствуют нормальным условиям:

- температуре окружающего воздуха 20С;
- относительной влажности не более 80 %;
- атмосферному давлению от 86 до 106 кПа;
- номинальному значению напряжения оперативного тока;
- номинальной частоте переменного тока.

Электрическая изоляция между всеми независимыми цепями (кроме портов последовательной передачи данных) относительно корпуса и всех независимых цепей между собой выдерживает без пробоя и перекрытия испытательное напряжение 1000 В (эффективное значение) переменного тока частоты 50 Гц в течение 1 мин.

Все работы на клеммных колодках устройства следует производить в обесточенном состоянии.

Перед вводом устройства в работу следует заземлить корпус блока.

Все работы по монтажу, демонтажу и эксплуатации должны выполняться в соответствии с действующими «Межотраслевыми правилами по охране труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок», а также действующими ведомственными инструкциями.

При действии сигналов дискретных входов на включение/отключение высоковольтного выключателя, в случае расположения источника сигнала на большом удалении от блока защиты или на ОРУ, а также при прохождении вторичных цепей параллельно силовым и высоковольтным цепям в непосредственной близости от них, рекомендуется усиливать помехозащищенность цепей дискретных входов блока защиты следующими путями:

- экранированием длинных проводов;
- установкой параллельно дискретному входу дополнительного резистора, приводящего к увеличению требуемого тока срабатывания входа, что, соответственно, требует увеличения энергии помехи, способной привести к ложному срабатыванию дискретного входа;
- подключением цепей дискретных входов к блоку защиты через промежуточное реле, находящиеся рядом с блоком защиты. Энергии помехи недостаточно для срабатывания промежуточного реле.

Блок устанавливается в релейном отсеке шкафа управления, а ПУ на дверце релейного отсека шкафа управления согласно приложению 10. Размеры выреза в дверце релейного отсека шкафа (для установки ПУ) и взаимное расположение отверстий в релейном отсеке (для крепления блока) приведены в приложении 11.

В состав устройства входят: микроконтроллер (МК), устройство сопряжения по току (УСО-ТА), устройство сопряжения по напряжению (УСО-TV), датчики дуговой защиты (Блок ДЗ), блок дискретных входов, блок дискретных выходов, блок расширения дискретных входов и выходов (БРВ),

блок питания БЗП-03, блок питания ПУ, два интерфейса RS485, пульт управления.

Микроконтроллер со встроенным 12-и разрядным аналого-цифровым преобразователем выполняет функции преобразования поступающих на его вход аналоговых сигналов в последовательный двоичный код, обработки дискретных сигналов и реализации заданного алгоритма работы устройства. Микроконтроллер производит вычисление действующих значений токов и напряжений и их симметричных составляющих, моделирование теплового состояния электродвигателя и др. Микроконтроллер управляет работой выходных реле, интерфейсами связи, осуществляет самотестирование для контроля исправности программной и аппаратной части устройства.

#### 19.6 Расчет уставок защит для защиты отходящих фидеров

В данном разделе проводим расчет уставок таких защит как максимальная токовая защита, токовая отсечка, защита от замыканий на землю.

Расчет проводим на примере фидера № 1, проводим расчет уставок МТЗ:

$$I_{C3} = \frac{k_n \cdot k_{сам}}{k_g} \cdot I_{макс} \quad (86)$$

где  $I_{макс}$  – максимальный рабочий ток присоединения (А);

$$I_{C3} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 189,6 = 426,6 \text{ (А)}$$

Расчет коэффициента чувствительности:

$$k_q = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{C3}} = \frac{1,32 \cdot 10^3}{426,6} = 3,09$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{426,6}{(200 / 5)} = 10,66 \text{ (А)}$$

Проводим расчет уставок токовой отсечки:

$$I_{C3} = k_n \cdot I_{к.мин} \quad (87)$$

где  $I_{к.мин}$  – максимальный ток КЗ в конце защищаемого участка (А);  
Коэффициент надежности принимаем равным 1,15 для цифровых реле.

$$I_{C3} = 1,15 \cdot 854,26 = 1518 \text{ (А)}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{1518}{(200/5)} = 24,55 \text{ (А)}$$

Проводим расчет уставок защиты от замыканий на землю:

$$I_{C3} = k_n \cdot k_{бр} \cdot I_c \quad (88)$$

где  $k_{бр}$  – коэффициент броска тока при однофазном замыкании;

$I_c$  – ток однофазного КЗ;

Проводим расчет однофазного КЗ, рассчитываем ток по формуле:

$$I_c = \frac{U \cdot l}{350} \quad (89)$$

где  $U$  – номинальное напряжение сети (кВ);

$l$  – суммарная протяженность ВЛ (км);

$$I_c = \frac{6,0 \cdot 7,5}{350} = 0,12 \text{ (А)}$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{C3} = 1,15 \cdot 2,5 \cdot 0,12 = 0,37 \text{ (А)}$$

Аналогично проводим расчет всех уставок для остальных фидеров, результаты расчета приведены в таблице 25:

Таблица 25 – Проверка сечений по термической стойкости

Номер фидера	МТЗ		ТО		ОЗЗ
	$I_{C3}$ (А)	$I_{CP}$ (А)	$I_{C3}$ (А)	$I_{CP}$ (А)	$I_{C3}$ (А)
Фидер №1	426,6	10,66	1518,0	24,55	0,37
Фидер №2	76,02	7,6	1652,3	26,54	0,37
Фидер №3	321,57	10,72	1452,4	36,31	0,37

## 20 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРИ МОДЕРНИЗАЦИИ ПС НЕВЕР

В данном разделе проводится расчет капиталовложений в модернизацию ПС «Невер». Расчет проводится по методике укрупненных стоимостных показателей с учетом районного коэффициента для Амурской области и коэффициентом перевода стоимости оборудования на четвертый квартал 2017 года.

Определяем стоимость ячеек РУВН, НН ПС «Невер»:

$$K_{PY} = (n_{35} \cdot k_{35} + n_6 \cdot k_6) \cdot k_u \cdot k_p \quad (90)$$

где  $k_u$  - коэффициент перевода цен 2000 года на четвертый квартал 2021 год

$k_p$  - районный коэффициент:

$n_{35}$  - количество ячеек вакуумных выключателей 35 кВ:

$k_{35}$  - стоимость ячейки вакуумного выключателя 35 кВ:

$n_6$  - количество ячеек вакуумных выключателей 6 кВ

$k_6$  - стоимость ячейки вакуумного выключателя 6 кВ:

$$K_{PY} = (6 \cdot 0,79 + 10 \cdot 0,1) \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 7,37 \quad (\text{млн.руб})$$

Определяем стоимость трансформаторов ПС «Невер»:

$$K_{mp} = (n_{mp} \cdot k_{mp}) \cdot k_u \cdot k_p \quad (91)$$

где  $k_{mp}$  - стоимость силового трансформатора 35 кВ:

$n_{mp}$  - количество трансформаторов:

$$K_{mp} = (2 \cdot 2,58) \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 28,71$$

Определяем постоянную часть затрат при модернизации подстанции «Невер»:

$$K_{\text{ност}} = k_{\text{ност}} \cdot k_u \cdot k_p \quad (92)$$

где  $k_{\text{ност}}$  - постоянная часть затрат на модернизацию ПС «Невер» в ценах 2000 года:

$$K_{\text{ност}} = 4,7 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 26,15$$

Определяем суммарные капиталовложения в модернизацию ПС «Невер»:

$$K_{\text{нс}} = K_{\text{пу}} + K_{\text{тр}} + K_{\text{ност}} = 7,37 + 28,71 + 26,15 = 62,23 \text{ (млн.руб)}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт нового электрооборудования ПС «Невер» а так же на его амортизацию вычисляются по формуле:

$$u_{\text{ам}} = k_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{ам}} \quad (93)$$

где  $\alpha_{\text{ам}}$  – нормы отчислений на амортизацию в год для подстанционного оборудования в год;

$k_{\text{ПС}}$  - капитальные вложения в оборудование ПС «Невер».

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{\text{ам}} = \frac{1}{T_{\text{сл}}}, \quad (94)$$

где  $T_{\text{сл}}$  - срок службы оборудования подстанционного оборудования:

$$u_{\text{ам}} = 62,23 \cdot \frac{1}{20} = 3,11 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем эксплуатационные издержки для оборудования ПС «Невер»:

$$u_{\text{экс.ПС}} = \alpha_{\text{экс.ПС}} \cdot k_{\text{ПС}}, \quad (95)$$

где  $\alpha_{\text{экс.пс}}$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт оборудования ПС «Невер»:

$$u_{\text{экс.пс}} = 5,9/100 \cdot 62,23 = 3,67 \text{ (млн.руб)}$$

Расчеты показали что стоимость реализации проекта по модернизации ПС «Невер» составляет 62,23 миллиона рублей, издержки на амортизацию основного оборудования составят 3,11 миллиона рублей /год, а на его эксплуатацию 3,67 миллиона рублей /год.

## 21 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной работе рассматривается вопрос реконструкции и модернизации системы внешнего электроснабжения села «Невер» Сковороинского района Амурской области с центром питания ПС «Невер» 35/6 кВ. Для решения данного вопроса в работе выполнен расчет электрических нагрузок как на стороне низкого так и на стороне высокого напряжения комплектных трансформаторных подстанций рассматриваемого района, на основании полученных данных выполнена проверка силовых трансформаторов 6/0,4 кВ по коэффициенту загрузки. Выполнен выбор проводников напряжением 6 кВ и расчетным путем определено их сечение. При реконструкции ПС «Невер» определена мощность нагрузки на шинах низкого напряжения и выбраны типы и мощность силовых трансформаторов устанавливаемых на данной ПС. Перед выбором основного электротехнического оборудования ПС «Невер» выполнен расчет токов короткого замыкания на всех распределительных устройствах, на основе полученных результатов произведен выбор и проверка основного коммутационного, измерительного и защитного оборудования напряжений 35, 6 кВ.

### **21.1 Безопасность**

Выполнение монтажно-наладочных работ должно выполняться в соответствии со всеми требованиями, предъявляемыми к данным видам работ.

Основные требования мер безопасности НТД указываются в разделе «Требования по охране труда» ППР или ТК». Непосредственные руководители и исполнители электромонтажных работ перед допуском к их выполнению, должны быть ознакомлены с требованиями безопасности на месте работ и с фактическими условиями труда, знать и выполнять требования 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.

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

По окончании строительно-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 электрических сетей Амурской области и руководствуется 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 изоляторов;

- 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 предусмотренными 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.

При сооружении ВЛ и монтаже проводов ВЛ должны соблюдаться требования государственных НТД и локальных документов монтажных организаций:

1. Инструкций по охране труда для каждой профессии и на отдельные виды работ.
2. Правил безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ /РД 153-34.3-03.285-2002/.
3. Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов /ПБ-10-382-00/.
4. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования».
5. СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство».
6. Правила безопасности при работе с инструментами и приспособлениями /СО 153-34.03.204/.
7. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий /СО 34.03.301-00/.

8. Инструктивные указания по технике безопасности при ремонтно-строительных работах вблизи действующего энергетического оборудования энергопредприятий /СО 153-34.03.224/

9. Инструкция по организации и производству работ повышенной опасности /СО 34.03.284-96/

## **21.2 Экологичность**

Основным источником загрязнения окружающей среды на ПС Невер может являться трансформаторное масло, которое в большом объеме содержится в оборудовании и которое может вытечь из трансформатора вследствие его разрушений. Трансформаторное масло является неотъемлемой частью современного трансформатора и предназначено для изоляции токоведущих частей, как между собой, так и между ними и заземленными частями, при этом второй немаловажной функцией является функция охлаждающей среды для данного оборудования.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

На подстанции Невер согласно расчетным данным устанавливаются 2 трансформатора типа ТМН 2500/35/6 с размерами 3,06×2,15×2,97 и массой масла 2,05 т.

Для устанавливаемых на ПС трансформаторов и монтируемых под них маслоприемников учитываем следующие условия [11]:

1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1 м

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

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

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

Рассмотрим расчет маслоприемника трансформатора ПС Невер

Объем масла в трансформаторе:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho} \quad (96)$$

$$V_{\text{трм}} = \frac{2,05}{0,88} = 2,33 \text{ (м}^3\text{)}$$

где  $M$  – масса масла в трансформаторе

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

Площадь маслоприемника:

$$S_{\text{мп}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (97)$$

$$S_{\text{мп}} = (3,06 + 2 \cdot 1) \cdot (2,15 + 2 \cdot 1) = 21,0 \text{ (м}^2\text{)}$$

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

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

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\text{бн}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (98)$$

$$S_{\text{бн}} = (3,06 + 2,15) \cdot 2 \cdot 2,97 = 30,95 \text{ (м}^2\text{)}$$

где  $H$  – высота трансформатора (м)

Коэффициент пожаротушения и время тушения принимаем [11]:

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

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Объем воды необходимый для тушения трансформатора:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{bn}) \cdot 10^{-3} \quad (99)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (21,0 + 30,95) \cdot 10^{-3} = 18,7 \text{ (м}^3\text{)}$$

Объем маслоприемника:

$$V_{mmH_2O} = V_{mpm} + 0,8 \cdot V_{H_2O}$$

$$V_{mmH_2O} = 2,33 + 0,8 \cdot 18,7 = 17,29 \text{ (м}^3\text{)}$$

Глубина маслоприемника:

$$H_{mn} = \frac{V_{mmH_2O}}{S_{mn}} \quad (100)$$

$$H_{mn} = \frac{17,29}{21,0} = 0,82 \text{ (м)}$$

Высота подсыпки [11]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота прослойки [11]:

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Общая глубина высота маслоприемника [11]

$$H_{nmp} = H_{mn} + H_{en} + H_z \quad (101)$$

$$H_{nmp} = 0,82 + 0,05 + 0,25 = 1,12 \text{ (м)}$$

### 21.3 Чрезвычайные ситуации

При выполнении монтажно-наладочных работ на ПС Невер должны соблюдаться нормы противопожарной безопасности во избежание возникновения пожаров.

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

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

Пожарная безопасность. В связи с тем, что на ПС Невер 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 на ПС Невер 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 источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

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

Противопожарная защита на ПС Невер обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудно горючих веществ и материалов вместо пожароопасных;

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

Предотвращение распространения пожара на ПС Невер 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 35 кВ ПС Невер:

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства 35 кВ, классифицируется на следующие группы: по-

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

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 значительное количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

В качестве огнетушащих средств в работе устанавливаются [21]: в здании ОПУ четыре огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в ЗРУ 6 кВ два огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в здании связи аналогично ЗРУ 6 кВ, возле каждого трансформатора также расположены два огнетушителя типа ОХП-10, два ОПС-5, ящик с песком емкостью 0,5 м<sup>3</sup>.

На ПС Невер 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 1,5 м от уровня пола [21], 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 на ПС Невер 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°C.

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

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе рассматривается вопрос реконструкции и модернизации системы внешнего электроснабжения села «Невер» Сковородинского района Амурской области с центром питания ПС «Невер» 35/6 кВ. Для решения данного вопроса в работе выполнен расчет электрических нагрузок как на стороне низкого так и на стороне высокого напряжения комплектных трансформаторных подстанций рассматриваемого района, на основании полученных данных выполнена проверка силовых трансформаторов 6/0,4 кВ по коэффициенту загрузки. Выполнен выбор проводников напряжением 6 кВ и расчетным путем определено их сечение. При реконструкции ПС «Невер» определена мощность нагрузки на шинах низкого напряжения и выбраны типы и мощность силовых трансформаторов устанавливаемых на данной ПС. Перед выбором основного электротехнического оборудования ПС «Невер» выполнен расчет токов короткого замыкания на всех распределительных устройствах, на основе полученных результатов произведен выбор и проверка основного коммутационного, измерительного и защитного оборудования напряжений 35, 6 кВ.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчет нагрузок

Наименование КТП	Расчетная активная мощность на шинах 0,4 кВ (кВт)	Расчетная активная мощность на шинах 0,4 кВ (кВАр)	Расчетная полная мощность на шинах 0,4 кВ (кВА)
1	133,71	43,95	140,75
2	140,18	71,81	157,5
3	317,20	162,50	356,4
4	360,72	164,35	396,4
5	216,96	134,46	255,25
6	173,12	129,84	216,4
7	191,75	108,67	220,4
8	438,47	224,63	492,66
9	247,42	126,76	278
10	310,43	159,04	348,8
11	77,25	65,04	101,01
12	203,32	86,61	221
13	149,97	76,83	168,5
14	257,04	124,49	285,6
15	182,62	77,80	198,5
16	130,15	66,68	146,24

ПРИЛОЖЕНИЕ Б  
Выбор трансформаторов

Наименование КТП	$S_{\text{треб}}$ (кВА)	$S_{\text{ном}}$ (кВА)	$k_{\text{факт}}$
1	165,59	250	0,56
2	185,29	250	0,63
3	419,29	630	0,57
4	466,35	630	0,63
5	300,29	400	0,64
6	254,59	400	0,54
7	259,29	400	0,55
8	579,60	630	0,78
9	327,06	400	0,70
10	410,35	630	0,55
11	118,83	160	0,63
12	260,00	400	0,55
13	198,24	250	0,67
14	336,00	400	0,71
15	233,53	250	0,79
16	172,05	250	0,58

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Расчет потерь мощности

Наименование КТП	$\Delta P$ (кВт)	$\Delta Q$ (кВАр)	$\Delta S$ (кВА)	Р <sub>рвн</sub> (кВт) Сторона 6 кВ	Q <sub>рвн</sub> (кВАр) Сторона 6 кВ	S <sub>рвн</sub> (кВА) Сторона 6 кВ
1	1,94	7,32	7,57	135,65	51,27	148,32
2	2,17	8,19	8,47	142,34	80,00	165,97
3	4,90	18,53	19,17	322,10	181,04	375,57
4	5,45	20,61	21,32	366,18	184,96	417,72
5	3,51	13,27	13,73	220,47	147,73	268,98
6	2,98	11,25	11,64	176,10	141,09	228,04
7	3,03	11,46	11,86	194,78	120,13	232,26
8	6,78	25,62	26,50	445,25	250,25	519,16
9	3,83	14,46	14,95	251,25	141,21	292,95
10	4,80	18,14	18,76	315,23	177,18	367,56
11	1,39	5,26	5,47	78,64	69,3	106,48
12	3,04	11,49	11,89	206,36	98,11	232,89
13	2,32	8,76	9,06	152,28	85,59	177,56
14	3,93	14,85	15,36	260,97	139,34	300,96
15	2,73	10,32	10,68	185,35	88,12	209,18
16	2,01	7,60	7,87	132,17	74,28	154,11
Сумма				3600,80	2005,15	4197,68