

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Н.В. Савина

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10 кВ южной части города Зея в Амурской области с центром питания подстанция Протока напряжением 35/10 кВ

Исполнитель  
студент группы 742-узб

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.А. Косей

Руководитель  
профессор, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

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

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
старший преподаватель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2021

**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.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Косей Александра Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10 кВ южной части города Зея в Амурской области с центром питания подстанция Протока напряжением 35/10 кВ

(утверждено приказом от 19.03.21 № 575-уч)

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

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Однолинейная схема ПС, нагрузки по контрольным замерам

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика и расчёт существующих нагрузок, реконструкция ПС Протока, расчёт токов КЗ, выбор оборудования, молниезащита, выбор типов защит.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части, 25 таблиц, 9 рисунков, программный продукт Excel

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков Андрей Борисович, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 07.04.2021г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович, профессор, канд. техн. наук

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

Задание принял к исполнению (дата): 07.04.2021 г.

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 100 стр., 9 рисунков, 24 таблицы, 98 формул, 21 источник, 2 приложения.

ГОРОДСКОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ПОТРЕБИТЕЛЬ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, РАСЧЕТНАЯ МОЩНОСТЬ НАГРУЗКИ,  
КОЭФФИЦИЕНТ МОЩНОСТИ, КОММУТАЦИОННЫЙ АППАРАТ,  
ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ НАГРУЗКИ,  
ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ  
ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ,  
ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, КОРОТКОЕ  
ЗАМЫКАНИЕ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, БЕЗОПАСНОСТЬ  
ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В представленной выпускной квалификационной работе разработан экономически целесообразный вариант реконструкции системы электроснабжения 10 кВ южной части города «Зея» в Амурской области с центром питания ПС «Протока» номинальным напряжением 35/10 кВ. Проведен анализ существующей системы электроснабжения и источника питания, предложены пути решения различных проблем электроснабжения, включая выбор необходимого оборудования как в электрической сети, так и на источнике питания. Выбор оборудования проводился на основании расчетных данных о токах нагрузки и короткого замыкания. Проведены необходимые экономические расчеты при реконструкции системы электроснабжения, определены суммарные капиталовложения и годовые издержки.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Климатическая характеристика местности	9
2 Характеристика потребителей	11
3 Характеристика существующей сети 10 кВ	12
4 Характеристика источника питания	16
5 Определение нагрузок 0,4 кВ	19
6 Проверка коэффициентов загрузки трансформаторов КТП	24
7 Выбор числа и мощности трансформаторов КТП	26
8 Определение расчетных нагрузок ВН КТП	28
9 Определение расчетных нагрузок на шинах 10 кВ подстанции Протока	31
10 Компенсация реактивной мощности	32
11 Проверка коэффициентов загрузки трансформаторов подстанции Протока	33
12 Расчет токов короткого замыкания	34
13 Выбор оборудования РУ подстанции Протока	39
13.1 Выбор выключателей 35 кВ	39
13.2 Выбор выключателей 10 кВ	40
13.3 Выбор разъединителей 35 кВ	41
13.4 Выбор трансформаторов тока	41
13.5 Выбор трансформаторов напряжения	44
13.6 Выбор жестких шин 35 кВ	45
13.7 Выбор жестких шин 10 кВ	46
13.8 Выбор изоляторов 10 кВ	48
13.9 Выбор трансформаторов собственных нужд	49
13.10 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения 35 кВ	49
13.11 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения 10 кВ	50
14 Выбор сечений ВЛ 10 кВ	51

15	Проверка сечений по термической стойкости и потере напряжения	53
15.1	Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ	55
15.2	Проверка линий КЗ 10 кВ по допустимой потере напряжения	56
16	Защита трансформаторов 35 кВ	58
16.1	Защита от перегрузки	58
16.2	Максимальная токовая защита	58
16.3	Газовая защита	59
17	Расчет экономических показателей	60
18	Защита от прямых ударов молнии подстанции Протока	64
19	Расчет сети заземления	67
20	Блок защит присоединений 10 кВ	70
20.1	Описание работы устройства	70
20.2	Назначение	71
20.3	Состав оборудования	71
20.4	Основные функции	72
21	Защита понижающих трансформаторов 10/0,4 кВ	88
22	Безопасность и экологичность	90
22.1	Безопасность	90
22.2	Экологичность	94
22.3	Чрезвычайные ситуации	96
	Заключение	98
	Библиографический список	99
	Приложение А. Расчет нагрузок	101
	Приложение Б. Расчет потерь мощности	102

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- АВР – автоматика ввода резерва;
- АПВ – автоматика повторного включения;
- АЧР – автоматическая частотная разгрузка;
- ВН – выключатель нагрузки;
- ДЗ – дуговая защита;
- КЗ – короткое замыкание;
- КТП – комплектная трансформаторная подстанция;
- КУ – устройство компенсации реактивной мощности;
- ЛЗШ – логическая защита шин;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- МЗ – микропроцессорная защита электрооборудования;
- ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;
- ОУ – огнетушитель углекислотный;
- ПС – понижающая электрическая подстанция;
- СВ – секционный выключатель;
- ТН – измерительный трансформатор напряжения;
- ТО – токовая отсечка;
- ТТ – измерительный трансформатор тока;
- УРОВ – устройство резервирования при отказе выключателя.

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в промышленности, выпускающей электроэнергетическое оборудование, появляется значительное количество современных материалов и устройств которые в значительной степени имеют лучшие эксплуатационные показатели нежели устаревшее оборудование используемое в системах электроснабжения в настоящее время. Новые материалы и технологии позволяют в короткие сроки проводить реконструкцию и модернизацию систем электроснабжения разных уровней напряжения. В данной работе предполагается выполнить реконструкцию и модернизацию системы электроснабжения 10 кВ и источника питания ПС «Протока» в городе «Зея» Амурской области, с использованием современного оборудования и материалов. Данная система электроснабжения выбрана из за значительного количества отказов оборудования происходящего в настоящее время, связано это с физическим износом и выработкой своего ресурса.

Актуальность работы заключается в том что на рассматриваемом участке системы электроснабжения требуется провести реконструкцию и замену устаревшего оборудования, в связи со значительными финансовыми потерями при обесточивании потребителей. Данная процедура позволит избежать незапланированных потерь, снизить стоимость и частоту ремонтов, повысить качество электроснабжения а главное его надежность.

Цель работы - разработать такую систему электроснабжения южной части города «Зея», которая отвечала бы требованиям по надежности и качеству поставляемой электроэнергии потребителям, минимизирующую потери энергии и эксплуатационные издержки.

Задачи решаемые в данной работе:

- 1) Анализ системы электроснабжения и источника питания, разработка вариантов реконструкции и модернизации.
- 2) Расчет нагрузок всех потребителей рассматриваемого участка сети

3) Проверка коэффициентов загрузки и выбор новых типов трансформаторов КТП при необходимости.

4) Выбор проводников линий электропередачи на основании расчетов нагрузок КТП и токов короткого замыкания.

5) Выбор оборудования на источнике питания - ПС «Протока» на основании данных о нагрузке и расчетных данных о токах короткого замыкания во всех РУ

6) Расчет величины капиталовложений в реконструкцию сети

7) Определение основных мер по безопасности и экологичности при работе электротехнического оборудования

После выполнения работы ожидаемыми результатами является: получение фактических значений нагрузок во всех узлах сети и значений токов короткого замыкания, получение данных о стоимости реализации проекта реконструкции.

При выполнении работы использовались следующие программы: Word, Excel, Visio. Mat soft: Mathcad.

Проект реконструкции выполнен в соответствии с требованиями всех действующих нормативных документов.

## 1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТНОСТИ

Климатические условия района, в котором находится ПС «Протока» и система электроснабжения, соответствуют умеренному климатическому поясу.

Вся территория находится под воздействием восточноазиатской муссонной циркуляции, которая обуславливает сезонную смену направления ветров, типов воздушных масс, увеличение относительной влажности и осадков в тёплый период года и резко различающиеся типы погоды по сезонам.

Морозы достигают  $-54$  °С. Среднемесячная температура в январе достигает  $-37,7$  °С. Зимой осадки незначительны, поэтому высота снежного покрова всего  $20 \div 40$  см (нормативная снеговая нагрузка 700 Па).

Лето теплое и влажное. Туманы обильны, особенно в первую половину лета. Летние муссонные дожди возникают обычно в июле и увеличиваются к началу августа. Дожди приводят к сильным разливам рек и составляют 60 – 70 % годового количества. Количество осадков в год примерно 500 – 600 мм.

Средняя июльская температура достигает примерно  $+24,9$  °С.

Осень ясная, теплая, с прозрачным сухим воздухом. Безветренная погода продолжается до октября. В октябре наступают заморозки.

В настоящей выпускной квалификационной работе все расчеты будут производиться с учетом особенностей окружающей среды и местных климатических условий города «Зея», в таблице 1 приведены основные характеристики климатических условий и их расчетные величины.

Данные указанные в таблице 1 используем в дальнейших расчетах и при выборе основного электротехнического оборудования в частности проводов линий электропередачи а так же силовых трансформаторов на комплектных трансформаторных подстанциях.

Таблица 1 - Климатическая характеристика местности

№	Наименование	Значение
1	район по гололеду	3
2	нормативная стенка гололеда, мм	10
3	район по ветру	3
4	низшая температура воздуха, °С	- 54
5	среднегодовая температура воздуха, °С	+1,1
6	высшая температура воздуха, °С	+ 36
7	число грозových часов в год	45
8	высота снежного покрова, макс/средн., см	45/15
9	степень загрязнения атмосферы	1
10	температура при гололеде, °С	- 10
11	глубина промерзания грунтов, м	3
12	сейсмичность района, баллы	6
13	Высота над уровнем моря,	314

## 2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

К основным потребителям расположенным в рассматриваемом районе электрических сетей города «Зея» относятся следующие: жилые дома, гаражи, небольшие магазины, административные здания, лесозаготовка, незначительное количество двухэтажных многоквартирных домов, складские помещения, котельная, очистные сооружения

По надежности электроснабжения основная часть потребителей относится к третьей категории но так же имеется и вторая, первая категория представлена в виде котельной, особая группа первой категории в нагрузке отсутствует, следовательно при реконструкции ПС «Протока» и системы электроснабжения учитываем тот факт что достаточно питания указанных потребителей от одного источника. Третья и вторая группа не предъявляют высоких требований по надежности электроснабжения при этом для второй категории резервирование питания может быть выполнено на стороне низкого напряжения КТП 0,4 кВ

По роду тока в нагрузке в основном имеются как однофазные потребители напряжением 220В (жилые одноэтажные дома, многоквартирные и многоквартирные) так и трехфазные потребители в основном представленные в потребителе «котельная», «очистные сооружения». Так же в нагрузке имеются такие потребители как гаражи, складские помещения, кислородная станция, очистные сооружения.

### 3 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СЕТИ 10 КВ

Подробная поопорная схема расположения КТП на рассматриваемом участке сети представлена на рисунке 2. Как видно на рисунке, суммарное количество КТП составляет 10 шт., все они являются одно трансформаторными за исключением ТП 139, 148 на которых расположены два трансформатора, это определяется из категории надежности электроснабжения. Все КТП питаются по воздушным линиям электропередачи причем, используются в данном случае как деревянные так и железобетонные опоры, практически на всех участках требуется замена данных опор ввиду их физического износа, подкашивания, проседания грунта.

На ВЛ используется в качестве проводника, провод марки АС 50/8 и АС 70/11, это сталеалюминевый провод с сечением алюминиевой токопроводящей части 50-70 мм<sup>2</sup> и сечением стальной несущей части 8-11 мм<sup>2</sup>, следует отметить что в настоящее время данный тип проводника практически не используется при проектировании новых систем электроснабжения, т.к. обладает значительными недостатками по сравнению с современными типами изолированных проводников типа СИП. К недостаткам данного проводника можно отнести высокую вероятность повреждения из за короткого замыкания, при сильном ветре и склестывании проводов, высокую вероятность однофазных замыканий из за отсутствия покрытия изоляцией, так же повешенные потери напряжения по сравнению с аналогичными проводниками СИП). Поэтому в данной работе предпочтение отдается проводникам типа СИП-3 номинальным напряжением до 20 кВ.

Трансформаторные подстанции выполнены комплектными и расположены на расстоянии от 0,05 до 0,7 км друг от друга.

Подробная однолинейная схема сети представлена на рисунке 2. Рассмотрим подробно каждый фидер подключенный к шинам низкого напряжения ПС «Протока»:

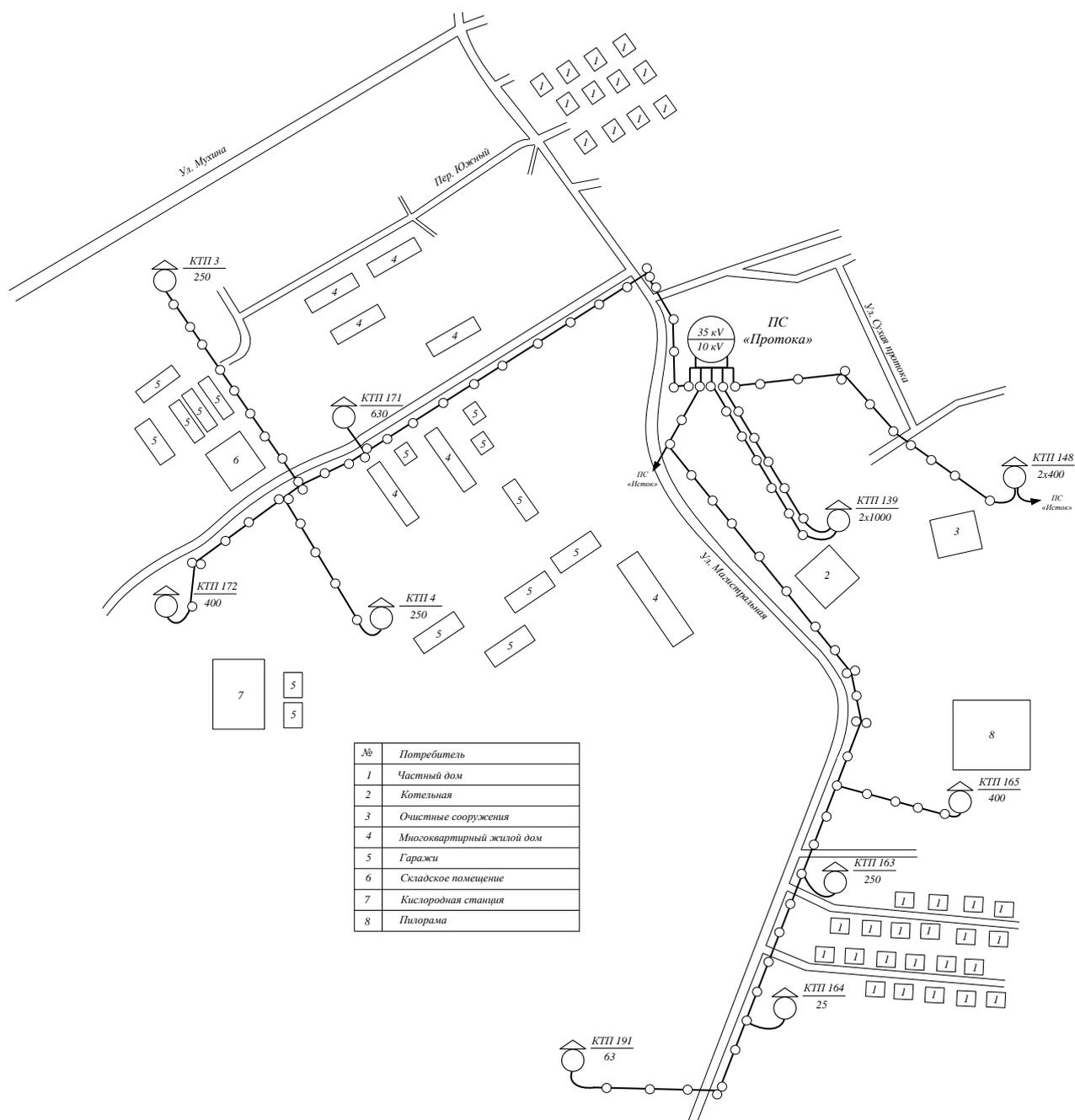


Рисунок 1 – Поопорная схема расположения КТП

Фидер №1: в данном случае выполнен по радиальной схеме, от него получают питание одна двухтрансформаторная КТП № 148, на которой установлен трансформаторы типа ТМ 400/10 номинальной мощностью 400 кВА, протяженность участка ВЛ составляет 0,55 км, второе питание на данную КТП приходит с ПС «Исток».

Схема электрической сети после  
реконструкции

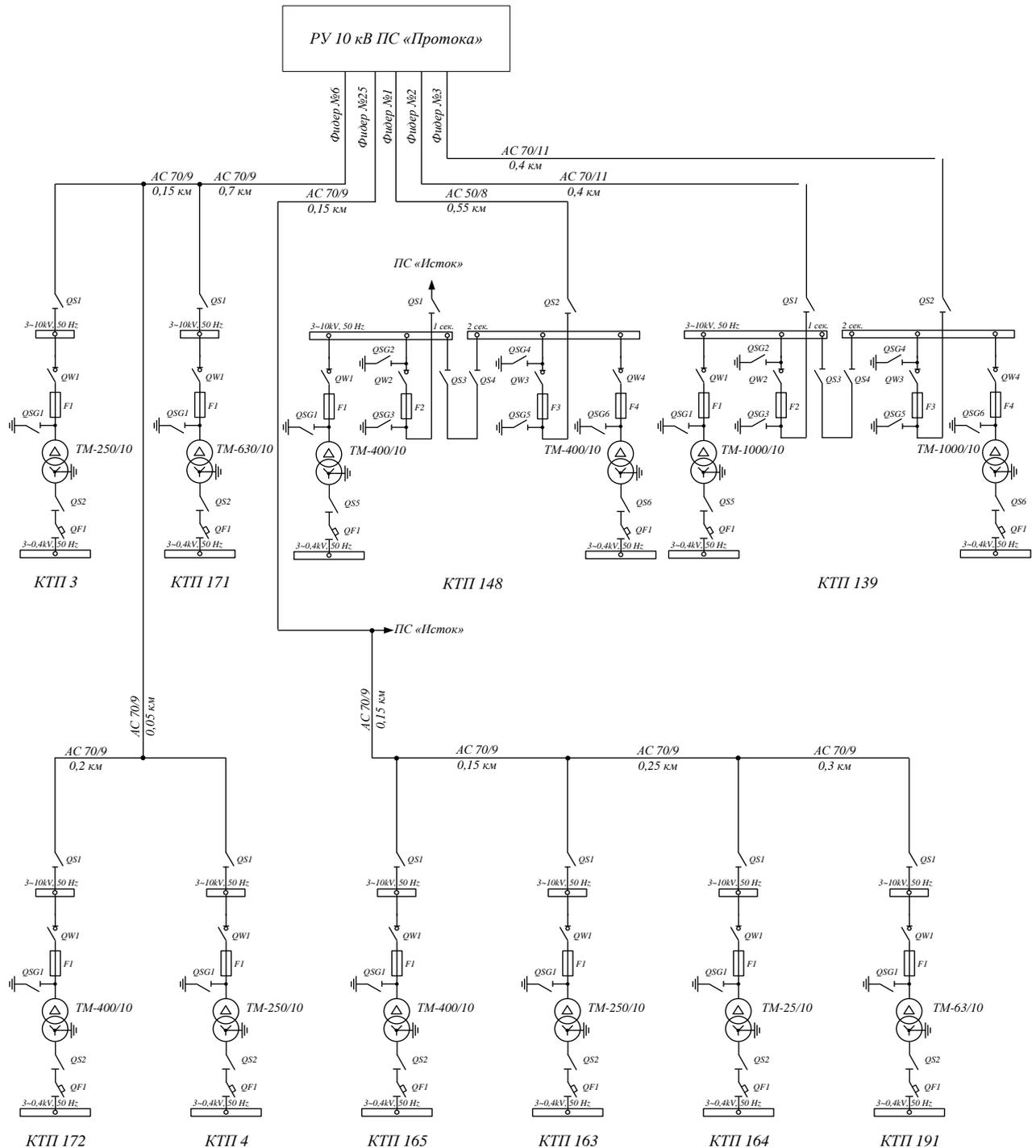


Рисунок 2 – Однолинейная схема электрической сети 10 кВ

Фидер №2, 3: в данном случае выполнены по радиальной схеме, от них получает питание двух трансформаторная КТП №139 от которой в свою очередь получает питание такой потребитель как котельная, на КТП установлены трансформаторы типа ТМ 1000/10 номинальной мощностью 1000

кВА, протяженность участков ВЛ составляет 0,4 км, данные фидеры являются взаимно-резервирующими.

Фидер №6: от данного присоединения по радиальной схеме получают питание 4 КТП № 3, 4, 171, 172 с трансформаторами ТМ номинальной мощностью от 250 до 630 кВА, протяженность участков ВЛ в данном случае составляет 0,15-0,7 км, резервирование от других фидеров так же отсутствует.

Фидер №25: выполнен по радиальной схеме, имеется резервирование фидером №14 ПС «Исток» (находящаяся неподалеку от ПС «Протока»), на данном участке получают питание 4 КТП с трансформаторами ТМ номинальной мощностью от 25 до 400 кВА, протяженность участков ВЛ составляет в данном случае 0,15-0,3 км.

В качестве коммутационных аппаратов на КТП используются линейные разъединители расположенные на опорах линии электропередач, на самих КТП установлены выключатели нагрузки 10 кВ, на стороне НН КТП установлены рубильники с автоматическими выключателями 0,4 кВ, защита силовых трансформаторов осуществляется на стороне ВН высоковольтными предохранителями соответствующего номинального тока, на стороне НН соответственно автоматическими выключателями.

#### 4 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКА ПИТАНИЯ

Подробная однолинейная схема источника питания данной части электрических сетей представлена на рисунке 3.

Схема распределительного устройства высокого напряжения определяется типом подключения к системе внешнего электроснабжения, данная ПС является тупиковой и поэтому схема РУВН выполнена как 4Н «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», данная схема применяется для уровней напряжения 35-220 кВ (при тупиковом и осветительном типе подключения)

Рассмотрим подробно работу данного РУ при повреждении на питающей линии электропередач. При возникновении КЗ на ВЛ происходит отключение соответствующего выключателя (перемычка в нормальном режиме находится в отключенном положении), в работе остается один силовой трансформатор. Питание шин 1, 2 секций НН осуществляется по средствам работы АВР от оставшегося в работе трансформатора. При необходимости, второй трансформатор может быть введен в работу, после отключения линейного разъединителя поврежденной ВЛ и включения в работу ремонтной перемычки.

Таким же образом вводится в работу ремонтная перемычка при отключении одного из трансформаторов, в данном случае она позволяет запитать ПС от двух цепей ВЛ.

На стороне НН используется схема с двумя секциями шин объединёнными секционным выключателем, который в нормальном режиме находится в отключенном положении. Отключенное положение СВ обеспечивает ограничение токов короткого замыкания, так же уравнивающих токов, его включение происходит вручную при необходимости вывода в ремонт трансформатора, для обеспечения питания всех подключенных потребителей. Так же СВ включается в работу автоматически при незапланированном отключении рабочего ввода секции (например при повреждении трансформатора или ВЛ)

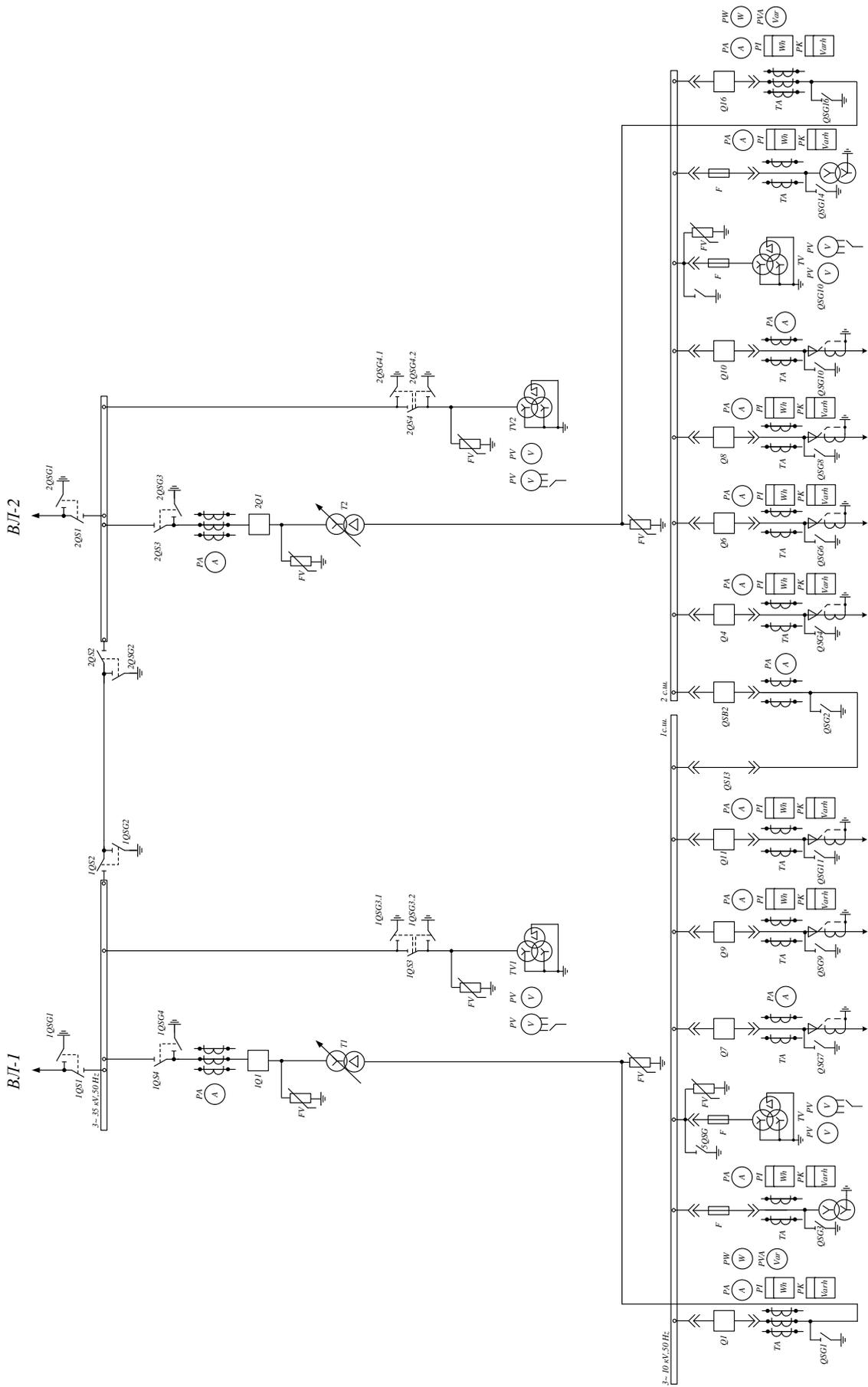


Рисунок 3 – Однолинейная схема источника питания

Указанные схемы распределительных устройств являются весьма надежными, благодаря минимальному количеству коммутационных аппаратов, своей конструкции и простоте обслуживания оперативным персоналом.

На источнике питания установлены в настоящее время силовые трансформаторы типа ТМН 4000/35/10, их полная мощность составляет 4 МВА, номинальное напряжение 35/10 кВ, они оборудованы устройством РПН и могут регулировать напряжение на стороне НН в большом диапазоне.

В данной работе предусматривается заменить данные трансформаторы т.к. они полностью исчерпали свой ресурс и не могут в дальнейшем справляться с возложенными на них нагрузками.

## 5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗОК 0,4 КВ

Расчет электрических нагрузок является обязательным при реконструкции и модернизации системы электроснабжения т.к. полученные данные являются основанием для дальнейших расчетов и выбора необходимого оборудования. Т.к. в рассматриваемом районе электрических сети имеются как промышленные так и бытовые потребители следовательно расчет нагрузок должен проводиться по различным формулам.

В данном разделе рассматривается определение расчетных нагрузок на стороне низкого напряжения КТП 10/0,4 кВ в рассматриваемом районе электрических сетей с центром питания ПС «Протока».

Но основании данных о потребителях производится расчет каждого отдельного потребителя, для примера рассмотрим определение расчетной мощности на шинах низкого напряжения КТП №139 «Котельная»,

Данные по потребителям электрической энергии подключенным к шинам низкого напряжения КТП представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Данные по электрической нагрузке 0,4 кВ «Котельная»

Потребитель	Количество	Номинальная мощность (кВт)	Коэффициент использования	Коэффициент мощности cosφ
1	2	3	4	5
Насос рециркуляции	3	15	0,7	0,8
Насос сырой воды	2	7,5		
Насос сетевой	4	75		
Насос вакуумный	2	7,5		
Насос подпиточный	2	5,5		
Насос пескоструйный	4	15		
Насос обратного водоснабжения	2	15		
Насос пожарный	1	22		
Дымосос	3	75	0,9	0,8
Вентилятор первичного дутья	3	75	0,65	0,8
Вентилятор вторичного дутья	3	45		
Вентилятор возврат уноса	3	22		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
Узел ленточного конвейера	2	11	0,5	0,8
Питатель угля	3	2,2		
Привод решетки	3	3		
Дробилка	3	55	0,75	0,85
ШЗУ	2	7,5	0,6	0,75
Задвижки	10	0,55-1,5	0,01	0,75
Сварочный аппарат	2	15	0,3	0,35
Освещение	8000 м <sup>2</sup>	-	1	-

Данные о нагрузке представлены в приложении А. Расчёт проводится по методу коэффициента использования механизма или электроустановки первоначально определяем групповой коэффициент использования для КТП по следующей формуле[6]:

$$k_{групп} = \frac{\sum k_{ui} \times P_{номі}}{\sum P_{номі}} \quad (1)$$

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

$P_{номі}$  - номинальная мощность согласно паспортным данным для каждого отдельного потребителя (кВт).

Проводим расчет:

$$k_{групп} = \frac{980,53}{1407} = 0,69$$

Далее определяем эффективное число электроприемников подключенное к данной КТП по следующей формуле [6]:

$$N_{э} = \frac{(\sum n_i \times P_{номі})^2}{\sum n_i \times P_{номі}^2} \quad (2)$$

где  $n_i$  - количество электроприемников в группе.

Применительно к КТП «Котельная»

$$N_3 = \frac{6,595 \cdot 10^6}{0,337 \cdot 10^6} = 19,55$$

Определяем среднюю мощность группы электроприемников подключенных к шинам НН КТП «Котельная» через коэффициент использования по следующей формуле:

$$P_{cp} = \sum k_{ui} \times P_{номi} \quad (3)$$

$$P_{cp} = 980,53 \text{ (кВт)}$$

По справочным данным определяем коэффициент расчетной нагрузки в зависимости от группового коэффициента использования и эффективного числа электроприемников. В данном случае принимаем  $k_p = 1$ , далее определяем расчетную активную мощность для группы электроприемников по следующей формуле:

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

$$P_p = 980,53 \cdot 1 = 980,53 \text{ (кВт)}$$

Далее определяем значение средней реактивной мощности на шинах НН КТП «Котельная» [6]:

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

$$Q_{cp} = 753,4 \text{ (квар)}$$

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

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

$$Q_p = 753,4 \text{ (кВАр)}$$

Расчетная мощность нагрузки освещения определяется по нормированной удельной мощности приходящейся на один квадратный метр освещаемого помещения.

$$P_{po} = P_{y\delta} \cdot S_{ном} \quad (7)$$

где  $P_{y\delta}$  - мощность осветительных приборов приходящаяся на единицу площади производственного помещения (кВт/м<sup>2</sup>)

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

$$P_{po} = \frac{10}{1000} \cdot 8000 = 80 \text{ (кВт)}$$

Расчет реактивной расчетной мощности сети освещения проводится по следующей формуле :

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \operatorname{tg} \varphi_l \quad (8)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi_l$  - коэффициент реактивной мощности для ламп определенного типа.

$$Q_{po} = 80 \cdot 1,7 = 136,0 \text{ (квар)}$$

Определяется расчетная мощность нагрузки на шинах низкого напряжения КТП «Котельная» с учетом осветительной нагрузки :

$$P_{p0,4} = P_p + P_{po} \quad (9)$$

$$Q_{p0,4} = Q_p + Q_{po} \quad (10)$$

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

$$P_{p0,4} = 980,53 + 80,0 = 1060,53 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p0,4} = 753,4 + 136,0 = 889,4 \text{ (квар)}$$

$$S_{P0,4} = \sqrt{1060,53^2 + 889,4^2} = 1384,25 \text{ (кВА)}$$

Таким же образом проводится расчет мощности нагрузки для остальных КТП, при этом для жилых потребителей расчет проводится с использованием метода удельной нагрузки, результаты заносим в таблицу 3:

Таблица 3 – Результаты расчета нагрузок

КТП	$P_{P0,4}$ (кВт)	$Q_{P0,4}$ (квар)	$S_{P0,4}$ (кВА)
3	212,75	69,38	223,78
4	144,90	78,75	164,92
139	1060,53	889,40	1384,25
148	412,16	134,40	433,52
163	202,40	85,81	219,84
164	20,93	5,68	21,69
165	349,60	148,20	379,71
191	47,88	15,61	50,36
171	535,56	227,02	581,69
172	391,03	178,51	429,86

В ходе расчета проведенного в данном разделе были получены фактические данные о нагрузках всех комплектных трансформаторных подстанций рассматриваемого района электрических сетей, далее проводим расчёт и анализ фактических коэффициентов загрузки данных КТП. Расчет так же представлен в приложении А.

## 6 ПРОВЕРКА КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ КТП

Коэффициент загрузки трансформатора КТП характеризует на сколько от номинальной мощности загружено силовое оборудования, данный коэффициент имеет нормативное значение зависящее от количества трансформаторов КТП.

Коэффициент загрузки силового трансформатора двух трансформаторной КТП (фактический) определяется по следующей формуле для нормального режима работы [4]:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2}}{S_{номтр} \cdot N} \quad (12)$$

где  $S_{номтр}$  - номинальная мощность трансформатора КТП.

$N$  – количество трансформаторов.

Коэффициент загрузки силового трансформатора двух трансформаторной КТП (фактический) определяется по следующей формуле для послеаварийного режима работы:

$$K_{зфна} = \frac{\sqrt{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2}}{S_{номтр}} \quad (13)$$

Для КТП 139:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{1060,53^2 + 889,4^2}}{1000 \cdot 2} = 0,69$$

$$K_{зфна} = \frac{\sqrt{1060,53^2 + 889,4^2}}{1000} = 1,38$$

Данные значения коэффициентов для двух трансформаторной КТП, как в данном случае, не должны превышать 0,7 для нормального режима работы и 1,4 для послеаварийного, следовательно оборудование не нагружено выше нормы и замена его не требуется. Для однотрансформаторной КТП значение фактического коэффициента загрузки не должно превышать 0,85, аналогичный расчет проводим для остальных КТП, результаты приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Фактические коэффициенты загрузки КТП

КТП	$P_{P0,4}$ (кВт)	$Q_{P0,4}$ (квар)	$S_{норм}$ (кВА)	$N$	$K_{зф}$	$K_{зфна}$	Реконструкция
3	212,75	69,38	250	1	<b>0,90</b>	-	Требуется
4	144,9	78,75	250	1	0,66	-	Не требуется
139	1060,53	889,4	1000	2	0,69	1,38	Не требуется
148	412,16	134,4	400	2	0,54	1,08	Не требуется
163	202,4	85,81	250	1	<b>0,88</b>	-	Требуется
164	20,93	5,68	25	1	<b>0,87</b>	-	Требуется
165	349,6	148,2	400	1	<b>0,95</b>	-	Требуется
191	47,88	15,61	63	1	0,80	-	Не требуется
171	535,56	227,02	630	1	<b>0,92</b>	-	Требуется
172	391,03	178,51	400	1	<b>1,07</b>	-	Требуется

В ходе расчета выявлено что на КТП: 3, 163, 164, 165, 171, 172 коэффициент загрузки превышает нормированное значение, следовательно на данной КТП требуется расчет и выбор силового трансформатора большей номинальной мощности.

## 7 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ КТП

Как указано в предыдущем разделе на КТП есть необходимость в замене силового трансформатора, для соответствия возрастающим электрическим нагрузкам и для безопасной эксплуатации данного оборудования.

В данном разделе будем заниматься решением данного вопроса при этом необходимо определиться с количеством. Согласно схеме электроснабжения изменения количества трансформаторов на трансформаторной подстанции не требуется поэтому принимаем решение не изменять их количество, выбор силового трансформатора проводим только для КТП где коэффициент загрузки выше нормативного.

Требуемая мощность трансформатора [4]:

$$S_{\text{треб}} = \frac{\sqrt{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2}}{K_z \cdot N} \quad (14)$$

где  $K_z$  - нормативный коэффициент загрузки трансформатора (для одно трансформаторных КТП равен 0,85);

$N$  – количество трансформаторов

Расчет на примере КТП 165:

$$S_{\text{треб}} = \frac{\sqrt{349,6^2 + 148,2^2}}{0,85} = 446,72 \text{ (кВА)}$$

Принимаем к установке на КТП трансформатор типа ТМГ 630/10-У1.

В настоящее время наиболее перспективным трансформатором для распределительных электрических сетей является герметичный с масляной изоляцией марки ТМГ данные трансформаторы отличаются значительным количеством улучшений по сравнению с устаревшими марками трансформаторов типа ТМ: в частности можно отметить отсутствие расширительного бака, герметичное исполнение, которое позволяет исключить контакт между маслом и воздухом, высокую степень изоляции масла, также он

имеет минимальные эксплуатационные издержки потому что требует минимального обслуживания в течение всего срока службы, дополнительно сюда относятся компактные размеры - при этом трансформаторная подстанция может быть выполнена меньшего размера.

Также дополнительными плюсами являются низкие потери активной и реактивной энергии в течение срока эксплуатации данного оборудования, дополнительно следует отметить еще и низкий уровень шума во время эксплуатации данного оборудования и также отсутствуют периодическое необходимость в доливке масла и проверки его уровня в баке трансформатора.

Определяем фактический коэффициент загрузки трансформатора на КТП 165:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{349,6^2 + 148,2^2}}{630} = 0,6$$

Коэффициент не превышает требуемое значение следовательно расчет выполнен правильно,

Марка и параметры выбранного типа трансформатора представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Выбор трансформаторов

КТП	$S_{треб}$ (кВА)	$S_{н.о.м}$ (кВА)	$K_{зф}$
3	263,27	400	0,56
163	258,64	400	0,55
164	25,52	40	0,54
165	446,72	630	0,60
171	684,34	1000	0,58
172	505,72	630	0,68

Далее проводим расчет потерь мощности в трансформаторах

## 8 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК ВН КТП

В последующих разделах потребуется расчёт и выбор сечения марок воздушных линий электропередач которые будут питать комплектные трансформаторные подстанции но при этом необходимо знать нагрузку которая будет приложена на стороне высокого напряжения данных подстанций для этого нам необходимо суммировать расчетные нагрузки на стороне низкого напряжения а также потери мощности в трансформаторах, в данном разделе выполняем расчет указанных показателей. Рассчитываем потери в трансформаторах:

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторе [13]:

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_{зф}^2 + \Delta P_x \quad (15)$$

$$\Delta Q_m = \frac{u_{кз\%} \cdot S_{P0,4}^2}{100 \cdot S_{номтр}} + \frac{i_{хх\%} \cdot S_{номтр}}{100} \quad (16)$$

где  $S_{P0,4}$  - полная расчетная мощность на шинах НН КТП

$u_{кз\%}$  - напряжение КЗ

$i_{хх\%}$  - ток ХХ

$\Delta P_k, \Delta P_x$  - потери активной мощности в режиме КЗ и ХХ трансформатора.

Полная мощность потерь определяется как:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} \quad (17)$$

Расчётная мощность нагрузки на стороне ВН КТП определяется как:

$$P_{p10} = P_{P0,4} + \Delta P_m \quad (18)$$

$$Q_{p10} = Q_{P0,4} + \Delta Q_m \quad (19)$$

$$S_{p10} = S_{P0,4} + \Delta S_m \quad (20)$$

На примере проведем расчет потерь в трансформаторе КТП 165

$$\Delta P_m = 5,5 \cdot 0,6^2 + 1,24 = 2,18 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_m = \frac{5,5 \cdot 379,71^2}{100 \cdot 630} + \frac{0,6 \cdot 630}{100} = 11,61 \text{ (квар)}$$

$$\Delta S_m = \sqrt{2,18^2 + 11,61^2} = 12,23 \text{ (кВА)}$$

Применительно к КТП 165:

$$P_{p10} = 349,6 + 2,18 = 351,78 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p10} = 148,2 + 11,61 = 159,81 \text{ (квар)}$$

$$S_{p10} = 379,71 + 12,23 = 391,94 \text{ (кВА)}$$

Аналогично проводится расчет потерь мощности в трансформаторах других КТП, и мощность нагрузки на стороне ВН, результаты расчета сведены в таблицу 6:

Таблица 6 - Расчет потерь в трансформаторах и нагрузки ВН КТП

КТП	$\Delta P_m$ (кВт)	$\Delta Q_m$ (квар)	$\Delta S_m$ (кВА)	$P_{p10}$ (кВт)	$Q_{p10}$ (квар)	$S_{p10}$ (кВА)
3	1,12	6,71	6,81	213,87	76,09	230,59
4	0,82	4,95	5,02	145,72	83,70	169,94
139	6,92	41,52	42,10	1067,45	930,92	1426,21
148	2,17	13,01	13,18	414,33	147,41	446,70
163	1,10	6,60	6,69	203,50	92,41	226,53
164	0,11	0,65	0,66	21,04	6,33	22,35
165	2,18	11,61	12,23	351,78	159,81	391,94
191	0,25	1,51	1,53	48,13	17,12	51,89
171	2,91	17,45	17,69	538,47	244,47	599,38
172	2,15	12,90	13,07	393,18	191,41	442,93
Сумма				3397,13	1949,44	4007,77

В ходе расчета были определены данные о нагрузке на стороне высокого напряжения КТП рассматриваемого участка электрических сетей которые понадобятся в дальнейших расчетах. Расчет так же представлен в приложении Б.

## 9 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 10 КВ ПОДСТАНЦИИ ПРОТОКА

При наличии значительного количества КТП в рассматриваемом районе электрических сетей необходимо учитывать коэффициент совмещения максимумов их нагрузок.

Определяем расчетную мощность нагрузки на шинах 10 кВ ПС «Протока» по следующей формуле [13]:

$$P_{p\Sigma} = k_o \cdot \sum P_{p10i} \quad (21)$$

$$Q_{p\Sigma} = k_o \cdot \sum Q_{p10i} \quad (22)$$

$$S_{p\Sigma} = k_o \cdot \sum S_{p10i} \quad (23)$$

где  $k_o$  - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов КТП, принимается равным 0,75.

$$P_{p\Sigma} = 0,75 \cdot 3397,13 = 2547,84 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p\Sigma} = 0,75 \cdot 1949,44 = 1462,08 \text{ (квар)}$$

$$S_{p\Sigma} = 0,75 \cdot 4007,77 = 3005,82 \text{ (кВА)}$$

Используем полученные данные в дальнейших расчетах.

## 10 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

В данном разделе проводим анализ необходимости установки устройств компенсации реактивной мощности на ПС «Протока».

Расчёт требуемой мощности КУ проводится по максимальному значению нормативного коэффициента мощности задаваемому энергосистемой в часы максимума нагрузки (приказ №380 от 23.06.2015 Минэнерго):

$$Q_k = Q_{p\Sigma} - P_{p\Sigma} \cdot tg \cdot \varphi \quad (24)$$

где  $tg \cdot \varphi$  - максимальное значение нормативного коэффициента реактивной мощности, для 35 кВ равен 0,4.

$$Q_k = 1462,08 - 2547,84 \cdot 0,4 = 442,94 \text{ (квар)}$$

Требуемую мощность компенсирующих устройств, устанавливаемых на одну секцию шин 10 кВ вычисляем по формуле:

$$Q_{k1c} = \frac{Q_k}{2} \quad (25)$$

$$Q_{k1c} = \frac{442,94}{2} = 221,47 \text{ (квар)}$$

Принимаем к установке на ПС «Протока» компенсирующие устройства типа ВАРНЕТ-А – 10,5 – 225×2 (принимается минимальная мощность из ряда номинальных значений) общей номинальной мощностью 450 квар)

Нескомпенсированная реактивная мощность, потребляемая из сети, определяется как:

$$Q_{неск} = Q_{p\Sigma} - Q_{ном} \quad (26)$$

$$Q_{неск} = 1462,08 - 2 \cdot 225 = 1012,08 \text{ (квар)}$$

## 11 ПРОВЕРКА КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОДСТАНЦИИ ПРОТОКА

В настоящее время на ПС «Протока» установлены трансформаторы типа ТМН 4000/35/10 кВ в количестве 2 шт. после расчета нагрузок и компенсации реактивной мощности необходимо их проверить по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы, для этого рассчитываем эти параметры

Коэффициент загрузки в нормальном и послеаварийном режиме:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{неск}^2}}{N \cdot S_{номтр}} \quad (27)$$

$$K_{на} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{неск}^2}}{(N-1) \cdot S_{номтр}} \quad (28)$$

где  $S_{номтр}$  - номинальная мощность трансформатора 35/10 кВ

$N$  – количество трансформаторов.

Выполняем расчет применительно к ПС «Протока»

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{2547,84^2 + 1012,08^2}}{2 \cdot 4000} = 0,34$$

$$K_{на} = \frac{\sqrt{2547,84^2 + 1012,08^2}}{4000} = 0,68$$

Значение коэффициента для нормального режима работы должно составлять 0,5-0,7 для послеаварийного режима 1-1,4 поэтому расчетное значение значительно меньше нормативного, трансформаторы недогружены и в режиме минимальной нагрузки есть возможность отключения одного из них для сохранения его ресурса.

## 12 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания проводится для определения фактических значений периодической, апериодической составляющих а так же ударного тока КЗ и теплового импульса.

При расчете токов короткого замыкания приняты следующие допущения: при определении сопротивления системы со стороны ВН ПС используются данные о токах короткого замыкания на РУ 35 кВ ПС «Светлая». Расчет проводится приближенным методом с использованием относительных единиц. Расчетные точки КЗ показаны на рисунке 4.

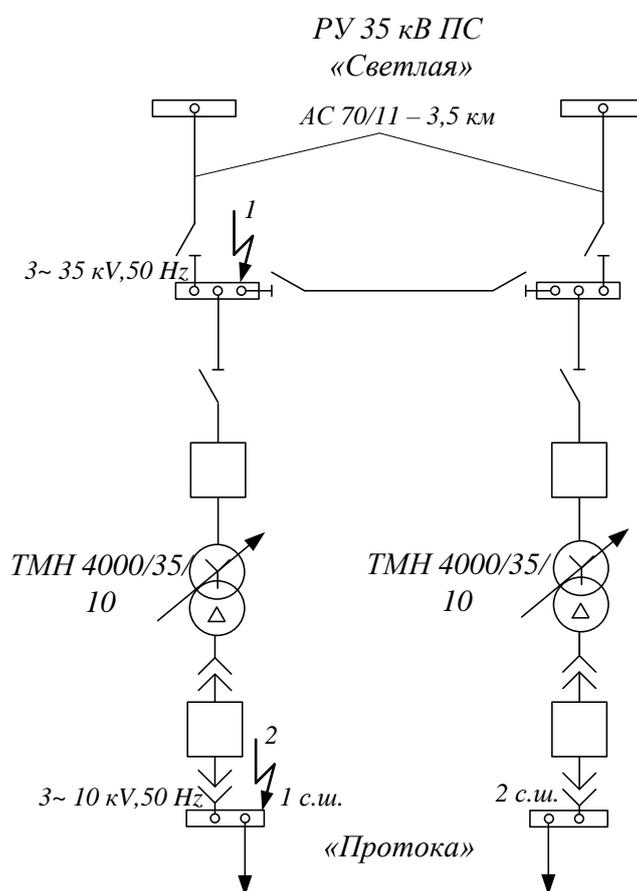


Рисунок 4 – Расчетное место КЗ

На рисунке 5 представлена схема замещения участка сети для расчета токов КЗ.

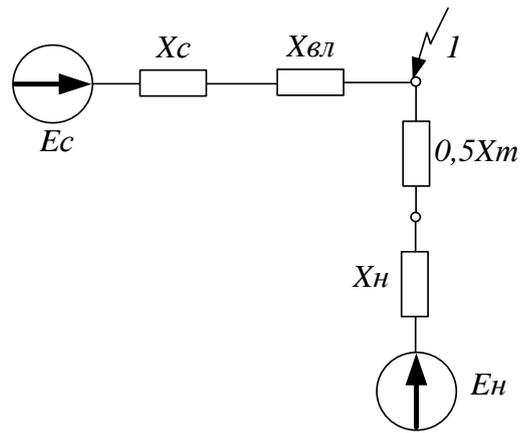


Рисунок 5 – Схема замещения участка сети с указанием расчетной точки КЗ

Принимаем базисные условия:

- 1) базисная мощность  $S_б = 100$  (МВА),
- 2) базисное напряжение 35 кВ  $U_{б35} = 37$  (кВ)
- 3) базисное напряжение 10 кВ  $U_{б10} = 10,5$  (кВ)
- 4) Справочные ЭДС и сопротивление обобщенной нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

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

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} \quad (29)$$

где  $I_б$ ,  $U_б$  – базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения;

$$I_{б35} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ (кА)}$$

$$I_{б10} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ (кА)}$$

Сопротивление энергосистемы:

$$X_C = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_{кз}} \quad (30)$$

где  $I_{кз}$  – ток трехфазного КЗ на шинах ПС «Светлая» 35 кВ.

$$X_C = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 12,7} = 0,12 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление ВЛ ПС «Протока» - ПС «Светлая»:

$$X_{вл} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{ср}^2} \quad (31)$$

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

$l$  – длина ВЛ (км)

$$X_{вл} = 0,4 \cdot 4,5 \cdot \frac{100}{37^2} \cdot 0,5 = 0,06 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление обобщенной нагрузки:

$$X_n = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_p \Sigma} \quad (32)$$

$$X_n = 0,35 \cdot \frac{100}{2,72} = 10,97 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление трансформаторов ПС «Протока»:

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

$$X_T = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{100}{4,0} = 1,38 \text{ (о.е.)}$$

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

Проводим последовательное преобразование схемы замещения для определения расчетных значений результирующего сопротивления и ЭДС на примере точки КЗ №1.

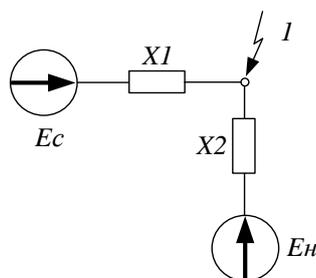


Рисунок 6 – Сворачивание схемы замещения

$$X1 = X_C + X_{ВЛ}$$

$$X1 = 0,12 + 0,06 = 0,18 \text{ (о.е.)}$$

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

$$X2 = 0,5 \cdot 1,38 + 10,97 = 11,66 \text{ (о.е.)}$$

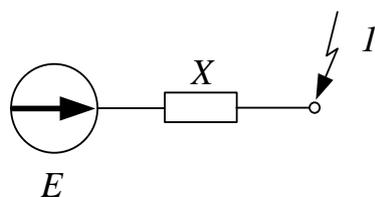


Рисунок 7 – Определение результирующего сопротивления и ЭДС

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

$$X = \frac{0,18 \cdot 11,66}{0,18 + 11,66} = 0,17 \text{ (о.е.)}$$

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

$$E = \frac{1 \cdot 11,66 + 0,85 \cdot 0,18}{11,66 + 0,18} = 0,99 \text{ (о.е.)}$$

Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{no} = \frac{E}{X} \cdot I_{635} = \frac{0,99}{0,17} \cdot 1,56 = 9,08 \text{ (кА)} \quad (34)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-t_{OB}}{T_a}} \quad (35)$$

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

$T_a$  – постоянная времени

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot 9,08 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,03}} = 1,74 \text{ (кА)}$$

Ударный ток КЗ:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}\right) \quad (36)$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 6,37 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}}\right) = 22,03 \text{ (кА)}$$

Тепловой импульс КЗ:

$$B_{\kappa} = I_{no}^2 \cdot (t_{OB} + T_a) \quad (37)$$

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

$$B_{\kappa} = 9,08^2 \cdot (2 + 0,03) = 164,89 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Аналогично проводится расчет токов короткого замыкания для точки 2 результаты расчета сводятся в таблицу 7:

Таблица 7 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	$I_{no}$ , (кА)	$I_{at}$ , (кА)	$I_{y\partial}$ , (кА)	$B_{\kappa}$ , (кА <sup>2</sup> с)
1	9,08	1,74	22,03	164,89
2	6,31	1,21	15,31	79,63

Полученные данные используем в расчетах при проверке токоведущих частей и коммутационной аппаратуры.

## 13 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ ПОДСТАНЦИИ ПРОТОКА

В данном разделе рассмотрим подробно выбор основного оборудования для ПС «Протока»

### 13.1 Выбор выключателей 35 кВ.

Максимальные рабочие токи в РУ определяем по условиям номинальной загрузки трансформаторов установленных на ПС.

$$I_M = \frac{S_{\text{тн.ом}}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (38)$$

где  $S_{\text{тн.ом}}$  – номинальная мощность трансформатора (МВА);  
 $U_n$  – номинальное напряжение соответствующего РУ;

$$I_{\text{МВН}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 66,44 \text{ (А)}$$

$$I_{\text{МНН}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 221,48 \text{ (А)}$$

Первоначально принимаем вакуумный выключатель марки ВР35НС. Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 8.

Таблица 8 – Выбор выключателя 35 кВ для ПС «Протока»

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3	4
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{номсети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{номсети}}$
Номинальный ток	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{макс}} = 66,44 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{\text{вкл}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} = 9,08 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{н0}}$
Наибольший пик тока включения	$i_{\text{вкл}} = 31 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 22,03 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}$
Номинальный ток отключения	$I_{\text{откл}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{нт}} = 9,08 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{нт}}$
Номинальное значение аperiodической составляющей	$i_{\text{ан}} = 7,9 \text{ кА}$	$i_a = 1,74 \text{ кА}$	$i_{\text{ан}} \geq i_a$

1	2	3	4
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 31 \text{ кА}$	$i_{уд} = 22,03 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 164,89 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$

Данный тип выключателя предлагается к установке на все присоединения РУ 35 кВ ПС «Протока».

### 13.2 Выбор выключателей 10 кВ.

На напряжении 10 кВ для ПС «Протока» первоначально принимаем для установки выключатель вакуумные ВРС-10-31,5-630 в комплекте КРУ типа «Самсон».

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов короткого замыкания показано в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор выключателя 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные		Условия выбора	
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$		
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} = 221,48 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$		
Условия проверки					
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n0} = 9,63 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{n0}$		
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,31 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$		
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{nt} = 9,63 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{nt}$		
Номинальное значение апериодической составляющей	$i_{ан} = 8,48 \text{ кА}$	$i_a = 1,21 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$		
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,31 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$		
Термическая стойкость	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 79,63 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$		

Данный тип выключателя предлагается к установке на все присоединения.

### 13.3 Выбор разъединителей 35 кВ.

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

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов короткого замыкания показано в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ для ПС «Протока»

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	$I_{макс} = 66,44$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 63$ кА	$i_{уд} = 22,03$ кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1875$ кА <sup>2</sup> с	$B_K = 164,89$ кА <sup>2</sup> с	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$

Данный тип разъединителя предлагается к установке на все присоединения РУ 35 кВ ПС «Протока». Число заземляющих ножей определяется местом установки.

### 13.4 Выбор трансформаторов тока.

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

$$Z_2 \approx r_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k \quad (39)$$

Сопротивление контактов принимается равным  $r_k = 0,1$  Ом.

Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (40)$$

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

$l$  - длина соединительных проводов, для РУ 35 и 10 кВ - 60 м ;

$F$  - сечение соединительного провода,  $F = 4 \text{ мм}^2$ .

Сопротивление соединительных проводов (для 35 и 10 кВ):

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

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2} \quad (41)$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток трансформатора тока,  $I_2 = 5 \text{ А}$ .

Для измерения всех необходимых электрических величин предлагается на ПС «Протока» установить трехфазный измерительный комплекс Меркурий 201.8. Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы на напряжении 35, 10 кВ приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 и 10 кВ ПС «Протока»

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 201.8	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 35 и 10 кВ  $S_{\text{пр}} = 0,62 \text{ ВА}$ . Тогда сопротивление приборов:

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

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 35 и 10 кВ):

$$Z_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} \quad (42)$$

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

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТОЛ-35-III для ПС «Протока» с номинальным током первичной обмотки 75 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 12, 13.

Таблица 12 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ для ПС «Протока»

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 75 \text{ А}$	$I_{макс} = 66,44 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 22,03 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7203 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 164,89 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z2 ном	30 Ом	0,55 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Принятый тип трансформатора тока проходит по всем параметрам следовательно его оставляем.

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ для ПС «Протока» ТПЛК-10/250 с номинальным током первичной обмотки 250 А. Сравнение параметров трансформатора тока 10 кВ приведено в таблице 23.

Таблица 13 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 250 \text{ А}$	$I_{макс} = 221,48 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140 \text{ кА}$	$i_{уд} = 15,31 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 58800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 79,63 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z2 ном	15 Ом	0,55 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Данный тип трансформатора тока проходит по всем параметрам, следовательно его оставляем.

### 13.5 Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим критериям: по номинальному напряжению, по конструкции и схеме подключения, по классу точности, по мощности вторичной нагрузки:

$$S_{2_{ном}} \geq S_2 \quad (43)$$

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

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

Выбираем трансформатор напряжения на ОРУ 35 кВ определяем мощность вторичной нагрузки. Данные представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ ПС «Протока»

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	Меркурий 201.8	2	4
Счетчик РЭ			
Сумма			18

Принимаем к установке трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1.

Трехфазный анти резонансный масляный трансформатор напряжения типа НАМИ-35 УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока промышленной частоты с изолированной или с компенсированной нейтралью.

Проводим проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Проверка выбранного ТН 35 кВ для ПС «Протока»

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

Трансформатор напряжения проходит проверку по параметрам, следовательно его оставляем.

Выбираем трансформатор напряжения для РУ 10 кВ ПС «Протока» НАМИ 10 УХЛ1.

Определяем мощность вторичной нагрузки РУ 10 кВ ПС «Протока». Данные представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	Меркурий 201.8	10	4
Счетчик РЭ			
Сумма			50

Таблица 17 – Проверка выбранных трансформаторов напряжения 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 50 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его оставляем.

### 13.6 Выбор шин 35 кВ.

Для РУ 35 кВ применяются провода таким же сечением как и отходящие ВЛ – АС-70/11 мм<sup>2</sup> Проверку на корону гибкой ошиновки 35 кВ проводить не требуется.

### 13.7 Выбор шин 10 кВ.

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения подстанции «Протока». Максимальный рабочий ток составляет 221,48 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 50 × 5 мм (250 мм<sup>2</sup>), длительно допустимый ток для данной шины составляет 860 А. Шины устанавливаем плашмя, расстояние между фазами составляет 0,4 м.

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

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} \cdot 1000 \quad (44)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{79,63}}{91} \cdot 1000 = 98,06 \text{ (мм}^2\text{)}$$

где  $B_{\kappa}$  – интеграл джоуля.

$C$  – коэффициент для алюминия.

Полученное значение сечения менее фактического следовательно оно проходит по термической стойкости продолжаем выбор.

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

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{5,21}{2,5}}} = 1,12 \text{ (м)} \quad (45)$$

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

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

Момент инерции находим по следующей формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} \quad (46)$$

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

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 1,1 м.

Определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{yd}^2}{a} \quad (47)$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{15310^2}{0,4} = 49,13 \text{ (Н/м)}$$

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

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

Определяем момент сопротивления по формуле

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} \quad (48)$$

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

Определяем напряжение в шине:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{yd}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \quad (49)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{15310^2 \cdot 1,1^2}{2,08 \cdot 0,4} = 29,68 \text{ (МПа)}$$

Разрушающее напряжение для принятого материала составляет 60 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего следовательно данное сечение оставляем.

### 13.8 Выбор изоляторов 10 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  $F_{загр}$  – 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 10 кВ ПС «Протока», при горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила, определяется как:

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

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{15310^2 \cdot 1,1}{0,4} \cdot 10^{-7} = 255,14 \text{ (Н)}$$

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

$$8000 \cdot 0,6 = 4800 \geq 255,14$$

Условие выполняется следовательно данный тип изолятора принимаем для установки в РУ 10 кВ ПС «Протока»

### 13.9 Выбор трансформатора собственных нужд.

Проводим выбор мощности и типа ТСН. В таблице 18 приведены мощности нагрузки электроприемников на ПС «Протока».

Таблица 18 – Расчетная нагрузка для выбора мощности ТСН

Нагрузка	Расчетная мощность (кВА)
Привод выключателей 35 кВ	9,24×2
Привод выключателей 10 кВ	0,55×10
Обогрев приводов выключателей 35 кВ	(1,6+0,5)×2
Обогрев РУ 10 кВ	8
Освещение РУ 10 кВ	0,8
Освещение РУ 35кВ	4,0
Сумма	40,98

В данной работе для выключателей 35 кВ применяем отдельные выпрямители, принимаем систему переменного оперативного тока.

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

$$S_p = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3} \quad (50)$$

$$S_p = \frac{40,98}{2 \cdot 0,7} = 29,27 \text{ (кВА)}$$

По расчетной мощности выбираем трансформатор типа ТСЗ 30/10 номинальной мощностью 30 кВА. Трансформатор имеет сухое защищенное исполнение.

### 13.10 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ

Принимаем ОПН - 35 - УХЛ11 номинальным напряжением 35 кВ

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Выбор и проверка ОПН 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		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 $U_{пр}$ (кВ)	25,56	22,2	$U_{пр} \geq U_{пр.сети}$

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

### 13.11 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 10 кВ

Принимаем к установке ОПН-10 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 20.

Таблица 20 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

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

ОПН 10 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке в РУ 35 кВ.

## 14 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ВЛ 10 КВ

Выбор сечений ВЛ проводится на основе сравнения длительно допустимого тока принятого проводника с расчетным значением, с последующей проверкой по термической стойкости и потере напряжения.

Выбор проводим по условию [4]:

$$I_p \leq I_{\text{до}} \quad (51)$$

где  $I_p$  – расчетный ток в сечении;

Расчетный ток в рассматриваемом сечении определяется по выражению:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (52)$$

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

Для примера проводим расчет тока в сечении на участке РУ 10 кВ ПС «Протока» КТП 139 (при питании по одной цепи ВЛ):

$$I_p = \frac{S_p \Sigma}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (53)$$

$$I_p = \frac{1426,21}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 78,97 \text{ (А)}$$

Для полученного значения подбираем соответствующее сечение СИП-3. Принимаем сечение 3×35 которое имеет длительно допустимый ток 200 А, данный тип проводника принимаем для всего фидера, аналогично проводим расчет и выбор проводников на остальных фидерах, результаты приведены в таблице 21:

Таблица 21 – Выбор проводников ВЛ

Фидер	$I_p$ (А)	Марка и сечение проводника	Длительный ток (А)
1	23,97	СИП-3 3×35	200
2	78,97	СИП-3 3×35	200
3	78,97	СИП-3 3×35	200
6	79,73	СИП-3 3×35	200
25	38,31	СИП-3 3×35	200

Все принятые проводники проходят проверку по длительному току, далее проводим расчет токов короткого замыкания и проверяем проводники на термическую стойкость

## 15 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ВЛ ПО ТЕРМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ И ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Рассмотрим на примере расчет тока короткого замыкания на шинах 10 кВ КТП 148 в точке К1, схема замещения представлена на рисунке 8.

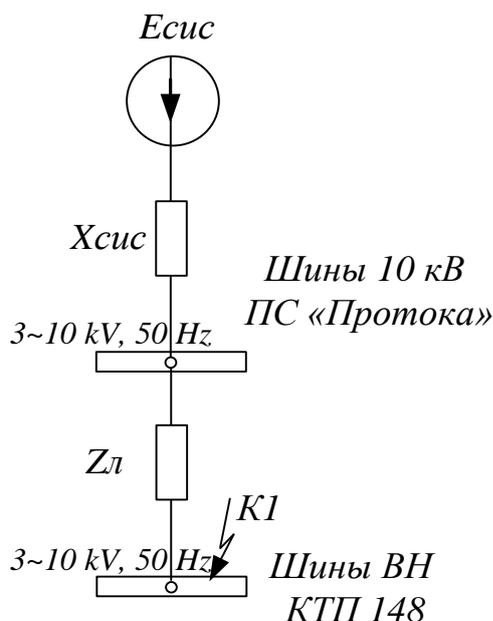


Рисунок 8 – Схема замещения участка сети

Сопротивление энергосистемы определяется по формуле:

$$X_{сис} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз10}} \quad (54)$$

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

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

$$X_{л} = x_0 \cdot L \quad (55)$$

$$R_{л} = r_0 \cdot L \quad (56)$$

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):

$$I_{по} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (57)$$

Ток двухфазного короткого замыкания (кА):

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{по} \quad (58)$$

Определяем сопротивление системы:

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 6,31} = 1,14 \text{ (Ом)}$$

Сопротивления участков:

$$X_l = 0,29 \cdot 0,55 = 0,16 \text{ (Ом)}$$

$$R_l = 1,11 \cdot 0,55 = 0,61 \text{ (Ом)}$$

Результирующее индуктивное сопротивление до точки КЗ

$$X_p = X_c + X_l \quad (59)$$

$$X_p = 1,14 + 0,16 = 1,3 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление до точки КЗ

$$R_p = 0,61 \text{ (Ом)}$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{по} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,61^2 + 1,3^2}} = 3,82 \text{ (кА)}$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{\text{поз}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,82 = 3,32 \text{ (кА)}$$

Постоянная затухания апериодической составляющей:

$$T_a = \frac{1,3}{0,61 \cdot 314} = 0,002$$

Коэффициент затухания:

$$K_a = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,002}} = 1,24 \quad (60)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 3,82 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,002}} \right) = 6,7 \text{ (кА)}$$

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

Таблица 22 – Расчет токов КЗ

Точка КЗ	$I_{\text{по}}$ (кА)	$I_{\text{поз}}$ (кА)	$I_{\text{уд}}$ (кА)
КТП 148	4,08	3,54	6,7
КТП 139	3,82	3,32	6,26
КТП 171	3,58	3,1	5,87
КТП 165	3,2	2,76	5,25

### 15.1 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ.

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$S_T = \sqrt{\frac{B_k \cdot 1000}{c}} \quad (61)$$

где  $B_k$  - тепловой импульс определяется аналогично через ток трехфазного КЗ.

$c$  - температурный коэффициент для алюминия.

Для примера рассчитывается термически стойкое к токам КЗ сечение для ВЛ участка сети РУ 10 кВ «Протока» - КТП 139, (максимальное время работы защиты составляет 1,0 сек):

$$S_T = \sqrt{\frac{3,82^2 \cdot (1,0 + 0,002) \cdot 1000}{95}} = 12,39 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Проверяем фактическое сечение термически стойким по условию:

$$S_T \leq S_{\text{факт}} \quad (62)$$

$$27,7 \leq 35$$

Условие выполняется следовательно сечение проходит проверку.

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

Таблица 23 – Проверка сечений по термической стойкости

Номер фидера	$I_{\text{по}}$ (кА)	$S_T$ (мм <sup>2</sup> )	$S_{\text{факт}}$ (мм <sup>2</sup> )
1	4,08	13,23	35
2	3,82	12,39	35
3	3,82	12,39	35
6	3,58	11,61	35
25	3,2	10,38	35

Все принятые сечения проходят проверку

### 15.2 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения.

Потеря напряжения в участке ВЛ определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (63)$$

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

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

Расчет проводим на примере фидера 2, 3, определяем потерю напряжения на участке ПС «Протока» - КТП 139:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 78,97 \cdot 0,4 \cdot \left( 1,11 \cdot \frac{1067,45}{1426,21} + 0,29 \cdot \frac{930,92}{1426,21} \right) \cdot \frac{100}{10500} = 0,69 (\%)$$

Суммарная потеря напряжения в нормальном режиме не должна превышать 5%, следовательно выбранное сечение проходит проверку, далее проводим расчет суммарной потери напряжения на остальных фидерах результаты заносим в таблицу 24

Таблица 24 – Расчет потерь напряжения

Наименование фидера	$\Delta U$ (%)
1	0,32
2	0,69
3	0,69
6	1,65
25	1,54

Все принятые сечения проводников проходят проверку, расчет окончен

## 16 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ 35 КВ

Проводим расчет основной защиты трех обмоточного трансформатора ТМН 4000//35/10 «Протока»

### 16.1 Защита от перегрузки.

Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях – на разгрузку или отключение трансформаторов.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется следующим образом [13]:

$$I_{CЗ} = \frac{k_{ОТС}}{k_B} \cdot I_{ВНН} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 66,44 = 87,2 \text{ (А)} \quad (64)$$

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

$k_B$  – коэффициент возврата токового принимается равным 0,8;

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{87,2}{(75/5)} = 5,81 \text{ (А)} \quad (65)$$

Время срабатывания защиты принимаем равным 9 с.

### 16.2 Максимальная токовая защита.

Ток срабатывания защиты на стороне 35 кВ:

$$I_{CЗ} = \frac{k_H \cdot k_{САМ}}{k_B} \cdot I_{ВНН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 66,44 = 149,49 \text{ (А)} \quad (66)$$

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

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

$$k_{\psi} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{CЗ}} = \frac{5,42 \cdot 10^3 \cdot (10,5/35)}{149,49} = 10,87 \quad (67)$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{149,49}{(75/5)} = 9,96 \text{ (А)}$$

### **16.3 Газовая защита.**

В данном разделе при реконструкции систем электроснабжения в частности источника питания подстанции «Протока» предполагается установка на силовом трансформаторе газовой защиты которая работает на основе газового реле, расположенного между расширительным баком и основным баком силового трансформатора.

Работа реле основывается на прохождении через него газов которые образуются внутри основного бака трансформатора, при коротком замыкании происходит бурное газообразование и эти газы с большой скоростью проходит через газовое реле, в данном устройстве происходит замыкание контактов и происходит отключение силового трансформатора.

Данное устройство имеет абсолютную селективность и предназначено для отключения трансформатора только в случае повреждения внутри самого бака, также отключение трансформатора происходит при снижении уровня масла ниже уровня газового реле. Газовое реле типа «Бухгольца» предполагается устанавливать на силовые трансформаторы ПС «Протока».

## 17 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

При реконструкции системы электроснабжения в рассматриваемой части энергосистемы необходимо рассчитать такие экономические показатели как общие капиталовложения, так как они являются основанием для выбора оборудования и соответственно стоимость электротехнического оборудования во многом определяет какая величина затрат понадобится для данного проекта.

В данном разделе будет проводиться расчёт экономических показателей включая капиталовложения в замену электрооборудования распределительных устройств которые включают в себя высоковольтные выключатели напряжением 35 кВ различное другое силовое оборудование которое предназначено для получения распределения электрической энергии на территории подстанции. Дополнительно будет производиться расчёт стоимости распределительных устройств напряжением 10 кв которая включает в себя ячейки комплектных распределительных устройств в заданном объёме для установки на подстанции.

При реконструкции подстанции следует отметить что имеется и другие затраты включая подготовку территории затраты на систему защиты автоматики на коммуникации на дороге и иные затраты которые в общем складывается в постоянную часть затрат.

Постоянная часть затрат зависит от типа подстанции и распределительного устройства высокого и низкого напряжения.

Суммарные капиталовложения в данном разделе будут вычисляться в ценах 2000 года при этом для перевода настоящее время 2021 год необходимо воспользоваться специальными коэффициентами инфляцией которые представляют собой множитель указывающий на то насколько увеличилась стоимость по сравнению с 2000 годом.

Помимо капиталовложений также очень важное значение при реконструкции имеют эксплуатационные издержки которые включают в себя стоимость на эксплуатацию оборудования различные материалы также

ремонтные работы и иные мероприятия которые позволяют поддерживать состояние электрооборудования на подстанции в должном виде. Величина эксплуатационных издержек определяется как величина капиталовложений умноженная на определенный коэффициент который называется нормой отчислений на ежегодный эксплуатации ремонта под Станционного оборудования.

В данной работе будет вычисляться величина амортизационных отчислений которые представляют собой величину финансовых затрат в течение года на возврат стоимости электрооборудования. Например при стоимости электрооборудования 10 млн руб. и сроке службы в 20 лет сумма амортизационных отчислений будет начисляться вычисляться как 10 млн/20 лет. Амортизационные отчисления позволяют в течение года накапливать определенные средства которые в дальнейшем после того как оборудование израсходует свой ресурс будут направлены на покупку нового оборудования.

В данном разделе проводится расчет капиталовложений на модернизацию ПС «Протока» с последующим расчетом эксплуатационных издержек

Определяем стоимость РУВН, НН ПС «Протока»:

$$K_{py} = (N_{яч35} \cdot K_{яч35} + N_{яч10} \cdot K_{яч10}) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (68)$$

где  $K_{инф}$  - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2021 год

$K_p$  - районный коэффициент: для ПС –1,3 [16]:

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

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

$N_{яч10}$  - количество ячеек выключателей 10 кВ

$K_{яч10}$  - стоимость одной ячейки выключателя 10 кВ в ценах 2000 года:

$$K_{py} = (2 \cdot 0,79 + 10 \cdot 0,085) \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 13,52 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем постоянную часть затрат по подстанции:

$$K_{\text{пост}} = K_{\text{пост}} \cdot K_{\text{инф}} \cdot K_p \quad (69)$$

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

$$K_{\text{пост}} = 4,7 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 26,15 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем суммарные капиталовложения в ПС «Протока»:

$$K_{\text{пс}} = K_{\text{пу}} + K_{\text{пост}} = 13,52 + 26,15 = 39,67 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем суммарные капиталовложения на реконструкцию ВЛ 10 кВ по следующей формуле согласно Приказа Министерства энергетики РФ от 17 января 2019 г. № 10:

$$K_{\text{вл}} = K_{\text{пров.уд.}} \cdot L + K_{\text{опор}} \cdot N_{\text{опор}} \quad (70)$$

где  $K_{\text{вл.уд.}}$  - стоимость возведения 1 км ВЛ 10 кВ (млн.руб./км):

$L$  - суммарная протяженность ВЛ 10 кВ (км):

$K_{\text{опор}}$  - стоимость возведения одной опоры ВЛ 10 кВ (млн.руб./ед):

$N_{\text{опор}}$  - количество опор ВЛ 10 кВ (ед.):

$$K_{\text{вл}} = 0,391 \cdot 4,5 + 0,699 \cdot 90 = 64,66 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем суммарные капиталовложения:

$$K = K_{\text{пс}} + K_{\text{вл}} \quad (71)$$

$$K = 39,67 + 64,66 = 104,33 \text{ (млн. руб.)}$$

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{\text{ам}} = K_{\text{ПС}} \cdot \alpha_{\text{ам}} \quad (72)$$

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

$K_{\text{об}}$  - капитальные вложения, млн. руб.

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}} \quad (73)$$

где  $T_{сл}$  - срок службы оборудования 20 лет

$$I_{AM} = 13,52 \cdot \frac{1}{20} = 0,68 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{ЭКС} = \alpha_{ЭК.ПС} \cdot K_{ПС} \quad (74)$$

где  $\alpha_{ЭК.ПС} = 5,9\%$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций, для оборудования ПС номинальным напряжением до 150 кВ:

$$I_{ЭКС} = 13,52 \cdot 0,059 = 0,8 \text{ (млн. руб.)}$$

Таким образом произведенные расчеты показали что стоимость реализации проекта составляет 104,33 млн. руб.

## 18 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ ПОДСТАНЦИИ ПРОТОКА

При работе электроустановок очень важно защищать их от грозовых импульсов и грозовых перенапряжений которые могут попадать в них посредством попадания молнии в электрооборудование. Для защиты электрооборудования подстанций а также распределительных устройств, силовых трансформаторов от грозовых перенапряжений в данной работе рассматривается проектирование системы молниезащиты которая представляет из себя систему из отдельно стоящих молниеотводов совмещенных с мачтами освещения.

Система молниезащиты должна выполняться таким образом чтобы полностью закрывать от грозовых импульсов всё подстанционная оборудование включая силовые трансформаторы провода линии электропередач провода высокого напряжения но также и заземленные порталы.

В данной работе рассматривается система молниезащиты состоящая из 4 молниеотводов расположенных по периметру подстанции высота молниеотвода подбирается таким образом чтобы всё защищаемое оборудование находилось внутри зоны защиты молниеотводов.

При выполнении расчётов по молниезащите, будут определяться различные параметры включая эффективную высоту молниеотвода также ширину зону защиты на уровне земли на уровне защищаемого объекта а также наименьшую высоту внутренние зоны различных систем молниеотводов.

Результаты расчетов должны сводиться в графической части и показываться визуально для более четкого представления о том что из себя представляет система молниезащиты подстанции.

Расчет молниезащиты поводится по следующим формулам :

Эффективная высота отдельно стоящего молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h \quad (75)$$

Эффективная высота молниеотвода в данном случае:

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

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

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (76)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 17) \cdot 17 = 14,59 \text{ (м)}$$

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

$$h_c = h_{\text{эф}} - (0,17 + 0,0002 \cdot h) \cdot (L - h) \quad (77)$$

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

где  $L$  - расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внешней зоны на уровне защищаемого объекта-портала:

$$r_x = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right) \quad (77)$$

Для линейного портала (высота 9,45 м):

$$r_x = 17,09 \cdot \left( 1 - \frac{9,45}{14,45} \right) = 4,59 \text{ (м)}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_c} \right) \quad (79)$$

где  $h_x$  - высота защищаемого объекта.

$$r_{cx} = 17,09 \cdot \left(1 - \frac{9,45}{11,85}\right) = 0,58 \text{ (м)}$$

Зоны молниезащиты показаны в графической части работы.

## 19 РАСЧЕТ СЕТИ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Для надежной защиты электрооборудования а также персонала обслуживающего данные электроустановки как оперативного тока ремонтного на рассматриваемой подстанции предусматривается организации заземляющее устройство предназначенное для снятия потенциала с электроустановок и их частей как в нормальном режиме работы так и в случае коротких замыканий в электроустановках.

Заземление представляет собой сети расположены на территории подстанции заглубленные на определенную высоту в земляной Покров при этом она состоит как из горизонтальных электродов в виде полос но так и из вертикальных электродов в виде штырей

Все размеры заземляющего устройства рассчитываются по определенным формам в результате сопротивления заземляющего устройства для рассматриваемой подстанций не должно превышать 4 Ом.

Система заземления используется как в случае возникновения коротких замыканий позволяя системам защиты электрооборудования почувствовать ток короткого замыкания но также она работает и в паре с системой молниезащиты позволяя с легкостью переводить только молнии в землю не приводят к повреждению электрооборудования расположенного на территории подстанции.

В случае повреждения изоляции на электрооборудование в электроустановках с изолированной нейтралью заземляющего устройства позволяют снять потенциал с корпуса электроустановки тем самым защищая персонал от частного случая.

Организовать систему заземления на подстанции является очень Важной задачей Так как при неисправном заземляющем устройстве замыкании на землю может привести к отсутствию срабатывания системы защиты и гибели людей при прикосновении к определенным частям электроустановки.

Сопротивление искусственного заземлителя не должно превышать 4 Ом для подстанций классом напряжения 35 кВ.

Размеры ПС «Протока» 43,7×36 (м)

Определяем площадь контура заземления ПС:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (43,7 + 3) \cdot (36 + 3) = 1845 \text{ (м}^2\text{)} \quad (80)$$

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

Сечение вертикальных электродов:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 37,79 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (81)$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{6,37^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,49 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (82)$$

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

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

$\beta$  - справочный коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку по термической стойкости

Проверка сечения по коррозионной стойкости:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (83)$$

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 - 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 9,64$$

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

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 29 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (84)$$

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

Общая длина полос в сетке:

$$L_n = \frac{(A + 3)}{l_{nn}} (B + 3) + \frac{(B + 3)}{l_{nn}} (A + 3) = \frac{(44,5 + 3)}{5} (36 + 3) + \frac{(36 + 3)}{5} (44,5 + 3) = 741,0 \text{ (м)}$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{741,0}{2 \cdot \sqrt{1845}} = 8,63 \quad (85)$$

Принимаем число ячеек:  $m = 9$

Длина стороны ячейки

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{1845}}{9} = 4,77 \text{ (м)} \quad (86)$$

Длина горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S}(m+1) = 2 \cdot \sqrt{1845}(9+1) = 859,06 \text{ (м)} \quad (87)$$

Количество вертикальных электродов в сетке:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{1845}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 12,15 \quad (88)$$

Принимаем:  $n_e = 13$

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

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_C = \rho \cdot \left( A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_e \cdot n_e} \right) = 100 \cdot \left( 0,42 \frac{1}{\sqrt{1845}} + \frac{1}{859,06 + 4,0 \cdot 13} \right) = 1,09 \text{ (Ом)} \quad (89)$$

где -  $A$  - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент:

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1845}}{(21 + 320) \cdot (4,0 + 45)}} = 1,96 \quad (90)$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{II} = R_C \cdot \alpha_{II} = 109 \cdot 1,96 = 2,13 \text{ (Ом)} \quad (91)$$

Полученное значение сопротивления не превышает нормативного 4 Ом, следовательно, расчет считаем окончанным.

## 20 БЛОК ЗАЩИТ ПРИСОЕДИНЕНИЙ 10 КВ

В данном разделе рассмотрим микропроцессорное устройство защиты присоединений БЗП-02 которое устанавливается в ячейках 10 кВ для определения ненормальных режимов работы и отключения присоединения.

### 20.1 Описание работы устройства

Устройство имеет 12 аналоговых входов. Из них:

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

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

3 шт. – для подключения датчиков дуговой защиты.

При сервисной уставке устройство отображает только параметры сети:

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

- функция автоматического перехода на зимнее/летнее время

Уровни доступа (УД)

## **20.2 Назначение**

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

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

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

## **20.3 Состав оборудования**

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

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

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

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

#### **20.4 Основные функции.**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Функция пуска по напряжению МТЗ-2 вводится/выводится переключателем. Пусковой орган напряжения контролирует линейные напряжения и снижение хотя бы одного из них ниже заданной уставки приведет

к его срабатыванию. Функция направленности вводится/выводится программным переключателем. Ввод/вывод МТЗ-2 выполняется программным переключателем. Защита имеет регулируемую выдержку времени  $T_{ср.Пст}$ .

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

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

Пуск защиты осуществляется от пусковых органов минимального напряжения (UAB, UBC, UCA), объединенных по схеме «И». Алгоритм защиты блокируется при неисправностях в цепях напряжения (отсутствие сигнала «Неиспр U») и при отключенном выключателе (отсутствие сигнала «РПВ»). Предусмотрена возможность оперативного ввода/вывода защиты от ключа управления (сигнал «Разр ЗМН»). Защита выполнена в двух ступенчатом исполнении. Уставки задаются во вторичных значениях напряжения. Диапазон задания уставок от 0 до 150 В, дискретность задания – 0,1 В.

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

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

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

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

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

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

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

При аварийном отключении после срабатывания второй ступени формируется сигнал «Неусп АПВ2» и АПВ более не повторяется. Сброс триггера в цепи включения по АПВ происходит при появлении сигналов «ВКЛ по АПВ», «Квитирование» или «Неиспр». Диапазон уставок АПВ1 и АПВ2 – от 0 до 300 секунд с шагом 0,01.

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

В устройстве предусмотрено три категории разгрузки. Первая категория – для предотвращения снижения частоты (даже кратковременного в переходном процессе) ниже заданной уставки с минимальной выдержкой времени (рекомендуется 0,1 – 0,2 секунды), необходимой для отстройки от переходных процессов в цепях напряжения. Вторая категория – для восстановления частоты сети до безопасного уровня. Вторая категория действует на отключение с выдержкой времени и единой уставкой для всех очередей по частоте.

Все категории АЧР блокируются при неисправностях в цепях напряжения (сигнал «Неиспр U»), отключенном выключателе присоединения (отсутствие

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

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

Для предотвращения многократных включений выключателя на устойчивое короткое замыкание предусмотрен логический элемент «И» в цепи сброса триггера, на который поступают сигналы «РВ» и «ОТКЛ ВВ». При ручном включении в условиях отсутствия блокировки сигнал «РВ» поступает на первый вход элемента «И» и устанавливает триггер в сработавшее состояние (появляется сигнал «ВКЛ ВВ»). Если включение произошло на КЗ, сигнал «ОТКЛ ВВ» будет сформирован при отключении выключателя от защит («ОТКЛ от защит») и подан на второй вход элемента «И», тем самым образуя сигнал на сброс триггера в цепи включения выключателя. Сформированный сигнал по обратной связи становится на само подхват и будет существовать до тех пор, пока не исчезнет сигнал «РВ». Таким образом обеспечивается однократность включения выключателя на установившееся КЗ при одновременном наличии сигналов «РВ» и «ОТКЛ ВВ».

## 19.5 Условия эксплуатации

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

- верхнее предельное рабочее значение температуры окружающего воздуха плюс 550С;

- нижнее предельное рабочее значение температуры окружающего воздуха минус 400С;

- верхнее рабочее значение относительной влажности – не более 98% при +250С.

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

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

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

Устройство по устойчивости к внешним механическим воздействиям соответствует требованиям ГОСТ 17516.1-90Е для группы механического исполнения М7. При этом допускаются вибрационные нагрузки с максимальным ускорением до 1 g в диапазоне частот от 0,5 до 100 Гц.

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

Сейсмостойкость соответствует ГОСТ 17516.1-90.

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

Охлаждение устройства осуществляется естественным конвекционным путем.

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

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

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

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

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

Электрическая изоляция цепей связи с внешними устройствами с номинальным напряжением не более 60 В относительно корпуса и других независимых цепей должна выдерживать испытательное напряжение 500 В частоты 50 Гц в течение 1 мин.

Электрическая изоляция независимых цепей (кроме портов последовательной передачи данных) между собой и относительно корпуса выдерживает три положительных и три отрицательных импульса испытательного напряжения, имеющих (при работе источника сигнала на холостом ходу):

- амплитуду - (4,5 - 5,0) кВ;
- длительность переднего фронта - 1,2 с;
- длительность заднего фронта - 50 с;

- длительность интервала между импульсами - не менее 5 с.

Блок при поданном напряжении оперативного тока должен сохранять функционирование без нарушений и сбоев при воздействии:

- высокочастотного испытательного напряжения согласно международному стандарту IEC255-22-1 (степень жесткости 3), имеющего следующие параметры:

- форму затухающих колебаний частотой 1,0 МГц;
- модуль огибающей, уменьшающийся на 50% относительно максимального значения после трех-шести периодов;

- амплитудное значение первого импульса при общей схеме подключения источника сигнала - 2,5 кВ, при дифференциальной схеме подключения - 1,0 кВ;

- время нарастания первого импульса 75 нс с отклонением 20 %;

- частоту повторения импульсов (400 - 40) Гц.

- внутреннее сопротивление источника высокочастотного сигнала – (200 - 20) Ом.

- продолжительность воздействия импульсов высокочастотного сигнала – (2 - 2,2) с.

- наносекундных импульсных помех (быстрых переходных процессов) в соответствии с требованиями стандарта IEC 255-22-4, класс 4 и ГОСТ 29156-91 (степень жесткости 4) с амплитудой испытательных импульсов:

- цепи переменного и оперативного тока 4 кВ, 5/50 нс;

- приемные и выходные цепи 2 кВ, 5/50 нс.

- электростатического разряда согласно стандарту IEC 801-2, класс 3 и ГОСТ 29191-91 (степень жесткости 3) с испытательным напряжением импульса разрядного тока:

- контактный разряд 6 кВ, 150 пФ;

- воздушный разряд 8 кВ, 150 пФ.

- радиочастотного электромагнитного поля в соответствии с требованиями стандарта МЭК 801-3-84 напряженностью 10 В/м (степень жесткости 3).

- микросекундных импульсных помех большой энергии (импульсы напряжения/тока длительностью 1/50 и 6,4/16 мкс соответственно) в соответствии с требованиями стандарта МЭК 255-22-1-88. Амплитуда напряжения испытательного импульса (степень жесткости 4) – 4 кВ для входных цепей тока и напряжения, подключенных к установленным на подстанции высокого напряжения трансформаторам тока и напряжения.

- кондуктивных низкочастотных помех из-за провалов напряжения питания, кратковременных перерывов и несимметрии питающего напряжения. Параметры испытательного воздействия: значение изменения напряжения не менее 0,5 Uном при длительности провала 0,5 с, длительность перерывов напряжения не менее 100 мс. При испытаниях устройств, работающих на выпрямленном оперативном токе трехфазного источника питания, необходимо воздействовать провалами и перерывами напряжения на три фазы одновременно, затем на две фазы и на одну.

- импульсного магнитного поля с напряженностью 300 А/м, возникающего в результате молниевых разрядов или коротких замыканий в первичной сети, в соответствии с требованиями стандарта МЭК 1000-4-9-93.

- магнитного поля промышленной частоты в соответствии с требованиями стандарта МЭК 1000-4-93 напряженностью 30 А/м (степень жесткости 4). При этом аппаратура должна испытываться в тех конструкциях, в которых будет эксплуатироваться.

Клеммные колодки токовых цепей допускают присоединение под винт одного или двух одинаковых проводников общим сечением до 6 мм<sup>2</sup> включительно и сечением не менее 1 мм<sup>2</sup> каждый. Клеммные колодки цепей питания, входных и выходных цепей допускают присоединение под винт одного или двух одинаковых проводников общим сечением до 2,5 мм<sup>2</sup> включительно и сечением не менее 0,5 мм<sup>2</sup> каждый.

Цепи переменного тока выдерживают без повреждений ток:

- 20 А – длительно;
- 150 А – в течение 10 с;
- 500 А – в течение 1 с.

Устройство правильно функционирует при изменении частоты входных сигналов в диапазоне 45 – 55 Гц. При этом дополнительная погрешность параметров срабатывания измерительных органов устройства не превышает 3% относительно параметров срабатывания на номинальной частоте.

Устройство предназначено для работы от источника переменного, выпрямленного переменного или постоянного оперативного тока. Рабочий диапазон по напряжению постоянного тока - 120 – 370 В, рабочий диапазон по напряжению переменного тока - 85 – 265 В (действующее значение).

Электронная часть устройства гальванически отделена от источника оперативного тока. Уровень изоляции входной цепи источника питания относительно корпуса и между остальными цепями – 3000 В, сопротивление изоляции 100 МОм.

Мощность, потребляемая устройством от источника оперативного тока в режиме срабатывания – не более 8 Вт, в дежурном режиме – не более 6 Вт. При использовании БРВ мощность, потребляемая устройством от источника оперативного тока в режиме срабатывания – не более 9 Вт, в дежурном режиме – не более 7 Вт.

Время готовности устройства к действию после подачи напряжения оперативного питания не более 0,25 с. Минимальное время срабатывания защиты при одновременной подаче напряжения оперативного питания и тока повреждения не превышает 0,285 с.

Устройство сохраняет заданные функции (в том числе с действием выходных реле) при кратковременных перерывах питания длительностью до 1,5 секунды до конца срока службы.

Устройство не повреждается и не срабатывает ложно при включении или отключении источника питания, после перерывов питания любой длительности

с последующим восстановлением, при подаче напряжения оперативного тока обратной полярности, при замыканиях на землю в сети оперативного тока.

Все дискретные входы являются изолированными и обеспечивают гальваническое разделение внутренних цепей устройств с внешними цепями. Уровень изоляции между входной цепью относительно корпуса и между остальными цепями – 3750 В в течение 1 минуты.

Дискретные входы предназначены для работы на постоянном и переменном синусоидальном оперативном токе частотой 50 Гц, имеют пороговый элемент для разграничения уровня срабатывания логической «1» и логического «0».

Устройство имеет 16 дискретных входов. Общую точку имеют входы In1 – In2 и In3 – In10. Входы In11 – In16 выполнены без общей точки. Также предусмотрен съемный модуль БРВ, который имеет 8 дискретных входов (In17 – In21). Общую точку имеют входы In17 – In18, In19 – In20, In21 – In22, In23 – In24.

Выходные цепи устройства выполнены с использованием малогабаритных реле, обеспечивающих гальваническое разделение внутренних цепей устройства от внешних цепей. Номинальное напряжение изоляции – 400 В (АС), номинальное ударное напряжение – 4000 В (АС). Напряжение пробоя:

- между катушкой и контактами – 4000 В (АС);
- контактного зазора – 1000 В (АС).

Максимальное напряжение контактов АС/DC – 400 В/250 В. Номинальный ток нагрузки – 8 А. Максимальная коммутируемая мощность (АС) – 2000 ВА.

Максимальная способность коммутации резистивной нагрузки DC – 0,4 А при напряжении 250 В.

Коммутационная способность контактов, действующих на цепи управления и сигнализации - не менее 50 Вт при коммутации цепи постоянного тока напряжением до 250 В с индуктивной нагрузкой и постоянной времени до 0,05 с.

Максимальная способность коммутации резистивной нагрузки АС – 4 А при напряжении 400 В, 7 А при напряжении 260 В.

Электрический ресурс при резистивной нагрузке – более 105 при 8 А, 250 В (АС). Механический ресурс – более  $2 \times 10^7$ .

Количество выходных реле – 11. Все реле кроме К1 являются свободно программируемыми.

Также предусмотрен съемный модуль, который имеет 6 свободно программируемых выходов.

Средний срок службы устройства не менее 25 лет при условии проведения требуемых технических мероприятий по обслуживанию.

Средняя наработка на отказ не менее 125 000 ч.

Среднее время восстановления работоспособного состояния блока не более 2 ч без учета времени нахождения неисправности.

ПУ на оборотной стороне, а блок на боковой правой стенке – имеют винт для подключения защитного заземления к общему контуру заземления. Заземляющий провод должен быть не более 2 метров и сечением 4 мм<sup>2</sup>.

Эксплуатация устройства осуществляется в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей» и настоящим «Руководством по эксплуатации». К обслуживанию и эксплуатации устройства допускаются лица, прошедшие специальную подготовку в области микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики.

При эксплуатации устройства следует руководствоваться «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок, электрических станций и подстанций», а также настоящим «Руководством по эксплуатации».

Устройство имеет 0I класс по способу защиты человека от поражения электрическим током.

Опасным фактором при эксплуатации устройства является напряжение оперативного питания 220 В.

Заземление и защитные меры безопасности должны выполняться в соответствии с требованиями действующих «Правил устройства

электроустановок». Для заземления устройства на корпусе комплекта защиты предусмотрен специальный заземляющий винт, который используется для подключения к заземляющему контуру.

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

Перед вводом устройства в работу следует заземлить корпус блока.

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

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

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

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

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

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

Устройства сопряжения (УСО) осуществляют гальваническое разделение внутренних цепей устройства от цепей измерительных трансформаторов тока (УСО-ТА) и напряжения (УСО-TV) и понижают входные сигналы до уровня, приемлемого для работы АЦП. УСО-ТА и УСО-TV являются встроенными устройствами.

Блок дискретных входов воспринимает, гальванически разделяет от внутренних цепей устройства и преобразует внешние дискретные сигналы напряжением 220В переменного или постоянного тока до уровня, необходимого для работы микроконтроллера.

Блок дискретных выходов выполнен с использованием малогабаритных промежуточных реле. Выходные реле по командам, поступающим от микроконтроллера, осуществляют управление выключателем в нормальных и аварийных режимах, осуществляют сигнализацию по различным видам нештатных ситуаций и др.

БРВ выполнен отдельным пристыковываемым модулем и содержит 8 дискретных входов и 6 дискретных выходов, принципы функционирования которых и конструктивное исполнение аналогично встроенным в блок входам и выходам.

ПУ позволяет управлять устройством (настраивать уставки, считывать информацию о текущих измеряемых параметрах, о состоянии дискретных входов и выходов и т.д.) по месту установки без использования компьютера. ПУ-01 отображает положение выключателя, факт срабатывание защит, характер неисправности, выявленной системой самодиагностики. Пульт выполнен отдельным устройством, связь которого с блоком осуществляется по интерфейсу RS485-1.

## 21 ЗАЩИТА ПОНИЖАЮЩИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 10/0,4 КВ

Трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ расположенные в рассматриваемом районе электрических сетей оборудованы соответственно силовыми трансформаторами которые также нуждаются в защите от различного рода нештатных ситуаций в частности от коротких замыканий и токов нагрузки превышающих номинальное значение.

Для данного оборудования как довольно дорогостоящего необходимо предусматривать различные устройства и приспособления которые предназначены защитить при нештатных ситуациях данное оборудование в частности наиболее широкое распространение получили предохранители высокого напряжения предназначенные для размыкания цепи в силовом трансформаторе в случае превышения тока над током плавкой вставки.

Основной особенностью и положительной стороной предохранителей является их низкая стоимость а также простота конструкции, устройства повсеместно применяются на комплектных трансформаторных подстанциях и довольно хорошо защищают электрооборудование от повреждений.

Ток плавкой вставки выбирается в зависимости от номинальной мощности силового трансформатора и немного превышает номинальный ток силового трансформатора позволяя ему работать в некоторых случаях с допустимой перегрузкой.

Принцип работы высоковольтного предохранителя заключается в том что в его конструкции предусмотрена тонкая которая расплавляется при превышении его номинального тока тем самым разрывает цепь при коротком замыкании либо большом токе нагрузки также следует отметить что возникновение дуги не происходит так как плавящийся элемент находится в среде кварцевого песка которые очень хорошо и эффективно гасит электрическую дугу не позволяя происходить разрушение электрооборудования.

Дополнительно также предохранители используют не только на силовых трансформаторах но и на измерительных трансформаторах напряжения номинальным напряжением как 10 кВ.

Данные устройства применяются не только для трансформаторов но также ими могут защищаться и обычные присоединения в частности и при подключении электродвигателей а также иного другого оборудования.

## 22 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 22.1 Безопасность

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается вопрос реконструкции системы электроснабжения напряжением 10 кВ города «Зея» с центром питания ПС «Протока» 35/10 кВ. В работе проводится замена проводов ВЛ реконструкция КТП а так же замена всего оборудования на ПС «Протока» на современное.

В данном разделе будем рассматривать аспекты безопасной эксплуатации электрооборудования в рассматриваемом районе электрических сетей в частности при работе персонала в действующих электроустановках они должны пользоваться различными инструкциями по охране труда применяемые к определенным профессиям и отдельным видам работ дополнительно также должны соблюдаться правила техники безопасности при возведении воздушных линий электропередач и проведения электромонтажных работ.

Также при работах должны соблюдаться правила безопасности при эксплуатации при эксплуатации грузоподъемных механизмов и кранов правила по охране труда при погрузо-разгрузочных работах.

Также должны соблюдаться правила при работе с инструментом и приспособлениями и в определенной виде работы.

Немаловажным аспектом при безопасной работе в электроустановках также является соблюдение правил пожарной безопасности для энергетических предприятий.

Весь персонал задействованные в реконструкции систем электроснабжения также должен и соблюдать указания по технике безопасности при выполнении ремонтно-строительных работ при приближении к действующему электроэнергетического оборудованию предприятий.

Рассмотрим основные принципы работы в действующих электроустановках в частности данная работа может выполняться по

нескольким принципам это работа по наряду-допуску по распоряжению либо в порядке текущей эксплуатации.

Работы по наряду выполняются в основном в электроустановках выше 1000 Вольт как там предъявляются более высокие требования в отношении безопасности персонала при работе Поэтому выдается специальный бланк на котором указаны все технические мероприятия представляющие собой набор мер предназначенных для защиты персонала от поражения электрическим током и от возникновения чрезвычайных ситуаций. Указываются все ответственные лица за безопасное выполнение работы начиная от ответственного руководителя работ также здесь указывается выдающий наряд производитель работ наблюдающий все члены бригады а также наиболее важные в этом аспекте лица - допускающий который определяет безопасности при работе в электроустановках.

Наряд выписывается в двух экземплярах а при передаче его по телефону в трех экземплярах, после допуска к работе один экземпляр наряда должен оставаться у производителя работ либо наблюдающего а второй наряд забирает с собой оперативный персонал производящий допуск бригады к работе.

При выполнении работ по распоряжению, данные виды работ в основном выполняются в электроустановках до 1000 В при этом существуют такие типы работ которые могут выполняться по распоряжению и в электроустановках выше 1000 В сюда можно отнести работы на электродвигателе от которого кабель отключен и заземлен также на генераторе который расшифрован и также заземлен но также сюда можно отнести и работы на комплектных распределительных устройствах в частности на тележках выключателей которые выкаченные в ремонтное положение, шторы и высоковольтного аппарата закрыта на замок.

Работа по распоряжению выполняется в течение рабочего дня исполнителей данной работы после окончания рабочего дня распоряжение должно быть закрыто соответствующими отметками в журнале учета нарядов и распоряжений и в оперативном журнале, при этом если существует

необходимость продления работы необходимо выдать новое распоряжение и соответственно запустится по нему повторно.

Также третьим аспектом по которому могут выполняться работы в действующих электроустановках являются Перечень работ выполняемых в порядке текущей эксплуатации. Данные виды работы являются наименее ответственными чем первые два аспекта и поэтому здесь не накладываются высокие требования в области техники безопасности в частности к таким видам работ могут относиться замена ламп освещения также ремонт мелкого электрооборудования за исключением работ в сборках с двухсторонним питанием ремонт различной пусковой аппаратуры уборка в распределительных устройствах покраска электрооборудования и мелкие работы. Следует отметить что работы выполняемые в порядке текущей эксплуатации относятся только к закреплённому за персоналом оборудованию и распространяются на электроустановки до 1000 В.

Рассмотрим основные требования техники безопасности при допуске бригады к работам в действующих электроустановках. При допуске бригады к работе допускающее должен предварительно осмотреть рабочее место проверьте установленные заземления и другие заземляющего устройства например заземляющие ножи при этом он должен проверить отсутствие напряжения на токоведущих частях на которых предстоит работать бригаде после того как все технические мероприятия будут выполнены а электроустановка осмотрена может быть произведен допуск бригады к работе при этом допускающее указывает границы рабочего места также он указывает токоведущей части оставшиеся под напряжением при этом они должны быть закрыты либо огороженные. Допускающий проводит целевой инструктаж бригаде и после него проводят небольшой опрос с целью определения того как

Бригада включая производителя работ и ответственного руководителя усвоила данные полученные в целевом инструктаже. После того как целевой инструктаж будет проведён и проведён соответственно вопрос производится оформление работы в наряде допуске либо в

распоряжении после чего Бригада может приступить к работе Однако перед этим должен быть проведён целевой инструктаж производителям работ всем своим членам бригады включая ту информацию которая необходима для безопасного выполнения технологии работы. В действующих электроустановках производитель не имеет право отлучаться от бригады если стоит такая необходимость производитель работа выводит весь состав бригады с рабочего места и после того как он сможет вернуться в соответственно вся Бригада возвращается также вместе с ним на рабочее место. Допускается выход из состава Бригада нескольких членов при этом в наряде-допуске этот вывод не оформляется отметить что выходы из электроустановок единолично могут выполнять только те члены бригады которые имеют группу 3 по электробезопасности если из электроустановки необходимо выйти членов бригады с группой 2 то он должен выполнять это в сопровождении членов бригады с группой 3.

После окончания работ в электроустановках бот убирает рабочее место убирает инструмент снимают все ограждающие устройства которые были установлены им или бригады а также снимают всех заземляющие устройства которые также были установлены непосредственно самой бригадой. Производитель работ оформляется окончание работы в наряде допуске либо в распоряжении соответствующей отметки в документе и журнале учета работ по нарядам и распоряжениям также он дополнительно должен сообщить об этом оперативному персоналу.

Работы оперативный персонал получает разрешение от вышестоящего оперативного персонала осмотреть электроустановку и проверить её готовность к работе при этом должно быть уделено особое внимание отсутствие электроинструмента или большого другого инструмента на токоведущих частях и других частях электроустановки Во избежание возникновения чрезвычайных ситуаций. После проверки готовности электроустановки к включению в сети оперативный персонал должен снять все заземляющее устройство снять плакаты безопасности а также различные ограждения и подготовить

электрическую схему включения электроустановки в работу. После получения разрешения производится включение электроустановки и с последующим осмотром её на предмет замечаний.

## 22.2 Экологичность

Основным источником загрязнения окружающей среды на подстанциях является масло. Загрязнение может произойти во время аварий, ремонтных работ. Рассмотрим защиту от загрязнений силовых трансформаторов.

В соответствии с [11] для предотвращения загрязнения окружающей среды при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

Размеры трансформатора типа ТМН 4000/35/10  $3,56 \times 2,83 \times 3,72$  м и масса масла в нем 4,11 т.

При расчете параметров маслоприемника принимаем следующие условия:

1) Расчетные размеры маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1 м [16].

2) Он должен предусматриваться закрытого типа, вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [16].

Маслоприемник выполняем с установкой сверху металлической решетки, поверх которой насыпан гравий толщиной слоя 0,25 м;

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

Объем масла в трансформаторе:

$$V_{тр.м} = \frac{M}{\rho} = \frac{5,35}{0,88} = 4,67 \text{ (м}^3\text{)} \quad (92)$$

где  $M$  – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным 5,35 тонн.

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

Площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{.m} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) = (3,56 + 2 \cdot 1) \cdot (2,83 + 2 \cdot 1) = 28,86 \text{ (м}^2\text{)} \quad (93)$$

где  $A$ ,  $B$  – длина и ширина трансформатора.

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

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\text{он}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H = (3,56 + 2,83) \cdot 2 \cdot 3,72 = 47,54 \text{ (м}^2\text{)} \quad (94)$$

где  $H$  – высота трансформатора (м)

Коэффициент пожаротушения и время тушения соответственно равны [16]:

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

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Объем воды необходимый для тушения пожара:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{.m} + S_{\text{он}}) \cdot 10^{-3} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (28,86 + 47,54) \cdot 10^{-3} = 27,5 \text{ (м}^3\text{)} \quad (95)$$

Объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % ВОДЫ:

$$V_{mMH_2O} = V_{mpm} + 0,8 \cdot V_{H_2O} = 4,67 + 0,8 \cdot 27,5 = 26,67 \text{ (м}^3\text{)} \quad (96)$$

Находим глубину маслоприемника для приема всей жидкости  $V_{mMH_2O}$ :

$$H_{.m} = \frac{V_{mMH_2O}}{S_{.m}} = \frac{26,67}{28,86} = 0,92 \text{ (м)} \quad (97)$$

Высота подушки [16]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота прослойки [16]:

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Высота маслоприемника:

$$H_{n.mt} = H_{.mt} + H_{en} + H_z = 0,92 + 0,05 + 0,25 = 1,22 \text{ (м)} \quad (98)$$

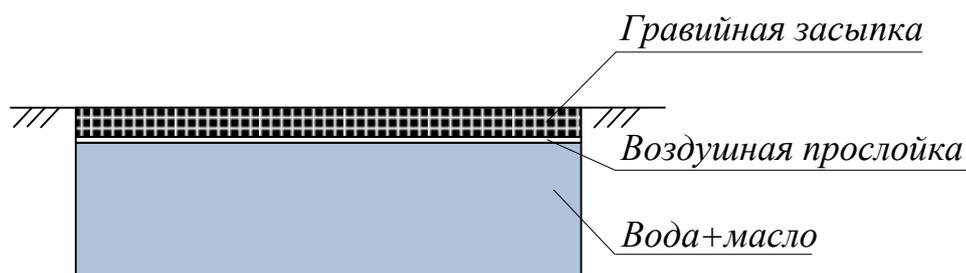


Рисунок 9 – Маслоприемник трансформатора

### 22.3 Чрезвычайные ситуации

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

Пожарная безопасность. В связи с тем, что на ПС «Протока» устанавливаются современные выключатели, снижается уровень возникновения ЧС на ОРУ.

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

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

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

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

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

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной выпускной квалификационной работе разработан экономически целесообразный вариант реконструкции системы электроснабжения 10 кВ южной части города «Зея» в Амурской области с центром питания ПС «Протока» номинальным напряжением 35/10 кВ. Проведен анализ существующей системы электроснабжения и источника питания, предложены пути решения различных проблем электроснабжения, включая выбор необходимого оборудования как в электрической сети, так и на источнике питания. Выбор оборудования проводился на основании расчетных данных о токах нагрузки и короткого замыкания. Проведены необходимые экономические расчеты при реконструкции системы электроснабжения, определены суммарные капиталовложения и годовые издержки.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2008.
- 2 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.
- 3 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие. – Издательство: Павлодар: Кереку Год: 2008
- 4 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2006. – 430 с.
- 5 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,2011. – 383 с.
- 6 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 880 с.
- 7 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003
- 8 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2001. №10.
- 9 Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2002.
- 10 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 592 с.
- 11 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.

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

13 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.

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

15 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и доп.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.

16 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.

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

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

19 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010.

20 Собоурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

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

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчет нагрузок

КТП	$P_{P0,4}$ (кВт)	$Q_{P0,4}$ (кВА)	$S_{P0,4}$ (кВА)
3	212,75	69,38	223,78
4	144,90	78,75	164,92
139	1060,53	889,40	1384,25
148	412,16	134,40	433,52
163	202,40	85,81	219,84
164	20,93	5,68	21,69
165	349,60	148,20	379,71
191	47,88	15,61	50,36
171	535,56	227,02	581,69
172	391,03	178,51	429,86

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Расчет потерь мощности

КТП	$\Delta P_m$ (кВт)	$\Delta Q_m$ (кВА)	$\Delta S_m$ (кВА)	$P_{p10}$ (кВт)	$Q_{p10}$ (кВА)	$S_{p10}$ (кВА)
3	1,12	6,71	6,81	213,87	76,09	230,59
4	0,82	4,95	5,02	145,72	83,70	169,94
139	6,92	41,52	42,10	1067,45	930,92	1426,21
148	2,17	13,01	13,18	414,33	147,41	446,70
163	1,10	6,60	6,69	203,50	92,41	226,53
164	0,11	0,65	0,66	21,04	6,33	22,35
165	2,18	11,61	12,23	351,78	159,81	391,94
191	0,25	1,51	1,53	48,13	17,12	51,89
171	2,91	17,45	17,69	538,47	244,47	599,38
172	2,15	12,90	13,07	393,18	191,41	442,93
Сумма				3397,13	1949,44	4007,77