

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
Направленность (профиль) образовательной программы

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование системы электроснабжения поселка Златоустовск
Селемджинского района Амурской области

Исполнитель
студент группы

подпись, дата

А.П. Титоренко

Руководитель
профессор,
доктор.техн.наук

подпись, дата

Н.В. Савина

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

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

подпись, дата

Благовещенск 2023

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Титоренко Андрей Петрович

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование системы электроснабжения поселка Златоустовск Селемджинского района Амурской области

(утверждено приказом от 03.04.2023г № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы преддипломной практики, в том числе подробная однолинейная схема ПС Златоустовск 35/6 кВ, однолинейная схема электрической сети 6 кВ, план расположения ТП 6/0,4 кВ, план расположения зданий рассматриваемой части поселка _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Анализ существующей системы электроснабжения поселка и источников питания, расчет электрических нагрузок, компенсация реактивной мощности ТП, выбор и проверка силовых трансформаторов ТП, расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования на подстанции Златоустовск, выбор и проверка воздушных линий 6 кВ, расчет экономических показателей, безопасность и экологичность _____

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Подробная однолинейная схема существующей электрической сети 6 кВ с центром питания подстанция Златоустовск 35/6 кВ, план расположения ТП поселка, подробная однолинейная схема подстанции Златоустовск после реконструкции, подробная однолинейная схема электрической сети 6 кВ с центром питания подстанция Златоустовск 35/6 кВ, план расположения оборудования ПС Златоустовск после реконструкции, схема защиты присоединения 6 кВ подстанции Златоустовск _____

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: зав. кафедрой энергетики, профессор доктор. техн. наук Н.В. Савина _____

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 122 стр., 15 рисунков, 43 таблицы, 140 формул, 30 источников, 4 приложения.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ПОТРЕБИТЕЛЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ИСТОЧНИКИ ПИТАНИЯ, КОММУТАЦИОННЫЙ АППАРАТ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ПОТЕРЯ НАПРЯЖЕНИЯ, КОЭФФИЦИЕНТ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРА, БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ПОКАЗАТЕЛЬ, МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА, СИСТЕМА ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ

В ВКР представлена характеристика поселка Златоустовск и системы электроснабжения с центром питания одноименной ПС Златоустовск 35/6 кВ. В результате проведенного анализа существующей системы электроснабжения и выявления значительного количества недостатков, было принято решение спроектировать новую современную систему электроснабжения с установкой современного оборудования как в распределительной сети так и на источнике питания. Так же в данной работе проведен анализ состояния оборудования и схемы распределительных устройств центра питания - подстанции Златоустовск, принято решение выполнить модернизацию распределительного устройства высокого и низкого напряжения, рассчитать и выбрать современное коммутационное, измерительное и иное оборудование. Рассмотрены различные дополнительные вопросы связанные с экономическими аспектами при реконструкции а так же с безопасностью труда при реализации намеченной деятельности

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Характеристика поселка Златоустовск	11
1.1 Краткое описание поселка Златоустовск	11
1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности	11
1.3 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии поселка	13
2 Анализ существующей системы электроснабжения поселка Златоустовск	16
2.1 Источники питания и их анализ	16
2.2 Характеристика схемы электроснабжения 6 кВ поселка Златоустовск и ее анализ	19
2.3 Целесообразность проектирования новой системы электроснабжения поселка Златоустовск и источника питания	23
3 Расчет электрических нагрузок	25
4 Низковольтное электроснабжение	35
4.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения	35
4.2 Выбор площади сечений линий 0,4 кВ	35
5 Проверка целесообразности реконструкции ТП	38
5.1 Расчет нагрузок существующих ТП	38
5.2 Компенсация реактивной мощности	39
5.3 Расчет коэффициентов загрузки существующих ТП	40
5.4 Выбор и проверка числа и мощности трансформаторов ТП при их реконструкции	42
5.5 Расчет нагрузок на стороне ВН ТП	44
5.6 Расчет суммарной мощности нагрузки района	46
6 Разработка варианта новой системы электроснабжения поселка	47
6.1 Расчет потокораспределения в сети 6 кВ	50
6.2 Выбор СИП напряжением 6 кВ	54
7 Выбор компенсирующих устройств ПС Златоустовск	56
8 Проверка коэффициентов загрузки трансформаторов подстанции	

Златоустовск	57
9 Выбор силового трансформатора подстанции Златоустовск	59
10 Реконструкция распределительного устройства 35 кВ ПС Златоустовск	60
11 Расчет токов короткого замыкания	61
11.1 Расчет токов КЗ в РУ ПС Златоустовск	61
11.2 Расчет токов КЗ в распределительной сети 6 кВ	66
12 Выбор оборудования ПС Златоустовск	70
12.1 Выбор выключателей 35 кВ	71
12.2 Выбор выключателей 6 кВ	72
12.3 Выбор разъединителей	74
12.4 Выбор трансформаторов тока	75
12.5 Выбор трансформаторов напряжения	79
12.6 Выбор гибких шин	81
12.7 Выбор жестких шин	81
12.8 Выбор опорных изоляторов 6 кВ	83
12.9 Выбор трансформатора собственных нужд	84
12.10 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ	85
12.11 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 6 кВ	85
12.12 Выбор системы оперативного тока	85
13 Проверка линий 6 кВ по термической стойкости и потере напряжения	87
13.1 Проверка линий 6 кВ на термическую стойкость	87
13.2 Проверка линий 6 кВ по допустимой потере напряжения	88
14 Защита от прямых ударов молнии ПС Златоустовск	90
15 Расчет системы заземления	93
16 Защита силовых трансформаторов подстанции Златоустовск	96
16.1 Газовая защита	96
16.2 Защита от перегрузки	97
16.3 Максимальная токовая защита	97
17 Автоматика на ПС Златоустовск	99
17.1 Автоматика ввода резерва	99

17.2 Автоматическое повторное включение	101
18 Оценка экономической целесообразности принятого варианта реконструкции подстанции Златоустовск	103
19 Безопасность и экологичность	106
19.1 Безопасность	106
19.2 Экологичность	113
19.3 Чрезвычайные ситуации	116
Заключение	119
Библиографический список	120
Приложение А. Расчет нагрузок на каждом фидере ТП	132
Приложение Б. Выбор проводников для ВЛ 0,4 кВ	124
Приложение В. Определение расчетных мощностей нагрузки на стороне 6 кВ ТП	125
Приложение Г. Максимальные потоки мощности ВЛ	126

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВ – автоматический выключатель;

АВР – автоматика ввода резерва;

АИИСКУЭ – автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электрической энергии;

БМРЗ – блок микропроцессорной релейной защиты

ВВ – вакуумный выключатель;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция.

ЛЭП – линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита;

НН - низкое напряжения;

ПБВ – устройство переключения обмоток трансформатора без возбуждения;

ПС – электрическая подстанция;

РПН – устройство регулирования напряжения под нагрузкой трансформатора;

ТО – токовая отсечка.

ВВЕДЕНИЕ

В представленной работе была проведено проектирование современной системы электроснабжения посёлка Златоустовск Селемджинского района Амурской области. В настоящее время в данной систем электроснабжения существует острая необходимость замены сильно изношенного оборудования на современное как в самой распределительной сети так и на источнике питания. Функционирующая в настоящее время схема электроснабжения не выполняет свои требования касаясь надежности электроснабжения и потребители имеющие вторую и первую категорию надежности получают питание от одного источника что приводит к постоянным перебоям и отключениям. Для сохранения уровня жизни столь удаленного от областного центра населенного пункта, очень важно иметь современную систему электроснабжения которая должна отвечать всем требованиям с точки зрения качества поставляемой электрической энергии и надёжности.

Актуальность представленной работы – заключается в том что успешная работа сетевого предприятия в большей степени зависит качества и надежности поставляемой им потребителям электрической энергии. Выход из строя электротехнического оборудования трансформаторных подстанций и сетей, ввиду его физического износа, приводит к незапланированным ремонтным работам которые зачастую требуют значительных финансовых затрат, так же перебои в электроснабжении потребителей могут обернуться значительными экономическими затратами. Данный факт приводит к тому что своевременная замена электротехнического оборудования в значительной степени повысит качество обслуживания потребителей, позволит уменьшить до минимального уровня экономические потери от недоотпусков электрической энергии, избежать штрафов, на первоначальном этапе обойтись от выполнения ремонтных работ на вновь введенном оборудовании.

Цель представленной работы – предоставление готового проекта по устранению основных недостатков существующей системы электроснабжения

связанных с надежностью и качеством электроснабжения потребителей поселка Златоустовск с центром питания подстанцией Златоустовск напряжением 35/6 кВ, с указанием основных технических характеристик необходимого оборудования.

При выполнении работы решены следующие основные задачи:

- анализ системы электроснабжения в рассматриваемой части поселка а так же источника питания для нее с определением основных недостатков и путей их устранения;

- определение фактических уровней нагрузки на трансформаторных подстанциях поселка с последующей компенсацией реактивной мощности и расчетом коэффициентов загрузки трансформаторов 6/0,4 кВ;

- расчет, выбор и проверка новых силовых трансформаторов ТП, где есть в этом необходимость по условиям загрузки;

- разработка современной системы электроснабжения посёлка Златоустовск

- расчет нагрузок на шинах низкого напряжения источника питания и проведение компенсации реактивной мощности, выбор силовых трансформаторов с последующей проверкой их коэффициентов загрузки;

- выбор силового, коммутационного, защитного и измерительного оборудования подстанции Златоустовск с последующей проверкой по условиям протекания токов короткого замыкания;

- выбор и проверка воздушных линий 6 кВ для питания трансформаторных подстанций в рассматриваемого поселка с центром питания подстанцией Златоустовск;

Практическая значимость представленной работы – заключается в определении фактических уровней загрузки силовых трансформаторов ТП, на основании полученных данных в работе будет спроектирована современная система электроснабжения и выбрано все необходимое оборудование, определены его технические характеристики как в самой системе электроснабжения так и на источнике питания.

При выполнении данной работы были использованы следующие лицензионные программные продукты как: Word, Excel, Visio. Mat soft: Mathcad, свободно распространяемые: Opera, MS Edge

Графическая часть ВКР выполнена на шести листах формата А1.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОСЕЛКА ЗЛАТОУСТОВСК

1.1 Краткое описание поселка Златоустовск

Златоустовск - посёлок, в 1942-2010 - посёлок городского типа в Селемджинском районе Амурской области России. Административный центр Златоустовского сельсовета.

Расположен на правом берегу реки Харга, левый приток Селемджи, в 80 км к востоку от районного центра, поселка городского типа Экимчан. Расстояние до ближайшей железнодорожной станции Февральск - 250 км. Населённый пункт впервые упоминается в 1891 году. Основан Мордвиным Павлом Васильевичем как Прииск Жедринский.

Статус посёлка городского типа - с 1942 года. В 2010 году преобразован в сельский населённый пункт.

По состоянию на 2018 год население составляет 651 человек и с каждым годом имеет тенденцию к увеличению. Основой местной экономики является золотые прииски и в данном направлении здесь работает несколько компаний таких как ЗАО «Хэргу», ООО «Албынский рудник», соответственно основная доля прибыли в местный бюджет являются налоговые отчисления за счет данной отрасли промышленности

План расположения зданий в поселке Златоустовск представлен на рисунке 1

В дальнейшем план расположения зданий будет использоваться как при расчете электрических нагрузок так и в других расчетах

1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности

В данном разделе приводится климатическая характеристика местности которая необходима для правильного выбора и проверки электротехнического оборудования, в частности район по ветру, район по гололеду необходимы для выбора проводов линий электропередач, температура воздуха необходима для выбора подстанционного оборудования, число грозových часов необходимо для расчета системы молниезащиты подстанции, степень загрязнения атмосферы

необходима для правильного выбора изоляторов, глубина промерзания грунтов применяется при расчете заземляющего устройства.

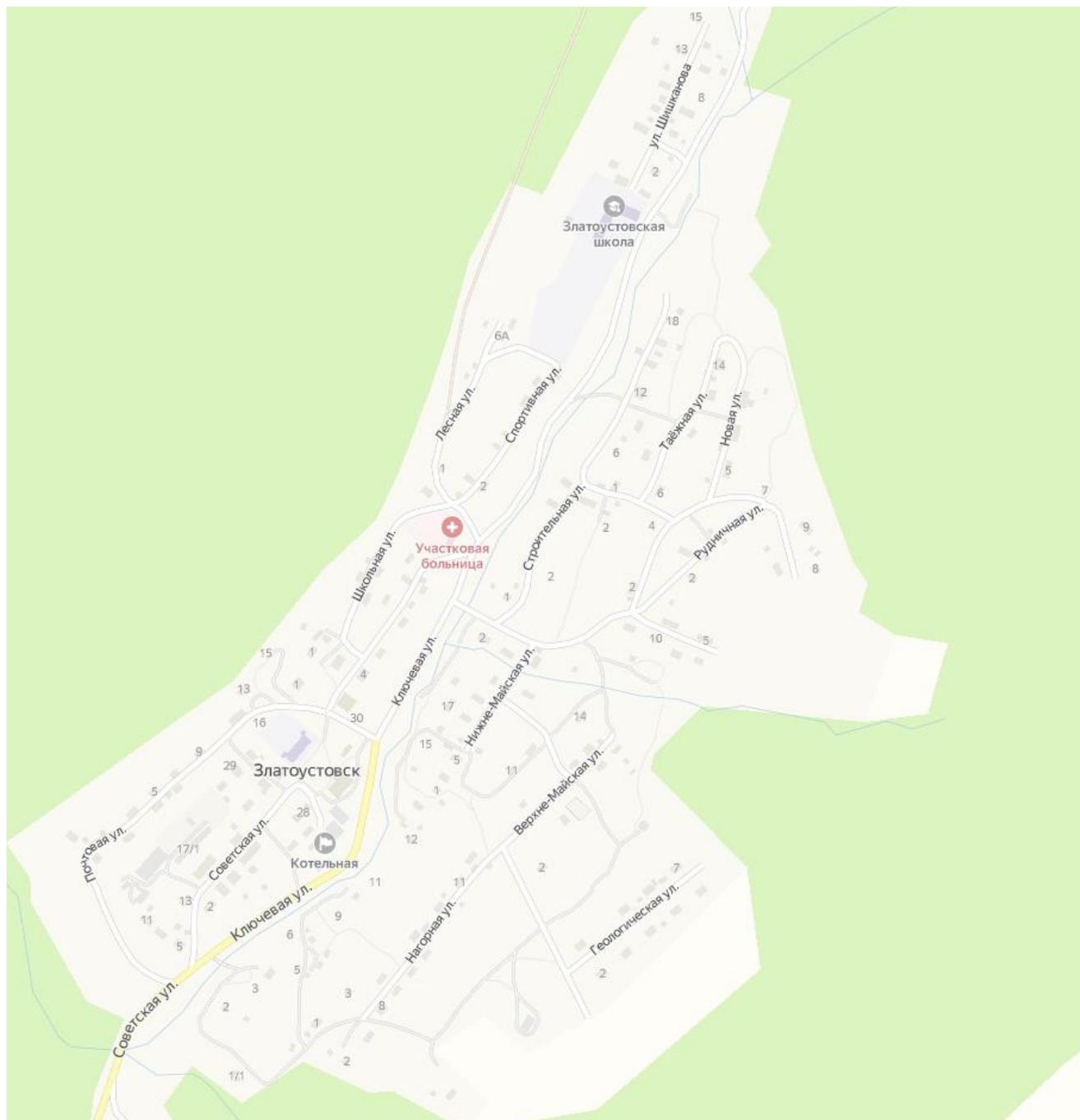


Рисунок 1 – План поселка Златоустовск

Необходимые для правильного выполнения ВКР данные представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатическая характеристика

Климатические условия	Величина
Район по ветру	II
Максимальный скоростной напор	500 (Н/м ²)
Максимальная скорость ветра	29 (м/с)
Район по гололеду	IV
Толщина стенки гололеда	25 (мм)
Температура воздуха максимальная	+38 (°C)
Температура воздуха минимальная	-55 (°C)
Температура воздуха среднегодовая	-3,9 (°C)
Число грозových часов	40-60
Степень загрязнения атмосферы	II
Грунты	горные мерзлотно-подзолистые почвы
Глубина промерзания	3,26м
Преобладающее направление ветра	Юго-западное

Указанные в таблице 1 данные будут использованы в дальнейших расчетах и при выборе оборудования.

1.3 Характеристика и анализ потребителей электроэнергии поселка

В поселке Златоустовск основную часть потребителей занимает малоэтажная застройка в частности частные одноэтажные дома (одноквартирные и многоквартирные дома), коттеджи (одноэтажные, многоэтажные), незначительное количество частных предприятий торговли и различных услуг, значительное количество гаражей, здание участковой больницы, средняя образовательная школа, различные административные здания, детский сад, котельная, пожарная часть, столовая, водоканал, почтовое отделение.

Рассмотрим подробно характеристики электроприемников: по роду тока они относятся к потребителям переменного тока промышленной частоты 50 Гц и подключаются на напряжении 0,4 кВ. Мощность нагрузки средняя или малая.

Потребители постоянного тока, тока повышенной или пониженной частоты в общей массе нагрузки отсутствуют.

По категории надежности электроснабжения все потребители делятся на три категории, в зависимости от степени тяжести ущерба наносимого при отключении питания. Наиболее требовательными к электроснабжению являются потребители первой категории, для которых необходимо наличие двух независимых источников питания (для особой группы первой категории необходимо наличие трех независимых источников питания), так же перерыв в питании данной категории не должен превышать времени работы автоматики. Для потребители второй категории так же необходимо иметь два независимых источника питания, однако степень тяжести ущерба здесь меньше и перевод питания может занимать время оперативных переключений обслуживающим персоналом. Третья категория включает всех остальных потребителей, питание в данном случае может быть организовано от одного источника, перерыв в электроснабжении может занимать время необходимое для выполнения ремонтно-восстановительных работ.

В рассматриваемом поселке имеются потребители третьей категории это жилой частный сектор, гаражи, складские помещения, второй категории это многоквартирные жилые дома с приготовлением пищи на электрических плитах, среднеобразовательная школа, больница, водоканал, детский сад, первая категория потребителей представлена в виде котельной, пожарной части.

Интервальное значение коэффициента мощности для данного рода потребителей составляет 0,75-0,9.

Рассмотрим подробно характеристики потребителей расположенных в поселке Златоустовск, данные приведены в таблице 2, 3, 4 [8].

Таблица 2 – Данные об удельной мощности частных домов (кВт/ед.)

Потребитель	Количество домов									
	1-3	6	9	12	15	18	24	40	60	100
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт (tgφ = 0,2)	14,5	8,6	7,2	6,5	5,8	5,5	4,7	3,9	3,3	2,6

Таблица 3 – Данные об удельной мощности квартир (кВт/ед.)

Потребитель	Количество квартир									
	1-3	6	9	12	15	18	24	40	60	100
Квартира с эл. плитой до 8,5 кВт (tgφ = 0,2)	10	5,9	4,9	4,3	3,9	3,7	3,1	2,6	2,1	1,5

Таблица 4 – Данные на нагрузку иных потребителей

Потребитель	Удельная мощность	Коэффициент реактивной мощности tgφ
Гараж	0,2 (кВт/ед.)	0,7
Административное здание	0,054 (кВт/м ²)	0,57
Торговое помещение	0,25 (кВт/м ²)	0,75
Детский сад	0,46 (кВт/место)	0,25
Школа	0,25 (кВт/место)	0,38
Больница	0,17 (кВт/место)	0,43
Столовая	1,04 (кВт/место)	0,2

В качестве потребителей в рассматриваемом поселке так же имеется освещение улиц, выполненное на деревянных опорах энергосберегающими лампами:

Таблица 5 – Данные о протяженности освещаемых улиц

Улица	Протяженность (км)
Почтовая	0,67
Ключевая	1,6
Строительная	0,5
Нагорная	0,62
Больничная	0,4
Рудничная	0,5

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛКА ЗЛАТОУСТОВСК

2.1 Источник питания и его анализ

В данном разделе будет рассматриваться источник питания для распределительной сети 6 кВ поселка Златоустовск – ПС 35/6 кВ с одноименным названием Златоустовск. Данная подстанция является двух-трансформаторной по типу подключения к системе внешнего электроснабжения относится к транзитной, сама данная ПС в свою очередь получает питание по воздушной линии электропередачи протяженностью 82,5 км выполненной проводом марки АС 95/16 от ПС 110/35/6 кВ Коболдо

РУ ВН 35 кВ: выполнено по схеме «одна секционированная система шин», без выключателя в перемычке, так же отсутствует выключатель в сторону питающей ПС, данная схема применяется для подстанции на напряжении 35, 110, 220 кВ (ВН, СН, НН), при этом количество присоединяемых линий электропередачи должно составлять от 3-х. В данном случае количество ВЛ составляет 2, связь по ним осуществляется с ПС Коболдо, ПС Ольгинск. Данная схема РУ имеет довольно высокую надежность однако не позволяет выводить выключатели в ремонт без отключения присоединения, плюсом данной схемы является незначительное количество коммутационных аппаратов, и соответственно простота обслуживания. Основные недостатки данного распределительного устройства следующие: устаревшее оборудование которое в значительной степени исчерпало свой ресурс и создает угрозу нормальному функционированию системы электроснабжения, данная схема РУ выполнена не полноценно, следует ее заменить на мостик с установкой выключателя в перемычке для соответствия транзитной схеме подключения.

РУНН 6 кВ выполнено по традиционной схем две секции шин объединённые секционным выключателем, данная схема РУ применяется практически на всех ПС данного типа и класса напряжения.

К достоинствам данной схемы относится простота обслуживания благодаря выкатными тележкам выключателей, так же к достоинствам данной схемы следует отнести наличие устройства автоматического ввода резерва, позволяющее автоматически запитывать обесточенную секцию от смежной при отключении силового трансформатора. Общее количество подключённых фидеров на данном РУ составляет 2 – питание поселка Златоустовск, еще три ячейки с выключателями являются резервными. К недостаткам данного РУ следует отнести так же значительный износ оборудования, т.к. данное оборудование было введено в эксплуатацию в 1970 году, так же следует отметить тот факт что для современных систем электроснабжения в настоящее время не используется данный уровень напряжения 6 кВ, поэтому при проектировании новой системы в данной работе предполагается применить более высокий уровень 6 кВ.

На ПС Златоустовск установлены силовые двух обмоточные трансформаторы различной номинальной мощности типа ТМН 1000/35/6 и ТМН 1600/35/6, номинальная мощность соответственно составляет 1000 и 1600 кВА, номинальное напряжение стороны ВН 35 кВ на стороне НН 6 кВ, оба трансформатора имеют устройство регулирования напряжения под нагрузкой с количеством ступеней 19, включая нулевое положение.

Основные технические характеристики необходимые для дальнейших расчетов приведены в таблице 6.

Что касается недостатков силовых трансформаторов здесь следует отметить такую же проблему как и со всем остальным электротехническим оборудованием – значительный физический износ, который для маслонаполненного оборудования является опасным фактором с точки зрения пожарной безопасности т.к. при разгерметизации может произойти возгорание значительного количества масла находящегося внутри бака трансформатора. Так же следует отметить периодические нагревы контактных соединений выводов трансформаторов. Как указывалось ранее в данной работе предлагается вариант замены данного типа оборудования на более современное с номинальным

напряжением стороны НН 6 кВ для питания системы электроснабжения поселка Златоустовск, номинальная мощность новых трансформаторов будет определена в соответствующем разделе данной ВКР.

Таблица 6 – Основные характеристики силовых трансформаторов 35/6 кВ ПС Златоустовск

Характеристика	ТМН-1000/35/6	ТМН-1600/35/6
Полная мощность	1000	1600 кВА
Напряжение ВН (номинальное)	35 кВ	35 кВ
Напряжение НН (номинальное)	6,3 кВ	6,3 кВ
Ток холостого хода	1,4 %	1,3 %
Напряжение КЗ	6,5 %	6,5 %
Потери активной мощности в режиме ХХ	2,1	2,9 кВт
Потери активной мощности в режиме КЗ	12,2	18,0 кВт
Масса масла	2,65	2,85 т
Габаритные размеры трансформатора (Д×Ш×В)	3,7×1,55×3,6 м	3,7×1,55×3,65 м

2.2 Характеристика схемы электроснабжения 6 кВ поселка Златоустовск и ее анализ

В данном разделе рассмотрим подробную однолинейную схему электроснабжения 6 кВ которая имеет центр питания подстанцию Златоустовск, она представлена на рисунке 3, план расположения ТП представлен на рисунке 4.

Общее количество трансформаторов подстанций подключенных к шинам низкого напряжения ПС Златоустовск составляет 11 из них 10 одно-трансформаторные (№2, 5 ,8, 10, 11, 12, 14, 18, 22, 28), и одна двух трансформаторная № 16. Общее количество фидеров получающих питание от ПС Златоустовск – 2: №3, 4

Рассмотрим подробно каждый фидер в отдельности.

Фидер №3 выполнен по магистральной схеме и питает трансформаторные подстанции № 10, 11, 12, 16, 18, питающая линия выполнена в воздушном исполнении проводом марки АС 70/11, суммарная протяженность ВЛ 1,25 км,

номинальная мощность трансформаторов используемых на данном участке варьируется от 160 до 400 кВА, тип применяемых трансформаторов ТМ, резервирование на данном участке системы электроснабжения в настоящее время не организовано.

Фидер №4 выполнен по магистральной схеме и питает трансформаторные подстанции № 2, 5, 8, 14, 22, 28, питающая линия выполнена в воздушном исполнении так же проводом марки АС 70/11, суммарная протяженность всех участков ВЛ составляет 1,7 км, номинальная мощность трансформаторов используемых на данном участке варьируется от 160 до 250 кВА, тип применяемых трансформаторов ТМ, резервирование питания не предусмотрено.

Рассмотрим подробно оборудование которое повсеместно используется в данной систем электроснабжения:

ВЛ: выполнены неизолированным проводом марки АС к достоинствам данного типа проводника следует отнести относительно низкую стоимость, в его конструкции предусмотрено наличие стального сердечника который создает несущую способность и воспринимает на себя все механические нагрузки, при этом внешняя оболочка из алюминия предназначена пропускания тока нагрузки. Следует отметить что в настоящее время данный тип проводника используется не только в сети 6 кВ но так же и в низковольтном электроснабжении до 1000 В, к основным недостаткам данного провода следует отнести отсутствие изолирующей оболочки что может повышает вероятность короткого замыкания при ветре и соответственно схлестывании проводов, та же существует вероятность набросов со стороны населения. Так же к недостаткам следует отнести относительно высокое реактивное сопротивление которое приводит к дополнительным потерям мощности и напряжения. В данной работе предлагается заменить существующие проводники на современный тип СИП.

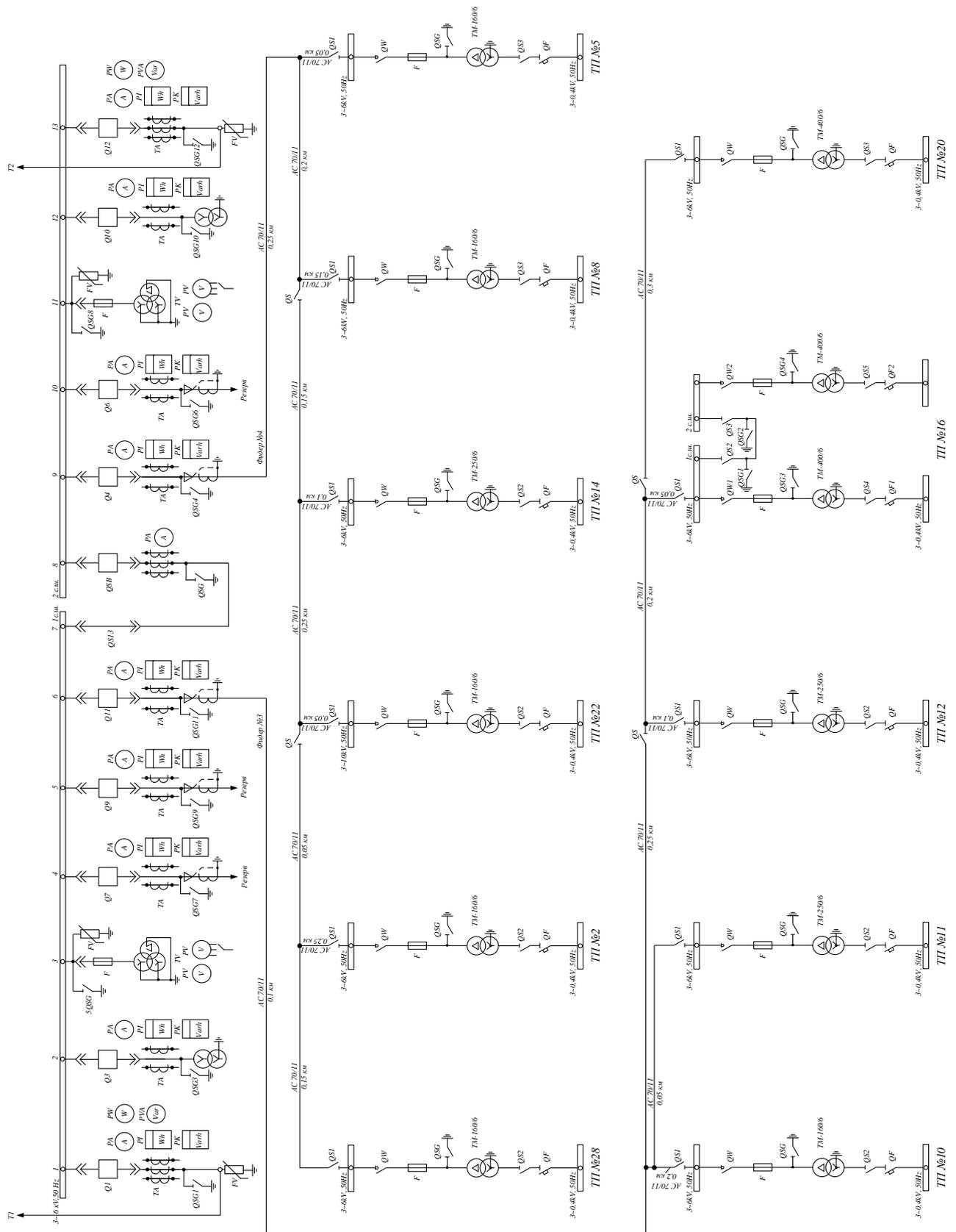


Рисунок 3 – Подробная однолинейная схема электроснабжения 6 кВ с центром питания подстанция Златоустовск

Трансформаторы ТП: В настоящее время в данной системе электроснабжения 6 кВ используются трансформаторы маслонеполненные, силовые, двух обмоточные типа ТМ, имеющие устройство регулирования напряжения без возбуждения типа ПБВ, охлаждение осуществляется естественной циркуляцией воздуха снаружи трансформатора и масла внутри трансформатора. Основными достоинствами данного типа трансформаторов является их неприхотливость к различного рода перегрузкам а так же эффективная система охлаждения обмоток. К недостаткам следует отнести возможную пожароопасность связанную с растеканием масла при разгерметизации и возникновении короткого замыкания, так же данный тип трансформаторов имеет более высокие потери мощности по сравнению с современными аналогами имеющими литую изоляцию. Повышенный уровень звукового давления так же ограничивает использование данного оборудования по близости к жилым застройкам. Данный тип трансформаторов так же требует особого внимания при эксплуатации, периодической проверки уровня масла в расширительном баке, проверке отсутствия утечек масла и нагревов контактных соединений. В данной работе предполагается замена данного типа трансформаторов на оборудование имеющее литую изоляцию и более высокий класс напряжения 6 кВ

2.3 Целесообразность проектирования новой системы электроснабжения поселка Златоустовск и источника питания

Как указано было в предыдущих разделах существующая система электроснабжения имеет значительное количество недостатков в частности:

- отсутствует резервирование между фидерами;
- в нагрузке имеются потребители как второй так и первой категории которые получают питание от одного источника что недопустимо с точки зрения надёжности электроснабжения;
- повсеместно как на ВЛ так и на ТП используется изношенное и устаревшее оборудование которое представляет угрозу как для бесперебойного питания так и для обслуживающего персонала;

- схема источника питания так же не соответствует общепринятым при данной схеме подключения к системе внешнего электроснабжения и требует замены, оборудование источника питания так же уже значительное количество времени работает со значительным износом и требуется его скорейшая замена.

На основании вышесказанного в данной работе предлагается разработать современную систему электроснабжения с использованием современного оборудования имеющего значительно более высокие эксплуатационные характеристики и меньшие эксплуатационные издержки.

Перевод системы электроснабжения на более высокий уровень напряжения который 6 кВ в настоящее время применяется во всех современных системах электроснабжения позволит снизить потери мощности и напряжения в сети.

Повышение качества и надежности электроснабжения позволит повысить уровень жизни населения, привлечь дополнительные инвестиции в бюджет поселка, так же позволит подключать новых потребителей при необходимости без значительного изменения системы электроснабжения.

3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В данном разделе будет производиться расчёт электрических нагрузок и определение таких параметров как расчетная активная, реактивная и полная мощность, как указывалось ранее в данной работе предусматривается я спроектировать новую систему электроснабжения напряжением 6 кВ, поэтому расчет нагрузок является обязательным условием, на основании результатов которого и будут проводиться практически все остальные вычисления.

Учитывая то что в нагрузке имеются не только потребители жилищного хозяйства такие как много квартирные и частные дома, но так же имеются и такие как котельная, насосная станция и поэтому для них расчеты будут выполняться по различным методикам, в первом случае будет использоваться метод удельных электрических нагрузок, для второго типа потребителей будет применяться метод коэффициента использования.

Для начала расчётов в таблице 7 приведены все данные по потребителям подключенным к шинам низкого напряжения ТП, (данная работа не предусматривает изменение места расположения ТП для снижения стоимости реконструкции)

Таблица 7 – Данные о потребителях электроэнергии ТП

Номер фидера	Нагрузка	Количество потребителей	Количество квартир/площадь помещений/мест	Удельная мощность нагрузки (кВт/ед./км)	Коэффициент реактивной мощности tgφ
1	2	3	4	5	6
ТП-2					
1	Частный дом	11	-	7,2 кВт/ед	0,2
	Гараж	4	-	0,2 кВт/ед	0,7
2	Частный дом	10	-	7,2 кВт/ед	0,2
	Гараж	4	-	0,2 кВт/ед	0,7
3	Освещение улицы Строительная	1	0,5 км	2 кВт/км	0,3
ТП-5					
1	Частный дом	18	-	5,5 кВт/ед	0,2
	Гараж	5	-	0,2	0,7

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6
2	Частный дом	6	-	8,6 кВт/ед	0,2
	Гараж	1	-	0,2 кВт/ед	0,7
ТП-8					
1	Частный дом	18	-	5,5 кВт/ед	0,2
	Гараж	5	-	0,2 кВт/ед	0,7
2	Частный дом	8	-	8,6 кВт/ед	0,2
	Гараж	2	-	0,2 кВт/ед	0,7
3	Освещение улицы Рудничная	1	0,5 км	2,0 кВт/км	0,3
ТП-10					
1	Частный дом	4	-	14,5 кВт/ед	0,2
2	Частный дом	10	-	7,2 кВт/ед	0,2
	Гараж	2	-	0,2 кВт/ед	0,6
ТП-11					
1	Частный дом	11	-	7,2 кВт/ед	0,2
	Гараж	6	-	0,2 кВт/ед	0,7
2	Частный дом	11	-	7,2 кВт/ед	0,2
	Гараж	3	-	0,2 кВт/ед	0,7
3	Освещение улицы Нагорная	1	0,62 км	2,0 кВт/км	0,3
ТП-12					
1	Частный дом	6	-	8,6 кВт/ед	0,2
	Гараж	1	-	0,2 кВт/ед	0,3
2	Частный дом	12	-	6,5 кВт/ед	0,2
	Гараж	2	-	0,2 кВт/ед	0,7
ТП-14					
1	Частный дом	9	-	7,2 кВт/ед	0,2
	Гараж	1	-	0,2 кВт/ед	0,7
	Магазин	1	200 м ²	0,25 кВт/м ²	0,75
2	Частный дом	12	-	6,5 кВт/ед	0,2
	Гараж	13	-	0,2 кВт/ед	0,7
	Больница	1	150 мест	0,17 кВт/место	0,43
3	Освещение улицы Ключевая, Больничная	1	0,6+0,4 км	2,0 кВт/км	0,3
ТП-16					
1	Частный дом	4	-	14,5 кВт/ед	0,2
	Гараж	1	-	0,2 кВт/ед	0,7
	Многоквартирный дом	1	48 квартир	2,6 кВт/кв	0,2
	Почта	1	300 м ²	0,054 кВт/м ²	0,57

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6
2	Детский сад	1	150 мест	0,46 кВт/место	0,25
	Многоквартирный дом	1	48 квартир	2,6 кВт/кв	0,2
3	Котельная 1 питание	-	-	-	-
4	Котельная 2 питание	-	-	-	-
5	Частный дом	4	-	14,5 кВт/ед	0,2
	Баня	1	300 м ²	0,25 кВт/м ²	0,75
	Администрация	1	800 м ²	0,054 кВт/м ²	0,57
	Магазин	1	300 м ²	0,25 кВт/м ²	0,75
6	Освещение улицы Ключевая	1	0,6 км	2,0 кВт/км	0,3
ТП-20					
1	Частный дом	8	-	8,6 кВт/ед	0,2
	Гараж	1	-	0,2 кВт/ед	0,7
	Столовая	1	50 мест	1,04 кВт/место	0,2
2	Многоквартирный дом	2	48 квартир	2,1 кВт/кв	0,2
	Гараж	1	-	0,2 кВт/ед	0,7
	Частный дом	9	-	7,2 кВт/ед	0,2
	Пожарная часть	1	600 м ²	0,054 кВт/м ²	0,57
3	Частный дом	9	-	7,2 кВт/ед	0,2
	Гараж	2	-	0,2 кВт/ед	0,7
4	Освещение улицы Почтовая	1	0,67 км	2,0 кВт/км	0,3
ТП-22					
1	Частный дом	12	-	6,5 кВт/ед	0,2
2	Частный дом	6	-	8,6 кВт/ед	0,2
	Гараж	2	-	0,2 кВт/ед	0,7
ТП-28					
1	Частный дом	9	-	7,2 кВт/ед	0,2
	Гараж	3	-	0,2 кВт/ед	0,7
2	Школа	1	200 мест	0,25 кВт/место	0,38
3	Частный дом	7	-	8,6 кВт/ед	0,2
	Гараж	3	-	0,2 кВт/ед	0,7
	Водокачка	1	-	-	-
4	Освещение улицы Ключевая	1	0,4 км	2,0 кВт/км	0,3

В рассматриваемом районе электрических сетей и нагрузка жилых зданий, общественных и административных зданий является смешанной и следовательно ее необходимо считать для каждого отдельного фидера по определенной формуле которая учитывает долю каждого отдельного потребителя в максимуме нагрузки, данная формула выглядит следующим образом [8]:

$$P_{P0,4} = P_{max} + \sum P_{зdi} \cdot k_{yi} \quad (1)$$

где P_{max} – активная мощность потребителя с наибольшей нагрузкой;

$P_{зdi}$ – активная мощность остальных потребителей;

k_{yi} – коэффициент участия в максимуме нагрузки остальных потребителей.

Активация мощность нагрузки для многоквартирных домов и частных домов [8]:

$$P_{Pкд} = P_{кв.уд} \cdot n_{кв} \quad (2)$$

$$P_{Pчд} = P_{чд.уд} \cdot n_{чд} \quad (3)$$

где $P_{кв.уд}$, $P_{чд.уд}$ – активная расчетная мощность нагрузки одной квартиры, одного частного дома

$n_{кв}$, $n_{чд}$ – количество квартир, частных домов.

Реактивная мощность нагрузки для многоквартирных домов и частных домов [8]:

$$Q_{Mкд} = P_{Pкв} \cdot tg\varphi_{кв} \quad (4)$$

$$Q_{чд} = P_{Pчд} \cdot tg\varphi_{чд} \quad (5)$$

где $tg\varphi_{кв}$, $tg\varphi_{чд}$ – коэффициент мощности квартир и частных домов.

Для торговых помещений активная расчетная мощность определяется как [8]:

$$P_{Pторг} = P_{торг.уд} \cdot M \quad (6)$$

где $P_{торг.уд}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один квадратный метр;

M – площадь торгового помещения (m^2).

Реактивная мощность нагрузки для торгового помещения [8]:

$$Q_{Pторг} = P_{Pторг} \cdot tg \varphi_{торг} \quad (7)$$

где $tg \varphi_{торг}$ – коэффициент мощности для торговых помещений.

Для детского сада активная расчетная мощность определяется как [8]:

$$P_{Pдс} = P_{дс.уд} \cdot N \quad (8)$$

где $P_{дс.уд}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на одно место в детском саду;

N – количество мест в детском саду (ед).

Реактивная мощность нагрузки для детского сада [8]:

$$Q_{Pдс} = P_{Pдс} \cdot tg \varphi_{дс} \quad (9)$$

где $tg \varphi_{дс}$ – коэффициент мощности для детского сада.

Для школы активная расчетная мощность определяется как [8]:

$$P_{Pшк} = P_{шк.уд} \cdot N \quad (10)$$

где $P_{шк.уд}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на одно место в школе;

N – количество мест школе.

Реактивная мощность нагрузки для школы [8]:

$$Q_{Pшк} = P_{Pшк} \cdot tg \varphi_{шк} \quad (11)$$

где $tg\varphi_{шк}$ – коэффициент мощности для школы.

Для административного здания активная расчетная мощность определяется как [8]:

$$P_{Pадм} = P_{адм.уд} \cdot M \quad (12)$$

где $P_{адм.уд}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на одно место в школе;

M – площадь административного здания (m^2).

Реактивная мощность нагрузки для административного здания [8]:

$$Q_{Pадм} = P_{Pадм} \cdot tg\varphi_{адм} \quad (13)$$

где $tg\varphi_{адм}$ – коэффициент мощности административного здания.

Для больницы активная расчетная мощность определяется как [8]:

$$P_{Pбол} = P_{бол.уд} \cdot N \quad (14)$$

где $P_{бол.уд}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на одно место в больнице;

N – количество мест школе.

Реактивная мощность нагрузки для больницы [8]:

$$Q_{Pбол} = P_{Pбол} \cdot tg\varphi_{бол} \quad (15)$$

где $tg\varphi_{бол}$ – коэффициент мощности для больницы.

Для столовой активная расчетная мощность определяется как [8]:

$$P_{Pстол} = P_{стол.уд} \cdot N \quad (16)$$

где $P_{стол.уд}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на одно место в столовой;

N – количество мест столовой.

Реактивная мощность нагрузки для столовой [8]:

$$Q_{P_{стол}} = P_{P_{стол}} \cdot tg\varphi_{стол} \quad (17)$$

где $tg\varphi_{стол}$ – коэффициент мощности для больницы.

Для гаражей активная расчетная мощность определяется как [8]:

$$P_{P_{гараж}} = P_{P_{гараж.уд}} \cdot N \quad (18)$$

где $P_{P_{гараж.уд}}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один гараж;

N – количество гаражей (ед.).

Реактивная мощность нагрузки для гаражей [8]:

$$Q_{P_{гараж}} = P_{P_{гараж}} \cdot tg\varphi_{гараж} \quad (19)$$

где $tg\varphi_{гараж}$ – коэффициент мощности для гаражей.

Для освещения улиц расчетная мощность определяется как [8]:

$$P_{P_{осв}} = P_{P_{осв.уд}} \cdot L \quad (20)$$

где $P_{P_{осв.уд}}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один километр освещаемой территории;

L – протяженность освещенной территории (км).

Реактивная мощность нагрузки для освещения улиц [8]:

$$Q_{P_{осв}} = P_{P_{осв}} \cdot tg\varphi_{осв} \quad (21)$$

где $tg\varphi_{осв}$ – коэффициент мощности для освещения улиц.

Проводим расчет нагрузки на примере фидера №1 ТП 14 для этого на рисунке 5 представлена схема подключаемых фидеров 0,4 кВ у данной ТП.

Определяем расчетную активную и реактивную мощность нагрузки частных домов:

$$P_{P_{чд}} = 7,2 \cdot 9 = 64,8 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{P_{чд}} = 64,8 \cdot 0,2 = 12,96 \text{ (кВАр)}$$

Определяем расчетную активную и реактивную мощность нагрузки гаража:

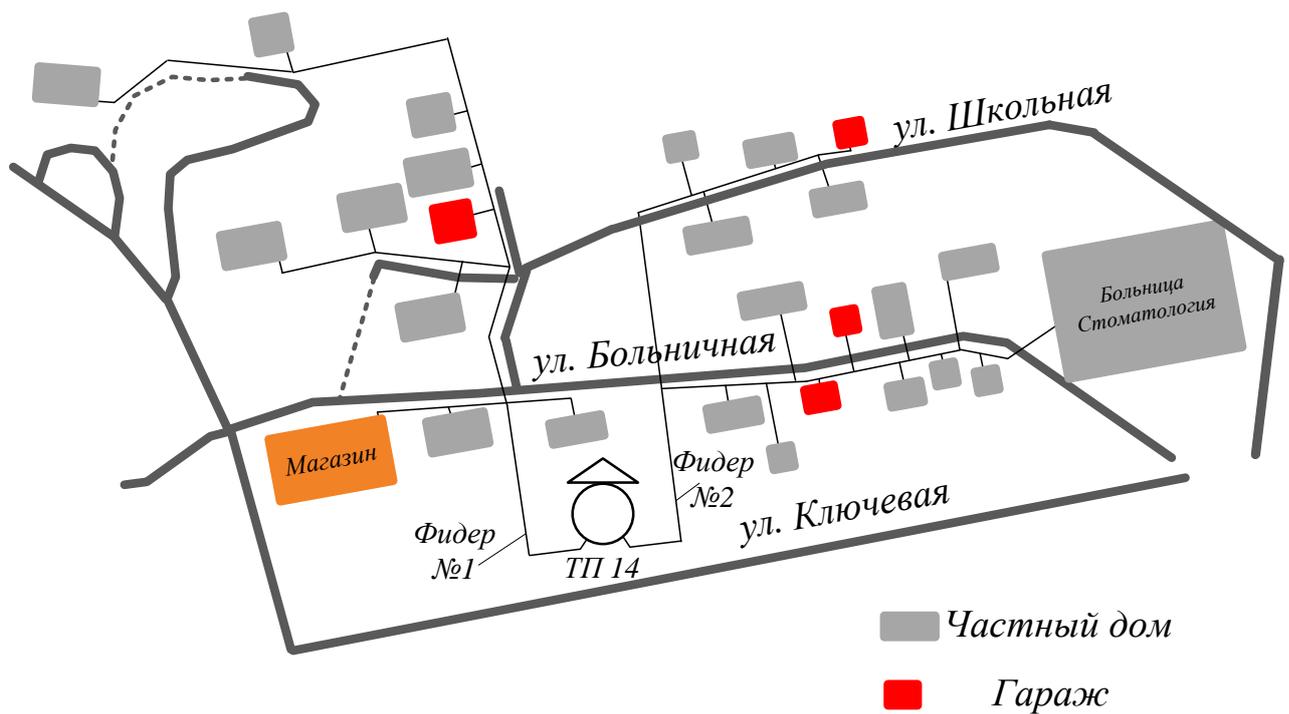


Рисунок 5 – Подключение потребителей к ТП 14

$$P_{P_{гараж}} = 0,2 \cdot 1 = 0,2 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{P_{гараж}} = 0,2 \cdot 0,7 = 0,14 \text{ (кВАр)}$$

Определяем расчетную активную и реактивную мощность нагрузки магазина:

$$P_{P_{магазин}} = 0,25 \cdot 200 = 50,0 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{P_{магазин}} = 50 \cdot 0,75 = 37,5 \text{ (кВАр)}$$

Расчетная активная и реактивная мощность нагрузки на головном участке фидера №1 рассчитывается следующим образом (учитывается то что максимальная мощность нагрузки у жилых домов, следовательно коэффициент участия в максимуме нагрузки применяется ко всем остальным потребителям) [14]:

$$P_P = P_{Pчд} + P_{Pгap} \cdot k_{y.гap} + P_{Pторг.юд} \cdot k_{y.торг} \quad (22)$$

$$Q_P = Q_{Pчд} + Q_{Pгap} \cdot k_{y.гap} + Q_{Pторг.юд} \cdot k_{y.торг} \quad (23)$$

где $k_{y.гap}$ $k_{y.торг}$ – коэффициент участия в максимуме нагрузки гаража и магазина;

$$P_P = 64,8 + 0,2 \cdot 0,5 + 50 \cdot 0,5 = 89,9 \text{ (кВт)}$$

$$Q_P = 12,96 + 0,14 \cdot 0,5 + 37,5 \cdot 0,5 = 31,78 \text{ (кВАр)}$$

Полная мощность нагрузки определяется по следующей формуле [14]:

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2} \quad (24)$$

$$S_P = \sqrt{89,9^2 + 31,78^2} = 95,35 \text{ (кВА)}$$

По аналогичным формулам проводится расчет нагрузок на остальных фидерах ТП.

Результаты расчетов приведены в таблице 8

Таблица 8 – Расчет нагрузок на каждом фидере ТП

Фидер	Расчётная активная мощность (кВт)	Расчётная реактивная мощность (кВАр)	Расчётная полная мощность (кВА)
1	2	3	4
ТП 2			
1	79,6	16,12	81,22
2	72,4	14,68	73,87
ТП 5			
1	99,5	20,15	101,52
2	35,5	7,15	36,21

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4
ТП 8			
1	99,5	20,15	101,52
2	69,0	13,9	70,39
ТП 10			
1	58,0	11,6	59,15
2	72,2	14,54	73,65
ТП 11			
1	79,8	16,26	81,44
2	79,5	16,05	81,10
ТП 12			
1	51,7	10,39	52,73
2	86,6	17,42	88,33
ТП 14			
1	89,9	31,78	95,35
2	90,55	21,35	93,03
ТП 16			
1	191,0	41,25	195,40
2	159,3	33,58	162,80
3	57,79	43,09	72,09
4	57,79	43,09	72,09
5	163,1	68,73	176,99
ТП-20			
1	94,9	15,83	96,21
2	177,1	60,9	187,28
3	65,0	13,1	66,31
ТП-22			
1	78,0	15,6	79,54
2	51,8	10,46	52,85
ТП-28			
1	65,1	13,17	66,42
2	34,0	12,92	36,37
3	68,0	18,77	70,54

На основании полученных данных далее проводим выбор сечений проводников ВЛ 0,4 кВ. Данный расчет так же приведен в приложении А.

4 НИЗКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

Данный раздел посвящен выбору проводников для воздушных линий электропередачи которыми в данном поселке выполнено низковольтное электроснабжение. В качестве исходных используем приведенные в предыдущем разделе данные о нагрузках отходящих фидеров 0,4 кВ от каждой ТП рассматриваемого района электрических сетей.

4.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения

В данном населенном пункте основную проблему в системе электроснабжения представляют изношенные электрические сети в том числе 0,4 кВ и снижение надежности связано не со схемой питания потребителей а с физическим устареванием, поэтому принимаем решение не изменять трассы прохождения ВЛ 0,4 кВ а так же количество цепей.

4.2 Выбор площади сечений линий 0,4 кВ

В качестве проводника для воздушных линий электропередачи в данной работе предполагается использовать СИП-2 имеющий значительное количество достоинств по сравнению с используемым в настоящее время неизолированным проводом марки АС.

Выбор проводников для ВЛ 0,4 кВ проводим по условию [3]:

$$I_{P0,4} \leq I_{\partial\partial} \quad (25)$$

где $I_{P0,4}$ – расчетный ток в сечении фидера;

$I_{\partial\partial}$ – длительно допустимый ток принятого типа проводника;

Расчетный ток в рассматриваемом сечении отходящего фидера определяется по выражению [3]:

$$I_{P0,4} = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (26)$$

где S_p – расчетная мощность в сечении проводника с учетом всех подключенных к фидеру потребителей;

U_n – номинальное линейное напряжение.

Проводим выбор сечения проводника на примере фидера №1 ТП 14

Для головного участка:

$$I_p = \frac{95,35}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 137,62 \text{ (А)}$$

Для полученного значения подбираем соответствующее сечение СИП-2, принимаем минимальное сечение для данного типа проводника 3×35+1×50, паспортное значение токовой нагрузки для данного сечения составляет 160 А, проверяем условие:

$$137,62 \leq 160$$

Для остальных фидеров сечение выбирается по аналогичному алгоритму, результаты расчета приведены в таблице 9

Таблица 9 – Выбор проводников для ВЛ 0,4 кВ

Фидер	Расчетный ток (А)	Марка и сечение проводника (мм ²)	Длительно допустимый ток (А)
1	2	3	4
ТП 2			
1	117,37	СИП-2 3×25+1×35	100,0
2	106,75	СИП-2 3×25+1×35	100,0
ТП 5			
1	146,71	СИП-2 3×35+1×50	160,0
2	52,33	СИП-2 3×16+1×25	100,0
ТП 8			
1	146,71	СИП-2 3×35+1×50	160,0
2	101,72	СИП-2 3×25+1×35	100,0
ТП 10			
1	85,48	СИП-2 3×16+1×25	100,0
2	106,43	СИП-2 3×25+1×35	100,0
ТП 11			
1	117,69	СИП-2 3×25+1×35	100,0

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4
2	117,20	СИП-2 3×25+1×35	100,0
ТП 12			
1	76,20	СИП-2 3×16+1×25	100,0
2	127,64	СИП-2 3×25+1×35	100,0
ТП 14			
1	137,62	СИП-2 3×35+1×50	160,0
2	134,44	СИП-2 3×35+1×50	160,0
ТП 16			
1	282,37	СИП-2 3×95+1×70	300,0
2	235,26	СИП-2 3×70+1×70	250,0
3	104,18	СИП-2 3×25+1×35	100,0
4	104,18	СИП-2 3×25+1×35	100,0
5	255,77	СИП-2 3×95+1×70	300,0
ТП-20			
1	139,03	СИП-2 3×35+1×50	160,0
2	270,64		
3	95,82	СИП-2 3×16+1×25	100,0
ТП-22			
1	114,94	СИП-2 3×25+1×35	100,0
2	76,37	СИП-2 3×16+1×25	100,0
ТП-28			
1	95,98	СИП-2 3×16+1×25	100,0
2	52,56	СИП-2 3×16+1×25	100,0
3	101,94	СИП-2 3×25+1×35	100,0

Принятые сечения и марки проводника проходят проверку по длительному току следовательно их принимаем к монтажу, расчёт так же приведен в приложении Б

5 ПРОВЕРКА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ ТП

В данном разделе на основании расчетных нагрузок отходящих фидеров 0,4 кВ определенных ранее будет производиться расчет суммарной мощности нагрузки каждой отдельной ТП, по результатам расчета коэффициентов загрузки будет приниматься решение о целесообразности реконструкции каждой ТП в отдельности

5.1 Расчет нагрузок существующих ТП

Расчётная мощность нагрузки на шинах НН ТП допускается определять по следующей формуле [2]:

$$P_{mn} = k_{совм} \cdot \sum P_P + P_{осв} \quad (27)$$

$$Q_{mn} = k_{совм} \cdot \sum Q_P + Q_{осв} \quad (28)$$

где $k_{совм}$ – коэффициент совмещения максимумов нагрузки отдельных фидеров.

$P_{осв}$ – расчетная активная мощность нагрузки освещения улиц.

$Q_{осв}$ – расчетная реактивная мощность нагрузки освещения улиц.

Выполним данный расчет на примере ТП 14:

$$P_{mn} = 0,9 \cdot (89,9 + 90,55) + 2,0 = 164,41 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{mn} = 0,9 \cdot (31,78 + 21,35) + 0,6 = 48,42 \text{ (кВАр)}$$

Полная мощность нагрузки соответственно:

$$S_{mn} = \sqrt{P_{mn}^2 + Q_{mn}^2} \quad (29)$$

$$S_{mn} = \sqrt{164,41^2 + 48,42^2} = 171,39 \text{ (кВА)}$$

Аналогично проводится расчет для остальных ТП, результаты расчетов приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Расчет нагрузок ТП на стороне низкого напряжения

Наименование ТП	P_{mn} (кВт)	Q_{mn} (кВАр)	S_{mn} (кВА)
2	136,80	27,72	139,58
5	121,50	24,57	123,96
8	151,65	30,65	154,72
10	117,18	23,53	119,52
11	143,37	29,08	146,29
12	124,47	25,03	126,95
14	164,41	48,42	171,39
16	566,08	206,77	611,43
20	303,30	80,85	314,82
22	116,82	23,45	119,15
28	150,39	40,37	156,00

Далее проводим расчёт компенсации реактивной мощности и определяем ее целесообразность.

5.2 Компенсация реактивной мощности

Определяем мощность компенсирующих устройств по предельному коэффициенту мощности по формуле [12]:

$$Q_{ку} = Q_{mn} - P_{mn} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{пред} \quad (30)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{пред}$ – предельный коэффициент мощности согласно приказа Мин Энерго

Требуемую мощность компенсирующих устройств для двух трансформаторных ТП, устанавливаемых на одну секцию шин 0,4 кВ определяем по формуле [12]:

$$Q_{к1} = \frac{Q_{к}}{2} \quad (31)$$

Принимается тип компенсирующего устройства и определяется его номинальная мощность из стандартного ряда мощностей, следует учитывать что минимальная экономически целесообразная мощность КУ составляет 50 кВАр, далее определяется некомпенсированная мощность потребляемая из сети [12]:

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\text{mn}} - Q_{\text{ном}} \quad (32)$$

где $Q_{\text{ном}}$ - номинальная мощность КУ.

Проводим расчет на примере однострансформаторной ТП 14, мощность КУ требуемая:

$$Q_K = 48,42 - 164,41 \cdot 0,35 = -9,12 \text{ (кВАр)}$$

Отрицательное значение говорит о том что установка КУ на данной ТП не требуется. Аналогично проводим на остальных ТП, результаты сводим в таблицу 11.

Таблица 11 – Расчет компенсирующих устройств

Наименование ТП	Q_{mn} (кВАр)	Q_K (кВАр)	Установка КУ
2	27,72	-20,16	Не требуется
5	24,57	-17,96	Не требуется
8	30,65	-22,43	Не требуется
10	23,53	-17,48	Не требуется
11	29,08	-21,10	Не требуется
12	25,03	-18,53	Не требуется
14	48,42	-9,12	Не требуется
16	206,77	8,64	Не требуется
20	80,85	-25,31	Не требуется
22	23,45	-17,44	Не требуется
28	40,37	-12,27	Не требуется

Проводим анализ полученных данных: практически на всех ТП требуемая мощность компенсирующих устройств имеет отрицательное значение, следовательно на них установка КУ не требуется, на ТП 14 данная мощность имеет положительное значение однако составляет менее 50 кВАр, следовательно и на данной ТП принимаем решение устройства КУ не устанавливать.

5.3 Расчет коэффициентов загрузки существующих ТП

Коэффициент загрузки силового трансформатора в большей степени определяет его режим работы и если он имеет низкое значение то оборудование используется не рационально при этом потери мощности имеют существенное значение по сравнению с мощностью нагрузки. Если данный коэффициент имеет значение выше допустимого следовательно имеется систематическая перегрузка что может привести к выходу из строя оборудования что недопустимо. Чтобы определить в каком режиме работает оборудование ТП в данном разделе будем проводить расчет коэффициентов загрузки всех ТП рассматриваемой системы электроснабжения

Коэффициент загрузки для нормального режима работы ТП рассчитывается как [12]:

$$K_3 = \frac{\sqrt{P_{mn}^2 + Q_{mn}^2}}{S_{ном} \cdot N} \quad (33)$$

где $S_{ном}$ - номинальная мощность трансформатора ТП.

N – количество трансформаторов ТП.

Коэффициент загрузки для послеаварийного режима двухтрансформаторной ТП работы [12]:

$$K_{ПА} = \frac{\sqrt{P_{mn}^2 + Q_{mn}^2}}{S_{ном} \cdot (N-1)} \quad (34)$$

Значение данного параметра должно удовлетворять условию: $K_3 \leq 0,95$ (для потребителей третьей категории) для одно трансформаторной ТП, для двух трансформаторной ТП $0,5 \leq K_{3\phi} \leq 0,7$, для двух трансформаторной ТП в послеаварийном режиме $K_{ПА} \leq 1,4$

Проводим расчет на примере ТП 14:

$$K_{3\phi} = \frac{\sqrt{164,41^2 + 48,42^2}}{250 \cdot 1} = 0,69$$

Коэффициент загрузки не превышает допустимое значение следовательно замена оборудования не требуется, так же проводим данный расчет для остальных ТП, сводим результаты в таблицу 12.

Таблица 12 – Расчет коэффициентов загрузки ТП

Наименование ТП	N (шт.)	$S_{ном}$ (кВА)	K_3	$K_{ПА}$	Реконструкция
2	1	160	0,87	-	Не требуется
5	1	160	0,77	-	Не требуется
8	1	160	0,94	-	Не требуется
10	1	160	0,75	-	Не требуется
11	1	250	0,59	-	Не требуется
12	1	250	0,57	-	Не требуется
14	1	250	0,69	-	Требуется установка второго трансформатора для обеспечения надежности питания потребителей
16	2	400	0,69	1,38	Не требуется
20	1	400	0,79	-	Не требуется
22	1	160	0,74	-	Не требуется
28	1	160	0,98	-	Требуется установка второго трансформатора для обеспечения надежности питания потребителей

Проводим анализ полученных данных: в рассматриваемом районе электрических сетей коэффициенты загрузки одно трансформаторных ТП варьируются от 0,57 до 0,95, что не превышает допустимого значения, на двухтрансформаторной ТП 16 так же коэффициенты загрузки имеют приемлемое значение, замена силовых трансформаторов не требуется. Что касается ТП 14 и 28 на них требуется установка дополнительных трансформаторов для обеспечения надежности питания потребителей: школа и больница

5.4 Выбор и проверка числа и мощности трансформаторов на реконструируемых ТП

В данном разделе проводим расчет и выбор силовых трансформаторов на тех ТП где имеется недостаточная надёжность питания потребителей (ТП 14, 28).

При выборе оборудования предпочтение отдаем современным силовым трансформаторам типа ТМГ – имеющим герметичное исполнение.

Требуемая мощность силового трансформатора определяется по следующей формуле [12]:

$$S_{\text{треб}} = \frac{\sqrt{P_{\text{mn}}^2 + Q_{\text{mn}}^2}}{k_{\text{opt}} \cdot N} \quad (35)$$

где k_{opt} - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора (для двух трансформаторных ТП принимается равным 0,7).

Рассмотрим подробно пример расчета мощности трансформатора для ТП 14:

$$S_{\text{треб}} = \frac{\sqrt{164,41 + 48,42^2}}{2 \cdot 0,7} = 122,42 \text{ (кВА)}$$

По расчетным данным выбираем трансформатор типа ТМГ-125/6/0,4, номинальной мощностью 125 кВА.

Далее проверяем выбранный трансформатор по фактическому коэффициенту загрузки:

$$K_3 = \frac{\sqrt{164,41 + 48,42^2}}{2 \cdot 125} = 0,69$$

Для послеаварийного режима работы

$$K_{\text{ПА}} = \frac{\sqrt{164,41 + 48,42^2}}{2 \cdot 125} = 1,38$$

Полученный коэффициент загрузки удовлетворяет ранее указанным условиям, следовательно, номинальная мощность трансформатора выбрана верно, далее проводим расчет для остальных ТП где это необходимо, результаты расчета сводим в таблицу 11.

Таблица 11 – Выбор трансформаторов 6/0,4 кВ

ТП	$S_{\text{треб}}$ (кВА)	$S_{\text{ном}}$ (кВА)	K_3	$K_{ПА}$
14	122,42	125	0,69	1,38
28	111,23	160	0,53	1,06

Принятое значение номинальной мощности удовлетворяет требованиям по коэффициенту загрузки как в нормальном так и в послеаварийном режиме работы, следовательно данный тип трансформаторов принимаем к установке.

5.5 Расчет нагрузок на стороне ВН ТП

Расчет потерь мощности и расчет нагрузки на стороне высокого напряжения всех ТП рассматриваемого района имеет значение т.к. на его основании будет выполняться проектирование новой системы электроснабжения 6 кВ и будут выбираться современные проводники ЛЭП.

Расчет потерь активной мощности в трансформаторах ТП определяем через справочные данные и коэффициент загрузки по следующей формуле [10]:

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_3^2 + \Delta P_x \quad (36)$$

Потери реактивной мощности [10]:

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_{mn}^2}{100 \cdot S_{ном}} + \frac{i_x \cdot S_{ном}}{100} \quad (37)$$

где u_k - напряжение короткого замыкания трансформатора (%)

i_x - ток холостого хода трансформатора (%)

ΔP_k - потери короткого замыкания (кВт)

ΔP_x - потери холостого хода трансформатора (кВт)

Приводим расчет на примере однострансформаторной ТП 11:

$$\Delta P_m = 4,2 \cdot 0,59^2 + 0,58 = 2,04 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_m = \frac{4,5 \cdot 146,29^2}{100 \cdot 250} + \frac{1,2 \cdot 250}{100} = 6,85 \text{ (квар)}$$

Определяем полную мощность потерь в трансформаторах [10]:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} \quad (38)$$

$$\Delta S_m = \sqrt{2,04^2 + 6,85^2} = 7,15 \text{ (кВА)}$$

Определяем мощность нагрузки на шинах высокого напряжения данной ТП [10]:

$$P_{вн} = P_{mn} + \Delta P_m \quad (39)$$

$$Q_{вн} = Q_{mn} + \Delta Q_m \quad (40)$$

$$S_{вн} = \sqrt{P_{вн}^2 + Q_{вн}^2} \quad (41)$$

Расчет проводим для ТП 11:

$$P_{вн} = 143,37 + 2,04 = 145,41 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{вн} = 29,08 + 6,85 = 35,93 \text{ (кВАр)}$$

$$S_{вн} = \sqrt{145,41^2 + 35,93^2} = 149,78 \text{ (кВА)}$$

Проводим расчет для остальных ТП результаты сводим в таблицу 13.

Таблица 13 – Определение расчетных мощностей нагрузки на стороне 6 кВ ТП

ТП	ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (кВА)	ΔS_m (кВА)	$P_{вн}$ (кВт)	$Q_{вн}$ (кВАр)	$S_{вн}$ (кВА)
2	1,95	6,56	6,85	138,75	34,28	146,43
5	1,74	5,83	6,08	123,24	30,40	130,04
8	2,17	7,27	7,59	153,82	37,92	162,31
10	1,67	5,62	5,86	118,85	29,15	125,38
11	2,04	6,85	7,15	145,41	35,93	149,78
12	1,78	5,97	6,23	126,25	31,00	133,18
14	2,40	8,06	8,41	166,81	56,48	179,80
16	8,56	28,74	29,99	574,64	235,51	641,42
20	4,41	14,80	15,44	307,71	95,65	330,26
22	1,67	5,60	5,84	118,49	29,05	124,99
28	2,18	7,33	7,65	152,57	47,70	163,65
Суммарное значение				2126,54	663,08	2290,91

Расчет так же приведен в приложении В

Полученные данные используем для определения расчетной мощности нагрузки ПС Златоустовск.

5.6 Расчет суммарной мощности нагрузки района

Расчет суммарной мощности нагрузки района определяется из суммы нагрузок на стороне высокого напряжения всех ТП с учетом совмещения максимумов нагрузки

Расчет соответственно проводим для каждой мощности по следующей формуле[10]:

$$P_{nc} = k \cdot \Sigma P_{вн} \quad (32)$$

$$Q_{nc} = k \cdot \Sigma Q_{вн} \quad (33)$$

$$S_{nc} = \sqrt{P_{вн}^2 + Q_{вн}^2} \quad (34)$$

где k - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов ТП, зависит от количества трансформаторов, принимается равным 0,75

$$P_{nc} = 0,75 \cdot 2126,54 = 1595,23 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{nc} = 0,75 \cdot 663,08 = 497,31 \text{ (кВАр)}$$

$$S_{nc} = \sqrt{1595,23^2 + 497,31^2} = 1671,25 \text{ (кВА)}$$

Полученные данные используем в дальнейших расчетах при выборе линейного оборудования на источнике питания ПС Златоустовск

6 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТА НОВОЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛКА

В данном разделе будет разрабатываться новый вариант системы электроснабжения 6 кВ поселка Златоустовск при этом следует отметить требования которые будут накладываться на эту систему:

- Система электроснабжения должна иметь минимальный набор оборудования достаточный для надежного электроснабжения потребителей
- Потребители электрической энергии должны иметь количество источников питания соответствующее их категории надежности.

Исходя из вышесказанного следует отметить тот факт что существующая система электроснабжения не удовлетворяет требованиям надёжности части потребителей однако прохождение трас существующих ВЛ 6 кВ может быть оставлено без изменений из экономических соображений, при этом для ТП в которых установлено два силовых трансформатора предусматривается сделать ввод от двух ВЛ для повышения надежности электроснабжения, принимаем решение частично изменить существующую схему электроснабжения с дополнительными участками ВЛ:

- выполнить двух цепную ВЛ 6 кВ на участке от отпайки Фидера №4 в сторону ТП 22 до ТП 28
- организовать резервирование между фидерами №3, №4 по средством одноцепной ВЛ 6 кВ между ТП 16 и ТП 14.
- организовать ввод двух ВЛ на ТП 22, ТП 16, ТП 14 для создания двух независимых источников питания для потребителей

Поопорная схема электроснабжения с учетом дополнительных участков ВЛ и однолинейная схема представлена на рисунке 6, 7

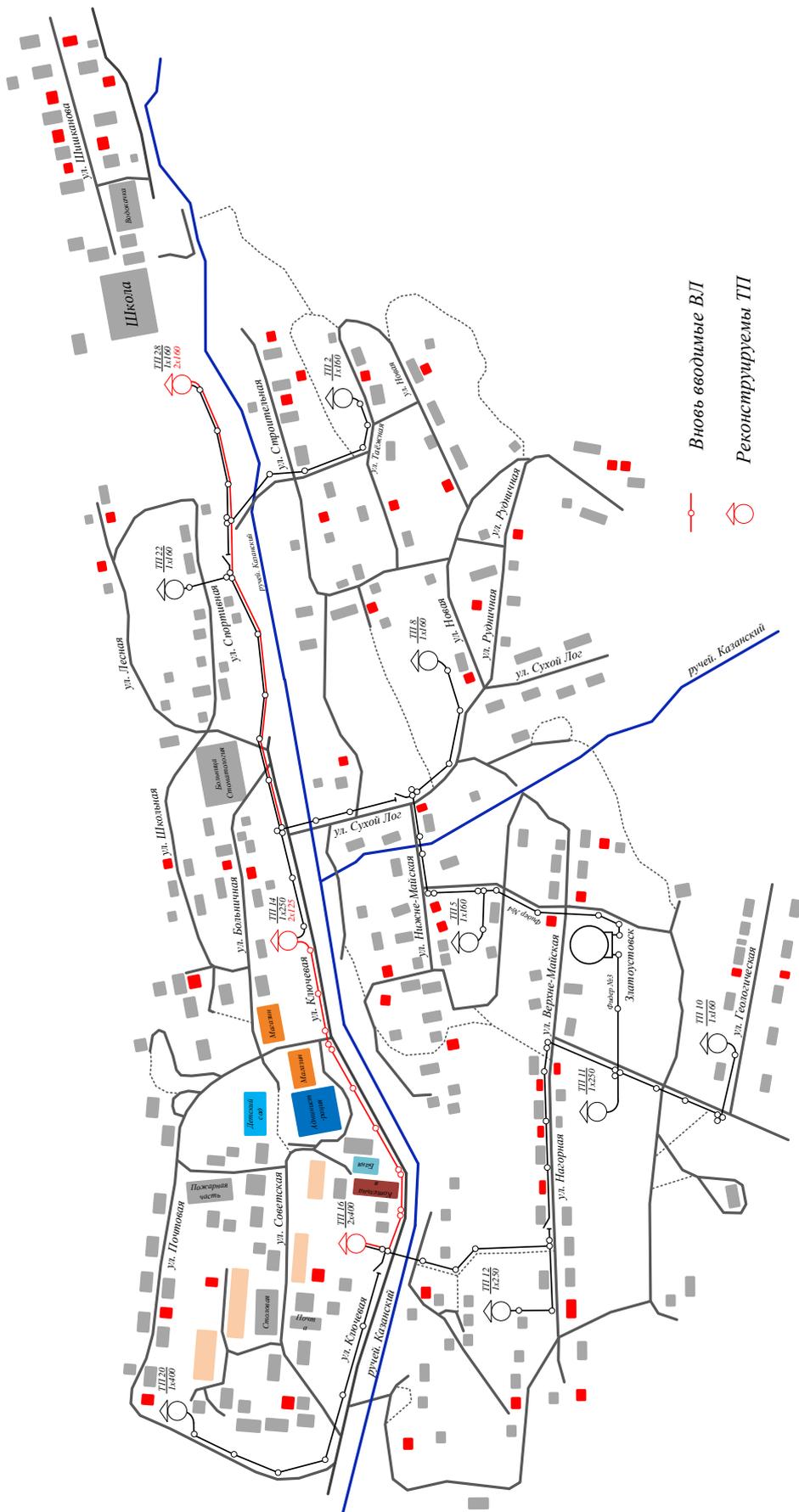


Рисунок 6 – Изменение поопорной схемы сети 6 кВ

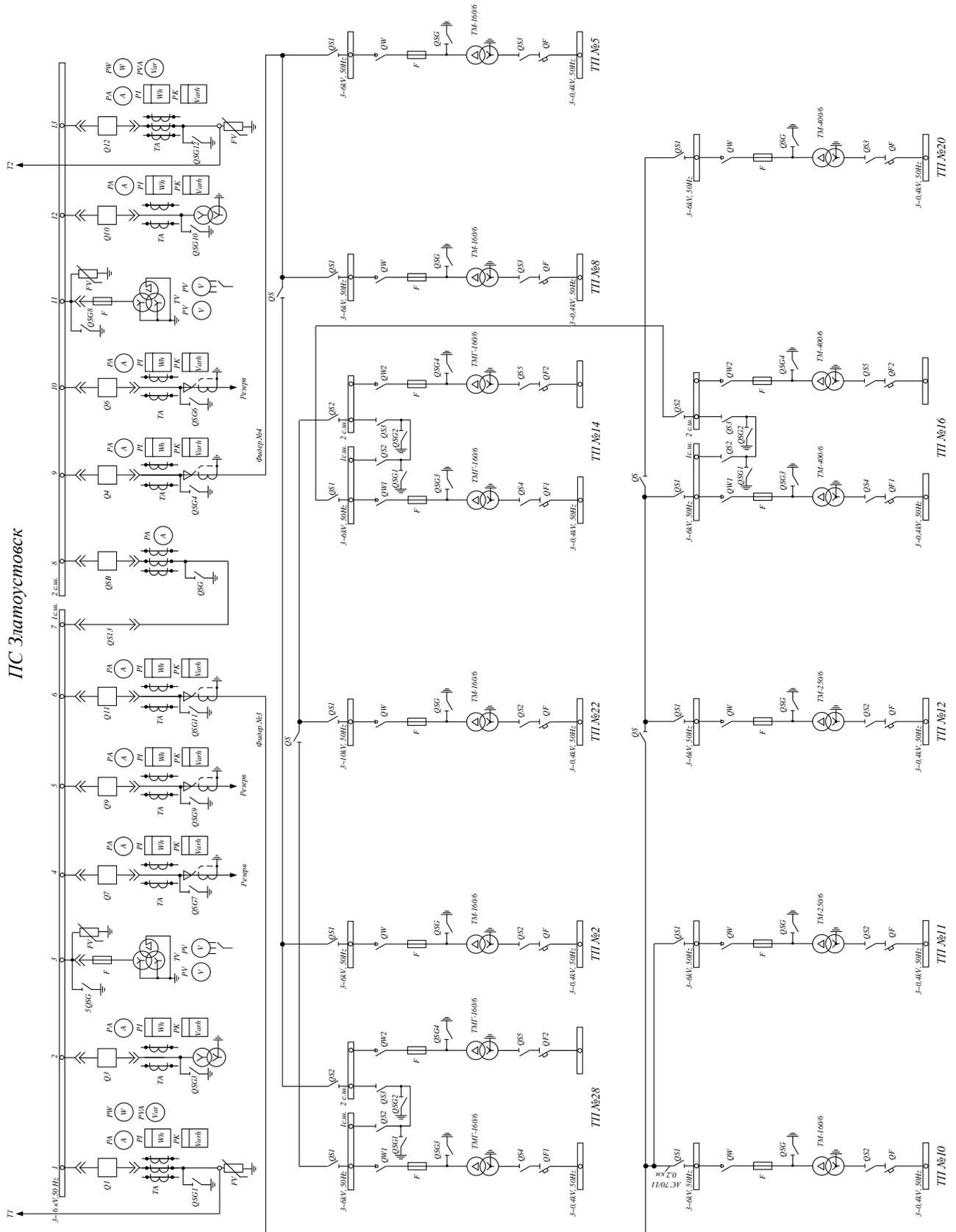


Рисунок 7 – Изменение однолинейной схемы сети 6 кВ

6.1 Расчет потокораспределения в сети 6 кВ

В данном разделе необходимо определить максимальные значения потоков мощности на всех участках системы электроснабжения с изменениями указанными в предыдущем разделе, для этого будем рассматривать два ремонтных режима питания: полностью от фидера №3, и полностью от фидера №4, для удобства расчетов на рисунке 8 представлен граф с указанием отключенных и находящихся в работе участков ВЛ 6 кВ.

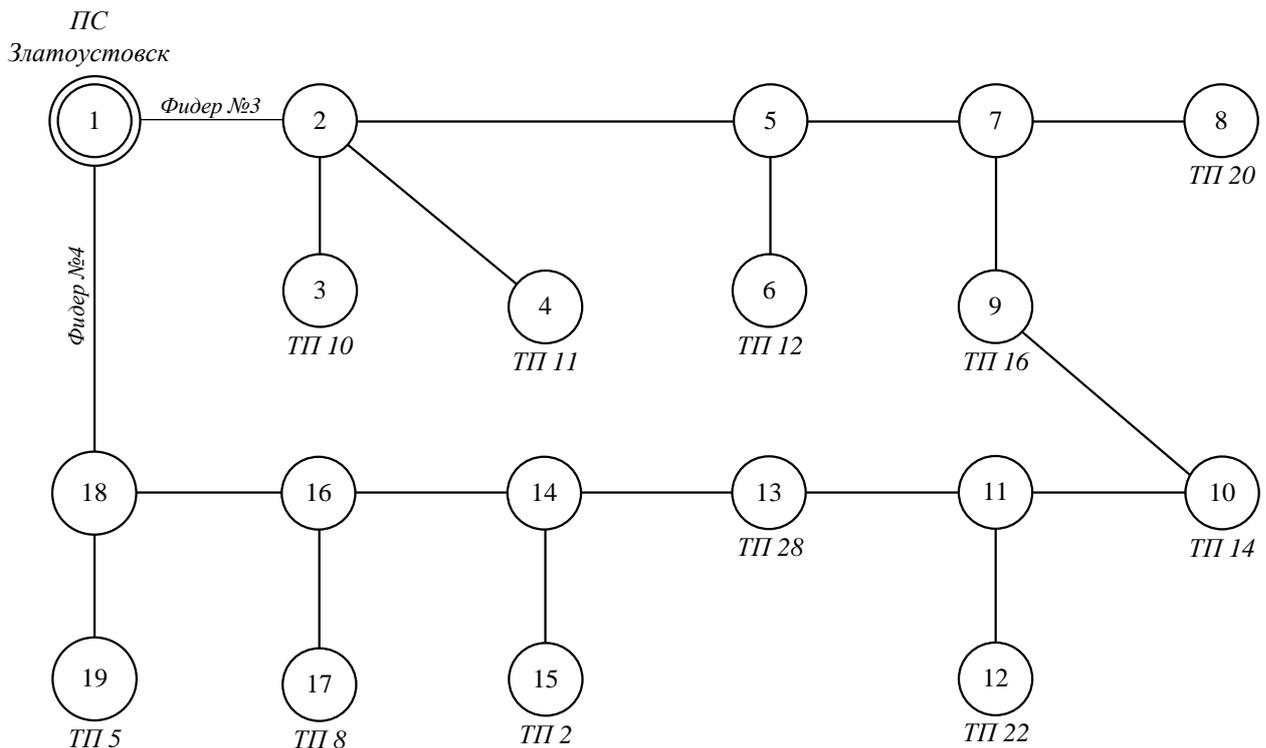


Рисунок 8 – Граф сети 6 кВ для расчета потоков мощности

Значение активной, реактивной и полной мощности в любом из сечений зависит от количества ТП получающих питание от данного участка ВЛ и определяется по следящей формуле [8]:

$$P_{rij} = k \cdot \Sigma P_{вн} \quad (42)$$

$$Q_{rij} = k \cdot \Sigma Q_{вн} \quad (43)$$

$$S_{rij} = \sqrt{P_{rij}^2 + Q_{rij}^2} \quad (44)$$

где k - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов ТП зависящий от количества подключенных ТП.

Проводим расчет первого режима работы, все ТП запитаны от фидера №3 в таком случае рассчитаем для примера потоки мощности на участке 11-13 графа сети:

$$P_{p11-13} = k \cdot (P_{вн28} + P_{вн2} + P_{вн8} + P_{вн5}) \quad (45)$$

$$Q_{p11-13} = k \cdot (Q_{вн28} + Q_{вн2} + Q_{вн8} + Q_{вн5}) \quad (46)$$

Общее количество трансформаторов подключенных от данного участка ВЛ составляет 5 следовательно коэффициент совмещения принимается равным 0,85:

$$P_{p11-13} = 0,8 \cdot (152,57 + 138,75 + 153,82 + 123,24) = 272,82 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p11-13} = 0,85 \cdot (47,7 + 34,28 + 37,92 + 30,4) = 72,14 \text{ (кВАр)}$$

$$S_{p11-13} = \sqrt{272,82^2 + 72,14^2} = 289,17 \text{ (кВА)}$$

Аналогично проводим расчет для остальных участков для данного режима работы, результаты расчетов приведены в таблице 14

Таблица - 14 Расчет потоков мощности при питании от фидера №3

Участок	Поток активной мощности (кВт)	Поток реактивной мощности (кВАр)	Поток полной мощности (кВА)
1	2	3	4
1-2	1595,23	497,31	1671,25
2-5	1396,71	448,4925	1509,06
5-7	1388,824	453,592	1503,12
7-9	1142,656	377,072	1238,912
9-10	682,944	188,664	725,776

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4
10-11	549,496	143,48	581,936
11-13	272,82	72,14	289,17
13-14	353,4385	87,21	372,963
14-16	249,354	61,488	263,115
16-18	123,24	30,4	130,04
18-1	0	0	0
2-3	118,85	29,15	125,38
2-4	145,41	35,93	149,78
5-6	126,25	31,0	133,18
7-8	307,71	95,65	330,26
11-12	118,49	29,05	124,99
14-15	138,75	34,28	146,43
16-17	153,82	37,92	162,31
18-19	123,24	30,4	130,04

По аналогичным формулам проводим расчет потоков мощности при питании от фидера №4, результаты приведены в таблице 15

Таблица - 15 Расчет потоков мощности при питании от фидера №4

Участок	Поток активной мощности (кВт)	Поток реактивной мощности (кВАр)	Поток полной мощности (кВА)
1	2	3	4
1-2	0	0	0
2-5	237,83	58,57	247,64
5-7	331,93	81,67	347,09
7-9	593,49	162,97	627,81
9-10	1018,29	341,79	1104,02
10-11	1151,74	386,98	1247,86
11-13	1246,53	410,22	1347,85
13-14	1283,05	420,35	1386,35
14-16	1387,11	446,0625	1496,168
16-18	1502,475	474,5025	1617,9

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4
18-1	1595,23	497,31	1671,25
2-3	118,85	29,15	125,38
2-4	145,41	35,93	149,78
5-6	126,25	31,0	133,18
7-8	307,71	95,65	330,26
11-12	118,49	29,05	124,99
14-15	138,75	34,28	146,43
16-17	153,82	37,92	162,31
18-19	123,24	30,4	130,04

Из двух режимов работы определяем максимальные значения потоков мощности и сводим их в таблицу 16:

Таблица - 16 Максимальные потоки мощности ВЛ

Участок	Поток активной мощности (кВт)	Поток реактивной мощности (кВАр)	Поток полной мощности (кВА)
1	2	3	4
1-2	1595,23	497,31	1671,25
2-5	1396,71	448,4925	1509,06
5-7	1388,824	453,592	1503,12
7-9	1142,656	377,072	1238,912
9-10	1018,29	341,79	1104,02
10-11	1151,74	386,98	1247,86
11-13	1246,53	410,22	1347,85
13-14	1283,05	420,35	1386,35
14-16	1387,11	446,0625	1496,168
16-18	1502,475	474,5025	1617,9
18-1	1595,23	497,31	1671,25
2-3	118,85	29,15	125,38
2-4	145,41	35,93	149,78
5-6	126,25	31,0	133,18
7-8	307,71	95,65	330,26

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4
11-12	118,49	29,05	124,99
14-15	138,75	34,28	146,43
16-17	153,82	37,92	162,31
18-19	123,24	30,4	130,04

Расчет максимальных потоков мощности закончен далее проводим выбор проводников ВЛ 6 кВ на основании полученных данных. Расчет так же приведен в приложении Г

6.2 Выбор СИП напряжением 6 кВ

В данном разделе рассмотрим выбор проводников для воздушных линий электропередачи напряжением 6 кВ поселка Златоустовск после изменения схемы электроснабжения, предпочтение отдаем современному типу проводника типа СИП-3 имеющему изоляционную оболочку и значительное количество преимуществ по сравнению с неизолированным проводом типа АС который в настоящее время повсеместно используется в данной системе.

Выбор данного проводника основывается на сравнении расчетного тока в сечении с длительно допустимым значением для СИП-3 [8]:

$$I_p \leq I_{\text{дд}} \quad (47)$$

где I_p – расчетный ток в сечении.

При этом значение расчетного тока можно определить по выражению [8]:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (48)$$

где U_n - номинальное линейное напряжение ВЛ.

S_p - номинальное линейное напряжение ВЛ.

Проводим выбор проводника на примере участка 1-2 графа сети, определяем расчетный ток в сечении:

$$I_p = \frac{1671,25}{\sqrt{3} \cdot 6,0} = 160,82 \text{ (A)}$$

Для данного значения расчетного тока выбираем ближайшее сечение СИП-3 с длительным током большим чем расчетное значение, принимаем на данном участке минимальное сечение СИП-3 1×35 с длительным током 200А, выполняем проверку

$$160,82 \leq 200$$

Данный тип проводника прошел проверку аналогично выбираем СИП-3 на остальных участках системы электроснабжения, результаты сводим в таблицу 17

Таблица - 17 Выбор проводников ВЛ

Участок	Расчётный ток (А)	Принятый тип и сечение проводника	Длительно допустимый ток (А)
1-2	160,82	СИП-3 1×35	200,0
2-5	145,38	СИП-3 1×35	200,0
5-7	144,81	СИП-3 1×35	200,0
7-9	119,36	СИП-3 1×35	200,0
9-10	106,36	СИП-3 1×35	200,0
10-11	120,22	СИП-3 1×35	200,0
11-13	129,85	СИП-3 1×35	200,0
13-14	133,56	СИП-3 1×35	200,0
14-16	144,14	СИП-3 1×35	200,0
16-18	155,87	СИП-3 1×35	200,0
18-1	160,82	СИП-3 1×35	200,0
2-3	12,08	СИП-3 1×35	200,0
2-4	14,43	СИП-3 1×35	200,0
5-6	12,83	СИП-3 1×35	200,0
7-8	31,82	СИП-3 1×35	200,0
11-12	12,04	СИП-3 1×35	200,0
14-15	14,11	СИП-3 1×35	200,0
16-17	15,64	СИП-3 1×35	200,0
18-19	12,53	СИП-3 1×35	200,0

7 ВЫБОР КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПС ЗЛАТОУСТОВСК

Расчёт требуемой мощности КУ выполняем как для ТП 6/0,4 кВ:

$$Q_{ку} = Q_{nc} - P_{nc} \cdot tg\varphi_{пред} \quad (49)$$

где $tg \cdot \varphi_{пред}$ - предельный коэффициент мощности согласно приказа Мин Энерго

P_{nc} - суммарная расчетная активная мощность нагрузки ПС Златоустовск

Q_{nc} - суммарная расчетная реактивная мощность нагрузки ПС Златоустовск

Проводим расчет

$$Q_{ку} = 497,31 - 1595,23 \cdot 0,4 = -140,78 \text{ (кВАр)}$$

Отрицательное значение мощности говорит об отсутствии необходимости установки данных устройств в распределительном устройстве 6 кВ ПС Златоустовск

8 ПРОВЕРКА КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОДСТАНЦИИ ЗЛАТОУСТОВСК

Коэффициент загрузки для нормального режима работы рассчитывается по следующей формуле [8]:

$$K_3 = \frac{\sqrt{P_{nc}^2 + Q_{nc}^2}}{n_T \cdot S_{ном}} \quad (50)$$

$S_{ном}$ - номинальная полная мощность силового трансформатора установленного на ПС Златоустовск в настоящее время (учитывается суммарная мощности двух трансформаторов).

n_T - количество силовых трансформаторов.

Коэффициент загрузки должен удовлетворять условию:

$$0,5 \leq K_{3\phi} \leq 0,7 \quad (51)$$

Проводим расчет:

$$K_{3\phi} = \frac{\sqrt{1595,23^2 + 497,31^2}}{1600 + 1000} = 0,64$$

Для после аварийного режима коэффициент загрузки определяется по следующей формуле для трансформатора Т1,2 [8]:

$$K_{ПА1} = \frac{\sqrt{P_{nc}^2 + Q_{nc}^2}}{S_{ном1}} \quad (52)$$

$$K_{ПА2} = \frac{\sqrt{P_{nc}^2 + Q_{nc}^2}}{S_{ном2}} \quad (53)$$

$S_{ном1}$, $S_{ном2}$ - номинальная мощность силового трансформатора Т1, Т2.

Коэффициент загрузки должен удовлетворять условию:

$$1,0 \leq K_{ПА} \leq 1,4 \quad (54)$$

Для трансформатора Т1:

$$K_{ПА1} = \frac{\sqrt{1595,23^2 + 497,31^2}}{1000} = 1,67$$

$$K_{ПА2} = \frac{\sqrt{1595,23^2 + 497,31^2}}{1600} = 1,04$$

Таким образом в нормальном режиме коэффициент загрузки силовых трансформаторов имеет приемлемое значение, однако в послеаварийном режиме для трансформатора меньшей мощности происходит превышение допустимого значения данного коэффициента, поэтому требуется выбор нового трансформатора для ПС Златоустовск для приведения коэффициента загрузки в нормативный диапазон.

9 ВЫБОР СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ПОДСТАНЦИИ ЗЛАТОУСТОВСК

Требуемая мощность силового трансформатора определяется:

$$S_{\text{треб}} = \frac{\sqrt{P_{\text{нс}}^2 + Q_{\text{нс}}^2}}{k_{\text{опт}} \cdot N} \quad (55)$$

где $k_{\text{опт}}$ - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора (для двух трансформаторных ТП принимается равным 0,7).

$$S_{\text{треб}} = \frac{\sqrt{1595,23^2 + 497,31^2}}{2 \cdot 0,7} = 1194,15 \text{ (кВА)}$$

По расчетным данным выбираем трансформатор типа ТМН-1600/35/6, номинальной мощностью 1600 кВА.

Далее проверяем выбранный трансформатор и установленный в настоящее время на ПС Златоустовск по фактическому коэффициенту загрузки:

$$K_z = \frac{\sqrt{1595,23^2 + 497,31^2}}{2 \cdot 1600} = 0,52$$

Для послеаварийного режима работы

$$K_{\text{ПА}} = \frac{\sqrt{1595,23^2 + 497,31^2}}{2 \cdot 1600} = 1,04$$

Выбранный тип трансформатора удовлетворяет условиям по коэффициенту загрузки, его принимаем к установке на ПС Златоустовск.

10 РЕКОНСТРУКЦИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА 35 КВ ПС ЗЛАТОУСТОВСК

В настоящее время на ПС Златоустовск распределительное устройство выполнено не по типовой схеме, при этом оно включено в систему внешнего электроснабжения по транзитной схеме. В данной работе предполагается его привести в соответствие данной схеме включения и выполнить как «мостик с выключателями в цепях трансформаторов», однолинейная схема данной ПС после реконструкции представлена на рисунке 9:

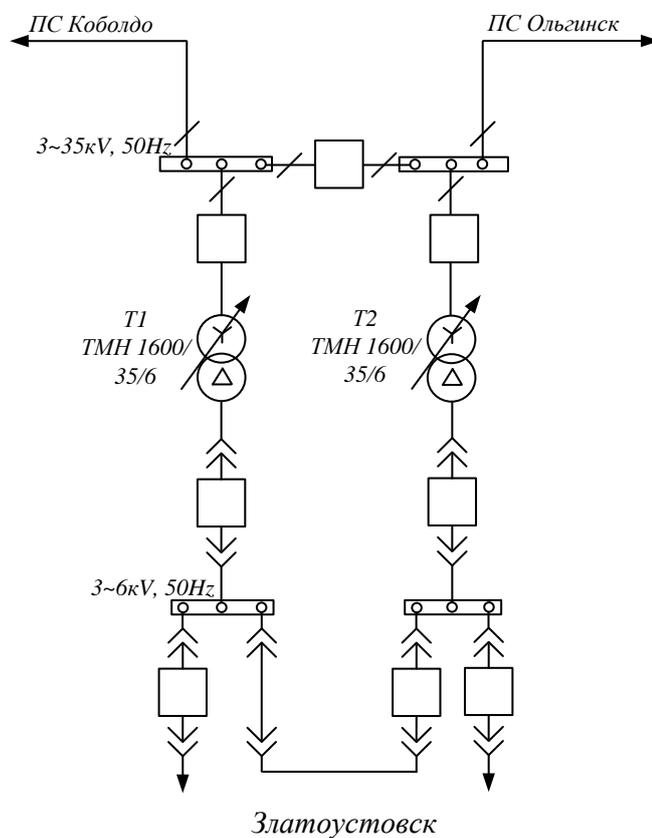


Рисунок 9 – Однолинейная схема ПС Златоустовск после реконструкции

Данная схема является типовой для большинства ПС рассматриваемого района электрических сетей и имеет высокую надёжность и минимальный набор оборудования, так же следует отметить простоту оперативных переключений при выводе в ремонт какого либо оборудования данной ПС

11 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

11.1 Расчет токов КЗ в РУ ПС Златоустовск

Расчет токов короткого замыкания проводится для последующей проверки оборудования по термической динамической и коммутационной стойкости. Расчет проводится приближенным методом с использованием относительных единиц. Расчетная схема с указанием точек короткого замыкания представлена на рисунке 10.

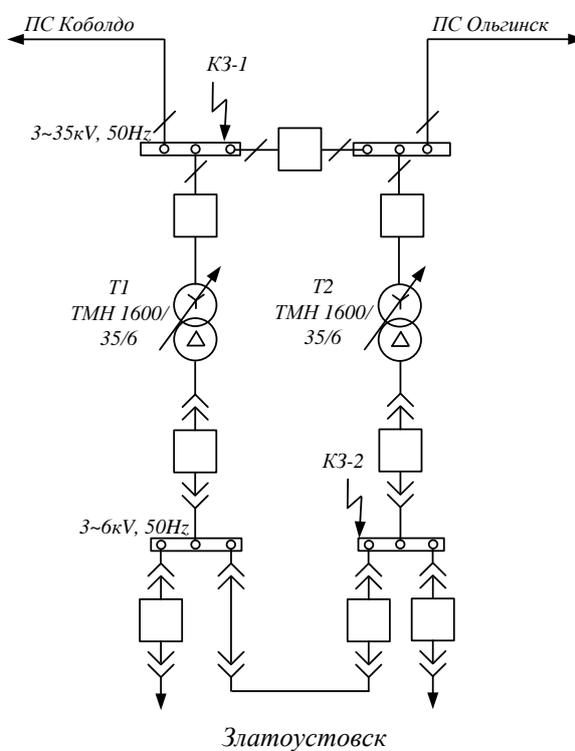


Рисунок 10 – Расчетная схема с указанием точек КЗ

На рисунке 11 представлена схема замещения участка сети для расчета токов КЗ.

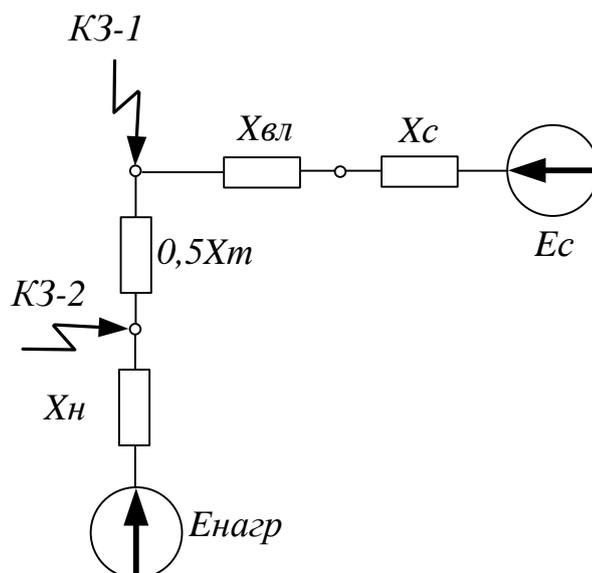


Рисунок 11 – Схема замещения участка сети с указанием расчетных точек КЗ

Принимаем базисные условия:

- 1) базисная мощность $S_6 = 100,0$ (МВА),
- 2) базисное напряжение 35 кВ $U_{635} = 37$,
- 3) базисное напряжение 6 кВ $U_{66} = 6,3$.
- 4) ЭДС и сопротивление нагрузки 0,85 и 0,35 (о.е.)

Базисный ток :

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (56)$$

где I_6 , U_6 – базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения;

$$I_{635} = \frac{100,0}{\sqrt{3} \cdot 37} = 3,29 \text{ (кА)}$$

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 35 кВ подстанции Коболдо:

$$X_c = \frac{S_6}{S_c} \quad (57)$$

где S_c – мощность короткого замыкания на шинах 35 кВ ПС Коболдо

$$X_c = \frac{100,0}{506,3} = 0,2 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление ВЛ:

$$X_{\text{ВЛ}} = x_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} \quad (58)$$

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

l – длина ВЛ (км)

$$X_{\text{ВЛ}} = 0,4 \cdot 82,5 \cdot \frac{100,0}{37^2} = 2,41$$

Сопротивление обобщенной нагрузки (о.е.):

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_{nc}} \quad (59)$$

где S_n – мощность нагрузки (МВА)

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{100,0}{\sqrt{1,6^2 + 0,5^2}} = 21,03 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление обмотки трансформаторов:

$$X_T = \frac{u_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном}} \quad (60)$$

$$X_T = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{100,0}{1,6} = 4,06 \text{ (о.е.)}$$

где $u_{\text{к\%}}$ – напряжение короткого замыкания силового трансформатора подстанции Златоустовск

Преобразование схемы проводим на примере расчетной точки КЗ №1:

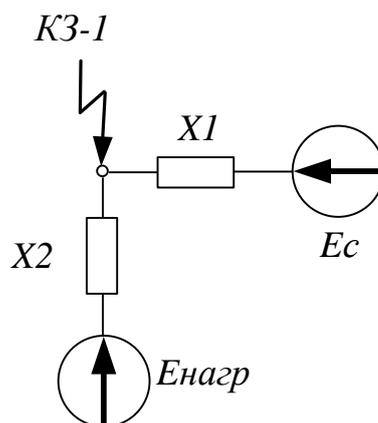


Рисунок 12 – Сворачивание схемы замещения

$$X1 = X_C + X_{ВЛ} \quad (61)$$

$$X1 = 0,2 + 2,41 = 2,61 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = 0,5 \cdot X_T + X_H \quad (62)$$

$$X2 = 0,5 \cdot 4,06 + 21,03 = 23,06 \text{ (о.е.)}$$

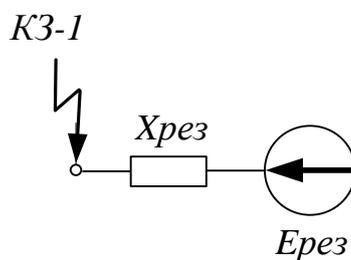


Рисунок 13 – Сворачивание схемы замещения

$$X_{рез} = \frac{X1 \cdot X2}{X1 + X2} \quad (63)$$

$$X_{рез} = \frac{2,61 \cdot 23,06}{2,61 + 23,06} = 2,34 \text{ (о.е.)}$$

$$E_{рез} = \frac{E_c \cdot X2 + E_{нагр} \cdot X1}{X2 + X1} \quad (64)$$

$$E_{\text{pez}} = \frac{1 \cdot 23,06 + 0,85 \cdot 2,61}{23,06 + 2,61} = 0,97 \text{ (о.е.)}$$

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{no} = \frac{E_{\text{pez}}}{X_{\text{pez}}} \cdot I_{635} \quad (65)$$

$$I_{no} = \frac{0,97}{2,34} \cdot 3,29 = 1,36 \text{ (кА)}$$

Апериодическая составляющая:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-t_{OB}}{T_a}} \quad (66)$$

где t_{OB} – время отключения выключателя с учетом минимального времени работы защиты.

T_a – постоянная времени (определяется по справочным данным).

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 1,36 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,03}} = 0,26 \text{ (кА)}$$

Ударный ток:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}\right) \quad (67)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,36 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}}\right) = 3,31 \text{ (кА)}$$

Расчет теплового импульса (с учетом максимального времени работы защиты):

$$B_K = I_{no}^2 \cdot (t_{OB} + T_a) \quad (68)$$

где t_{OB} – время отключения выключателя с учетом максимального времени работы защиты.

$$B_K = 1,36^2 \cdot (2 + 0,03) = 3,69 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Аналогично проводится расчет и для второй точки короткого замыкания, Результаты сводятся в таблицу 18:

Таблица 18 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{no}, (\text{кА})$	$I_{at}, (\text{кА})$	$i_{уд}, (\text{кА})$	$B_K, (\text{кА}^2\text{с})$
1	1,36	0,26	3,31	3,69
2	4,09	0,78	9,94	33,54

Значения токов короткого замыкания имеет минимальное значение из за значительной протяженности питающей ВЛ 35 кВ.

11.2 Расчет токов КЗ в распределительной сети 6 кВ

В данном разделе проводим расчет токов короткого замыкания в сети 6 кВ с целью последующей проверки оборудования по условиям протекания токов КЗ Используем метод именованных единиц и среднего ряда напряжений.

Приводим расчет тока КЗ на шинах высокого напряжения ближайших к источнику питания ТП т.к. в этом случае будет максимальное значение тока, для примера проводим расчет тока КЗ на ТП 11, расстояние до источника питания составляет 0,15 км схема замещения для расчета приведена на рисунке 14

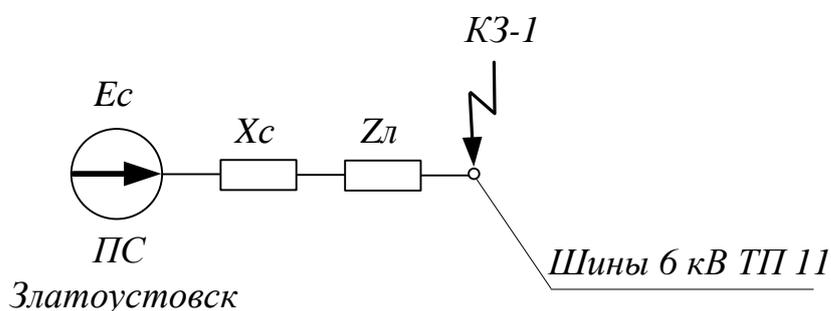


Рисунок 14 – Схема замещения для расчета тока КЗ в сети 6 кВ

Сопротивление энергосистемы определяется по формуле:

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}} \quad (69)$$

где $I_{кз}$ – ток трёхфазного КЗ на шинах 6 кВ ПС Златоустовск, определен в разделе расчетов токов КЗ ПС Златоустовск.

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

$$X_l = x_0 \cdot L \quad (70)$$

$$R_l = r_0 \cdot L \quad (71)$$

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):

$$I_{по} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (72)$$

Ток двухфазного короткого замыкания (кА):

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{по} \quad (73)$$

Определяем сопротивление системы:

$$X_c = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 4,09} = 0,89 \text{ (Ом)}$$

Сопротивления участков:

$$X_l = 0,29 \cdot 0,15 = 0,04 \text{ (Ом)}$$

$$R_l = 0,99 \cdot 0,15 = 0,15 \text{ (Ом)}$$

Результирующее индуктивное сопротивление до точки КЗ

$$X_p = X_c + X_l \quad (74)$$

$$X_p = 0,89 + 0,04 = 0,93 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление до точки КЗ

$$R_p = 0,15 \text{ (Ом)}$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{по} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,15^2 + 0,93^2}} = 3,86 \text{ (кА)}$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,86 = 3,32 \text{ (кА)}$$

Постоянная затухания апериодической составляющей:

$$T_a = \frac{0,93}{0,15 \cdot 314} = 0,02$$

Коэффициент затухания:

$$K_a = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,003}} = 1,04 \quad (75)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 3,86 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,02}} \right) = 8,77 \text{ (кА)}$$

Проводим расчет теплового импульса

$$B_K = I_{по}^2 \cdot (T_{OB} + T_a) \quad (76)$$

где T_{OB} – время отключения выключателя с учетом максимального времени работы защиты.

$$B_K = 3,86^2 \cdot (2,0 + 0,003) = 29,8 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Аналогично проводим расчет для остальных ближайших ТП результаты расчета сводим в таблицу 19

Таблица 19 – Результаты расчета токов короткого замыкания в сети 6 кВ

Наименование точки КЗ	$I_{по}$ (кА)	$I_{по2}$ (кА)	$I_{уд}$ (кА)	B_K (кА ² с)
Шины ВН ТП 11	3,86	3,32	8,77	29,8
Шины ВН ТП 5	3,56	3,08	8,1	25,42

Полученные данные используем при проверке выбранных типов проводников сети 6 кВ по термической стойкости к токам КЗ

12 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ ЗЛАТОУСТОВСК

В связи с реконструкцией и модернизацией подстанции Златоустовск в данном разделе проводим расчет, выбор и проверку основного необходимого оборудования.

Определяем максимальный рабочий ток РУ 35 кВ подстанции Златоустовск для трансформаторных выключателей Q1, 2 и трансформаторов тока ТА1, 2, разъединителей QS5,6 (расчетный ток определяется из условия утяжеленного режима работы трансформатора) [8]:

$$I_{\text{мтранс}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \quad (77)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора (МВА);

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

$$I_{\text{мтранс}} = \frac{1,4 \cdot 1,6}{\sqrt{3} \cdot 35} = 36,95 \text{ (A)}$$

Определяем максимальный рабочий ток РУ 35 кВ подстанции Златоустовск для выключателя в мостике QB, разъединителей QS3,4 (расчетный ток определяется из условия утяжеленного режима работы трансформатора и наличия максимального тока транзита определяемого из данных контрольного замера) [8]:

$$I_{\text{ммост}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} + I_{\text{транз}} \quad (78)$$

$$I_{\text{ммост}} = \frac{1,4 \cdot 1,6}{\sqrt{3} \cdot 35} + 15,26 = 52,21 \text{ (A)}$$

Определяем максимальный рабочий ток для вводных выключателей 6 кВ Q1, 12 (расчетный ток определяется из условия утяжеленного режима работы трансформатора)

$$I_{мввод} = \frac{1,4 \cdot S_{тном}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (79)$$

$$I_{мввод} = \frac{1,4 \cdot 1,6}{\sqrt{3} \cdot 6,0} = 215,54 \text{ (А)}$$

Определяем максимальный рабочий ток для секционного выключателя 6 кВ [8]:

$$I_{мсек} = \frac{I_{мввод}}{2} \quad (80)$$

$$I_{мсек} = \frac{215,54}{2} = 107,77 \text{ (А)}$$

Определяем максимальный рабочий ток для отходящего присоединения 10 кВ на примере фидера №4, расчетный ток определяем из условия ремонтного режима работы:

$$I_{мфид} = \frac{\sqrt{1595,23^2 + 497,31^2}}{\sqrt{3} \cdot 6,0} = 160,82$$

Для остальных присоединений ток определяется аналогично.

12.1 Выбор выключателей 35 кВ

Принимаем по номинальному току и напряжению элегазовый выключатель марки ВГБ-35-12,5/630 УХЛ1

Результаты выбора показаны в таблице 20.

Таблица 20 – Выбор выключателя 35 кВ Q1, 2

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3	4
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{мтранс} = 36,95 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{мтранс}$
Условия проверки			
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{нт} = 1,36 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{н0} = 1,36 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{н0}$

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 31 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3,31 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальное значение аperiodической составляющей	$i_{ан} = 7,9 \text{ кА}$	$i_a = 0,26 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 31 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3,31 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 3,69 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Выключатель прошел проверку

Таблица 21 – Выбор выключателя 35 кВ QV

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ммост} = 52,51 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{ммост}$
Условия проверки			
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{нт} = 1,36 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{н0} = 1,36 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{н0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 31 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3,31 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальное значение аperiodической составляющей	$i_{ан} = 7,9 \text{ кА}$	$i_a = 0,26 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 31 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3,31 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 3,69 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

12.2 Выбор выключателей 6 кВ.

В качестве вводных выключателей 10 кВ принимаем вакуумные типа ВРС-10-31,5-630 в комплекте КРУ, Результаты выбора показаны в таблице 22.

Таблица 22 – Выбор вводных выключателей 6 кВ Q8, 11

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3	4
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{мввод} = 215,54 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{мввод}$
Условия проверки			
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{нт} = 4,09 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n0} = 4,09 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,94 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальное значение апериодической составляющей	$i_{ан} = 8,48 \text{ кА}$	$i_a = 0,78 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,94 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 33,54 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$

Выключатель прошел проверку

В качестве секционного выключателя 6 кВ принимаем так же вакуумный типа ВРС-10-31,5-630, Результаты выбора показаны в таблице 23.

Таблица 23 – Выбор секционного выключателя 6 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3	4
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{мсек} = 107,77 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{мсек}$
Условия проверки			
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{nt} = 4,09 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{nt}$
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n0} = 4,09 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,94 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальное значение апериодической составляющей	$i_{ан} = 8,48 \text{ кА}$	$i_a = 0,78 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,94 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 33,54 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$

Выключатель прошел проверку

В качестве выключателя 6 кВ отходящего присоединения так же принимаем вакуумный типа ВРС-10-31,5-630, Результаты выбора показаны в таблице 24.

Таблица 24 – Выбор выключателя присоединения 6 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном\ сети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{ном\ сети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{мфид} = 160,82 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{мфид}$
Условия проверки			
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{nt} = 4,09 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{nt}$
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n0} = 4,09 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,94 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальное значение апериодической составляющей	$i_{ан} = 8,48 \text{ кА}$	$i_a = 0,78 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,94 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 33,54 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Выключатель прошел проверку, на всех отходящих присоединениях устанавливается данный выключатель

12.3 Выбор разъединителей.

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

Результаты выбора показаны в таблице 25.

Таблица 25 – Выбор и проверка разъединителей 35 кВ QS7,8

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном\ сети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{ном\ сети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{мтранс} = 36,95 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{мтранс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} = 3,31 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 3,69 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Разъединитель прошел проверку

Таблица 26 – Выбор и проверка разъединителей 35 кВ QS 3, 4

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{номсети} = 35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000$ А	$I_{ммосст} = 52,21$ А	$I_{ном} \geq I_{ммосст}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 63$ кА	$i_{уд} = 3,31$ кА	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	1875 кА ² с	$B_K = 3,69$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Разъединитель прошел проверку

12.4 Выбор трансформаторов тока.

Вторичная нагрузка ТТ:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k \quad (81)$$

Сопротивление контактов $r_k = 0,1$ Ом. Сопротивление проводов:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (82)$$

где $\rho = 0,0283$ (Ом·мм²)/м – удельное сопротивление провода;

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

F - сечение провода, $F = 4$ мм².

Сопротивление проводов (для 35 и 6 кВ):

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

Сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{np}}{I_2^2} \quad (83)$$

где S_{np} - мощность, потребляемая измерительными приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток

Принимаем измерительный комплекс НЕВА СТ411.

Расчет нагрузки 35, 6 кВ приведен в таблице 27, 28, 29.

Таблица 27 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока трансформаторных выключателей 35 и вводов 6 кВ подстанции Златоустовск

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	НЕВА СТ411	0,12
Счетчик РЭ		
Ваттметр	СК3021-1	0,5
Варметр	СК3021-1	0,5
Сумма		1,62

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока секционного выключателя 6 кВ подстанции Златоустовск

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Сумма		0,5

Таблица 29 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока фидеров 6 кВ подстанции Златоустовск

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	НЕВА СТ411	0,12
Счетчик РЭ		
Сумма		0,62

Сопротивление приборов трансформаторов тока трансформаторных выключателей 35 и вводов 6 кВ подстанции Златоустовск:

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

Сопротивление приборов трансформаторов тока секционного выключателя 6 кВ подстанции Златоустовск

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)}$$

Сопrotивление приборов трансформаторов тока фидеров 6 кВ подстанции
Златоустовск

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,62}{5^2} = 0,03 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока трансформаторных
выключателей 35 и вводов 6 кВ

$$Z_2 = 0,43 + 0,06 + 0,1 = 0,59 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока секционного выключателя 6 кВ

$$Z_2 = 0,43 + 0,02 + 0,1 = 0,55 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока фидеров 6 кВ

$$Z_2 = 0,43 + 0,03 + 0,1 = 0,56 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТОЛ-35-III. Сравнение
параметров приведено в таблице 30.

Таблица 30 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ ТА1, 2

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{номсети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{номсети}}$
Номинальный ток	$I_{\text{ном}} = 50 \text{ А}$	$I_{\text{мтранс}} = 36,95 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мтранс}}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{\text{прскв}} = 31 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 3,31 \text{ кА}$	$i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}$
Термическая стойкость	$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 7203 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 3,69 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка	30 Ом	0,59 Ом	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$

Трансформатор тока прошел проверку

Принимаем трансформатор тока 6 кВ типа ТПЛК-10/250 для установки в
вводные ячейки 6 кВ. Сравнение параметров приведено в таблице 31.

Таблица 31 – Проверка выбранного ТТ 6 кВ для вводного выключателя

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{номсети} = 6$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 250$ А	$I_{мввод} = 215,54$ А	$I_{ном} \geq I_{мввод}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140$ кА	$i_{уд} = 9,94$ кА	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	58800 кА ² с	$B_K = 33,54$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка	15 Ом	$0,59$ Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Трансформатор тока прошел проверку

Принимаем трансформатор тока 6 кВ типа ТПЛК-10/150 для установки в ячейку секционного выключателя 10 кВ. Сравнение параметров приведено в таблице 32.

Таблица 32 – Проверка выбранного ТТ 6 кВ для секционного выключателя

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{номсети} = 6$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 150$ А	$I_{мсек} = 107,77$ А	$I_{ном} \geq I_{мсек}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140$ кА	$i_{уд} = 9,94$ кА	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	58800 кА ² с	$B_K = 33,54$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка	15 Ом	$0,55$ Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Трансформатор тока прошел проверку

Принимаем трансформатор тока 6 кВ типа ТПЛК-10/200 для установки в ячейку присоединения 6 кВ. Сравнение параметров приведено в таблице 33.

Таблица 33 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ для присоединения

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{номсети} = 10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 200$ А	$I_{мфид} = 160,82$ А	$I_{ном} \geq I_{мфид}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140$ кА	$i_{уд} = 9,94$ кА	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	58800 кА ² с	$B_K = 33,54$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка	15 Ом	0,56 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Трансформатор тока прошел проверку

Аналогично проводим расчет и выбор трансформаторов тока для остальных присоединений, результаты расчета приведены в таблице 34

Таблица 34 – Выбор ТТ 10 кВ для присоединений

Присоединение	$I_{ном}$ (А)	$I_{макс}$ (А)	Тип принятого ТТ
Фидер №3	200	160,82	ТПЛК-10/200
Фидер №4	200	160,82	ТПЛК-10/200

12.5 Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбирают по нагрузке:

$$S_{2ном} \geq S_2$$

где $S_{2ном}$ - номинальная мощность вторичных цепей;

S_2 - нагрузка приборов.

Выбираем трансформатор напряжения на ОРУ 35 кВ.

Данные по нагрузке представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ подстанции
Златоустовск

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	СК3021-1	2	1,5
Ваттметр	СК3021-1	2	1,5
Счетчик АЭ	НЕВА СТ411	2	4
Счетчик РЭ			
Сумма			18

Принимаем НАМИ 35 УХЛ1.

Проводим проверку, данные приведены в таблице 36.

Таблица 36 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

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

ТН прошел проверку

Выбираем ТН 6 кВ типа НАМИ 6 УХЛ1.

Данные по нагрузке представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	СК3021-1	2	1,5
Ваттметр	СК3021-1	2	1,5
Счетчик АЭ	НЕВА СТ411	9	4
Счетчик РЭ			
Сумма			46

Таблица 38 – Проверка выбранных трансформаторов напряжения 6 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 46 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

ТН прошел проверку

12.6 Выбор гибких шин

Для РУ 35 кВ применяем провода такие же как для питающей линии АС-95/16 мм² Проверку на корону гибкой ошиновки 35 кВ проводить не требуется. Т.к. произошло изменение нагрузки то проводим сравнение расчетного тока нагрузки на стороне ВН подстанции с длительно допустимым значением для существующего типа шин. Расчетный ток ВН составляет 52,21 А, при этом длительно допустимый для провода АС 95/16 составляет 330 А, следовательно шины проходят проверку

12.7 Выбор жестких шин

Проводим выбор жестких шин марки АДО на стороне низкого напряжения подстанции Златоустовск. Максимальный рабочий ток составляет 215,54 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 50 × 5 мм (2,5 см²), длительно допустимы ток для данной шины составляет 910 А. Шины устанавливаем плашмя, расстояние между фазами составляет 0,4 м.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \quad (84)$$

где B_K – интеграл джоуля.

C - коэффициент для алюминия.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{33,54}}{91} = 0,06 \text{ (см}^2\text{)}$$

Фактическое сечение больше минимального значения значит данная проверка пройдена.

Проверка механической прочности

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} \quad (85)$$

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

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

Q - сечение проводника (см^2)

Момент инерции:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} \tag{92}$$

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

Наибольшее усилие:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \tag{93}$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{9940^2}{0,4} = 42,78 \text{ (Н/м)}$$

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

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

Момент инерции:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} \tag{94}$$

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

Механическое напряжение в проводе:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \tag{95}$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{9940^2 \cdot 1,1^2}{2,08 \cdot 0,4} = 2,26 \text{ (МПа)}$$

Разрушающее напряжение для принятого материала составляет 60 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего.

12.8 Выбор опорных изоляторов 6 кВ.

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{номсети}$$

2) по допустимой нагрузке:

$$F_{разр} \cdot 0,6 \geq F_{расч}$$

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

$F_{расч}$ - расчетное усилие в рассматриваемом РУ 10 кВ (Н).

Рассмотрим подробно расчет усилия воздействующего на опорные изоляторы в РУ 6 кВ подстанции Златоустовск, при горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила, определяется как:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \tag{96}$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{9940^2 \cdot 1,1}{0,4} \cdot 10^{-7} = 42,78 \text{ (Н)}$$

Выбираем по номинальному напряжению опорный изолятор типа ОСК 8-10 УХЛ2 с номинальным разрушающим усилием 8000 Н, проверяем неравенство:

$$8000 \cdot 0,6 = 4800 \geq 42,78$$

Условие выполняется следовательно данный тип изолятора принимаем для установки в РУ 10 кВ подстанции Златоустовск

12.9 Выбор трансформатора собственных нужд

Проводим выбор мощности и типа ТСН. В таблице 39 приведены мощности нагрузки электроприемников на подстанции Златоустовск.

Таблица 39 – Расчетная нагрузка СН ПС

Потребитель	Расчетная мощность
Привод выключателя 35 кВ	4,14 кВА
Обогрев приводов выключателей 35 кВ	4,8 кВА
Привод выключателей 6 кВ	3,3 кВА
Отопление КРУ 6 кВ	2,5 кВА
Освещение КРУ 6 кВ	0,2 кВА
Освещение РУ 35кВ	1,0 кВА
Цепи сигнализации	0,1 кВА
Сумма	16,04 кВА

По расчетной мощности электроприемников определяем мощность трансформатора собственных нужд подстанции Златоустовск:

$$S_P = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3} \quad (97)$$

$$S_P = \frac{16,04}{2 \cdot 0,7} = 11,45 \text{ (кВА)}$$

По расчетной мощности выбираем трансформатор типа ТСЗ 16/6 номинальной мощностью 16 кВА.

12.10 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ

Принимаем ОПН - 35 - УХЛ1 номинальным напряжением 35 кВ

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 40.

Таблица 40 – Выбор и проверка ОПН 35 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном.сети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Условия проверки			
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	25,56	22,2	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 35 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке в РУ 35 кВ.

12.11 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 6 кВ

Принимаем к установке ОПН-6 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 41.

Таблица 41 – Выбор и проверка ОПН 6 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение фазное	$U_{ном} = 3,64 \text{ кВ}$	$U_{ном.сети} = 3,64 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Условия проверки			
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	4,25	4,15	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

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

12.12 Выбор системы оперативного тока

Питание оперативных цепей управления, цепей РЗ и других устройств, от которых зависит отключение поврежденных элементов энергосистемы и ликвидация ненормальных режимов, должно отличаться особой надежностью. Поэтому главное требование, которому должен отвечать источник оперативного

тока, состоит в том, чтобы во время любых повреждений и ненормальных режимов напряжение источника оперативного тока и его мощность всегда имели достаточное значение как для безотказного действия устройств РЗ, автоматики, телемеханики и сигнализации, так и для надежного отключения и включения соответствующих выключателей. В качестве системы оперативного тока принимаем основанную на переменном токе и использованием в качестве источников питания трансформаторы собственных нужд.

13 ПРОВЕРКА ЛИНИЙ 6 КВ ПО ТЕРМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ И ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

13.1 Проверка линий 6 кВ по термической стойкости.

Проверка проводников сводится к сравнению термически стойкого сечения с фактическим по выражению:

$$S_T \leq S_{факт} \quad (98)$$

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$S_T = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \quad (99)$$

где B_k - тепловой импульс, расчётная формула приведена выше.

C - температурный коэффициент для проводников СИП.

Для примера рассчитывается термически стойкое к токам КЗ сечение для участка сети РУ 6 кВ Златоустовск – шины ВН ТП 11:

$$S_T = \frac{\sqrt{29,8}}{95} = 21,8 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Сравниваем фактическое сечение с термически стойким по условию

$$S_T \leq S_{факт} \quad (100)$$

$$21,8 \leq 35$$

Условие выполняется следовательно сечение проходит проверку. Для второй точки КЗ так же определяем термически стойкое сечение (шины ВН ТП 5):

$$S_T = \frac{\sqrt{25,42}}{95} = 20,2 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Сравниваем фактическое сечение с термически стойким по условию

$$S_T \leq S_{\text{факт}} \quad (101)$$

$$20,2 \leq 35$$

Все принятые сечения проходят проверку их оставляем для дальнейшей проверки по портере напряжения

13.2 Проверка линий 6 кВ по допустимой потере напряжения.

В данном подразделе проводится расчет потери напряжения в наиболее удаленной точке сети каждого фидера, если потеря напряжения превысит предельное значение 5% следовательно требуется увеличение сечения проводника.

Потеря напряжения в участке ВЛ определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (102)$$

где x_0, r_0 - удельное реактивное и активное сопротивление линии;

L – длина участка линии, км.

Расчет проводим на примере участка ПС Златоустовск – ТП 20 фидера №3, определяем потерю напряжения на каждом из участков используем граф сети представленный ранее (на ТП 16 отключены секционные разъединители 6 кВ):

Потеря напряжения в участке: РУ 10 кВ ПС Златоустовск - отпайка ТП 11:

$$\Delta U1 = \sqrt{3} \cdot 126,62 \cdot 0,1 \cdot (0,99 \cdot 0,92 + 0,29 \cdot 0,33) \cdot \frac{100}{6300} = 0,35 (\%)$$

Потеря напряжения в участке: отпайка ТП 11 - отпайка ТП 12:

$$\Delta U2 = \sqrt{3} \cdot 101,37 \cdot 0,25 \cdot (0,99 \cdot 0,92 + 0,29 \cdot 0,33) \cdot \frac{100}{6300} = 0,7 (\%)$$

Потеря напряжения в участке: отпайка ТП 12 - отпайка ТП 16:

$$\Delta U3 = \sqrt{3} \cdot 89,15 \cdot 0,2 \cdot (0,99 \cdot 0,92 + 0,29 \cdot 0,33) \cdot \frac{100}{6300} = 0,49 (\%)$$

Потеря напряжения в участке: отпайка ТП 12 - ТП 20:

$$\Delta U_4 = \sqrt{3} \cdot 30,3 \cdot 0,6 \cdot (0,99 \cdot 0,92 + 0,29 \cdot 0,33) \cdot \frac{100}{6300} = 0,5 (\%)$$

Суммарная потеря напряжения:

$$\Delta U = \Delta U_1 + \Delta U_2 + \Delta U_3 + \Delta U_4 \quad (103)$$

$$\Delta U = 0,35 + 0,7 + 0,49 + 0,5 = 2,04 (\%)$$

Данное значение не должно превышать 5% для наиболее удаленной от источника питания ТП, расчет показывает что потеря не превышает допустимого значения следовательно сечение менять не требуется, результаты расчета для обоих фидеров сводим в таблицу 42.

Таблица 42 – Расчет потерь напряжения

Фидер	ΔU (%)
3	2,04
4	3,59

Все сечения ВЛИ 6 кВ проходят проверку их принимаем к монтажу

14 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ ПС ЗЛАТОУСТОВСК

Система молниезащиты предназначена для отвода грозовых разрядов от оборудовании расположенного на ПС Златоустовск, тем самым позволяя исключить его повреждение. На ПС Златоустовск система молниезащиты выполнена четырьмя отдельно стоящими молниеотводами расположенными по периметру ПС, высота каждого из них составляет 17 метров (молниеотводу совмещены с мачтами освещения). Проводим расчет системы молниезащиты.

Эффективная высота отдельно стоящего молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (104)$$

Эффективная высота молниеотвода в данном случае:

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

Половина ширины внешней зоны (радиус зоны на уровне земли):

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (105)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 17) \cdot 17 = 17,09$$

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов (на примере М1-М2):

$$h_c = h_{эф} - (0,17 + 0,0002 \cdot h) \cdot (L - h) \quad (106)$$

$$h_c = 14,45 - (0,17 + 0,0002 \cdot 17) \cdot (29,0 - 17) = 11,85 \text{ (м)}$$

где L - расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внешней зоны на уровне защищаемого объекта-портала:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right) \quad (107)$$

Для линейного портала (высота 9,45 м):

$$r_x = 17,09 \cdot \left(1 - \frac{9,45}{14,45}\right) = 4,74 \text{ (м)}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_c}\right) \quad (108)$$

где h_x - высота защищаемого объекта.

$$r_{cx} = 17,09 \cdot \left(1 - \frac{9,45}{11,85}\right) = 0,7 \text{ (м)}$$

Аналогично проводится расчет для остальных пар молниеотводов, результаты расчета приведены в таблице 43

Таблица 43 – Расчет параметров молниезащиты

Система молниеотводов	L (м)	h (м)	$h_{эф}$ (м)	h_c (м)	r_0 (м)	r_x (м)	r_{cx} (м)
1-2	29,0	17,0	14,45	11,85	17,09	4,74	0,7
1-3	28,0	17,0	14,45	12,0	17,09	4,74	0,83
3-4	29,0	17,0	14,45	11,85	17,09	4,74	0,7
2-4	28,0	17,0	14,45	12,0	17,09	4,74	0,83

Зоны молниезащиты показаны на рисунке 15.

15 РАСЧЕТ СИСТЕМЫ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Проводим расчет системы искусственного заземления ПС Златоустовск после реконструкции

Размеры ПС Златоустовск $44,5 \times 36$ (м)

Определяем площадь контура заземления ПС:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) \quad (109)$$

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

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

Сечение вертикальных электродов:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (110)$$

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

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (111)$$

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{4,09^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,8 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

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

T - предельное время работы защиты выключателя (сек)

β - справочный коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку по термической стойкости

Проверка сечения по коррозионной стойкости:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (112)$$

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

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

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) \quad (113)$$

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

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

Общая длина полос в сетке:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}}(B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}}(A+3) \quad (114)$$

$$L_n = \frac{(44,5+3)}{5}(36+3) + \frac{(36+3)}{5}(44,5+3) = 1086,4 \text{ (м)}$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (115)$$

$$m = \frac{1086,4}{2 \cdot \sqrt{2716}} = 10,42$$

Принимаем число ячеек: $m = 11$

Длина стороны ячейки

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{2716}}{11} = 4,74 \text{ (м)} \quad (116)$$

Длина горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S}(m+1) = 2 \cdot \sqrt{2716}(11+1) = 1250,8 \text{ (м)} \quad (117)$$

Количество вертикальных электродов в сетке:

$$n_{\epsilon} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{2716}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 14,74 \quad (118)$$

Принимаем: $n_{\epsilon} = 15$

Принимаем длину вертикальных электродов $l_g = 4$ (м)

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_C = \rho \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_g \cdot n_g} \right) \quad (119)$$

$$R_C = 50 \cdot \left(0,42 \frac{1}{\sqrt{2716}} + \frac{1}{1250,8 + 4,0 \cdot 15} \right) = 0,44 \text{ (Ом)}$$

где - A - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент:

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (120)$$

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2716}}{(21 + 320) \cdot (4,09 + 45)}} = 1,7$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_H = R_C \cdot \alpha_H \quad (121)$$

$$R_H = 0,44 \cdot 1,7 = 0,75 \text{ (Ом)}$$

Предельное значения для класса напряжения 35 кВ составляет 4 Ом, при этом расчетное значение меньше предельного следовательно расчет окончен.

16 ЗАЩИТА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОДСТАНЦИИ ЗЛАТОУСТОВСК

16.1 Газовая защита

В данном разделе выбираем газовое реле для силового трансформатора номинальной мощностью 1600 кВА на подстанции Златоустовск, данная защита используется только на трансформаторах, имеющих масляное охлаждение т.е. основной и расширительный бак.

Данная защита является очень чувствительной при повреждениях внутри трансформатора в частности на обмотках при различного рода коротких замыканиях в том числе и витковых коротких замыканиях с возникновением электрической дуги либо значительным нагревом элементов.

При этом в районе где происходит дуговое замыкание производится разложение масла на составляющие, при значительном газообразовании и повреждении элементов. Расширяющиеся газы создают высокое давление, под действием которого они начинают движение в сторону расширителя.

Образование газов внутри корпуса трансформатора является очень опасным так как может привести к разгерметизации и повреждению трансформатора с разливом масла и его последующим возгоранием, данный факт может привести к значительным экономическим и техническим потерям.

Для исключения данной ситуации между основным баком трансформатора и расширителем устанавливается газовое реле, через которое проходят эти газы, движение потока масла и газа задействует его чувствительные элементы, в частности лопатки и происходит замыкание контактов с отключением трансформатора от сети. Работа газовой защиты является очень быстрой и оборудование не успевает получить значительные повреждения. Следует отметить то что после отключения трансформатора следует взводить отсечной клапан, который разделяет основной бак трансформатора от расширителя.

В качестве газового реле применяем реле РГЧЗ для трансформаторов подстанции Златоустовск

16.2 Защита от перегрузки

Ток срабатывания защиты от перегрузки на подстанции Златоустовск с действием на отключение определяется следующим образом:

$$I_{C3} = \frac{k_{omc}}{k_e} \cdot I_{номВН} \quad (122)$$

$$I_{C3} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 26,39 = 34,64 \text{ (А)}$$

где k_{omc} – коэффициент отстройки принятого типа реле.

k_e – коэффициент возврата принятого типа реле

Ток срабатывания для реле для трансформаторов:

$$I_{CP} = \frac{\sqrt{3} \cdot 34,64}{(50/5)} = 6,0$$

16.3 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита устанавливается на всех трансформаторах 35 кВ подстанции Златоустовск.

Ток срабатывания защиты на стороне 35 кВ трансформаторов ПС Златоустовск:

$$I_{C3} = \frac{k_n \cdot k_{сам}}{k_e} \cdot I_{номВН} \quad (123)$$

$$I_{C3} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 26,39 = 59,38 \text{ (А)}$$

где k_n – коэффициент надежности;

$k_{сам}$ – коэффициент само запуска;

$$k_n = \frac{I^{(3)}_к}{I_{C3}} \quad (124)$$

$$k_u = \frac{4,09 \cdot 10^3 \cdot (6,3 / 35)}{59,38} = 12,39$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{\sqrt{3} \cdot 59,38}{(50 / 5)} = 10,29 \text{ (A)}$$

Защита проходит проверку по чувствительности.

Питание цепей автоматики, управления и сигнализации при этом производится переменным током от шин собственных нужд подстанции через стабилизаторы напряжения.

17 АВТОМАТИКА НА ПС ЗЛАТОУСТОВСК

В выпускной квалификационной работе рассмотрены следующие виды автоматики: АВР, АПВ.

17.1 Автоматика ввода резерва

В данной работе устройство АВР применяется как на стороне низкого напряжения 10 кВ подстанции Златоустовск для увеличения параметров надежности электроснабжения потребителей. Рассмотрим подробно данное устройство.

Система АВР — это оборудование для автоматического ввода резерва. Такое устройство при нарушении параметров тока в основной сети самостоятельно производит переключение нагрузки на резервный ввод. При этом в качестве резервного источника выступает другая секция шин. В некоторых случаях наличие резервного питания и системы его ввода является обязательным.

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.

При любых отклонениях от заданных параметров автоматика дает команду на смену ввода. Таким отклонением от нормы может стать перенапряжение, падение напряжения, обрыв сети, перекос фаз или короткое замыкание. При этом устройство АВР проверяет выполнение целого ряда дополнительных условий.

Во-первых, на защищаемом участке не должно быть не устранённых неисправностей, иначе подключение резерва не имеет смысла и даже может представлять опасность. Во-вторых, основной ввод должен быть включен. Чтобы исключить ситуацию, когда не напряжение на основной линии пропало, а сам ввод был отключен намеренно. В третьих, проверяется наличие напряжения на резервной линии, ведь вторая секция может быть обесточена или требуется время для подачи напряжения.

Если все условия удовлетворяются, устройство АВР размыкает основной ввод. Только после этого подключается резервный (секционный). Далее принцип работы АВР может развиваться по двум сценариям. Если предполагается наличие двух равноценных вводов, то будет осуществляться питание от резерва. В противном случае произойдет возврат на основной ввод, когда параметры электрического тока на нем восстановятся.

С технической точки зрения устройство АВР состоит из логической и коммутационной части. Первая из них отвечает за принятие решений, а вторая выполняет механическую функцию, то есть осуществляет переключение на практике. Но задач у автоматики несколько, поэтому стоит рассмотреть компоненты АВР более детально. На каждом из вводов находятся измерительные органы. При этом измерительная часть имеет регулируемую уставку, чтобы можно было задавать верхнюю и нижнюю границу рабочего напряжения. В задачи измерительной части входит постоянный контроль того или иного ввода.

Что касается логического реле, то оно тоже имеет регулировку выдержки срабатывания. К логической части также относится цепь однократности, которая представляет собой двухпозиционное реле. Еще один немаловажный элемент АВР - индикаторная (сигнальная) часть. Она реализуется на основе указательных реле. По сути, это важная составляющая защитной функции АВР, поскольку информирует обо всех изменениях и неисправностях в работе.

В отношении силовой части стоит сказать, что она может быть собрана на контакторах или автоматических выключателях. В любом случае силовая часть

должна полностью исключать возможность одновременного включения обоих вводов. Это возможно только при использовании сразу двух типов блокировки - электронной и механической.

Схема АВР на два ввода. Это самый простой вариант организации системы АВР. Реализуется на основе двух выключателей. В трехфазной сети схема строится с использованием реле контроля фаз. Принцип действия АВР на два ввода максимально простой. В нормальном режиме электрический ток подается через первый ввод. В случае нарушений контакт на первом вводе разомкнется, а на втором замкнется. Затем происходит обратный процесс, когда напряжение на основном вводе снова появляется. Особенность данной схемы заключается в том, что всегда существует приоритет первого ввода.

На подстанции Златоустовск принимаем устройство АВР на стороне 10 кВ, а так же принимаем автоматику восстановления нормального режима ВНР, т.е. при появлении стабильного напряжения на рабочем вводе она переводит питание секции на основное питание.

17.2 Автоматическое повторное включение

Значительная часть коротких замыканий (КЗ) на воздушных ЛЭП, вызванных перекрытием изоляции, схлестыванием проводов и др. причинами, при достаточно быстром отключении повреждения релейной защитой самоустраняется. Такие самоустраняющиеся повреждения принято называть неустойчивыми.

Доля неустойчивых повреждений согласно статистическим исследованиям составляет 50-90%.

Обычно, при ликвидации аварии оперативный персонал производит опробование линии путём обратного включения под напряжение. Эта операция называется повторным включением.

Линия, на которой произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остаётся в работе. Поэтому повторные включения при неустойчивых повреждениях называют успешными.

При повторном включении линии, на которой произошло устойчивое повреждение, вновь возникает КЗ, и она вновь отключается защитой. Поэтому повторные включения линий на устойчивые повреждения называют неуспешными.

Для ускорения повторного включения линий и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей используются специальные устройства автоматического повторного включения (АПВ).

Согласно Правилам устройств электроустановок (ПУЭ) обязательно применение АПВ на всех воздушных и смешанных ЛЭП напряжением выше 1 кВ. Успешность действия АПВ составляет 50-90%. АПВ восстанавливает нормальную схему и при ложном действии релейной защиты.

Неустойчивые КЗ часто бывают и на шинах подстанций. Поэтому на ПС оборудованных быстродействующей защитой, также применяется АПВ.

Устройствами АПВ оснащаются также все одиночно работающие трансформаторы мощностью 1000 кВА и более и трансформаторы меньшей мощности, питающие ответственную нагрузку. АПВ трансформаторов должно действовать только, если трансформатор был отключен максимальной токовой защитой. Повторное включение при повреждении самого трансформатора, когда он отключен защитами от внутренних повреждений, не производится. Успешность действия АПВ шин и трансформаторов составляет 70-90%.

АПВ используется и на кабельных линиях напряжением 6-10 кВ. Несмотря на то, что повреждения кабелей бывают, как правило, устойчивыми, успешность действия АПВ составляет 40-60%. Это объясняется тем, что АПВ восстанавливает питание потребителей при неустойчивых повреждениях на шинах, при отключении линий вследствие перегрузки, при ложных и неселективных действиях защиты.

18 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ ЗЛАТОУСТОВСК

В данном разделе проводится расчет капиталовложений на реконструкцию распределительных устройств подстанции Златоустовск с последующим расчетом издержек.

Определяем стоимость РУ подстанции Златоустовск [26]:

$$K_{py} = (N_{яч35} \cdot K_{яч35} + N_{яч6} \cdot K_{яч6}) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (125)$$

где $K_{инф}$ - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2023 год

K_p - районный коэффициент: для ПС –1,3:

$N_{яч35}$ - количество ячеек выключателей 35 кВ:

$K_{яч35}$ - стоимость одной ячейки выключателя 35 кВ в ценах 2000 года:

$N_{яч6}$ - количество ячеек выключателей 6 кВ

$K_{яч6}$ - стоимость одной ячейки выключателя 6 кВ в ценах 2000 года:

$$K_{py} = (3 \cdot 0,79 + 10 \cdot 0,16) \cdot 25,74 \cdot 1,3 = 132,84 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем постоянную часть затрат [26]:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (126)$$

где $K_{пост}$ - постоянная часть затрат в ценах 2000 года:

$$K_{пост} = 4,7 \cdot 25,74 \cdot 1,3 = 157,27 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем стоимость установки второго трансформатора ТМН 1600/35/6 [26]:

$$K_{mp} = K_{mp} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (127)$$

где K_{mp} - стоимость трансформатора в ценах 2000 года:

$$K_{mp} = 2,06 \cdot 25,74 \cdot 1,3 = 68,93 \quad (128)$$

Определяем суммарные капиталовложения в подстанции Златоустовск [26]:

$$K_{nc} = K_{py} + K_{пост} + K_{mp} \quad (129)$$

$$K_{nc} = 132,84 + 157,27 + 68,93 = 359,04 \text{ (млн. руб.)}$$

Издержки на амортизацию определяются по формуле [26]:

$$I_{AM} = K_{ПС} \cdot \alpha_{ам} \quad (130)$$

где $\alpha_{ам}$ – нормы отчислений на амортизацию в год, о.е;

$K_{ПС}$ - капитальные вложения в подстанции Златоустовск.

Нормы отчислений на амортизацию определяются [26]:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}} \quad (131)$$

где $T_{сл}$ - срок службы оборудования.

$$I_{AM} = 359,04 \cdot \frac{1}{20} = 17,95 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем эксплуатационные издержки [26]:

$$I_{ЭК} = \alpha_{ЭК.ПС} \cdot K_{ПС} \quad (132)$$

где $\alpha_{ЭК.ПС} = 5,9\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций.

$$I_{\text{ЭКС}} = 359,04 \cdot 0,059 = 21,18 \text{ (млн. руб.)}$$

Проводим расчет приведенных годовых затрат по следующей формуле [26]:

$$Z = I_{AM} + I_{\text{ЭКС}} + E \cdot K_{nc} \quad (133)$$

где E – норма дисконтирования (о.е.).

$$Z = 17,95 + 21,18 + \frac{10,5}{100} \cdot 359,04 = 76,46 \text{ (млн. руб.)}$$

19 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной работе проведен анализ состояния электрической сети номинальным напряжением 6 кВ и источника питания ПС 35/6 кВ Златоустовск поселка Златоустовск в Амурской области, и разработан вариант реконструкции данной сети и источника питания для повышения надежности и качества электроснабжения потребителей данного района. При выполнении работы решено значительное количество вопросов, связанных с расчётом электрической нагрузки трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ. Проведен выбор современных воздушных линий электропередачи 6 кВ взамен устаревших. На самом источнике питания ПС Златоустовск проведена глубокая модернизация всего электротехнического оборудования, включая силовые трансформаторы, выключатели, ячейки КРУ, измерительные трансформаторы тока и напряжения.

19.1 Безопасность

При реконструкции системы электроснабжения напряжением 6 кВ и центра питания ПС Златоустовск должны соблюдаться требования государственных нормативных документов и локальных документов монтажных организаций.

Рассмотрим основные требования техники безопасности при различного рода работах в электроустановках:

Общие требования охраны труда при работе в действующих электроустановках

Работы в действующих электроустановках должны проводиться [22]:

- по заданию на производство работы, определяющему содержание, место работы, время ее начала и окончания, условия безопасного проведения, состав бригады и работников, ответственных за безопасное выполнение работы - наряду-допуску;

- по распоряжению;

- на основании перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Капитальный ремонт электрооборудования напряжением выше 1000 В, работа на токоведущих частях без снятия напряжения в электроустановках напряжением выше 1000 В, должны выполняться по технологическим картам или проекту производства работ (далее - ППР), утвержденным руководителем организации (обособленного подразделения) или техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

Не допускается самовольное проведение работ в действующих электроустановках, а также расширение рабочих мест и объема задания, определенных нарядом-допуском, распоряжением или утвержденным работодателем перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации

Выполнение работ в месте проведения работ по другому наряду-допуску должно согласовываться с работником, выдавшим первый наряд. Согласование оформляется до начала подготовки рабочего места по второму наряду записью «Согласовано» на лицевой стороне второго наряда-допуска, располагаемой в левом нижнем поле документа с подписями работников, согласующих документ.

В электроустановках напряжением до 1000В при работе под напряжением необходимо [22]:

- снять напряжение с расположенных вблизи рабочего места других токоведущих частей, находящихся под напряжением, к которым возможно случайное прикосновение, или оградить их;

- работать в диэлектрических галошах или стоя на изолирующей подставке либо на резиновом диэлектрическом ковре;

- применять изолированный или изолирующий инструмент, предназначенный для работ под напряжением на токоведущих частях, и пользоваться диэлектрическими перчатками.

- Не допускается работать в одежде с короткими или засученными рукавами, а также использовать ножовки, напильники, металлические метры и другие металлические инструменты и приспособления, не предназначенные для выполнения работ под напряжением.

Не допускается при работе около не ограждённых токоведущих частей располагаться так, чтобы эти части находились сзади работника или по обеим сторонам от него.

Работа в электроустановках должна производиться с применением электрозащитных средств, предназначенных для выполнения конкретного метода работ и класса напряжения электроустановки.

Работники, работающие в помещениях с электрооборудованием (за исключением щитов управления, релейных и им подобных), в ЗРУ и ОРУ, в подземных сооружениях, колодцах, туннелях, траншеях и котлованах, а также участвующие в обслуживании и ремонте ВЛ, должны пользоваться защитными касками.

Общие требования охраны труда при работе на коммутационных аппаратах

Допуск к работе на коммутационном аппарате разрешается после выполнения технических мероприятий, предусмотренных правилами по охране труда, обеспечивающих безопасность работы, включая мероприятия, препятствующие ошибочному срабатыванию коммутационного аппарата.

Для пробных включений и отключений коммутационного аппарата при его наладке и регулировке разрешается при несданном наряде-допуске временная подача напряжения в цепи оперативного тока, силовые цепи привода, а также подача воздуха на выключатели.

Установку снятых предохранителей, включение отключенных автоматов и открытие задвижек для подачи воздуха, а также снятие на время опробования плакатов безопасности должен осуществлять оперативный персонал.

Операции по опробованию коммутационного аппарата имеет право осуществлять производитель работ, если на это получено разрешение выдавшего наряд-допуск и подтверждено записью в строке «Отдельные указания» наряда-допуска, либо оперативный персонал по требованию производителя работ.

После опробования, при необходимости продолжения работы на коммутационном аппарате, оперативным персоналом должны быть выполнены технические мероприятия, требуемые для допуска бригады к работе.

Общие требования охраны труда при работе в комплектных распределительных устройствах

При работе на оборудовании тележки или в отсеке шкафа КРУ тележку с оборудованием необходимо выкатить в ремонтное положение; шторку отсека, в котором токоведущие части остались под напряжением, запереть на замок и вывесить плакат безопасности «Стой! Напряжение»; на тележке или в отсеке, где предстоит работать, вывесить плакат «Работать здесь».

При работах вне КРУ на подключенном к нему оборудовании или на отходящих ВЛ и КЛ тележку с выключателем необходимо выкатить в ремонтное положение из шкафа; шторку или дверцы запереть на замок и на них вывесить плакаты «Не включать! Работают люди» или «Не включать! Работа на линии».

Оперировать выкатной тележкой КРУ с силовыми предохранителями разрешается под напряжением, но без нагрузки.

Устанавливать в контрольное положение тележку с выключателем для опробования и работы в цепях управления и защиты разрешается в тех случаях, когда работы вне КРУ на отходящих ВЛ, КВЛ и КЛ или на подключенном к ним оборудовании, включая механизмы, соединенные с электродвигателями, не проводятся или выполнено заземление в шкафу КРУ.

В РУ, оснащенных вакуумными выключателями, испытания дугогасительных камер повышенным напряжением с амплитудным значением более 20 кВ необходимо выполнять с использованием специального экрана для защиты работников от возникающих рентгеновских излучений.

Общие требования охраны труда при работе на кабельных линиях

Земляные работы на территории организаций, населенных пунктов, а также в охранных зонах подземных коммуникаций (электрокабели, кабели связи, газопроводы) должны начинаться только после получения письменного разрешения руководства организации, местного органа власти и владельца этих

коммуникаций (соответственно). К разрешению должен быть приложен план (схема) размещения и глубины заложения коммуникаций (далее - план коммуникаций). Местонахождение подземных коммуникаций должно быть обозначено соответствующими знаками или надписями как на плане (схеме), так и на месте выполнения работ.

При обнаружении не отмеченных на планах коммуникаций кабелей, трубопроводов, подземных сооружений, а также боеприпасов земляные работы следует прекратить до выяснения их принадлежности и получения разрешения от соответствующих организаций на продолжение работ.

Применение землеройных машин, отбойных молотков, ломов и кирок для рыхления грунта над кабелем разрешается производить на глубину, при которой до кабеля остается слой грунта не менее 30 см. Остальной слой грунта должен удаляться вручную лопатами.

Перед началом раскопок КЛ должно быть произведено контрольное вскрытие линии под надзором персонала организации - владельца КЛ.

Открытые муфты должны укрепляться на доске, подвешенной с помощью проволоки или троса к перекинутым через траншею брускам, и закрываться коробами. Одна из стенок короба должна быть съемной и закрепляться без применения гвоздей. Запрещается использовать для подвешивания кабелей соседние кабели, трубопроводы. Кабели следует подвешивать таким образом, чтобы не происходило их смещение. На короба, закрывающие откопанные кабели, следует вывешивать плакат безопасности «Стой! Напряжение».

Перед разрезанием кабеля или вскрытием муфт следует удостовериться в том, что работа будет выполняться на подлежащем ремонту кабеле, что этот кабель отключен и что выполнены технические мероприятия.

На рабочем месте подлежащий ремонту кабель определяется [22]:

- при прокладке в туннеле, коллекторе, канале - прослеживанием, сверкой раскладки с чертежами и схемами, проверкой по биркам;

- при прокладке кабелей в земле - сверкой их расположения с чертежами прокладки.

Для этой цели должна быть предварительно прорыта контрольная траншея (шурф) поперек кабелей, позволяющая видеть все кабели.

Во всех случаях, когда отсутствует видимое повреждение кабеля, следует применять кабеле-искательный аппарат.

Перед разрезанием кабеля или вскрытием соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с помощью специального приспособления, состоящего из изолирующей штанги и стальной иглы или режущего наконечника. На КЛ с двухсторонним питанием отсутствие напряжения проверяется проколом дистанционным способом с двух сторон от места повреждения кабеля или соединительной муфты.

В туннелях, коллекторах, колодцах, траншеях, где проложено несколько кабелей, и на других кабельных сооружениях приспособление должно быть с дистанционным управлением. Приспособление должно обеспечить прокол или разрезание оболочки до жил с замыканием их между собой и заземлением. Кабель у места прокалывания предварительно должен быть закрыт экраном.

При перекатке барабана с кабелем необходимо принять меры против захвата его выступами частей одежды.

До начала работ по перекатке барабана следует закрепить концы кабеля и удалить торчащие из барабана гвозди.

Барабан с кабелем разрешается перекатывать только по горизонтальной поверхности по твердому грунту или настилу.

Перекладывать кабель и переносить муфты следует после отключения кабеля. Перекладывать кабель, находящийся под напряжением, разрешается при условиях [22]:

- перекладываемый кабель должен иметь температуру не ниже 5 градусов С;
- муфты на перекладываемом участке кабеля должны быть укреплены хомутами на досках;

- для работы должны использоваться диэлектрические перчатки, поверх которых для защиты от механических повреждений должны быть надеты брезентовые рукавицы;

- работа должна выполняться работниками, имеющими опыт прокладки, под надзором ответственного руководителя работ, имеющего группу V по электробезопасности, в электроустановках напряжением выше 1000 В и производителя работ, имеющего группу IV по электробезопасности, в электроустановках напряжением до 1000 В.

При работах на воздушных линиях электропередачи

Подниматься на опору и работать на ней разрешается только после проверки достаточной устойчивости и прочности опоры, особенно ее основания.

Для определения прочности деревянных опор должна проверяться степень загнивания древесины с откапыванием опоры на глубину не менее 0,5 м. Для определения прочности железобетонных опор и приставок должно проверяться отсутствие недопустимых трещин в бетоне, оседания или вспучивания грунта вокруг опоры, разрушения бетона опоры (приставки) с откапыванием грунта на глубину не менее 0,5 м.

Необходимость и способы укрепления опоры, прочность которой вызывает сомнение (недостаточное заглубление, вспучивание грунта, загнивание древесины, трещины в бетоне), должны определяться на месте производителем или ответственным руководителем работ.

Работы по укреплению опоры с помощью растяжек следует выполнять без подъема на опору, с телескопической вышки или другого механизма для подъема людей, с установленной рядом опоры, либо применять для этого специальные раскрепляющие устройства, для навески которых не требуется подниматься по опоре.

Подниматься по опоре разрешается только после ее укрепления.

Опоры, не рассчитанные на одностороннее тяжение проводов и тросов и временно подвергаемые такому тяжению, должны быть предварительно укреплены во избежание их падения.

До укрепления опор не допускается нарушать целостность проводов и снимать вязки на опорах.

Способы валки и установки опоры, необходимость и способы ее укрепления во избежание отклонения определяет ответственный руководитель работ. В случае применения оттяжек с крюками последние должны быть снабжены предохранительными замками.

При производстве работ с опоры, телескопической вышки, гидроподъемника без изолирующего элемента или другого механизма для подъема людей расстояние от работника, применяемого инструмента, приспособлений, канатов, оттяжек до провода (электропередачи, радиотрансляции, телемеханики), находящегося под напряжением до 1000 В, должно быть не менее 0,6 м.

При производстве работ, при которых не исключена возможность приближения к проводам (электропередачи, связи, радиотрансляции, телемеханики) на расстояние менее 0,6 м, эти провода должны быть отключены и заземлены на месте производства работ.

Работы по перетяжке и замене проводов на ВЛ напряжением до 1000 В и на линиях уличного освещения, подвешенных на опорах линий напряжением выше 1000 В, должны выполняться с отключением всех линий напряжением до и выше 1000 В и заземлением их с двух сторон участка работ. Работы следует выполнять по наряду-допуску бригадой в составе не менее двух работников; производитель работ должен иметь группу IV по электробезопасности.

19.2 Экологичность

В соответствии с ПУЭ для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара в данной работе предусматривается сооружение маслоприемников на силовых трансформаторах ПС Златоустовск.

На ПС Златоустовск при модернизации планируется замена устаревших силовых трансформаторов 35/6 кВ с установкой современных, с

соответствующими маслоприемниками для них, тип принятого трансформатора: ТМН 1600/35/6 с размерами (м) $3,7 \times 1,55 \times 3,65$ и массой масла 2,85 т.

При расчете маслоприемников учитываем следующие требования [22]:

1) Габариты маслоприемников выступают за габариты трансформаторов на 1,0 м (при массе масла от 2 до 10 тонн).

2) Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа, вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [22].

3) Маслоприемники выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [22].

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

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле [7]:

$$V_{\text{тр.м}} = \frac{M}{\rho} \quad (134)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным.

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

$$V_{\text{тр.м}} = \frac{2,85}{0,88} = 3,24 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем площадь маслоприемника по формуле [7]:

$$S_{\text{мн}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (135)$$

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

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника

$$S_{mn} = (3,7 + 2 \cdot 1) \cdot (1,55 + 2 \cdot 1) = 20,24 \text{ (м}^2\text{)}$$

Площадь боковой поверхности трансформатора [7]:

$$S_{\delta n} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (136)$$

где H – высота трансформатора (м)

$$S_{\delta n} = (3,7 + 1,55) \cdot 2 \cdot 3,65 = 38,33 \text{ (м}^2\text{)}$$

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

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

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара [7]:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{\delta n}) \cdot 10^{-3} \quad (137)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (20,24 + 38,33) \cdot 10^{-3} = 21,08 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды [7]:

$$V_{mmH_2O} = V_{mpm} + 0,8 \cdot V_{H_2O} \quad (138)$$

$$V_{mmH_2O} = 3,24 + 0,8 \cdot 21,08 = 20,1 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости V_{mmH_2O} [7]:

$$H_{mn} = \frac{V_{mmH_2O}}{S_{mn}} \quad (139)$$

$$H_{mn} = \frac{20,1}{20,24} = 0,99 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки согласно [22]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки согласно [22]:

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная глубина маслоприемника [22]:

$$H_{nmi} = H_{mn} + H_{en} + H_z \tag{140}$$

$$H_{nmi} = 0,99 + 0,05 + 0,25 = 1,29 \text{ (м)}$$

19.3 Чрезвычайные ситуации

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

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

Систему предотвращения пожара на ПС Златоустовск составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горячей среды; устранением образования в этой среде источника зажигания; поддержанием температуры горячей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Противопожарная защита на ПС Златоустовск обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих, либо трудно горючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения, изоляцией

горючей среды от оборудования;

- предотвращением распространения пожара за пределы;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными временем огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей из пожара;
- системами оповещения о пожаре;
- применением пожарной сигнализации;
- организацией пожарной охраны объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

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

Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам, огнезащитным перегородкам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри рассматриваемого помещения. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери, перегородки.

Виды пожарной техники, применяемые на ПС Златоустовск:.

Пожарная техника, предназначенная для защиты электрооборудования, классифицируется на следующие группы: пожарные машины, средства пожарной и охранной сигнализации, пожарное оборудование, ручной

инструмент, инвентарь и пожарные специальные устройства.

На ПС Златоустовск применяются установки водяного, пенного, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой на ПС Златоустовск является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, она нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

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

В РУ ПС Златоустовск 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 ПС Златоустовск необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Переносные огнетушители на ПС Златоустовск размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему [20].

Для размещения первичных средств тушения пожара в помещениях, на секциях РУ, а также на территории, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура углекислотных, химических, воздушно - пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

С наступлением морозов пенные огнетушители, находящиеся на улице, переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители допускается 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 ВКР была представлена характеристика поселка Златоустовск и системы электроснабжения с центром питания одноименной ПС Златоустовск 35/6 кВ. В результате проведенного анализа существующей системы электроснабжения и выявления значительного количества недостатков, было принято решение спроектировать новую современную систему электроснабжения с установкой современного оборудования как в распределительной сети так и на источнике питания. Так же в данной работе проведен анализ состояния оборудования и схемы распределительных устройств центра питания - подстанции Златоустовск, принято решение выполнить модернизацию распределительного устройства высокого и низкого напряжения, рассчитать и выбрать современное коммутационное, измерительное и иное оборудование. Рассмотрены различные дополнительные вопросы связанные с экономическими аспектами при реконструкции а так же с безопасностью труда при реализации намеченной деятельности

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений / Т.В. Анчарова, Е.Д. Стебунова, М.А. Рашевская. - Волог-да: Инфра-Инженерия, 2016. - 416 с.
- 2 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, 2018. - 192 с.
- 3 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование.: Учеб-ник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, 2015. - 48 с.
- 4 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, НИЦ Инфра-М, 2012. - 416 с.
- 5 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перена-пряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатом-издат, 2006.
- 6 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие. – Издательство: Павлодар: Кереку Год: 2008
- 7 Булгаков А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: Учебное пособие. / А. Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд – во АмГУ, 2020. - 90 с.
- 8 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 880 с.
- 9 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 592 с.
- 10 Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование органи-заций и учреждений (для бакалавров). Учебное пособие / Э.А. Киреева. - М.: КноРус, 2017. - 272 с.

- 11 Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий (для бакалавров) / Э.А. Киреева. - М.: Кно-Рус, 2015. - 192 с.
- 12 Коробов, Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование / Г.В. Коробов. - СПб.: Лань, 2014. - 192 с.
- 13 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин. - М.: Academia, 2016. - 160 с.
- 14 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин, Б.В. Жи-лин, М.Г. Ошурков. - Рн/Д: Феникс, 2017. - 416 с.
- 15 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин. - РнД: Феникс, 2018. - 382 с.
- 16 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник для студентов учрежде-ний высшего профессионального образования / Б.И. Кудрин. - М.: ИЦ Академия, 2012. - 352 с.
- 17 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.
- 18 Лыкин А.В. Распределительные электрические сети. М.: Нововибирский государственный технический университет, 2018.
- 19 Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций. М.:Инфа-Инженерия, 2020.
- 20 Ополева, Г.Н. Электроснабжение промыш.предприятий и горо-дов: Учебное пособие / Г.Н. Ополева. - М.: Форум, 2018. - 350 с.
- 21 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и до п.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.
- 22 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.
- 23 Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957)

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

25 Ушаков В.Я. Современные проблемы электроэнергетики : учебное пособие / В.Я. Ушаков. - Томск : Изд-во ТПУ, 2014. - 447 с.

26 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.

27 Энергоэффективное электрическое освещение : учебное пособие / С.М. Гвоздев, Д.И. Панфилов, Т.К. Романова и др. ; под ред. Л.П. Варфо-ломеева. - Москва : Изд-во МЭИ, 2013. - 288 с.

28 Энергоэффективность в России: скрытый резерв. - Москва : ЦЭНЭФ, 2007.- 162 с.

29 <https://ru.wikipedia.org>

30 Данные преддипломной практики

ПРИЛОЖЕНИЕ А – Расчет нагрузок на каждом фидере ТП

Фидер	Расчётная активная мощность (кВт)	Расчётная реактивная мощность (кВАр)	Расчётная полная мощность (кВА)
ТП 2			
1	79,6	16,12	81,22
2	72,4	14,68	73,87
ТП 5			
1	99,5	20,15	101,52
2	35,5	7,15	36,21
ТП 8			
1	99,5	20,15	101,52
2	69,0	13,9	70,39
ТП 10			
1	58,0	11,6	59,15
2	72,2	14,54	73,65
ТП 11			
1	79,8	16,26	81,44
2	79,5	16,05	81,10
ТП 12			
1	51,7	10,39	52,73
2	86,6	17,42	88,33
ТП 14			
1	89,9	31,78	95,35
2	90,55	21,35	93,03
ТП 16			
1	191,0	41,25	195,40
2	159,3	33,58	162,80
3	57,79	43,09	72,09
4	57,79	43,09	72,09
5	163,1	68,73	176,99
ТП-20			
1	94,9	15,83	96,21
2	177,1	60,9	187,28
3	65,0	13,1	66,31
ТП-22			
1	78,0	15,6	79,54
2	51,8	10,46	52,85
ТП-28			
1	65,1	13,17	66,42
2	34,0	12,92	36,37
3	68,0	18,77	70,54

ПРИЛОЖЕНИЕ Б - Выбор проводников для ВЛ 0,4 кВ

Фидер	Расчетный ток (А)	Марка и сечение проводника (мм ²)	Длительно допустимый ток (А)
ТП 2			
1	117,37	СИП-2 3×25+1×35	100,0
2	106,75	СИП-2 3×25+1×35	100,0
ТП 5			
1	146,71	СИП-2 3×35+1×50	160,0
2	52,33	СИП-2 3×16+1×25	100,0
ТП 8			
1	146,71	СИП-2 3×35+1×50	160,0
2	101,72	СИП-2 3×25+1×35	100,0
ТП 10			
1	85,48	СИП-2 3×16+1×25	100,0
2	106,43	СИП-2 3×25+1×35	100,0
ТП 11			
1	117,69	СИП-2 3×25+1×35	100,0
2	117,20	СИП-2 3×25+1×35	100,0
ТП 12			
1	76,20	СИП-2 3×16+1×25	100,0
2	127,64	СИП-2 3×25+1×35	100,0
ТП 14			
1	137,62	СИП-2 3×35+1×50	160,0
2	134,44	СИП-2 3×35+1×50	160,0
ТП 16			
1	282,37	СИП-2 3×95+1×70	300,0
2	235,26	СИП-2 3×70+1×70	250,0
3	104,18	СИП-2 3×25+1×35	100,0
4	104,18	СИП-2 3×25+1×35	100,0
5	255,77	СИП-2 3×95+1×70	300,0
ТП-20			
1	139,03	СИП-2 3×35+1×50	160,0
2	270,64		
3	95,82	СИП-2 3×16+1×25	100,0
ТП-22			
1	114,94	СИП-2 3×25+1×35	100,0
2	76,37	СИП-2 3×16+1×25	100,0
ТП-28			
1	95,98	СИП-2 3×16+1×25	100,0
2	52,56	СИП-2 3×16+1×25	100,0
3	101,94	СИП-2 3×25+1×35	100,0

ПРИЛОЖЕНИЕ В – Определение расчетных мощностей нагрузки на стороне 6
кВ ТП

ТП	ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (кВА)	ΔS_m (кВА)	$P_{вн}$ (кВт)	$Q_{вн}$ (кВАр)	$S_{вн}$ (кВА)
2	1,95	6,56	6,85	138,75	34,28	146,43
5	1,74	5,83	6,08	123,24	30,40	130,04
8	2,17	7,27	7,59	153,82	37,92	162,31
10	1,67	5,62	5,86	118,85	29,15	125,38
11	2,04	6,85	7,15	145,41	35,93	149,78
12	1,78	5,97	6,23	126,25	31,00	133,18
14	2,40	8,06	8,41	166,81	56,48	179,80
16	8,56	28,74	29,99	574,64	235,51	641,42
20	4,41	14,80	15,44	307,71	95,65	330,26
22	1,67	5,60	5,84	118,49	29,05	124,99
28	2,18	7,33	7,65	152,57	47,70	163,65
Суммарное значение				2126,54	663,08	2290,91

ПРИЛОЖЕНИЕ Г Максимальные потоки мощности ВЛ

Участок	Поток активной мощности (кВт)	Поток реактивной мощности (кВАр)	Поток полной мощности (кВА)
1-2	1595,23	497,31	1671,25
2-5	1396,71	448,4925	1509,06
5-7	1388,824	453,592	1503,12
7-9	1142,656	377,072	1238,912
9-10	1018,29	341,79	1104,02
10-11	1151,74	386,98	1247,86
11-13	1246,53	410,22	1347,85
13-14	1283,05	420,35	1386,35
14-16	1387,11	446,0625	1496,168
16-18	1502,475	474,5025	1617,9
18-1	1595,23	497,31	1671,25
2-3	118,85	29,15	125,38
2-4	145,41	35,93	149,78
5-6	126,25	31,0	133,18
7-8	307,71	95,65	330,26
11-12	118,49	29,05	124,99
14-15	138,75	34,28	146,43
16-17	153,82	37,92	162,31
18-19	123,24	30,4	130,04