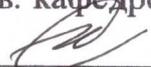


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

  
\_\_\_\_\_  
«06» 07 2020 г.

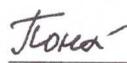
Н.В. Савина

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование подстанции Импульс напряжением 110/35/10 кВ в городе Свободный Амурской области для электроснабжения строящихся микрорайонов и социально значимых объектов

Исполнитель

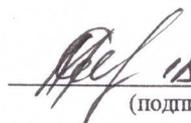
студент группы 642 об1

  
16.06.2020  
\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

В.Я. Пономаренко

Руководитель

доцент

  
18.06.2020  
\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

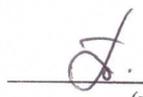
А.Г. Ротачева

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

  
22.06.2020  
\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

  
03.07.2020  
\_\_\_\_\_  
(подпись, дата)

Н.С. Бодруг

Благовещенск 2020

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

Факультет Энергетический  
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина  
«24» 03 2020 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Пономаренко Вячеслава Яковлевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Проектирование подстанции Импульс напряжением 110/35/10 кВ в городе Свободный Амурской области для электроснабжения строящихся микрорайонов и социально значимых объектов  
(утверждено приказом от 23.03.2020г. № 657-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 16.06.2020г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: исходные данные полученные на преддипломной практике

4. Содержание бакалаврской работы 1. Характеристика района проектирования ПС 2. Выбор РУ ПС 3. Выбор числа и мощности трансформаторов 4. Расчет токов короткого замыкания 5. Выбор и проверка электрического оборудования 6. Релейная защита и автоматика 7. Молниезащита и заземление подстанции 8. Расчет экономического ущерба при нарушении работы трансформатора 9. Безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п) 1. Схема сети и токи КЗ. 2. Однолинейная схема ПС 3. РЗА трансформатора 4. Заземление ПС 5. План разреза ПС 6. Выбор оборудования

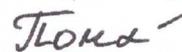
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 24.03.2020г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачева А.Г., доцент

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

Задание принял к исполнению (дата): 24.03.2020г



(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 103 с., 10 рисунков, 36 таблиц, 17 источников.

ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

В данной выпускной квалификационной работе проектируется подстанция Импульс для энергоснабжения строящихся микрорайонов и социально значимых объектов в городе Свободный.

Был произведён выбор главной схемы подстанции, а также силовых трансформаторов, рассчитана безопасность и экологичность. Был произведён расчёт токов короткого замыкания, на основе которых было выбрано электрическое оборудование на подстанции. Спроектированы и рассчитаны заземление и молниезащита для подстанции Импульс.

Цель данной работы – электроснабжение строящихся микрорайонов и социально значимых объектов города Свободный.

## СОДЕРЖАНИЕ

|                                                                 |    |
|-----------------------------------------------------------------|----|
| Определения, сокращения, обозначения                            | 6  |
| Введение                                                        | 7  |
| 1 Характеристика района проектирования подстанции               | 8  |
| 1.1 Характеристика района проектирования                        | 8  |
| 1.2 Климатическая характеристика района проектирования          | 9  |
| 1.3 Характеристика рельефа района проектирования                | 12 |
| 1.4 Характеристика электрических сетей Амурской области         | 13 |
| 1.5 Характеристика существующей схемы города Свободный          | 15 |
| 1.6 Характеристика потребителей электроэнергии                  | 18 |
| 1.7 Обоснование необходимости проектирования подстанции Импульс | 18 |
| 2 Выбор схемы РУ подстанции                                     | 20 |
| 3 Выбор трансформаторов и линий для ПС Импульс                  | 22 |
| 4 Расчёт токов КЗ                                               | 25 |
| 5 Выбор и проверка электрического оборудования                  | 30 |
| 5.1 Выбор КРУ 35,10 кВ                                          | 31 |
| 5.2 Выбор и проверка выключателей                               | 33 |
| 5.3 Выбор разъединителей                                        | 37 |
| 5.4 Выбор трансформаторов тока                                  | 38 |
| 5.5 Выбор трансформаторов напряжения                            | 42 |
| 5.6 Выбор шинных конструкций                                    | 45 |
| 5.7 Выбор изоляторов                                            | 48 |
| 5.8 Выбор ограничителей перенапряжения                          | 52 |
| 5.9 Выбор трансформаторов собственных нужд                      | 58 |
| 5.10 Выбор аккумуляторных батарей                               | 59 |
| 5.11 Выбор высокочастотных заградителей                         | 61 |
| 6 Защита трансформатора на базе микропроцессорного терминала    | 63 |
| 6.1 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора       | 63 |
| 6.2 Расчёт уставок дифференциальной отсечки(ДЗТ-1)              | 65 |

|                                                                                             |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 6.3 Расчёт уставок дифференциальной отсечки(ДЗТ–2)                                          | 66  |
| 6.4 Сигнализация                                                                            | 68  |
| 6.5 Максимальная токовая защита                                                             | 68  |
| 6.6 Защита от перегрузки                                                                    | 72  |
| 6.7 Газовая защита трансформатора                                                           | 74  |
| 7 Молниезащита и заземление                                                                 | 76  |
| 7.1 Расчёт заземления ПС Импульс                                                            | 76  |
| 7.2 Расчёт молниезащиты ПС Импульс                                                          | 81  |
| 8 Расчёт экономического ущерба при технологическом нарушении работы силового трансформатора | 84  |
| 8.1 Общие положения                                                                         | 84  |
| 8.2 Безвозвратные потери средств производства                                               | 86  |
| 8.3 Затраты на ремонтно – восстановительные работы                                          | 86  |
| 8.4 Потери из - за снижения производственных возможностей                                   | 87  |
| 8.5 Ущерб от ухудшения технологических параметров                                           | 88  |
| 8.6 Возмещения убытка потребителям                                                          | 89  |
| 8.7 Возмещения экологического ущерба                                                        | 89  |
| 8.8 Возмещения социального ущерба                                                           | 90  |
| 8.9 Расчёт общего экономического ущерба                                                     | 90  |
| 9 Безопасность и экологичность                                                              | 91  |
| 9.1 Безопасность                                                                            | 91  |
| 9.2 Экологичность.Загрязнение окружающей среды трансформаторным маслом                      | 93  |
| 9.3 Чрезвычайные ситуации                                                                   | 97  |
| Заключение                                                                                  | 101 |
| Библиографический список                                                                    | 102 |

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЕ, ОБОЗНАЧЕНИЯ

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

ВЛ – воздушная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ЛЭП – линия электропередач;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПС – подстанция;

РЗ – релейная защита;

РУ – распределительное устройство;

ЭС – энергосистема;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный.

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время первоочередной задачей ставится развития Дальнего Востока, одним из решений этой задачи является федеральная программа Единая субсидия. Единая субсидия – это средства из федерального бюджета, которые направлены на «социальное развитие центров экономического роста». Финансирование по данной программе рассчитаны на 5 лет (2019-2024).

В данной выпускной квалификационной работе (ВКР) ставится задача проектирование подстанции Импульс напряжением 110/35/10 кВ в городе Свободный Амурской области, основными потребителями электроэнергии, являются строящиеся микрорайоны и социально значимые объекты.

Актуальность работы заключается в том, что в связи со строительством новых микрорайонов, развитием инфраструктуры и ростом потребительских мощностей в городе Свободный необходимо развивать, реконструировать существующие и проектировать новые источники электроэнергии, чтобы обеспечить электроснабжение всех потребителей.

Решением поставленной задачи является сбор и систематизация информации о территории на которой проектируется подстанция, расчет токов короткого замыкания необходимых для выбора и проверки устанавливаемого оборудования, расчёт микропроцессорной защиты силового трансформатора, расчёт заземления и молниезащиты проектируемой подстанции.

Практическая значение ВКР заключается в разработке оптимальной схемы подстанции для обеспечения мощности которая требуется для бесперебойной работы.

Ожидаемые результаты работы: разработать проект новой подстанции 110/35/10 кВ Импульс, разработка наиболее подходящего варианта схемы подстанции с точки зрения капитальных затрат и надёжности. Разработанная схема обеспечит безотказную работу в течение срока эксплуатации.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

## 1.1 Характеристика района проектирования

Свободненский район расположен в северно-западной части Амурской области, западная часть – в долине Амура. Юго-восточная часть района расположена в долине реки Зея. Район граничит на севере с Шимановским, на северо-востоке, по реке Зее – с Мазановским, на юге – с Благовещенским районами области, западная граница района, проходит по реке Амур [15].

Административный центр – г. Свободный (в состав района не входит, представляет самостоятельный городской округ).

Площадь Свободненского района – 731818 тыс. га, население – 15220 чел.

На территории Свободненского района расположены 42 населённых пункта.

Юго-восточная часть района расположена в пойме реки Зея, западная часть – в пойме реки Амур. Большая часть территории района покрыта лесной растительностью, пересечена увалами и сопками.

Экономика района в существенной степени зависит от состояния леса – лес главный источник для покрытия потребностей в древесине предприятий района и области.

Сельское хозяйство района является главной отраслью народного хозяйства района. Основное направление сельскохозяйственного производства района – растениеводство и животноводство.

Схемой территориального расположения район относится к зоне с наиболее благоприятными климатическими условиями.

Город Свободный – третий по количеству населения город Амурской области, располагается на Транссибирской железнодорожной магистрали, на берегу реки Зея. С областным центром связан железнодорожным (165 км), автомобильным (148 км) и водным (195 км) видами транспорта. Общая площадь 22,6 тыс. га, численность населения – 57 715 чел.

## 1.2 Климатическая характеристика района проектирования

Город Свободный располагается в зоне резко-континентального климата с муссонными чертами, это выражается в больших суточных (до 20°) и годовых (45-50°) колебаниях температур воздуха и резком преобладании дождей [15].

Лето дождливое, жаркое, но со значительным количеством солнечного света. Зима холодная, с малым количеством осадков.

Сезоны не продолжительны и характеризуются нестабильным характером погоды, это связано с изменением циркуляции в атмосфере. Осень более тёплая и продолжительная [15].

Таблица 1 – Температурные характеристики

| Показатели              | Январь | Апрель | Июль | Октябрь | Декабрь | Год  |
|-------------------------|--------|--------|------|---------|---------|------|
| Средняя температура, °С | -25,4  | 2,7    | 20,4 | 0,5     | -23,8   | -0,7 |
| Абсолютный максимум, °С | -2,1   | 28,6   | 38,0 | 26,3    | 0,0     | 39,3 |
| Средний максимум, °С    | -19,4  | 8,6    | 26,3 | 7,1     | -18,4   | 5,3  |
| Средняя температура, °С | -26    | 2,5    | 20,4 | 0,4     | -24,3   | -1,1 |
| Средний минимум, °С     | -32,4  | -4,7   | 14,0 | -6,6    | -30,3   | -8,2 |
| Абсолютный минимум, °С  |        | -23,4  | 3,0  | -25,5   |         |      |
| Норма осадков, мм       | 6      | 32     | 116  | 23      | 11      | 563  |

Невзирая на муссонный характер климата, относительная влажность воздуха не имеет сильно выраженных годовых изменений. Минимальное значение 58 % отмечаются весной, максимальные 70-80 % - летом. Практически одинаковое в течение года соотношение сухих (О39,8) и влажных (Р80 %) – 45,8 дней.

Территория города относится к зоне с достаточной влажностью. В среднем за год выпадает 586 мм осадков. Основное их количество 554 мм установлено летом, среднесуточный и абсолютный максимум составляет 50 и 90 мм и приходится на июль и август [15].

В феврале-марте высота снежного покрова достигает максимальных значений 16-20 см, абсолютный максимум составляет 30 см.

Ветровой режим имеет явно выраженный годовой ход, преобладающее направление ветра определяется, как муссонным характером круговорота, так и направлением долины р. Зеи.

Для зимы наиболее свойственна цикличность северо-западных (66 %), западных (15 %) ветров, для лета – южных, юго-восточных (42 %), северо-западных (20%).

Среднегодовая скорость ветра составляет 3,8 м/сек. Расположение города в долине оказывает в нем повышенный фон ветра в течение всего года, хотя, наибольшая скорость ветра до 5 м/сек происходит весной и осенью [15].

Число дней с ветром более м/сек значительно и составляет, в среднем, за год 24 дня.

Из неблагоприятных явлений погоды следует отметить метели, число дней за сезон -16.

Частота туманов небольшая – 23 дня в год и приходится, в основном, на летние месяцы - 18.

За год отмечается 26 дней с грозой, 1,9 – с градом.

По биоклиматическим условиям проживания населения территория города характеризуется, как гипокомфортная.

По строительно-климатическому районированию рассматриваемая территория относится к зоне В.

Расчётные температуры для проектирования отопления и вентиляции составляют  $-3^{\circ}\text{C}$  и  $-32^{\circ}\text{C}$ .

Продолжительность периода отопления 225 суток.

Средняя расчётная глубина промерзания почвы и грунта равна – 280 см, максимальная глубина достигает 400 см.

Среднегодовая скорость ветра составляет 3,6 м/сек.

Долинное расположение города обуславливает в нем повышенный ветровой фон в течение всего года.

Характеристики климата Свободненского района представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Климатические характеристики Свободненского района

| Климатические условия                                             | Расчётные данные |
|-------------------------------------------------------------------|------------------|
| Район по ветру                                                    | III              |
| Нормативная скорость ветра, м/сек                                 | 4-5              |
| Район по гололёду                                                 | III              |
| Нормативная стенка гололёда, мм                                   | 20               |
| Среднегодовая температура воздуха, °С                             | -2,2             |
| Высшая температура воздуха, °С                                    | 42               |
| Низшая температура воздуха, °С                                    | -48              |
| Число грозových часов в год                                       | 40-60            |
| Среднегодовая скорость ветра, м/сек                               | 3,8              |
| Количество дней с ветром более 10 м/сек, %                        | 7                |
| Вес снегового покрова, кг/м <sup>2</sup>                          | 50               |
| Продолжительность отопительного периода, сут.                     | 242              |
| Температура гололедообразования, °С                               | -10              |
| Степень загрязнения атмосферы                                     | II               |
| Нормативная глубина промерзания грунтов, м                        | 2,5-3            |
| Глубина протаивания грунта на начало грозовой деятельности, м     | 0,4              |
| Сейсмичность района, балл.                                        | 6                |
| Эквивалентное удельное сопротивление грунта в летний период, Ом·м | 25               |
| Эквивалентное удельное сопротивление грунта в зимний период, Ом·м | 40               |

### **1.3 Характеристика рельефа района проектирования**

Город располагается на правом берегу р. Зеи, на трёх надпойменных террасах.

Первая надпойменная терраса с абсолютными отметками 145 – 156 м имеет незначительное распространение в пределах рассматриваемой территории.

Вторая надпойменная терраса отмечается в северо-восточной части городской территории. Высота террасы 10-15 м, абсолютные отметки составляют 158-170 м.

Основная часть городской застройки располагается на третьей надпойменной террасе. Поверхность террасы слабохолмистая, с уклоном в сторону р. Зеи. Абсолютные отметки колеблются от 175 до 220 м [15].

Уступ террасы высотой до 25-30 м чётко прослеживается в пределах городской застройки, обрываясь к пойме р. Зеи на востоке и юге территории. Уступ осложнён многочисленными, в основном растущими оврагами, длиной от 0,2 до 1,5 км, глубиной от 5-8 до 15-25 м.

Западнее города возвышается Амуро-Зейское плато с абсолютными отметками 230-255 м. высота увалов достигает 16-20 м, уклоны поверхностей 30 % и более.

Гидрографическая часть предоставлена главной рекой Зеей, её правым притоком р. Большая Пера и р. Бардагонкой.

Река Зея течёт восточнее города. Пойма её плоская, широкая (до 12 км), нередко заболоченная. Склоны реки ассиметричные: правый крутой, левый пологий.

Река Большая Пера течёт с севера на юг. Русло реки сильно петляет образуя многочисленные старицы. Пойма, шириной около 1 м, заболочена [15].

Река Бардагонка течёт с запада на восток и южнее города впадает в озеро Бардагонское. Пойма заболочена.

Из физико-геологических процессов в пределах рассматриваемой территории имеют распространение заболачивание, оврагообразование, размыв берегов р. Зеи.

Образование оврагов наиболее интенсивно происходит по уступу третьей надпойменной террасы. Длина оврагов от 0,2 до 1,5 м, ширина от 5 до 25 м.

Процессам образования оврагов способствует присутствие легко размываемых грунтов (разнозернистые пески), значительного количества атмосферных осадков [15].

#### **1.4 Характеристика электрических сетей Амурской области**

Энергосистема (ЭС) Амурской области находится в хозяйственной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ, входит в состав объединённой энергетической системы (ОЭС) Востока и граничит с ОЭС Сибири (ВЛ 220 кВ), ЭС Хабаровского края и ЕАО (ВЛ 500 – 220 кВ), с ЭС Республики Саха (Якутия) – (ВЛ 220 кВ, 2 КВЛ 220 кВ, ВЛ 35 кВ), с ЭС КНР (ВЛ 500 – 220 – 110 кВ), с ОЭС Сибири:

- ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Чичатка;
- ВЛ 220 кВ Амазар – Аячи/т;

ОЭС Востока и ОЭС Сибири работают изолированно с возможностью параллельной несинхронной работы через вставку постоянного тока (далее – ВПТ) ПС 220 кВ Могоча.

С ЭС Хабаровского края и ЕО:

- ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская № 1;
- ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровская № 2;
- ВЛ 220 кВ Февральская – Этеркан;
- ВЛ 220 кВ Архара – Облучье с отпайкой на ПС Тарманчукан/т;
- ВЛ 220 кВ Ядрин/т – Облучье;

С ЭС Республики Саха (Якутия) (Южно-Якутский энергорайон):

- КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I цепь с отпайкой на ПС НПС-19;
- КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС-19;
- ВЛ 35 кВ Хани – Хани 2;
- ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отпайкой на ПС Олёкма.

с ЭС КНР:

- ВЛ 500 кВ Амурская – Хэйхэ;
- ВЛ 220 кВ Благовещенская – Айгунь I цепь;
- ВЛ 220 кВ Благовещенская – Айгунь II цепь;
- ВЛ 110 кВ Благовещенск – Хэйхэ.

В состав ЭС Амурской области входят 5 электростанций, общей установленной мощностью 4166 МВт, в том числе 3 гидростанции – 3660 МВт и 2 тепловые электростанции - 506 МВт:

- Зейская ГЭС с установленной мощностью 1330 МВт;
- Бурейская ГЭС с установленной мощностью 2010 МВт;
- Нижне-Бурейская ГЭС с установленной мощностью 320 МВт;
- Благовещенская ТЭЦ с установленной мощностью 404 МВт;
- Райчихинская ГРЭС с установленной мощностью 102 МВт.

В состав ЭС Амурской области входят сети напряжением 500 – 220 кВ ПАО «ФСК ЕЭС», 110 – 35 кВ и 10-0,4 кВ АО «ДРСК» и 12-ти других сетевых организаций [1].

Крупнейшими электросетевыми компаниями на территории Амурской области является филиал АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» и филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Востока [1].

Сбыт электрической энергии конечным потребителям на территории Амурской области осуществляется следующими крупными энергосбытовыми организациями:

- Филиал ПАО «ДЭК» - Амурэнергосбыт;
- ООО «РУСЭНЕРГОРЕСУРС»;
- ООО «Транснефтьэнерго»;
- ООО «Инженерные изыскания»;
- ООО «ГлавЭнергоСбыт».

Потребителями, которые составляют наибольшую долю в потребления электроэнергии ЭС Амурской области, являются: транспорт, в т.ч. электрифицированный железнодорожный транспорт (более 30 %), промышленность (26 %)

и население (около 14 %). Также велико влияние собственных и производственных нужд электростанций (около 9 %).

Таблица 3 - Структура электропотребления энергосистемы Амурской области за 2017 год

|                                                                    |                     |
|--------------------------------------------------------------------|---------------------|
| Потребление Амурской области                                       | 8305,7 млн. кВт·ч   |
| Транспорт                                                          | 2503,4 млн. кВт·ч   |
| Промышленность                                                     | 2166,9 млн. кВт·ч   |
| Сельское хозяйство                                                 | 62,6 млн. кВт·ч     |
| Население                                                          | 1131,3 млн. кВт·ч   |
| Собственные нужды электростанций                                   | 753,2 млн. кВт·ч    |
| Потери в региональных сетях по (филиалу ПАО «ДЭК» -Амурэнергосбыт) | 596,5 млн. кВт·ч    |
| Потери электроэнергии в сетях ЕНЭС                                 | 403,38 млн. кВт · ч |
| Прочие потребители                                                 | 688,72 млн. кВт·ч   |

### **1.5 Характеристика существующей схемы электроснабжения города Свободный**

В состав подстанций города Свободный входят: ПС Амурская, ПС Пера, ПС Свободный, ПС Базовая, ПС Восточная, ПС Северная, ПС Южная.

Главные питающие подстанции:

- ПС Амурская;
- ПС Свободный;
- ПС Амурская запитывает: ПС Пера, ПС Северная, ПС Базовая;
- ПС Свободный запитывает: ПС Восточная, ПС Южная.

Существующая схема электроснабжения города Свободный показана на рисунке 2.



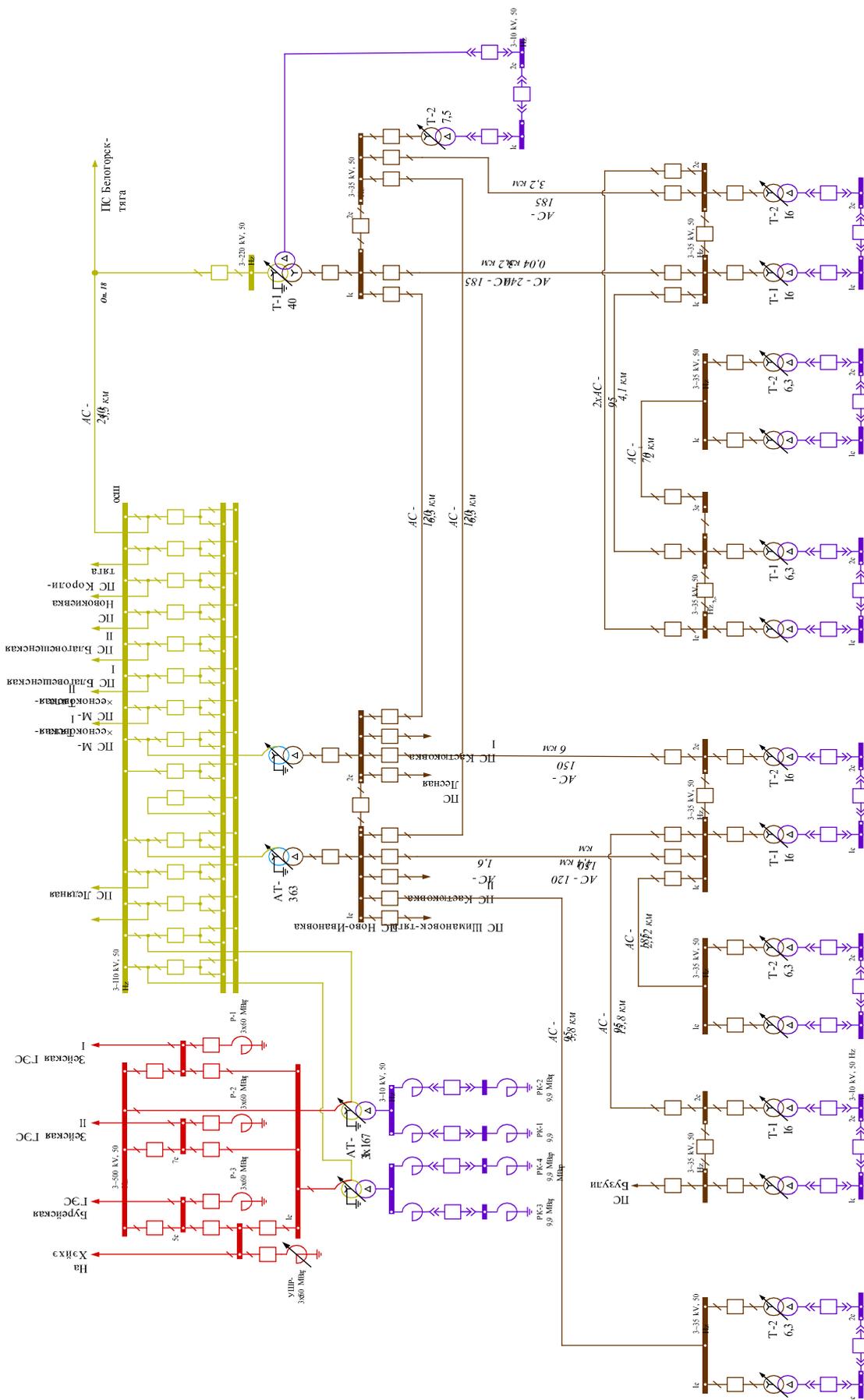


Рисунок 2 – Существующая схема электроснабжения города Свободный

## **1.6 Характеристика потребителей электроэнергии**

Объектами потребления энергии являются:

- 1) объекты жилищного строительства – микрорайон в северной части города;
- 2) многоквартирные жилые комплексы оснащённых лифтами;
- 3) социально - бытовые объекты – родильный дом, школа, больница, торговые центры и др;
- 4) объекты промышленности и транспорта – сортировочно - дробильный комплекс, производственные базы, объекты ОАО «РЖД» и др;
- 5) объекты жилищно-коммунального хозяйства реконструкция системы водоснабжения, канализации, участков тепловой сети.

Данные потребители относятся к 1 и 2 категории надёжности электроснабжения [5]:

- Первой категорией являются электроприемники, перерыв в электроснабжении которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, представлять угрозу для безопасности государства, а также значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения;

- Второй категорией являются электроприемники, перерыв электроснабжения которых может привести к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

## **1.7 Обоснование необходимости проектирования ПС Импульс**

Проектирование новой подстанции вызвано необходимостью обеспечения надёжного и устойчивого электроснабжения существующих и планируемых к присоединению потребителей без ограничений в нормальных и послеаварийных режимах, в период 2023 - 2028 годах в связи со строительством объектов следующего назначения:

- 1) объекты жилищного строительства – микрорайон в северной части города, многоквартирные жилые комплексы и др;
- 2) социально-бытовые объекты – родильный дом, школа, больница, торговые центры и др;
- 3) объекты промышленности и транспорта – сортировочно-дробильный комплекс, производственные базы, объекты ОАО «РЖД» и др;
- 4) объекты жилищно-коммунального хозяйства - реконструкция системы водоснабжения, канализации, участков тепловой сети, котельных и прочие.

## 2 ВЫБОР СХЕМЫ РУ ПОДСТАНЦИИ

Одним из главных моментов при разработке подстанции является выбор схем распределительных устройств, выбор определяет из каких элементов будет состоять подстанция, а также расположение и связь элементов [17].

При выборе схемы распределительного устройства подстанции стоит придерживаться следующих факторов:

- тип подстанции;
- мощность и количество силовых трансформаторов;
- класс напряжения;
- количество питающих линий и отходящих линий.

В свою очередь при составлении схем распределительных устройств необходимо обеспечить главные требования:

- надёжность электроснабжения для существующих категорий потребителей;
- обеспечить простоту и экономичность;
- обеспечить возможность проведения ремонтных и эксплуатационных работ без перерыва в электроснабжении;
- удобство в эксплуатации;
- безопасность в обслуживании [1].

Следовательно, из всех вышеперечисленных требований принимаем к установке на РУ схемы, которые приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Схемы РУ на разные номинальные напряжения подстанции

| РУ           | РУВН                                                                                        | РУ СН                                                           | РУНН                                                            |
|--------------|---------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------|
| Вид<br>схемы | Мостик с<br>выключателями в<br>цепях линий и<br>ремонтной<br>перемычкой со<br>стороны линий | Одна рабочая<br>секционированная<br>выключателем<br>система шин | Одна рабочая<br>секционированная<br>выключателем<br>система шин |

Схема мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий применяется для проходных двух-трансформаторных ПС напряжением 35-220 кВ с двухсторонним питанием при необходимости сохранения в работе двух трансформаторов при КЗ на ВЛ и в нормальном режиме работы [1].

Схема одна рабочая секционированная выключателем проста и наглядна. Источники питания, линии 35 и 6-10 кВ присоединяются к сборным шинам с помощью выключателей и разъединителей. На каждую цепь нужен один выключатель, он служит для включения и отключения электрической цепи в нормальных и аварийных режимах работы. Одним из плюсов этой схемы это возможность использовать комплектные распределительные устройства (КРУ), это уменьшает стоимость монтажных работ, позволит обширно применять механизацию и уменьшить время возведения электроустановки [1].

### 3 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ И ЛИНИЙ ДЛЯ ПС ИМПУЛЬС

Согласно действующим нормативным документам, мощность силовых трансформаторов следует выбирать по допустимой перегрузке в послеаварийных режимах до 70-80%, на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток [5]. Так как есть потребители 1 категории по надёжности, то следует устанавливать не менее двух силовых трансформатора на ПС [5].

Мощность силовых трансформаторов определяется как:

$$S_{\text{тр}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{n_{\text{тр}} \cdot K_3}, \quad (1)$$

где  $K_3$  – коэффициент загрузки трансформатора, принимается равным 0,7;

$n_{\text{тр}}$  – количество трансформаторов, устанавливаемых на ПС.

Мощность трансформатора в результате расчётов будет равна:

$$S_{\text{тр}} = \frac{35,51 + 18}{2 \cdot 0,7} = 38,52 \text{ МВА.}$$

По результатам расчёта мощности выбираем трансформатор ТДТН-40000/110. Нужно сделать проверку трансформатора по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{n_{\text{Т}} \cdot S_{\text{Тном}}}, \quad (2)$$

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{36,52 + 18}{2 \cdot 40} = 0,68.$$

$$K_3^{\text{пав}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{\text{ТНОМ}}}, \quad (3)$$

$$K_3^{\text{пав}} = \frac{36,51 + 18}{(2 - 1) \cdot 40} = 1,36.$$

Коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах находятся в нормированных допускаемых пределах, следовательно, можно устанавливать данный трансформатор на ПС.

Каталожные данные трансформатора, которые нужны для следующих расчётов, показаны в таблице 5.

Таблица 5 – Каталожные характеристики трансформатора

| ТДТН-40000/110 | Напряжение обмоток, кВ | Напряжение Короткого замыкания, % |
|----------------|------------------------|-----------------------------------|
| Обмотка ВН     | 115                    | 10,5                              |
| Обмотка СН     | 38,5                   | 17,5                              |
| Обмотка НН     | 11                     | 6,5                               |

Одним из главных параметров ВЛ является размер сечения провода [17].

С увеличением сечения провода увеличивается пропускная способность, но с этим также возрастают затраты на возведение ЛЭП и её обслуживание.

Выбор сечения провода осуществляется на основе метода экономических токовых интервалов [4].

Значение расчётного тока:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{max}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t \quad (4)$$

$$I_{\text{расч}} = 0,21 \cdot 1,05 \cdot 1,05 = 0,23$$

где  $\alpha_i$  – коэффициент, который учитывает, как изменяется ток со временем эксплуатации проводов;

$\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий число часов использования наибольшей нагрузки и коэффициент попадания нагрузки в максимум энергосистемы ( $T_m$ ).

Для ВЛ 110 – 220 кВ,  $\alpha_i$  принято принимать значение 1,05. Принимаем  $\alpha_i$  равным 1,05.

Максимальный ток в воздушных линиях между подстанциями рассчитывается по формуле:

$$I_{p\max} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{n_{\text{ц}} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3}}, \quad (5)$$

где  $I_{p\max}$  – ток рабочий максимальный, кА;

$P, Q$  – потоки активной максимальной и максимальной реактивной мощности, МВт, Мвар;

$n_{\text{ц}}$  – количество цепей;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение, кВ.

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{36,51^2 + 18^2}}{110 \cdot \sqrt{3}} = 0,21$$

По полученным расчётным данным выбираем сталеалюминиевый провод АС 185/24.

## 4 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчёт токов КЗ производится в относительных единицах. Расчётный вид КЗ – трёхфазное короткое замыкание.

Расчёт токов к.з. выполняется, как правило, без учёта активных сопротивлений и проводимостей элементов сети, а также фазовых сдвигов между векторами э.д.с. источников. Поэтому для составления схемы замещения заданной электрической схемы необходимо определить лишь индуктивные сопротивления всех элементов сети и э.д.с. источников, подпитывающих точку к.з [2].

На рисунке 3 представлена схема замещения ПС Импульс с обозначенными точками короткого замыкания.

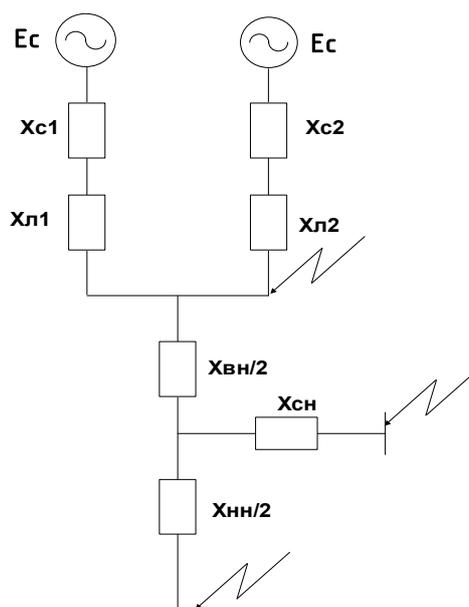


Рисунок 3 – Эквивалентная схема замещения подстанции

При расчёте токов КЗ нужно определить следующие значения:

$I_{no}$  – периодическая составляющая тока КЗ;

$i_{y\delta}$  – ударный ток КЗ;

$i_a$  – аperiodическая составляющая тока КЗ.

Расчет ведется в относительных единицах, поэтому принимаем базисные условия:

$$U_{61} = 115 \text{ кВ}; U_{62} = 38,5 \text{ кВ}; U_{63} = 11 \text{ кВ};$$

$$S_6 = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (6)$$

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА}.$$

$$I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 1,5 \text{ кА}.$$

$$I_{63} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{63}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 11} = 5,249 \text{ кА}.$$

Найдем ток трехфазного КЗ в точке 1.

Рассчитываем сопротивления обмоток трансформатора в относительных единицах:

$$U_{\text{кBC}} = 10,5 \%; U_{\text{кBH}} = 17,5 \%; U_{\text{кCH}} = 6,5 \%;$$

$$\begin{cases} U_{\text{кB}} = 0,5 \cdot (U_{\text{кBC}} + U_{\text{кBH}} - U_{\text{кCH}}) = 0,5 \cdot (17,5 + 10,5 - 6,5) = 10,75 \%; \\ U_{\text{кC}} = 0,5 \cdot (U_{\text{кBC}} + U_{\text{кCH}} - U_{\text{кBH}}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25 \%; \\ U_{\text{кH}} = 0,5 \cdot (U_{\text{кBH}} + U_{\text{кCH}} - U_{\text{кBC}}) = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75 \%; \end{cases}$$

Принимаем  $U_{\text{кC}} = 0$ .

$$X_{\text{ТБ}} = \frac{U_{\text{кB}} \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{ТНОМ}}}, \quad (7)$$

$$X_{\text{ТБ}} = \frac{10,75 \cdot 100}{100 \cdot 40} = 0,269 \text{ о.е.}$$

$$X_{TC} = \frac{U_{KC} \cdot S_6}{100 \cdot S_{THOM}}, \quad (8)$$

$$X_{TC} = \frac{0 \cdot 100}{100 \cdot 40} = 0 \text{ о.е.}$$

$$X_{TH} = \frac{U_{KH} \cdot S_6}{100 \cdot S_{THOM}}, \quad (9)$$

$$X_{TH} = \frac{6,75 \cdot 100}{100 \cdot 40} = 0,168 \text{ о.е.}$$

$$X_L = L \cdot x_{уд} \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2}, \quad (10)$$

$$X_L = 1,5 \cdot 0,42 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,005 \text{ о.е.}$$

$$X_C = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{срвн} \cdot I_{K3}}, \quad (11)$$

$$X_C = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 2,5} = 0,21 \text{ о.е.}$$

Преобразовываем схему замещения к расчётному виду. ЭДС системы принимаем  $E_C=1$  о.е [2].

Складываем последовательно сопротивления  $X_C$ ,  $X_L$  и  $X_{TB}$ ,  $X_{TC}$

$$X_1 = \frac{X_C}{2}, \quad (12)$$

$$X_1 = 0,105 \text{ о.е.}$$

$$X_2 = \frac{X_L}{2}, \quad (13)$$

$$X_2 = 0,0025 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{эКВ}} = X_1 + X_2, \quad (14)$$

$$X_{\text{эКВ}} = 0,0025 + 0,105 = 0,108 \text{ о.е.}$$

Ток короткого замыкания:

$$I_{\text{по}} = \frac{E_{\text{эКВ}}}{X_{\text{эКВ}}} \cdot I_G, \quad (15)$$

$$I_{\text{по}} = \frac{1}{0,108} \cdot 0,502 = 4,648 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ударный ток в ветвях. Принимаем значение ударного коэффициента  $K_{\text{уд}}^{\text{ВН}} = 1,6$ .

$$i_{\text{уд}} = 1,6 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{б1}}, \quad (16)$$

$$i_{\text{уд}} = 1,6 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,648 = 10,517 \text{ кА.}$$

Таблица 6 – Значение токов КЗ в точках К1,К2,К3

| Точка короткого замыкания | $I_{по}$ , кА | $K_{уд}$ | $T_a$ , с | $i_{уд}$ , кА |
|---------------------------|---------------|----------|-----------|---------------|
| К1                        | 4,648         | 1,6      | 0,05      | 10,517        |
| К2                        | 6,173         | 1,6      | 0,02      | 13,968        |
| К3                        | 16,052        | 1,6      | 0,02      | 36,32         |

По рассчитанным значениям тока короткого замыкания будет производиться выбор электрического оборудования [2].

Для этого рассчитаем максимально рабочий ток присоединения по следующей формуле и приведём его для каждой точки КЗ в таблице 7.

$$I_{\text{раб max}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U}, \quad (17)$$

Таблица 7 – Максимальный рабочий ток присоединений

| Ток                      | К1     | К2     | К3   |
|--------------------------|--------|--------|------|
| $I_{\text{раб max}}$ , А | 293,92 | 659,82 | 2309 |

## 5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Выбор электрического оборудования производится по номинальным напряжениям, номинальным токам, роду установки и оборудование проверяют на действие токов КЗ [1].

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{АП.НОМ} \geq U_{УСТ.НОМ}, \quad (18)$$

где  $U_{АП.УСТ}$  – номинальное напряжение электрооборудования;

$U_{УСТ.НОМ}$  – номинальное напряжение электроустановки.

При выборе по номинальному току требуется выдержать условие:

$$I_{АП.НОМ} \geq I_{РАБ.МАХ}, \quad (19)$$

Нагрузочный ток который протекает через оборудование, не должен превышать каталожное значение тока [3].

Для проверки оборудования и токоведущих частей распределительного устройства по термической и динамической стойкости берут трёхфазное короткое замыкание. Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости [1]:

$$i_{уд} \leq i_{мах}, \quad (20)$$

$$I_{уд} \leq I_{мах}, \quad (21)$$

где  $i_{мах}$  и  $I_{мах}$  – это максимально допустимые амплитудное и действующее значения сквозного тока электрооборудования.

Проверка силового оборудования по термической стойкости заключается в определении самой высокой температуры нагрева их токами к.з., для этого нужно знать длительность коротких замыканий.,  $t_{откл}$  или расчётное время действия тока к.з. Расчётное время определяется как сумма двух составляющих времени – собственное время отключения выключателя  $t_g$  и собственное время срабатывания РЗ, которое в большей части можно принять равным 0,01 с [6].

Для проверки оборудования на термическую стойкость нужно определять величину  $B_k$  теплового импульса к.з., которая описывает количество тепла, которое выделяется в силовом оборудовании и проводнике за время  $t_{откл}$ . [1].

$$B_k = I^2_{ПО} (t_{откл} + T_a) \quad (22)$$

### 5.1 Выбор комплектных распределительных устройств 35 и 10 кВ

КРУ — расшифровка аббревиатуры «комплектное распределительное устройство» — это электроустановка, состоящая из полностью или частично закрытых шкафов, в которые интегрировано силовое оборудование, устройства РЗиА и управления, соединительные элементы [1].

Силовое оборудование выбирается по номинальному току, номинальному напряжению, способу установки и производится проверка оборудования на действие токов КЗ [1].

Под проверкой электрического оборудования подразумевается определение наивысшей температуры нагрева оборудования токами КЗ, для этого нужно знать длительность КЗ,  $t_{откл}$  или продолжительность протекания тока КЗ. Время отключения состоит из собственного времени отключения выключателя  $t_g$  и собственного времени срабатывания защиты, которое можно принять равным 0,01 с [1].

Собранные шкафы на предприятии от производителей со встроенным электрооборудованием прошедшим проверку на работоспособность доставляют

на место установки, где производят их установку и подключают с помощью силовых и контрольных кабелей к системе. Использование КРУ позволяет уменьшить затрачиваемое время на установку. КРУ безопаснее в обслуживании чем ОРУ, потому что все токоведущие части изолированы металлическим чехлом.

РУ для 35 кВ и 10 кВ выполняются с помощью КРУ-СЭЩ-70 кВ.

КРУ СЭЩ-70 используется для приёма и распределения электроэнергии переменного трёхфазного тока с напряжением 6-20 и 35 кВ и значением тока в диапазоне от 630 до 4000 А.

В состав КРУ СЭЩ-70 входит универсальная индикация – это мнемосхема, на которой отображается текущее состояние оборудования ПС:

- Оповещение о наличии напряжения;
- Оповещение о повышении температуры выше приемлемой на шинах контактов и соединений датчиками пирометров.

Существенные преимущества КРУ-СЭЩ-70: выгодное расположение трансформаторов тока и напряжения на вводах, что существенно облегчает доступ к ним персонала, появление дистанционного управления выкатными элементами и заземляющим разъединителем с помощью электрического привода [6].

Сравнение каталожных и расчётных данных КРУ-СЭЩ-70 по условиям выбора показаны в таблицах 8 и 9.

Таблица 8 – Основные параметры шкафов КРУ-СЭЩ-70 35 кВ

| Каталожные данные                                     | Расчётные данные                 | Условия выбора                     |
|-------------------------------------------------------|----------------------------------|------------------------------------|
| $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$                             | $U_{расч} = 35 \text{ кВ}$       | $U_{расч} \leq U_{ном}$            |
| $I_{ном} = 1000 \text{ А}$                            | $I_{раб.мах} = 659,82 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} \leq I_{ном}$         |
| $i_{дин} = 64 \text{ кА}$                             | $i_{уд} = 13,968 \text{ кА}$     | $i_{уд} \leq i_{вкл}$              |
| $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2920 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_k = 114,35 \text{ кА}$        | $B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ |

Таблица 9 – Основные параметры шкафов серии КРУ-СЭЩ-70 10 кВ

| Каталожные данные                                       | Расчётные данные               | Условия выбора                     |
|---------------------------------------------------------|--------------------------------|------------------------------------|
| $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$                               | $U_{расч} = 10 \text{ кВ}$     | $U_{расч} \leq U_{ном}$            |
| $I_{ном} = 2500 \text{ А}$                              | $I_{раб.мах} = 2309 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} \leq I_{ном}$         |
| $i_{дин} = 81 \text{ кА}$                               | $i_{уд} = 36,32 \text{ кА}$    | $i_{уд} \leq i_{вкл}$              |
| $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2976 \text{ кА}^2 \text{ с}$ | $B_k = 778 \text{ кА}$         | $B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ |

## 5.2 Выбор и проверка выключателей

Выключатели выбирают по состоянию в нормальном режиме и проверяют на отключающую способность и на стойкость токам КЗ [1]. Условия выбора следующие:

- род установки;
- тип выключателя;
- номинальное напряжение;
- ток номинальный.

Выбранный выключатель проходит проверку по отключающей способности и проверку на термическую и динамическую стойкость [6].

Расчёт максимальных рабочих токов.

$$I_{раб\ max\ вн} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}}, \quad (23)$$

$$I_{раб\ max\ сн} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{СН}}, \quad (24)$$

$$I_{раб\ max\ нн} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}}, \quad (25)$$

$$I_{\text{раб.мах.вн}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 294,92 \text{ кА}$$

$$I_{\text{раб.мах.сн}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 659,82 \text{ кА}$$

$$I_{\text{раб.мах.нн}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2309 \text{ кА}$$

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем выключатели РУ 110 кВ. Расчёт параметров и сравнение по условиям выбора приведены в таблице 10 .

Таблица 10 – Параметры выбора выключателя ВГТ-УЭТМ-110-40/2000 У1

| Каталожные данные                                                   | Расчётные данные                        | Условия выбора                                   |
|---------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|--------------------------------------------------|
| $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$                                   | $U_{\text{расч}} = 110 \text{ кВ}$      | $U_{\text{расч}} \leq U_{\text{ном}}$            |
| $I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$                                   | $I_{\text{раб.мах}} = 293,92 \text{ А}$ | $I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$         |
| $I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}$                               | $I_{\text{но}} = 4,6 \text{ кА}$        | $I_{\text{но}} \leq I_{\text{откл.ном}}$         |
| $I_{\text{а.ном}} = 28,3 \text{ кА}$                                | $i_{\text{а.т}} = 6,5 \text{ кА}$       | $i_{\text{а.т}} \leq i_{\text{а.ном}}$           |
| $i_{\text{вкл}} = 125 \text{ кА}$                                   | $i_{\text{уд}} = 10,517 \text{ кА}$     | $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}}$              |
| $I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$                                    | $I_{\text{но}} = 4,6 \text{ кА}$        | $I_{\text{но}} \leq I_{\text{вкл}}$              |
| $i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$                                   | $i_{\text{уд}} = 10,517 \text{ кА}$     | $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}}$              |
| $I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$                                    | $I_{\text{но}} = 4,6 \text{ кА}$        | $I_{\text{но}} \leq I_{\text{дин}}$              |
| $I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_k = 64,5 \text{ кА}^2\text{с}$       | $B_k \leq I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}}$ |

Элегазовые выключатели ВГТ-УЭТМ-110-40/2000 У1 имеют следующие преимущества по сравнению с другими:

- не происходит пробой изоляции данного выключателя при напряжении равном 85 кВ при потере излишек давления элегаза в выключателе;
- быстрое отключение ёмкостного тока замыкания на землю без повторных случаев пробоя изоляции;
- низкие динамические нагрузки на фундамент и низкий уровень шума.

- выключатель оснащён пружинным приводом ППрМ надёжность которого показывает многолетняя практика использования.

- наличие в приводе автоматического управления двух ступеней обогрева шкафа привода и контроль их исправности;

– закупка качественных комплектующих частей производится у отечественных и зарубежных производителей [6].

На средней стороне устанавливаем выключатели HVX 40 35 кВ У2.

Таблица 11 – Параметры выбора выключателя HVX 40 35 кВ У2

| Каталожные данные                                     | Расчётные данные                 | Условия выбора                     |
|-------------------------------------------------------|----------------------------------|------------------------------------|
| $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$                             | $U_{расч} = 35 \text{ кВ}$       | $U_{расч} \leq U_{ном}$            |
| $I_{ном} = 2000 \text{ А}$                            | $I_{раб.мах} = 659,82 \text{ А}$ | $I_{раб.мах} \leq I_{ном}$         |
| $I_{откл.ном} = 25 \text{ кА}$                        | $I_{но} = 6,173 \text{ кА}$      | $I_{но} \leq I_{откл.ном}$         |
| $I_{а.ном} = 25 \text{ кА}$                           | $i_{а,τ} = 8,7 \text{ кА}$       | $i_{а,τ} \leq i_{а.ном}$           |
| $i_{вкл} = 125 \text{ кА}$                            | $i_{уд} = 13,968 \text{ кА}$     | $i_{уд} \leq i_{вкл}$              |
| $I_{вкл} = 25 \text{ кА}$                             | $I_{но} = 6,173 \text{ кА}$      | $I_{но} \leq I_{вкл}$              |
| $i_{дин} = 100 \text{ кА}$                            | $i_{уд} = 13,968 \text{ кА}$     | $i_{уд} \leq i_{вкл}$              |
| $I_{дин} = 25 \text{ кА}$                             | $I_{но} = 6,173 \text{ кА}$      | $I_{но} \leq I_{дин}$              |
| $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_k = 115 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ |

Особенности выключателей HVX 40 35 кВ У2:

– высокая механическая прочность;  
 – высокий отключающий ресурс (до 10 тысяч);  
 – незначительное потребление электрической энергии на цепи коммутирования;

– возможность управления по оперативным цепям на постоянном или переменном токе;

– возможность реализации механической блокировки включения выключателя;

– используется закрытый корпус [6].



Рисунок 4 – Выключатель HVX 40 35 кВ У2



Рисунок 5 – Выключатель ВВУ-СЭЦ-П-3-10-20/1000 У2

В КРУ-СЭЦ-70 устанавливаем выключатели ВВУ-СЭЦ-П-3-10-20/1000 У2. Выключатель снабжён пружинным приводом. Вакуумные выключатели наносят меньший вред окружающей среде и являются самым экономически це-

лесообразным вариантом на фоне других выключателей данного класса напряжения [6].

Таблица 12 – Параметры выбора выключателя ВВУ-СЭЩ-П-10-31,5/2500 У2

| Каталожные данные                                     | Расчётные данные                 | Условия выбора                     |
|-------------------------------------------------------|----------------------------------|------------------------------------|
| $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$                             | $U_{расч} = 110 \text{ кВ}$      | $U_{расч} \leq U_{ном}$            |
| $I_{ном} = 2500 \text{ А}$                            | $I_{раб.мах} = 2309 \text{ А}$   | $I_{раб.мах} \leq I_{ном}$         |
| $I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА}$                      | $I_{но} = 16,052 \text{ кА}$     | $I_{но} \leq I_{откл.ном}$         |
| $I_{а.ном} = 25 \text{ кА}$                           | $i_{а,\tau} = 22,7 \text{ кА}$   | $i_{а,\tau} \leq i_{а.ном}$        |
| $i_{вкл} = 81 \text{ кА}$                             | $i_{y\delta} = 36,32 \text{ кА}$ | $i_{y\delta} \leq i_{вкл}$         |
| $I_{вкл} = 25 \text{ кА}$                             | $I_{но} = 16,052 \text{ кА}$     | $I_{но} \leq I_{вкл}$              |
| $i_{дин} = 81 \text{ кА}$                             | $i_{y\delta} = 36,32 \text{ кА}$ | $i_{y\delta} \leq i_{вкл}$         |
| $I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$                           | $I_{но} = 16,052 \text{ кА}$     | $I_{но} \leq I_{дин}$              |
| $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 2976 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_k = 644 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$ |

### 5.3 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей идентичен выбору выключателей, но в выборе разъединителей не делают проверку по отключающей способности, потому что разъединители не должны отключать цепи под нагрузкой [1].

В ОРУ 110 кВ устанавливаем разъединители РГНП-110/1000 УХЛ 1

Таблица 13 – Сравнение каталожных и расчётных данных РГНП-110/1000

| Каталожные данные                                     | Расчётные данные                  | Условия выбора                     |
|-------------------------------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|
| $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$                            | $U_{расч} = 110 \text{ кВ}$       | $U_{расч} \leq U_{ном}$            |
| $I_{ном} = 1000 \text{ А}$                            | $I_{раб.мах} = 293,92 \text{ А}$  | $I_{раб.мах} \leq I_{ном}$         |
| $i_{дин} = 63 \text{ кА}$                             | $i_{y\delta} = 10,517 \text{ кА}$ | $i_{y\delta} \leq i_{дин}$         |
| Главные ножи                                          |                                   |                                    |
| $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_k = 64,5 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$ |
| Заземляющие ножи                                      |                                   |                                    |
| $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_k = 64,5 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$ |

Для 35 и 10 кВ выбор разъединителей не требуется, так как они встроены в КРУ.

#### 5.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрическое устройство, которое предназначено для снижения тока первичного до значений, которые были бы более удобны для средств измерений и РЗ [1].

Подключение трансформаторов тока может производиться в одну, две или три фазы это зависит от напряжения и назначения:

- при  $U_n \geq 110$  кВ, а также в цепях генераторов – в три фазы (схема звезда);
- при  $U_n \leq 35$  кВ – в две фазы (схема неполной звезды);
- в трёхпроводных установках при равномерной нагрузке фаз – в одну фазу (цепи трёхфазных двигателей).

Установка трансформаторов тока производится во всех цепях, в которых есть выключатели (по одному комплекту), а также необходимо в цепи генератора даже без генераторного выключателя.

Выбор ТТ производится по напряжению номинальному, первичному и вторичному токам, по способу установки, исполнению, классу точности и проходит проверку на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ [6].

Поскольку сопротивление индуктивное вторичных цепей мало, то можно считать  $Z_2 = R_2$

$$Z_{2p} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_n, \quad (26)$$

где  $r_{\text{приб}}$  – суммарное сопротивление последовательно включенных обмоток приборов;

$r_{\text{пр}}$  – сопротивление проводов, соединяющих ТТ с приборами;

$r_n$  – сопротивление контактов переходное (принимается 0,1 Ом).

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2} \quad (27)$$

Для определения  $S_{\text{приб}}$  составляем таблицу приборов, подключаемых к данным ТТ.

$$r_{\text{приб}} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом}$$

Выбираем кабель марки АКРВБ четырехжильный с сечением 4 мм<sup>2</sup>. Контрольный кабель с резиновой изоляцией; оболочка – ПВХ; броня – две стальные ленты:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S_{\text{пр}}} \quad (28)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0284 \cdot 100}{4} = 0,708 \text{ Ом}$$

где  $L_{\text{расч}} = 100 \text{ м}$  – длина провода для ОРУ 110 кВ;

$\rho = 0,0284 \text{ Ом} \cdot \text{мм} / \text{м}$  – удельное сопротивление для меди [4];

$S_{\text{пр}}$  – сечение проводов, принимаем

$$S_{\text{пр}} = 4 \text{ мм}^2. Z_{2р} = 0,26 + 0,708 + 0,1 = 1,068 \text{ Ом}$$

Таблица 14 – Приборы, подключаемые к ТТ марки ТОГФ-110

| Приборы                   | Мощность приборов |     |     | Тип   |
|---------------------------|-------------------|-----|-----|-------|
|                           | А                 | В   | С   |       |
| Амперметр                 | 0,5               | 0,5 | 0,5 | Э-350 |
| Ваттметр                  | 0,5               |     | 0,5 | Д-335 |
| Варметр                   | 0,5               |     | 0,5 | Д-335 |
| Счётчик ватт-часов        | 2,5               |     | 2,5 | И-670 |
| Счётчик вольт-ампер часов | 2,5               |     | 2,5 | И-675 |
| Сумма                     | 6,5               |     |     |       |

Для ОРУ 110 кВ выбираем ТТ ТОГФ-110

Таблица 15 – ТТ ТОГФ-110

| Расчётные данные               | Паспортные данные                | Проверка                           |
|--------------------------------|----------------------------------|------------------------------------|
| $U_{расч} = 110$ кВ            | $U_{ном} = 110$ кВ               | $U_{уст} = U_{ном}$                |
| $I_{раб} = 293,92$ А           | $I_{1ном} = 400$ А               | $I_{раб} < I_{1ном} I$             |
|                                | $I_{2ном} = 5$ А                 |                                    |
|                                | Класс точности 0,2               |                                    |
| $Z_{2p} = 1,148$ Ом            | $Z_{2ном} = 1,2$ Ом              | $Z_{2p} < Z_{2ном}$                |
| $i_{y\delta} = 10,517$ кА      | $I_{дин. н.} = 84$ кА            | $i_y < I_{дин. н.}$                |
| $B_k = 64,5$ мА <sup>2</sup> с | $I_{т.н}^2 \cdot t_{т.н} = 4800$ | $B_k \leq I_{т.н}^2 \cdot t_{т.н}$ |

Аналогично выбираем остальные трансформаторы тока.

Для КРУ 35 кВ выбираем ТШЛ-35-У1 и кабель марки АКРВГ четырёх-жильный с сечением 4 мм<sup>2</sup>.

Таблица 16 – Трансформатор тока ТШЛ-СЭЩ-35-У1

| Расчётные данные          | Паспортные данные      | Проверка                    |
|---------------------------|------------------------|-----------------------------|
| $U_{расч} = 35$ кВ        | $U_{ном} = 35$ кВ      | $U_{уст} = U_{ном}$         |
| $I_{раб} = 659,82$ А      | $I_{1ном} = 800$ А     | $I_{раб} < I_{1ном}$        |
|                           | $I_{2ном} = 5$ А       |                             |
|                           | Класс точности 0,5     |                             |
| $Z_{2p} = 0,935$ Ом       | $Z_{2ном} = 1,2$ Ом    | $Z_{2p} < Z_{2ном}$         |
| $i_{y\delta} = 13,968$ кА | $I_{дин. н.} = 127$ кА | $i_{y\delta} < I_{дин. н.}$ |

|                                  |                                                       |                                 |
|----------------------------------|-------------------------------------------------------|---------------------------------|
| $B_k = 115 \text{ MA}^2\text{c}$ | $I_{m.n}^2 \cdot t_{m.n} = 4800 \text{ MA}^2\text{c}$ | $B_k < I_{m.n}^2 \cdot t_{m.n}$ |
|----------------------------------|-------------------------------------------------------|---------------------------------|

Таблица 17 – Приборы, подключаемые к ТТ ТШЛ-СЭЩ-35-У1

| Приборы                   | Мощность приборов |     |     | Тип   |
|---------------------------|-------------------|-----|-----|-------|
|                           | А                 | В   | С   |       |
| Амперметр                 | 0,5               | 0,5 | 0,5 | Э-350 |
| Ваттметр                  | 0,5               |     | 0,5 | Д-335 |
| Варметр                   | 2,5               |     | 2,5 | Д-335 |
| Счетчик ватт-часов        | 2,5               |     | 2,5 | И-674 |
| Счетчик вольт-ампер часов | 2,5               |     | 2,5 | И-675 |
| Сумма                     | 8,5               |     |     |       |

Для КРУ 10 кВ выберем ТТ марки ТШЛ-СЭЩ-10-У1 и кабель марки АКРВГ 4-х жильный сечением которого равно 2 мм<sup>2</sup>.

Таблица 18 – Трансформатор тока марки ТШЛ-СЭЩ-10-У1

| Расчётные данные           | Паспортные данные          | Проверка             |
|----------------------------|----------------------------|----------------------|
| $U_{расч} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$  | $U_{уст} = U_{ном}$  |
| $I_{раб} = 2309 \text{ А}$ | $I_{1ном} = 800 \text{ А}$ | $I_{раб} < I_{1ном}$ |
|                            | $I_{2ном} = 5 \text{ А}$   |                      |
|                            | Класс точности 0,5         |                      |

|                                    |                                                                       |                                                 |
|------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------|
| $Z_{2p} = 0,368 \text{ Ом}$        | $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$                                    | $Z_{2p} < Z_{2\text{ном}}$                      |
| $i_{y\partial} = 36,32 \text{ кА}$ | $I_{\text{дин. н.}} = 127 \text{ кА}$                                 | $i_{y\partial} < I_{\text{дин. н.}}$            |
| $B_k = 644 \text{ МА}^2\text{с}$   | $I_{\text{м.н.}}^2 \cdot t_{\text{м.н.}} = 2976 \text{ МА}^2\text{с}$ | $B_k < I_{\text{м.н.}}^2 \cdot t_{\text{м.н.}}$ |

Таблица 19 – Приборы, подключаемые к ТТ ТШЛ-СЭЦ-10-У1

| Приборы             | Мощность приборов |     |     | Тип   |
|---------------------|-------------------|-----|-----|-------|
|                     | А                 | В   | С   |       |
| Амперметр           | 0,5               | 0,5 | 0,5 | Э-350 |
| Счётчик ватт-часов  | 2,5               |     | 2,5 | И-674 |
| Счётчик вольт-ампер | 2,5               |     | 2,5 | И-675 |

### 5.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения нужны для снижения высокого напряжения и предназначены для отделения цепей измерения и РЗ от первичных цепей ВН [6].

Трансформаторы напряжения выбираются по конструктивному исполнению, схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и производят проверку по вторичной нагрузке [6].

Определяем нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин РУ 110кВ [1].

Таблица 20 – Трансформатор напряжения НАМИ-110-У1

| Расчётные данные                  | Паспортные данные                  | Проверка                           |
|-----------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| $U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{1\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ | $U_{\text{уст}} = U_{1\text{ном}}$ |
|                                   | Класс точности 0,2                 |                                    |
| $S_{2p} = 132 \text{ ВА}$         | $S_{2н} = 400 \text{ ВА}$          | $S_{2p} < S_{2н}$                  |

Таблица 21 – Вторичная нагрузка ТН на ВН

| Прибор                        | Тип      | S одной обмотки | Число обмоток | Число прибор. | S приборов |
|-------------------------------|----------|-----------------|---------------|---------------|------------|
| Ваттметр                      | Д335     | 1,5             | 2             | 3             | 9          |
| Варметр                       | Д335     | 1,5             | 2             | 3             | 9          |
| Вольтметр                     | Э335     | 2               | 1             | 3             | 6          |
| Частотомер                    | Э362     | 1               | 1             | 2             | 2          |
| Вольтметр регистрирующий      | Н-394    | 10              | 1             | 1             | 10         |
| Частотомер регистрирующий     | Н-397    | 7               | 1             | 1             | 7          |
| Счётчик активной энергии      | СА3-И681 | 8               | 2             | 4             | 48         |
| Счётчик реактивной энергии    | СР4-И679 | 8               | 2             | 2             | 32         |
| Фиксатор импульсного действия | ФИП      | 3               | 1             | 3             | 9          |
| Итого                         |          |                 |               |               | 132        |

В РУ 110 кВ устанавливаем ТН НАМИ-110-У1

Таблица 22 – Вторичная нагрузка ТН на СН

| Приборы              | Тип   | S об | N об | COS  | Число пр- | потребляемая |        |
|----------------------|-------|------|------|------|-----------|--------------|--------|
|                      |       |      |      |      |           | P            | Q      |
| Вольтметр пофазный   | Э-335 | 2    | 1    | 1    | 1         | 2            | -      |
| Вольтметр            | Н-393 | 10   | 1    | 1    | 1         | 10           | -      |
| Частотомер           | Э-362 | 1    | 1    | 1    | 1         | 1            | -      |
| Частотомер           | Н-397 | 7    | 1    | 1    | 1         | 7            | -      |
| Варметр              | Д-335 | 1,5  | 2    | 1    | 1         | 3            | -      |
| Ваттметр             | Д-335 | 1,5  | 2    | 1    | 1         | 3            | -      |
| Счетчик ватт-часов   | И-674 | 3    | 2    | 0,38 | 5         | 30           | 73,03  |
| Счетчик вольт-ампер- | И-674 | 3    | 2    | 0,38 | 5         | 30           | 73,03  |
| Сумма                |       |      |      |      |           | 86           | 146,05 |

В РУ 35 кВ устанавливаем ТН ЗНОЛ-35 кВ

Таблица 23 – Трансформатор напряжения ТН ЗНОЛ-35 кВ У1

| Расчётные данные            | Паспортные данные          | Проверка             |
|-----------------------------|----------------------------|----------------------|
| $U_{уст} = 35 \text{ кВ}$   | $U_{1ном} = 35 \text{ кВ}$ | $U_{уст} = U_{1ном}$ |
|                             | Класс точности 0,2         |                      |
| $S_{2p} = 146,6 \text{ ВА}$ | $S_{2н} = 150 \text{ ВА}$  | $S_{2p} < S_{2н}$    |

Таблица 24 – Вторичная нагрузка ТН на НН

| Приборы              | Тип   | S   | N | СО   | N пр-ов | потребляемая |        |
|----------------------|-------|-----|---|------|---------|--------------|--------|
|                      |       |     |   |      |         | P            | Q      |
| Вольтметр пофазный   | Э-335 | 2   | 1 | 1    | 1       | 2            | -      |
| Варметр              | Д-335 | 1,5 | 2 | 1    | 1       | 3            | -      |
| Ваттметр             | Д-335 | 1,5 | 2 | 1    | 1       | 3            | -      |
| Счетчик ватт-часов   | И-674 | 3   | 2 | 0,38 | 8       | 48           | 116,84 |
| Счетчик вольт-ампер- | И-674 | 3   | 2 | 0,38 | 8       | 48           | 116,84 |
| Сумма                |       |     |   |      |         | 104          | 233,68 |

Таблица 25 – Трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЦ-10

| Расчётные данные             | Паспортные данные                 | Проверка             |
|------------------------------|-----------------------------------|----------------------|
| $U_{уст} = 10 \text{ кВ}$    | $U_{1ном} = 10 \text{ кВ}$        | $U_{уст} = U_{1ном}$ |
|                              | Класс точности 0,2                |                      |
| $S_{2p} = 233,68 \text{ ВА}$ | $S_{2н} = 4 \times 75 \text{ ВА}$ | $S_{2p} < S_{2н}$    |

Общая нагрузка для всех измерительных приборов рассчитывается по формуле:

$$S = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} \quad (29)$$

Результаты расчёта нагрузок указаны в таблице 26.

Таблица 26 – Выбор типа трансформатора

| Уровень U, кВ | Тип трансформатора |
|---------------|--------------------|
| 110           | ТН НАМИ-110-У1     |
| 35            | ТН ЗНОЛ-35 кВ У1   |
| 10            | НАЛИ-СЭЩ-10-1      |

### 5.6 Выбор шинных конструкций

Выбор сечения шин производится по  $I_{д.д}$ :

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{д.д} \quad (30)$$

Для ОРУ 110 кВ будет использоваться ошиновка, выполненная сталеалюминевыми проводами марки АС-185/24. Выполняем проверку по току длительно допустимому:

$$294 \leq 520 \text{ А.}$$

Данное сечение проверяем на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} \leq q, \quad (31)$$

где  $C$  – коэффициент, зависит от материала, из которого изготовлен провод; этот же коэффициент для алюминия будет равен 90 [4]. Проверяем данное сечение провода на термическое воздействие тока КЗ:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{3,05 \cdot 10^3}}{90} = 1,6$$

$$1,6 \leq 185 \text{ мм}^2$$

Выбранное сечение проходит по проверке на термическую стойкость.

Проверка гибких шин на электродинамическое воздействие тока КЗ при

$$I_{\text{но}}^{(3)} \geq 20 \text{ кА.}$$

Полученный при расчётах трёхфазный ток короткого замыкания равен 4,6 кА. Значение полученного трёхфазного тока КЗ меньше 20 кА, следовательно, проверка не нужна [3].

Окончательной стадией выбора гибкой ошиновки является проверка проводников по воздействию короны. Проведение проверки на коронирование на напряжения выше 35 кВ. Коронирование приводит к увеличению потерь электроэнергии, возникновению электромагнитных колебаний создающих радиопомехи которые приводят к появлению озона который негативно сказывается на контактах [3].

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряжённости электрического поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (32)$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (0,82 для многопроволочных проводов);

$r_0$  – радиус провода.

Напряжённость электрического поля возле поверхности нерасщеплённого провода рассчитывается по формуле:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (33)$$

где  $U$  – напряжение линейное, кВ;

$D_{cp}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

Стоит принять во внимание, что при горизонтальном расположении фаз напряжённость поля на среднем проводе приблизительно на 8% больше величин, которые определяются по формуле 34.

Коронирования проводов не будет, если будет соблюдаться условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (34)$$

Для провода марки АС-185 критическая напряженность электрического поля будет равна, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} \right) = 31,995$$

Напряжённость электрического поля возле поверхности провода составляет:

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{1,08 \cdot \lg \frac{500}{1,08}} = 1,4$$

Производим проверку по условию 28:

$$1,07 \cdot 14,1 \leq 0,9 \cdot 31,995,$$

$$14,98 \leq 28,8.$$

Условие выполняется, следовательно, коронирования происходить не будет.

Сечение АС-185/24 проходит по всем условиям и может использоваться в качестве ошиновки в ОРУ 110 кВ[6].

В КРУ 35 кВ выбирается жёсткая ошиновка и сборные шины выполненные из алюминия. Медные шины стоят значительно дороже алюминиевых и поэтому не применяются даже при повышенных токовых нагрузках.

При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения [1].

В КРУ ошиновка с номинальными параметрами поставляется с завода уже в сборе.

Поэтому проводить расчёты нужные для выбора шин и проверки смысла не имеет. Достаточно выполнить проверку по основным условиям:

- по длительно допустимому току;
- по току электродинамической стойкости;

– по току термической стойкости.

Результаты сравнения расчётных и номинальных параметров жёсткой ошиновки в КРУ 35 кВ показаны в таблице 27:

Таблица 27 – Сравнение данных для жёстких алюминиевых шин в КРУ 35 кВ

| Каталожные данные                                | Расчётные данные                         | Условия проверки                   |
|--------------------------------------------------|------------------------------------------|------------------------------------|
| $I_{ном} = 1000 \text{ A}$                       | $I_{раб.мах} = 659,81 \text{ A}$         | $I_{раб.мах} \leq I_{ном}$         |
| $i_{дин} = 64 \text{ кА}$                        | $i_{уд} = 13,968 \text{ кА}$             | $i_{уд} \leq i_{дин}$              |
| $I_{раб.мах} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B = 114,35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{к} \leq I_{тер} \cdot t_{тер}$ |

В КРУ напряжением 10 кВ используется жёсткая ошиновка, она связывает ячейки через боковые стенки через проходные изоляторы [3]. Ошиновка КРУ-СЭЩ 70 поставляется с завода производителя в сборе с заданными номинальными данными, и как следствие рассчитывать параметры, необходимые для выбора и проверки сечения шин не имеет смысла. Нужно лишь произвести проверку по основным условиям:

- по току длительно допустимому;
- по току термической стойкости;
- по току электродинамической стойкости.

Результаты проверки по этим условиям для шин в КРУ 10 кВ показаны в таблице 28.

Таблица 28 – Сопоставление данных для жёстких шин в КРУ 10 кВ

| Каталожные данные                                | Расчётные данные                      | Условия проверки                   |
|--------------------------------------------------|---------------------------------------|------------------------------------|
| $I_{ном} = 2500 \text{ A}$                       | $I_{раб.мах} = 2309 \text{ A}$        | $I_{раб.мах} \leq I_{ном}$         |
| $i_{дин} = 81 \text{ кА}$                        | $i_{уд} = 35,3 \text{ кА}$            | $i_{уд} \leq i_{дин}$              |
| $I_{раб.мах} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B = 778 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{к} \leq I_{тер} \cdot t_{тер}$ |

## 5.7 Выбор изоляторов

В распределительных устройствах токоведущие части соединены с несущими конструкциями при помощи всех существующих видов изоляторов.

Шины ОРУ 110 кВ присоединены к порталам при помощи гирлянд подвесных изоляторов [6]. В изоляторах рассчитывается длина пути утечки и по этому уже выбирается, см:

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot K, \quad (35)$$

где  $\lambda_3$  – это удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ

$U$  – это наибольшее рабочее напряжение междуфазное, кВ

$K$  – коэффициент эффективности.

Число изоляторов рассчитывается по формуле:

$$m = \frac{L}{L_{II}} \quad (36)$$

где  $L_{II}$  – длина пути утечки одного изолятора.

На ОРУ напряжением 110 кВ к полученному по формуле числу изоляторов ранее нужно прибавить 1. Выбираем подвесные изоляторы для ОРУ 110 кВ.

Расчёт длины пути утечки для 110 кВ:

$$L = 1,5 \cdot 126 \cdot 1,4 = 264,6 \text{ см.}$$

Количество изоляторов в гирлянде:

$$m = \frac{264,6}{32} + 1 = 9,27$$

Округлив полученное значение до целого, получим число изоляторов равное 9 на шинах ОРУ 110 кВ.

Будем использовать подвесные стеклянные тарельчатые изоляторы марки ПС70.

Для креплений ошиновки трансформатора на стороне СН будем использовать опорные изоляторы.

Опорные изоляторы выбираются по данным параметрам:

- по U установки;
- по месту в котором будут установлены;
- по допустимой нагрузке на сжатие, изгиб и.т.д., Н:

$$F_{расч} \leq F_{дон} \quad (37)$$

где  $F_{расч}$  – сила которая воздействует на изолятор;

$F_{дон}$  – допустимая нагрузка для изолятора.

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (38)$$

где  $F_{разр}$  – разрушающая нагрузка.

По ПУЭ расчётная нагрузка не должна быть выше 60% от разрушающей нагрузки, написанной в паспорте изоляторов [5].

Максимальная сила, действующая на изгиб, рассчитывается по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} \quad (39)$$

где  $a$  – междуфазное расстояние;

$l$  – длина пролёта между изоляторами.

Выбираем изоляторы на 35 кВ ЛК 160/35-4 СП(СС) с допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 16000 = 9600 \text{ Н};$$

Высота изолятора равна  $H_{из}=3000$  мм.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность.

Поправка на высоту прямоугольных шин применяется только тогда, когда шины поставлены на ребро. В нашем случае  $K_h=1$

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} \quad (40)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{13968^2}{3} \cdot 47,7 \cdot 1 \cdot 10^{-7} = 538 \text{ Н}$$

Проверка:

$$F_{расч} \leq F_{дон}$$

$$538 \text{ Н} \leq 9600 \text{ Н}$$

Таким образом, ЛК 35 кВ ЛК 160/35-4 СП(СС) прошёл проверку на механическую прочность. Данный изолятор соответствует условию и его можно установить на ПС [3].

Выбираем проходной изолятор ИПК-10/1000-12,5 УХЛ1

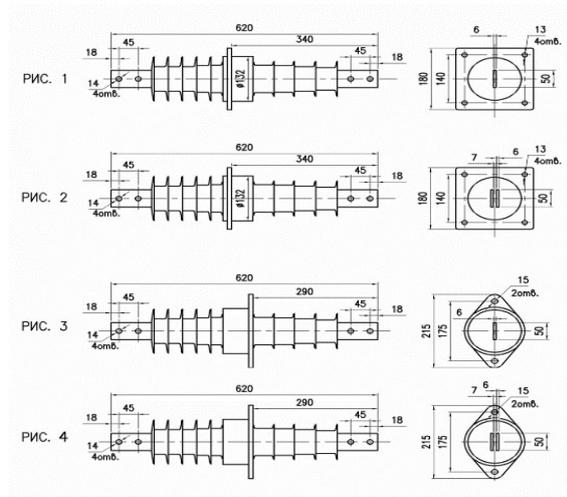


Рисунок 6 – Изолятор проходной ИПК-10

С допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 12500 = 7500 \text{ Н};$$

Высота изолятора равна  $H_{из} = 120$  мм [13].

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{82213^2}{0,12} \cdot 1,225 \cdot 10^{-7} = 5,97 \text{ кН.}$$

Проверка:

$$F_{расч.} = 5975 \text{ Н} \leq F_{дон} = 7500 \text{ Н}$$

Таким образом, ИПК-10/1000-12,5 УХЛ1 проходит проверку на механическую прочность. Данный изолятор соответствует условию и его можно установить на ПС. У изолятора ИПК-10/1000-12,5 УХЛ1 большой запас механической прочности и он может быть установлен [4].

### 5.8 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжений нелинейные – электрооборудование, которое предназначено для защиты электрического оборудования от разных видов грозовых и коммутационных перенапряжений. Заметное различие с разрядниками, которые выполняют такие же функции, конструкция ОПН не имеет искровых промежутков. ОПН представляет собой нелинейный резистор, который изготовлен по керамической технологии из оксида цинка с небольшим добавлением окислов других металлов, это придаёт высокий коэффициент нелинейности. Высоконелинейная ВАХ ОПН позволяет длительно находиться под воздействием рабочего напряжения, обеспечивая достойную защиту от разного рода перенапряжений. Резисторы герметизируют с помощью опрессовки в оболочку из полимерных материалов, которая обеспечивает нужную механическую прочность и изоляционные характеристики [1].

Выбираем ОПН в два этапа: предварительный выбор и конечный выбор [17].

Предварительный выбор ОПН производится по допустимому уровню напряжения исходя из условия:

$$U_{нд} \geq \frac{U_{нр}}{\sqrt{3}} \tag{41}$$

где  $U_{но}$  – наибольшее допустимое напряжение ОПН

$U_{нр}$  – наибольшее рабочее напряжение сети

Для увеличения уровня надёжности ОПН выбирается с наибольшим длительно-допустимым рабочим напряжением выше на 3-5 % наибольшего уровня напряжения в месте установки ОПН [6].

После определяем расчётную величину рабочего напряжения ОПН по формуле:

$$U_{расч.ОПН} \geq \frac{U_{max.раб}}{K_B} \quad (42)$$

где  $U_{max.раб}$  – напряжение рабочее максимальное;

$K_B$  – коэффициент, определяется по кривым вида  $K_B = f(\tau)$

Рисунок 7 учитывает  $U_{дон}$  за счёт сокращения кратности воздействия, согласно условиям теплового баланса.

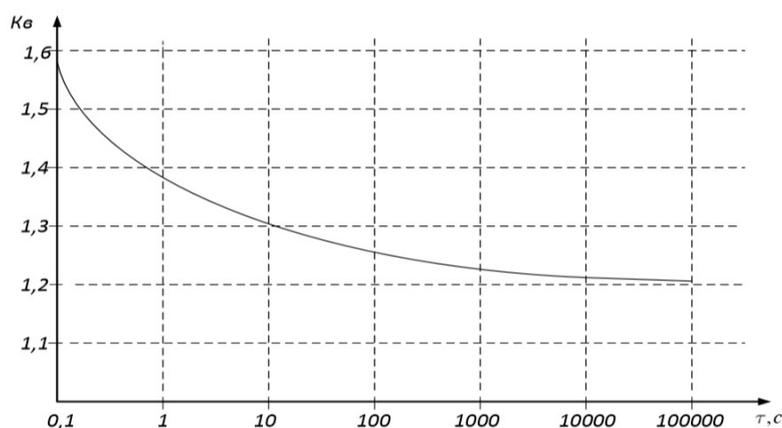


Рисунок 7 – График зависимости коэффициента  $K_B$  от длительности перенапряжений

Максимальное рабочее напряжение на ПС (на конце отходящих присоединений) в нормальном режиме не должно превышать  $1,2 \cdot U$  в сетях напряжением до 35 кВ и  $1,15 \cdot U$  – в сетях от 35 до 220 кВ [3].

Дальнейшее действие по выбору ОПН это определение импульсного тока, который протекает через ОПН.

Если ОПН установлен в дальнем конце линии, то определяется по выражению:

$$I_k = \frac{(U - U_{ocm})}{Z_B} \quad (43)$$

ОПН установлен на питающем конце линии (на шинах подстанции которая питает), коммутационный ток определяется по формуле:

$$I_k = \frac{(U - U_{ocm})}{Z_B} \cdot \left( 1 + \frac{Z_B}{\beta \cdot L_{II}} \right), \quad (44)$$

где  $U$  – амплитуда неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{ocm}$  – остающееся напряжение на варисторах ОПН при токе  $I_K$

$Z_B$  – волновое сопротивление линии, Ом;

$L_n$  – предвключённая индуктивность питающей подстанции;

$\beta$  – расчётная частота;

Раз ток  $I_k$  зависит от  $U_{ocm}$ , то его значение определяется по графику ВАХ в точках пересечения ограничителя перенапряжения и кривой нагрузки.

Примерное значение  $I_k$  для ОПН различных классов напряжения а также для его установки на разных объектах показаны в таблице 29.

Таблица 29 - Характеристики коммутационных токов

| $U_{ном}$ , кВ | $I_k$ для ОПН, установленных на ПС |
|----------------|------------------------------------|
| 10             | 200-500                            |
| 35             | 350-600                            |
| 110            | 300-500                            |
| 220            | 400-600                            |

В заключительном этапе выбора ОПН определяем удельную энергоёмкость, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}} \quad (45)$$

где  $\mathcal{E}$  – энергия которую поглощает ОПН.

$U_{ном}$  – номинальная мощность ОПН.

Энергия поглощаемая ОПН находится по формуле:

$$\mathcal{E} = \frac{(U - U_{ост})}{\sqrt{3}} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (46)$$

где  $U$  – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

$T$  – время распространения волны, мкс.

$n$  – количество последовательных токовых импульсов.

Для защиты трансформатора ТДТН-40000 со стороны НН, установим ОПН на каждую секцию шин [3].

Со стороны 10 кВ трансформатора установка не производится ввиду того, что зона защиты ОПН, устанавливаемого на шинах КРУ 10 кВ, включает в себя силовой трансформатор [3].

Произведём выбор ОПН на стороне 10 кВ.

Допустимое рабочее напряжение на стороне 10 кВ, согласно условию 41:

$$U_{нд} \geq \frac{1,2 \cdot 10}{\sqrt{3}} = 6,92$$

Расчётная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{6,92}{1,21} = 5,73 \text{ кВ}$$

На основании расчётных условий выберем ограничитель перенапряжений марки ОПН-П-10/12/10/2 УХЛ2.

Основные характеристики ОПН, который будет установлен на ПС, показаны в Таблице 30.

Таблица 30 – Характеристики ОПН-П-10/12/10/2 УХЛ2

| Наименование характеристик ОПН                      | ОПН-П-10/12/10/2 УХЛ2 |
|-----------------------------------------------------|-----------------------|
| Класс напряжения, кВ                                | 10                    |
| Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ      | 12                    |
| Номинальный разрядный ток, кА                       | 10                    |
| Остающееся напряжение при токе амплитудой 20 кА, кВ | 38,3                  |
| Удельная энергоёмкость, кДж/кВ                      | 8,8                   |

Подобно предыдущих расчётов выбираем ОПН на СН. Допустимое рабочее напряжение на СН 35 кВ, по условию (44):

$$U_{нд} \geq \frac{1,15 \cdot 35}{\sqrt{3}} = 23,24 \text{ кВ.}$$

Расчётная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{23,24}{1,21} = 19,2$$

Следуя из расчётных данных выберем ограничитель перенапряжений марки ОПН-П-35/42/10/760 УХЛ1.

Технические характеристики ОПН, принятого к установке, показаны в таблице 31.

Таблица 31 – Характеристики ОПН-П-35/42/10/760 УХЛ1

| Наименование характеристик ОПН                      | ОПН-П-35/42/10/760 |
|-----------------------------------------------------|--------------------|
| Класс напряжения, кВ                                | 35                 |
| Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ      | 42                 |
| Номинальный разрядный ток, кА                       | 10                 |
| Остающееся напряжение при токе амплитудой 20 кА, кВ | 140                |
| Удельная энергоёмкость, кДж/кВ                      | 3,8                |

Подобно предыдущим произведём выбор ОПН на стороне 110 кВ. Допустимое рабочее напряжение на стороне 110 кВ:

$$U_{нд} \geq \frac{1,15 \cdot 110}{\sqrt{3}} = 73,32 \text{ кВ}$$

Расчётная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{73,72}{1,21} = 60,59 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчётных условий выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-П-110/73/20/2 УХЛ1. Технические характеристики ОПН, принятого к установке, приведены в таблице 32 [13].

Таблица 32 – Характеристики ОПН-П-110/73/20/2 УХЛ1

| Наименование характеристик ОПН                      | ОПН-П-110/73/20/2 УХЛ1 |
|-----------------------------------------------------|------------------------|
| Класс напряжения сети, кВ                           | 110                    |
| Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ      | 73                     |
| Номинальный разрядный ток, кА                       | 20                     |
| Остающееся напряжение при токе амплитудой 20 кА, кВ | 310                    |
| Удельная энергоёмкость, кДж/кВ                      | 8,8                    |

## 5.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

Выбор числа и мощности ТСН производится с анализом количества потребителей с.н. а также их мощности. Определённый перечень всех потребителей определяется уже при реальном проектировании после разработки тепломеханической части электростанции и её вспомогательных устройств [1].

В учебном проектировании с достаточной точностью можно определить нагрузку  $P_{с.н.мах}$  и расход электроэнергии  $W_{с.н.}$  ориентировочно по таблице 33 [5].

Таблица 33 – Нагрузки, расход электроэнергии и коэффициент спроса с.н.

| Тип подстанции | $P_{с.н.}/P_{уст.}, \%$ | $W_{с.н.}/W_{выр.}$ | $K_c$ |
|----------------|-------------------------|---------------------|-------|
| Тупиковая      | 50-200 кВт              | -                   | -     |
| Узловая        | 200 – 500 кВт           | -                   | -     |

Используя данные таблицы 33, можно определить необходимую мощность с.н., МВА:

$$S_{с.н.} \geq P_{с.н.мах} \cdot k_c \quad (49)$$

Так как проектируемая подстанция узловая, то принимаем мощность с.н:

$$S_{с.н.} \geq 500 \text{ кВт.}$$

Примем к установке трансформатор собственных нужд марки ТМГ-630/10-11 производитель ЗАО «Электроцит». Этот трансформатор герметичен и у него самые низкие потери на ХХ и КЗ из всех выпускаемых в зарубежных странах подобных трансформаторов. У данного трансформатора также нет расширителя, благодаря этому достигается заметная экономия места.

Установка трансформаторов осуществляется по одному на каждую секцию шин 10 кВ [5].

## 5.10 Выбор аккумуляторных батарей

Существуют установки постоянного тока с аккумуляторными батареями, они служат источником питания для цепей управления, автоматики и сигнализации и применяются в качестве источников освещения для ПС.

В некоторых случаях в качестве оперативного тока применяется выпрямленный с помощью вентильных преобразователей постоянный ток. Использование переменного или выпрямленного оперативного тока позволяет применять более дешёвые аккумуляторные батареи [6].

Установка для получения постоянного тока из переменного состоит из одного или нескольких вентильных преобразователей, аккумуляторной батареи и соответствующего РУ.

В роли преобразователей используются выпрямительные установки и двигатели. В нормальном режиме ПС сеть постоянного тока питается через преобразователь. Батарея заряжена и её потребление тока незначительно для компенсации своего разряда. При нарушении нормального режима работы ПС, к этому относится исчезновение напряжения переменного тока в системе с.н. происходит отключение преобразователя напряжения, и нагрузка переходит на аккумуляторную батарею [6].

Выбор аккумуляторных батарей производится по подходящей ёмкости, значению напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам.

Эксплуатация аккумуляторных батарей практически всегда в состоянии постоянной подзарядки. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в полу- часовом режиме принимается равным 1,75 В [6].

Количество основных элементов в батарее определяем по выражению:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}} \quad (50)$$

где  $U_{ш}$  – напряжение на шинах ПС;

$U_{ПА}$  – напряжение на элементе в режиме подзарядки.

$$n_0 = \frac{115}{1,75} = 54$$

Общее количество элементов:

$$n = \frac{110}{1,75} = 63$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \tag{51}$$

$$n_{доб} = 63 - 54 = 9$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \tag{52}$$

где  $I_{ав}$  – нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;

$j$  - допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1,05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06$$

Полученный в результате расчётов типовой номер округлим до ближайшего типового номера.  $N = 24$

Проверим по максимальному толчковому току. Заранее принимаем аккумуляторную батарею СК – 24 [6].

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax} \tag{53}$$

где  $I_{Tmax}$  - максимальный толчковый ток для данного вида батарей.

$$I_{Tmax} = 1270 \text{ А};$$

46 – коэффициент, который учитывает перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 24 = 1104 \text{ А.}$$

Значение получилось меньше необходимого, следовательно, надо выбрать аккумулятор с другим типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{46} = 27,60;$$

Окончательно выбираем батарею СК – 28.

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{пз} \geq 0,15 \cdot N + I_{п} \text{ А} \quad (54)$$

$$I_{пз} \geq 0,15 \cdot 28 + 20 = 24,2 \text{ А.}$$

$$U_{пз} \geq 2,2 \cdot n_0 \cdot В \quad (55)$$

$$U_{пз} \geq 2,2 \cdot 125 = 260 \text{ В.}$$

Выбираем подзарядное устройство типа ВАЗП – 380/260 – 40/80.

### **5.11 Выбор высокочастотных заградителей**

Высокочастотный заградитель – это электротехническое устройство, которое представляет собой высокочастотный фильтр, предназначенный для ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования на электрических подстанциях и ответвления на ВЛ на сигналы противоаварийной автоматики, РЗ, телефонной связи и телемеханики, т.е. предназначен для предотвращения помех в высокочастотной связи [1].

ВЧ – заградители производятся с естественным воздушным охлаждением и состоят из элемента, настройки который предназначен для получения совместно с реактором необходимого сопротивления для помех в заданном диапазоне частоты [6].

ВЧ – заградители обычно крепятся на линейных порталах.

Выбор ВЧ-заградителей производим по следующим условиям:

- по номинальному току;
- по току электродинамической стойкости;

– по току термической стойкости.

Для ВЛ 110 кВ будем производить установку высокочастотного заградителя типа ВЗ-400-0,5 У19св (изображён на рисунке 8).

Таблица 34 – Сопоставление каталожных и расчётных данных ВЗ-400-0,5 У2

| Каталожные данные                            | Расчётные данные                  | Условия выбора             |
|----------------------------------------------|-----------------------------------|----------------------------|
| $I_H = 400 \text{ А}$                        | $I_{P_{MAX}} = 293,92 \text{ А}$  | $I_P \leq I_H$             |
| $i_{пред.скв} = 41 \text{ кА}$               | $i_{уд} = 10,517 \text{ кА}$      | $I_{уд} \leq i_{дин}$      |
| $I^2_T \cdot t_T = 256 \text{ кА}^2\text{с}$ | $V_K = 64,5 \text{ кА}^2\text{с}$ | $V_K \leq I^2_T \cdot t_T$ |



Рисунок 8 – Общий вид высокочастотного заградителя

## 6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА НА БАЗЕ МИКРОПРОЦЕССОРНОГО ТЕРМИНАЛА СИРИУС Т3

Устройство микропроцессорной защиты трансформатора Сириус-Т3, выполняет функции основной быстродействующей защиты трёхобмоточного или же двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой или автотрансформатора с высшим напряжением 35-220 кВ. Может быть использовано в качестве диф. защиты сдвоенного реактора, мощного синхронного двигателя или в качестве продольной дифференциальной защиты ошиновки с тремя присоединениями. Содержит подменную максимальную токовую защиту с внешним комбинированным пуском напряжения [12].

Устройство предназначено для установки на панелях и в шкафах в релейных залах и пультах управления электростанций и подстанций 35-220 кВ.

### 6.1 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора

Произведём расчёт защиты трансформатора ТДТН-40000/110 на ПС «Импульс» на базе терминала «Сириус-Т3». Данные по токам КЗ возьмём из пункта 2.

Первичные токи на сторонах защищаемого трансформатора, коэффициент трансформации, вторичные токи в плечах защиты вычисляются по следующим формулам [7].

Определяем первичные токи для всех  $n$  сторон оборудования

$$I_{ном} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (56)$$

Номинальный ток высокой стороны:

$$I_{ном.110} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 200 \text{ А.}$$

Номинальный ток средней стороны:

$$I_{ном.35} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 600 \text{ A} .$$

Номинальный ток низкой стороны:

$$I_{ном.10} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2102 \text{ A} .$$

Номинальные коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$k_I = \frac{I_{ном}}{I_{2ном}} \quad (57)$$

где  $I_{2ном}$  - номинальный ток во вторичной обмотке ( $I_{2ном} = 5 \text{ A}$ )

$$k_{I1} = \frac{400}{5} = 80;$$

$$k_{I2} = \frac{1500}{5} = 300;$$

$$k_{I3} = \frac{3000}{5} = 600$$

Номинальные токи во вторичных цепях:

$$I_{в.ном} = \frac{k_{сх} \cdot I_{ном}}{k_I} \quad (58)$$

$$I_{в.ном1} = \frac{\sqrt{3} \cdot 200}{80} = 4,3 \text{ A};$$

$$I_{в.ном2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 600}{300} = 3,46 \text{ A};$$

$$I_{в.ном3} = \frac{1 \cdot 2102}{600} = 3,5 \text{ A} .$$

Принимаем значения уставок (округляем до двух знаков после запятой):

$$I_{БАЗ.ВН} = 4,3 \text{ A}$$

$$I_{БАЗ.СН} = 3,46 \text{ А}$$

$$I_{БАЗ.НН} = 3,5 \text{ А}$$

Базисные токи сторон, полученные при расчётах, проверяем на попадание в допустимый диапазон выравнивания, который определяется номинальным током входа. Для  $I_{ном} = 5 \text{ А}$  базисные токи должны входить в диапазон: (1,01 – 10,00) А. Значения полученных токов 4,3; 3,46 и 3,5 входят в данный диапазон [14].

## 6.2 Расчет уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ–1)

Согласно рекомендациям /18/ производим отстройку от срабатывания при КЗ на стороне НН.

$$I_{диф} / I_{ном} \geq K_{отс} \cdot K_{нб(1)} \cdot I_{кз.внеш}^* \quad (59)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки ( $K_{отс} = 1,2$ );

$K_{нб(1)}$  – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведённой амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ ( $K_{нб(1)} = 0,7$ );

$I_{кз.внеш}^*$  – отношение тока внешнего КЗ к номинальному току трансформатора:

$$I_{кз.внеш}^* = \frac{I_{кз.внеш}}{I_{ном}} \quad (60)$$

$I_{кз.внеш}$  – ток внешнего КЗ ( $I_{кз.внеш.ВН} = 4648 \text{ А}$ );

$I_{ном}$  – номинальный ток трансформатора ( $I_{ном.ВН} = 200 \text{ А}$ ).

Отстройка от срабатывания при КЗ на стороне НН:

$$I_{кз.внеш}^* = \frac{4648}{200} = 23$$

$$I_{диф} / I_{ном} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 23 = 19,32 \cdot$$

Принимаем уставку дифотсечки  $I_{диф} / I_{ном} = 19$ .

### 6.3 Расчет уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ–2)

Базовая уставка ступени  $I_{д1} / I_{ном}$  согласно /18/ принимается 0,4 для обеспечения чувствительности к полным витковым замыканиям в переплетённых обмотках и к витковым замыканиям в любых обмотках [8].

Определяем дифференциальный ток, вызванный протеканием по защищаемому трансформатору сквозного тока:

$$I_{диф} = K_{отс} \cdot I_{нб.расч} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{дооб}) \cdot I_{скв} \quad (61)$$

где  $K_{отс}$  - коэффициент отстройки ( $K_{отс} = 1,3$ );

$K_{пер}$  - коэффициент, учитывающий переходной режим ( $K_{пер} = 2,0$ );

$K_{одн}$  - коэффициент однотипности трансформатора тока ( $K_{одн} = 1,0$ );

$\varepsilon$  - относительное значение полной погрешности ТТ в установившемся режиме ( $\varepsilon = 0,1$ );

$\Delta U_{РПН}$  - полный размах РПН ( $\Delta U_{РПН} = 16\%$ );

$\Delta f_{дооб}$  - метрологическая погрешность ( $\Delta f_{дооб} = 0,04$ ).

$$I_{диф} = 1,3 \cdot (2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) \cdot I_{скв} = 0,52 \cdot I_{скв}$$

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$K_{сн.т} = \sqrt{1 - (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{дооб})} \quad (62)$$

$$K_{сн.т} = \sqrt{1 - (2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04)} = 0,77$$

Для того чтобы реле не сработало, коэффициент торможения в процентах определяется по выражению:

$$K_{ТОРМ} \geq 100 \cdot K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{доб}) / K_{сн.м}, \quad (63)$$

$$K_{ТОРМ} \geq 100 \cdot 1,3 \cdot (2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) / 0,77 = 68.$$

Принимаем уставку  $K_{ТОРМ} = 68 \%$

Первая точка излома тормозной характеристики автоматически рассчитывается в реле и определяется по формуле:

$$I_{m1} / I_{НОМ} = (I_{д1} / I_{НОМ}) \cdot 100 / K_{ТОРМ}, \quad (64)$$

$$I_{m1} / I_{НОМ} = 0,4 \cdot 100 / 68 = 0,6.$$

Вторая точка излома тормозной характеристики выбирается в пределах 1,5-2. Принимаем  $I_{m11} / I_{НОМ} = 1,7$

Уставка блокировки от второй гармоники рекомендуются 0,12-0,15. Принимаем  $I_{m11} / I_{НОМ} = 0,13$ .

Первичный ток срабатывания защиты при отсутствии торможения:

$$I_{с.з} = I_{НОМ} \cdot (I_{д1} / I_{НОМ}), \quad (65)$$

$$I_{с.з} = 200 \cdot 0,4 = 80 \text{ А.}$$

Чувствительность при двухфазном КЗ на стороне НН:

$$k_{ч} = \frac{I_{\min}^{(2)}}{I_{с.з.}} > 2; \quad (66)$$

где  $I_{с.мин}^{(2)}$  - ток двухфазного КЗ на стороне НН ( $I_{с.мин}^{(2)} = 1329 \text{ А}$ )

$$k_{ч.сн} = \frac{1329}{80} = 16 > 2.$$

## **6.4 Сигнализация**

Комплект центральной сигнализации выполняется микропроцессорным терминалом Сириус — 2-ЦС производитель ЗАО «РАДИУС Автоматика».

В состав центральной сигнализации входит:

- схема звуковой аварийной сигнализации;
- схема звуковой предупредительной сигнализации;
- схема распределения цепей сигнализации;
- схема управления центральной сигнализации;
- сигнальные табло и указательные реле.

Сигнализация подстанции имеет два участка для повышения надёжности работы при повреждениях в её разветвлённых цепях:

- 1 участок – ОПУ и ОРУ 110 кВ;
- 2 участок – КРУ 35 и 10 кВ.

На звуковую аварийную и предупредительную сигнализацию выводятся сигналы неисправности устройств РЗА и ПА, ЩСН, СОПТ, срабатывания защит РЗА [10].

Сигнализация положения выключателей 110 кВ, вводов и СВ 35 и 10 кВ выводится на индикаторы мнемосхемы в ОПУ [9]. О положении выключателей сигнализируют лампы расположенные около ключей управления:

- красная – «включено»;
- зелёная - «отключено».

При аварийном отключении выключателя срабатывает аварийная световая и звуковая сигнализация.

Сигнализация положения выключателей присоединений 10 кВ отображается на индикаторах ячеек КРУ 10 кВ.

## **6.5 Максимальная токовая защита**

Для создания резерва основных защит трансформатора и резервирования отключения КЗ на шинах низкого напряжения предусмотрена МТЗ со стороны высокого напряжения с возможностью комбинированного пуска по напряжению. МТЗ работает на основе полученных значений токов ТТ на стороне ВН

и напряжения ТН на стороне НН, а для трёхобмоточных трансформаторов на напряжение ТН на стороне СН [14].

Для отключения тока КЗ на шинах 10 кВ и для резервирования защит элементов, подключённых к этим шинам, на эти случаи стоит МТЗ в цепи каждого ответвления к выключателю НН трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению [14].

Для трёхобмоточных трансформаторов с двухсторонним питанием МТЗ с комбинированным пуском по напряжению устанавливается на каждой стороне трансформатора. На стороне СН и НН ставится блокировка по напряжению Защиты на сторонах ВН и СН резервируют как основные защиты трансформатора, так и отходящие присоединения своей стороны. Выдержка времени защит отстраиваются от времени срабатывания смежных защит [12].

Внешние повреждения в сети часто приводят к перегрузкам трансформатора, которые часто могут приводить к поломкам и неисправности силового трансформатора, если данные неисправности и аварии в сети вовремя не предотвратить или устранить. Трансформатор нужно отключить от повреждённого участка при помощи реле МТЗ. В маломощных трансформаторах реле МТЗ тоже могут быть использованы для защиты от внутренних повреждений трансформатора. В более мощных трансформаторах такие реле выполняют функцию резервирования защиты на случай отказа основной защиты. Функция МТЗ очень проста, но её применение ограничивается нечувствительной уставкой и срабатыванием с большой выдержкой времени, в случае когда требуется согласование с другими МТЗ. Функцию МТЗ часто путают с функцией защиты от перегрузки, в защите от перегрузки обычно используют реле с обратной зависимой характеристикой выдержки времени и она определяется тепловым состоянием [8].

Расчёт уставок производится по рассчитанным ранее значениям тока КЗ в максимальном и минимальном режиме [7]. За значение максимального тока КЗ будет принято значение трёхфазного КЗ, а за значение минимального тока КЗ будет принято значение двухфазного тока КЗ. МТЗ – это селективная защита

от повреждений в системе, выполняет функцию дальнего резервирования, хоть её уставки могут не отличаться от защиты от перегрузки [14]. Функция не имеет в себе память теплового состояния и выбор выдержки времени каждый раз начинается с нуля [12].

Расчёт тока срабатывания МТЗ производится из условия возврата токовых реле при максимальной нагрузке:

$$I_{MT3} = \frac{k_{над} \cdot k_{сам.зан}}{k_B} \cdot I_{p.max} \quad (67)$$

где  $k_{над}$  – коэффициент надёжности, принимаем 1,2;

$k_{сам.зан}$  – коэффициент самозапуска, принимаем значение равное 2

$k_B$  – коэффициент возврата, принимаем значение равное 0,9;

$I_{p.max}$  – ток рабочий максимальный.

Ток рабочий максимальный находим по формуле:

$$I_{p.max} = \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (68)$$

Вторичный ток срабатывания реле тока находим исходя из формулы:

$$I_{cp.} = \frac{k_{сх} \cdot I_{MT3}}{k_T} \quad (69)$$

Коэффициент чувствительности при КЗ в конце защищаемого участка находим по формуле:

$$K_{\eta} = \frac{I_{КЗ.min}}{I_{MT3}} \quad (70)$$

где  $I_{K3.min}$  – минимальное значение тока при КЗ в конце защищаемого участка.

Коэффициент чувствительности должен получиться не менее 1,2 (при резервировании).

На стороне ВН трансформатора рассчитываем:

$$I_{p.max.BH} = \frac{S_{ТНОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМВН}}, \quad (71)$$

$$I_{p.max.BH} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 200,817 \text{ А};$$

$$I_{MT3.B} = \frac{k_{над} \cdot k_{сам.зап}}{k_B} \cdot I_{p.max}, \quad (72)$$

$$I_{MT3.B} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,9} \cdot 200,817 = 535,512 \text{ А};$$

$$I_{cp.B} = \frac{k_{ex.Y} \cdot I_{MT3.B}}{k_{T.BH}}, \quad (73)$$

$$I_{cp.B} = \frac{\sqrt{3} \cdot 535,512}{\frac{400}{5}} = 11,59 \text{ А};$$

$$k_{\psi} = \frac{I_{K3.min}}{I_{MT3.B}} > 1,2, \quad (74)$$

$$k_{\psi} = \frac{\sqrt{3} / 2 \cdot 4648}{535,512} = 7,516 > 1,2.$$

Полученное значение чувствительности больше 1,2, что соответствует требованию [12].

Примем к установке реле тока РС-40/20

Сторона СН трансформатора:

$$I_{p.max.CH} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 600 \text{ А};$$

$$I_{MT3.C} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,9} \cdot 600 = 1600 \text{ А};$$

$$I_{cp.C} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1600}{\frac{1500}{5}} = 9,2 \text{ А};$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} / 2 \cdot 6173}{1600} = 3,4 > 1,2.$$

Примем к установке реле тока РС-40/20

На стороне НН трансформатора:

$$I_{p.max.HH} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2102 \text{ А};$$

$$I_{MT3.H} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,9} \cdot 2102 = 5605 \text{ А};$$

$$I_{cp.H} = \frac{1 \cdot 5605}{\frac{3000}{5}} = 9,3 \text{ А};$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} / 2 \cdot 16052}{5605} = 2,481 > 1,2.$$

Примем к установке реле тока РС-40/20.

## 6.6 Защита трансформатора от перегрузки

Перегрузка трансформаторов обычно происходит равномерно. Из-за этого защиту выполняют с помощью МТЗ, включённой на ток одной фазы [14]. Защита выполняется с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых ПС на отключение, либо разгрузку трансформаторов [12].

Для защиты трансформатора от продолжительных перегрузок, которые

вызваны, к примеру, автоматическим подключением нагрузки от АВР, отключением параллельно работающего трансформатора, предусматривается защита от перегрузки [12].

На трёхобмоточных трансформаторах с одинаковой мощностью обмоток и двусторонним питанием защита от перегрузки ставится на обеих питающих сторонах. При разной мощности обмоток защита от перегрузки ставится на всех трёх сторонах. В других случаях защита ставится лишь со стороны ВН в нашем случае для 110 кВ [14].

На трансформатор ставится три ступени защиты от перегрузки:

- на сигнал при небольших перегрузках, в пределах нормы;
- на отключение части потребителей;
- на отключение трансформатора.

$$I_{сз.п} = \frac{k_{омс}}{k_{г}} \cdot I_{ном} \quad (75)$$

где  $k_{омс}$  - коэффициент отстройки, принимаем значение 1,05;

$I_{ном}$  – номинальный ток трансформатора;

$k_{г}$  – коэффициент возврата устройства, принимаем значение 0,95.

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{сз.п.В} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 200 = 221 \text{ A}$$

На стороне СН трансформатора:

$$I_{сз.п.С} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 600 = 663 \text{ A}$$

На стороне НН трансформатора:

$$I_{сз.п.Н} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 2102 = 2323 \text{ A}$$

Вторичный ток срабатывания реле тока находится по формуле:

$$I_{\text{втор.п.}} = \frac{k_{\text{сх.}} \cdot I_{\text{сз.п.}}}{n_{\text{т.ВН}}} \quad (76)$$

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{\text{втор.п.В}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 221}{400 / 5} = 4,78 \text{ А}$$

На стороне СН трансформатора:

$$I_{\text{втор.п.С}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 663}{1500 / 5} = 3,82 \text{ А}$$

На стороне НН трансформатора:

$$I_{\text{втор.п.Н}} = \frac{1 \cdot 2323}{3000 / 5} = 3,87 \text{ А}$$

Защита выполнена с действием на сигнал если ПС с дежурным персоналом и с действием на отключение 10-20 с. без персонала.

### **6.7 Газовая защита силового трансформатора**

Самые частые внутренние повреждения у маслонаполненного электрического оборудования, например, если взять трансформатор, то это КЗ между обмотками, межвитковые КЗ др., зачастую всё это сопровождается выделением газа в результате разложения масла и подобных изоляционных материалов или понижением уровня масла. В следствии этого защита, которая срабатывает на данные повреждения, называется газовой защитой трансформатора, а реле на котором реализована защита получило название газовое реле или же реле Бухгольца [8].

Устанавливают газовую защиту на трансформаторах, автотрансформаторах и реакторах с масляным охлаждением, в конструкции которых имеется расширительный бак.

Применение газовой защиты является неотъемлемой на трансформаторах, мощность которых более 6300 кВА [12].

Особенность в действии газовой защиты проявляется в том, что она срабатывает даже при малейших повреждениях и быстро реагирует на повышение температуры внутри бака трансформатора приводит к разложению трансформаторного масла и изоляции внутренних частей, это сопровождается выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании защита срабатывала на сигнал, а при бурном газообразовании, что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение повреждённого трансформатора. Также газовая защита срабатывает на сигнал и на отключение или только на сигнал при критическом понижении уровня масла в баке трансформатора [8].

Газовая защита является наиболее универсальной и чувствительной защитой от повреждений внутри бака трансформатора. Газовая защита реагирует на межвитковые КЗ, другие защиты среагировать на это повреждение так как они не чувствительны к такому недостаточному значению тока, который протекает по обмоткам трансформатора при данном повреждении [14].

## 7 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

### 7.1 Расчёт заземления ПС Импульс

Контур заземления сетки, расположенной за пределами границы оборудования по 1,5 м. (так сделано для того чтобы человек при прикосновении с оборудованием не был за пределами заземлителя) [16].

Площадь, используемая под заземление ПС:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) \quad (77)$$

$$S = (60 + 2 \cdot 1,5) \cdot (45 + 2 \cdot 1,5) = 3024 \text{ м}^2$$

Принимаем диаметр вертикальных и горизонтальных прутков, используемых в качестве проводников:

$$d = 20 \text{ мм};$$

Проверяем выбранный проводник по условиям:

Проверка сечения на механическую прочность:

$$F_{\text{Мех.прочность}} = \pi \cdot R^2 \quad (78)$$

$$F_{\text{Мех.прочность}} = \pi \cdot 10^2 = 314,16 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{\text{Тер.ст}} = \sqrt{\frac{I_{\text{молн}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (79)$$

где  $T = t_{01} = 0,15 \text{ с}$  – время срабатывания релейной при отключении.

$\beta = 21$  – коэффициент термической стойкости для стали.

$$F_{Тер.см} = \sqrt{\frac{60^2 \cdot 10^6 \cdot 0,15}{400 \cdot 21}} = 253,54 \text{ мм}^2,$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{Кор.см} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) \quad (80)$$

$$\text{где } S_{CP} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0 = 0,102 \quad (81)$$

$T = 240$  мес – время использования заземлителя за 20 лет.

$$F_{Кор.см} = 3,14 \cdot 0,102 \cdot (20 + 0,102) = 6,4 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных электродов должно соответствовать условию:

$$F_{Мех.прочности} \geq F_{\min} \geq F_{Кор.см} + F_{Тер.см} \text{ мм}^2; \quad (82)$$

Для средней полосы заземления толщина сезонных изменений грунта равна 2 метрам, по данной величине принимаем глубину заложения электродов.

Если выполняется условие:

$$F_{Мех.прочности} \geq F_{\min} = F_{Кор.см} + F_{Тер.см} \text{ мм}^2; \quad (83)$$

$$F_{Мех.прочности} = 3,14 \geq F_{\min} = 259,92 \text{ мм}^2, \text{ то принимаем } d = 20 \text{ мм};$$

Берём расстояние между полосами сетки:  $l_{n-n} = 9 \text{ м}$ .

Следовательно, общая длина полос в сетке:

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot S}{l_{n-n}} \quad (84)$$

$$L_r = \frac{2 \cdot 29830}{9} = 6629 \text{ м}^2;$$

Определяем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции  $\sqrt{S}$ .

Для этого случая число ячеек равно:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \tag{85}$$

$$m = \frac{6629}{2 \cdot \sqrt{29830}} - 1 = 18,19$$

Принимаем для этого случая число ячеек:  $m=19$ .

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 10 \text{ м};$$

Должно выполняться условие:

$$1,25 \leq a \leq 40 \tag{86}$$

$$1,25 \leq 9,09 \leq 40$$

Величина  $a$  удовлетворяет данному условию [16].

Длина горизонтальных полос в расчётной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1) \tag{87}$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{29830} \cdot (10+1) = 6908 \text{ м}$$

Определяем количество вертикальных электродов [16].

Примем длину вертикального электрода:  $l_B = 5$  м.

Расстояние между вертикальными электродами:

$$a = (0,25 \div 8) \cdot l_B \quad (88)$$

$$a = 8 \cdot 5 = 40 \text{ м}$$

В таком случае количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad (89)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{29830}}{40} = 17,28$$

Примем :  $n_B = 18$ .

Вычисление стационарного сопротивления заземлителя:

$$R = \rho_{\text{ЭР}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (90)$$

где  $\rho_{\text{ЭР}}$  – эквивалентное удельное сопротивление грунта.

Глубина заложения заземлителей:

$$h_3 = 0 \div 0,1 \cdot \sqrt{S}; \quad (91)$$

$$h_3 = 0 \div 10 \text{ м};$$

Берём значение:  $h_3 = 0,7$  м.

Расчётное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{э}} = \rho_2 \cdot \left( \frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k \quad (92)$$

где  $\rho_1, \rho_2$  – удельное сопротивление грунта, Ом/м;

$k$  – коэффициент:

$$k = 0,32 \cdot \left( 1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_B} \right) \text{ при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \quad (93)$$

$$k = 0,43 \cdot \left( h_3 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_B} \right) \text{ при } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1 \quad (94)$$

Исходя данного равенства  $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{50}{30} = 1,67$ , расчёт коэффициента вычисляем

по формуле:

$$k = 0,32 \cdot \left( 1 + 0,26 \cdot \ln \frac{0,5}{5} \right) = 0,1$$

Теперь определяем:

$$\rho_{\text{э}} = 30 \cdot \left( \frac{50}{30} \right)^{0,1} = 31,57 \text{ Ом / м}$$

Рассчитываем сопротивление рассматриваемого искусственного заземлителя на ПС:

$$R = 31,57 \cdot \left( \frac{0,4}{\sqrt{40200}} + \frac{1}{4411 + 20 \cdot 5} \right) = 0,07 \text{ Ом}$$

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0,025 ; \quad (95)$$

Принимаем  $A_{\min} = 0,42$ .

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{Э}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (96)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{29830}}{(32 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 2,65;$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R \cdot a_u \quad (97)$$

$$R_u = R \cdot a_u = 0,15 \cdot 2,65 = 0,39$$

Сопротивление заземлителя по требованиям ПУЭ должно не превышать значение 0,5 Ом. Полученные значения не выше допустимых значений, допустимое значение согласно требованиям ПУЭ принимаем [5].

## 7.2 Расчёт молниезащиты ПС Импульс

Здания и сооружения исходя из их назначения, продолжительности грозовой деятельности в районе нахождения, ожидаемого количества ударов молнии в год должны быть защищены в соответствии с категориейностью устройств молниезащиты и типа зоны защиты. Защита от прямого удара молнии осуществляется с помощью молниеотводов разных типов: тросовых, сетчатых, стержневых, комбинированных [5].

Чаще всего используются стержневые молниеотводы.

Защита молниеотводом основана на характерном для молнии свойстве поражать хорошо заземленные и наиболее высокие металлические сооружения.

Поэтому защищаемые сооружения ниже молниеотвода, поражаться молнией практически не будет, если будут полностью находиться в защищаемой молниеотводом зоне. Зона защиты молниеотвода – это то пространство которое

находится под защитным действием молниеотвода и обеспечивает защиту зданий и электрооборудования ПС от прямых ударов молнии с определённой степенью надёжности [16]. Неизменной и наименьшей степенью надёжности обладает поверхность зоны защиты; надёжность защиты возрастает по мере продвижения внутрь зоны. Нормируется два вида зон защиты: зона А обладает степенью надёжности 99,5 % и выше, а зона Б – 95 % и выше [16].

Расчёт молниезащиты зданий и сооружений состоит в определении границ зоны защиты молниеотводов – это пространство, которое находится под защитой от прямых ударов молнии. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой равной  $h \leq 150$  м. имеет вид кругового конуса, который исходя из типа зоны защиты характеризуется следующими размерами:

Нормируется два вида зон:

Зона А – надёжность не менее 0,995 и  $U \leq 500$  кВ;

Зона Б – надёжность не менее 0,95 и  $U \geq 750$  кВ.

Высота молниеотвода:

$$h = 25 \text{ м};$$

Расстояние между молниеотводами

$$L_{M12} = 20 \text{ м};$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_x = 20 \text{ м};$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 25 = 21,25 \text{ м}. \quad (98)$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 21,25) \cdot 21,25 = 22,47 \text{ м}; \quad (99)$$

Расчёт половины ширины внутренней зоны защиты при:  $h < L_{\text{эл}} < 2 \cdot h$ :

$$r_{C0} = r_0 = 22,47 \text{ м};$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты:

$$h_{CX} = h_{\text{Эф}} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L_{M12} - h) \quad (100)$$

$$h_{CX} = 21,25 - (0,17 + 0,0003 \cdot 25) \cdot (20 - 25) = 22,13 \text{ м};$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_{CX} = r_{C0} \cdot \left( \frac{h_{CX} - h_X}{h_{CX}} \right); \quad (101)$$

$$r_{CX} = 22,47 \cdot \left( \frac{22,13 - 20}{22,13} \right) = 10,16 \text{ м}$$

Радиус зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_X = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_X}{h_{\text{Эф}}} \right); \quad (102)$$

$$r_X = 22,47 \cdot \left( 1 - \frac{20}{21,25} \right) = 13,2 \text{ м}$$

Проверяем единую зону защиты:  $r_{CX1,4}$  больше 0.

0,69 больше 0 – это условие выполняется, стало быть единая зона защиты многократного молниеотвода построена.

## 8 РАСЧЁТ ЭКОНОМИЧЕСКОГО УЩЕРБА ПРИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ НАРУШЕНИИ РАБОТЫ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

### 8.1 Общие положения

В современных условиях рынка электроэнергии великую значимость приобретает качество учёта и анализа экономического ущерба от аварий и неисправностях на энергетических предприятиях, так как ущерб может существенно отразиться на экономических показателях данных предприятий, следовательно, это приведёт к увеличению себестоимости изготавливаемой продукции [17].

Последствия от данных нарушений могут вылиться в последствия для людей или для окружающей среды и могут иметь технико-экономический характер. Социальные и экологические последствия от технологических нарушений считаются отдельными составляющими экономического ущерба и представляются в денежном эквиваленте (выплаты, все возможные штрафы и санкции) на выплаты за причинённый ущерб человеку или окружающей среде.

Ущерб, который наносится энергопредприятием потребителям энергии в случае технологического нарушения, которое привело к приостановлению или ограничению энергоснабжения, учитывается отдельной графой экономического ущерба в виде возмещения убытков потребителям согласно с прописанными условиями в договорах, заключённых между снабжающим предприятием и потребителями электроэнергии.

Оценка экономического ущерба от различного рода нарушений в ходе эксплуатации электрохозяйства производится для того чтобы определить экономические потери для энергетических предприятий, решения вопросов по поводу различных страхований от последствий нарушения работы на энерго-предприятии, и для решения других эксплуатационных технико-экономических задач, использующих в качестве основополагающей информации полученные данные от экономического ущерба [17].

Учёт и результаты дальнейшего математического анализа экономического

ущерба от эксплуатационных нарушений за определённое количество лет эксплуатации будут использоваться за основу из приведённых факторов для принятия решения на следующих пунктах:

- технико-экономическое обоснование регулярности, выполнения ремонтных работ, и денежных затрат на проведение ремонтов и на тех. обслуживание;
- технико-экономическое обоснованию разработки проектов и схем реконструкции энергетических предприятий и капитальных работ;
- технико-экономическое обоснование документов по аварийным запасам частей в случае какого-то нарушения или авария на энергопредприятии, а также схем размещения аварийных запасов;
- технико-экономическое обоснование по мероприятиям по поддержанию безопасности энергопредприятий при появлении проблем при работе.

Оцениваем экономический ущерб от отключения трансформатора ТДТН-40000/110-У2 в результате аварии, дифференциальной защитой при витковом замыкании в обмотке высокого напряжения. Отключение трансформатора случилось в 12 часов 35 минут продолжительность устранения аварии и ввод в работу составила около 20 часов.

При отключении на трансформаторе была нагрузка 25 МВт.

Данные для расчёта ущерба:

1. Стоимость ремонтных работ:
    - снятие и разбор трансформатора – 20000 рублей
    - сборка и установка трансформатора – 20000 рублей
    - ремонт – 20000 рублей
  2. Стоимость материалов для ремонта – 30000 рублей
  3. Транспортные расходы при выполнении ремонтных работ – 1000 рублей
- Сопутствующие затраты при ремонте – 3000 рублей

Расчётная себестоимость топлива будет примерно равна 1 кВт/ч., полезно отпущенная потребителям электроэнергии – 1,07 руб./кВт · ч.

Средняя стоимость количества эл.эн. – 2,2 руб./кВт · ч.

В заключённом договоре прописаны условия, на случай отключения или

ограничения электроснабжения:

– разрешается на продолжительность до 24 часов снижение уровня электроснабжения до 50 %;

– при случае незапланированного отключения по вине энергосистемы установлены платежи в трехкратном размере средней цены на электроэнергию за каждый недоотпущенный кВт · ч.

## 8.2 Безвозвратные потери средств производства

Безвозвратные потери средств производства  $Y_1$ , принимаются при расследовании производством произошедшего нарушения с помощью оценивания стоимости безвозвратных потерь стоимости оборудования ПС, материалов, топлива и др. находятся по выражению:

$$Y_1 = S_{oi} + S_{mj} + S_{mk} + S_{np} \quad (103)$$

где  $S_{oi}$  – остаточная балансовая стоимость  $i$ -го, подлежащего восстановлению сооружения или оборудования;

$S_{mj}$  – стоимость потерь  $j$ -го вида материала;

$S_{mk}$  – стоимость потерь  $k$ -го вида топлива;

$S_{np}$  – прочие потери, включая затраты на локализацию технологических нарушений и так далее.

В связи с нарушением процесса по распределению электрической энергии потери безвозвратных средств не было.

$$Y_1 = 0$$

## 8.3 Затраты на ремонтно – восстановительные работы

Затраты на ремонтно – восстановительные работы  $Y_2$  устанавливаются на основе двух смет:

$$Y_2 = S_{рем} + S_{нал} \quad (104)$$

где  $S_{рем}$  – сметная стоимость ремонтных работ;

$S_{нал}$  – сметная стоимость наладочных работ;

В сметной стоимости ремонтных работ учитываются следующие затраты:

$$S_{рем} = S_{дем} + S_m + S_{мон} + S_p + S_{тр} + S_n + S_{мод} \quad (105)$$

где  $S_{дем}$  – стоимость денежного монтажа повреждённого оборудования ;

$S_m$  – стоимость запасных частей и материалов для производства ремонтно–восстановительных работ;

$S_{мон}$  – стоимость монтажа;

$S_p$  – стоимость ремонта, строительных и монтажных работ работ;

$S_{тр}$  – транспортные расходы;

$S_{нр}$  – прочие расходы;

$S_{мод}$  – затраты на модернизацию.

В сметной стоимости работ по наладке учитываются расходы на выполнение работ, включающих в себя испытание и наладку оборудования, приведения производственного процесса в нормальный режим и расходы топлива и материала на пуски и остановку энергетического оборудования [17].

$$U_2 = 20000 + 30000 + 20000 + 10000 + 3000 + 3500 = 86500 \text{ рублей.}$$

#### **8.4 Потери из-за снижения производственных возможностей по выпуску продукции**

Рассматриваем составляющую ущерба экономике производства  $U_3$  в ней учитываются возникшие потери дохода из-за уменьшения объёма отпускаемой потребителю энергии в следствии технологических нарушений на производстве.

$$U_3 = W_{noi} \cdot (C_i - STCP) \quad (106)$$

где  $W_{noi}$  – недоотпущенное количество электричества потребителю за период ограничения или отключения электроэнергии;

$C_i$  – средняя стоимость 1 кВт·ч. электроэнергии для потребителя;

$STCP$  – расчётная топливная составляющая средней себестоимости одного кВт·ч. отпускаемой электроэнергии потребителю за определённый период времени, в котором произошло технологическое нарушение.

При равномерном графике нагрузки недоотпуск потребителю электроэнергии будет равен:

$$W_{noi} = W_c \cdot T \quad (107)$$

где  $W_c$  – уменьшение нагрузки;

$T$  – время отключения ВЛ для производства ремонтных работ.

$$W_{noi} = 9 \cdot 20 = 180 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$U_3 = 180000 \cdot (2,1 - 1,05) = 188500$$

### 8.5 Ущерб от ухудшения технологических параметров

При выходе из строя основного силового оборудования на продолжительное время и переход из одного режима в другой, к примеру, из нормального режима в утяжелённый или аварийный, следует учитывать возрастание потерь электроэнергии в электрической сети в составляющей графе экономического ущерба от ухудшения параметров электрооборудования. Приблизительная оценка полученного ущерба от возрастания потерь электроэнергии в электрической сети  $U_4$  рассчитывается по формуле:

$$U_4 = \left( dW_{\text{факт}} - dW_{\text{расч}} \cdot W_{\text{факт}} / W_{\text{расч}} \right) \cdot G_{\text{зам}} \quad (108)$$

где  $dW_{\text{факт}}$ ,  $W_{\text{факт}}$  – соответственно фактические потери электроэнергии в сети и фактическое количество электроэнергии, отпускаемое с ПС, совместной с

покупной за период в котором произошла авария;

$dW_{расч}, W_{расч}$  – расчётные потери электрической энергии в сети и расчётное количество электрической энергии, отпускаемое с ПС, совместной с покупной энергии за тот же период;

$G_{зам}$  – себестоимость топливной составляющей 1 КВт·ч. наименее экономичных ПС в общей системе за рассматриваемый период.

Предположительно в ЭС каждый месяц подсчитываются потери электрической энергии сети, исходя из этого реальную величину потерь электрической энергии в сети можно узнать только в конце месяца. В нашем случае эти потери можно не учитывать из-за их незначительности.

В итоге, примем значение:

$$Y_4 = 0$$

### **8.6 Возмещение убытка потребителям**

Возмещение убытка потребителям  $Y_5$  из-за отключения, ограничения электрической энергии определяется в соответствии с условиями коммерческих договоров между энергоснабжающей организацией и потребителем электрической энергии.

$$Y_5 = S_{эi} \tag{109}$$

где  $S_{эi}$  – сумма платежа, подлежащая выплате потребителю.

На время проведения ремонта на линии ограничено снабжение электрической энергией до 40 % в течении 20 часов, что предусматривается условиями электроснабжения в договоре между снабжающей организацией и потребителем, поэтому принимаем:

$$Y_5 = 0$$

### **8.7 Возмещение экологического ущерба**

Возмещение экологического ущерба  $Y_6$  включает в себя проведение работ по устранению последствий от технологических нарушений:

$$Y_6 = S_{\text{шт}} + S_{\text{раб}} \quad (110)$$

где  $S_{\text{шт}}$  – сумма платежа за экологические последствия от технологических нарушений;

$S_{\text{раб}}$  – стоимость работ, выполняемых подрядчиком, по устранению последствий для экологии от технологического нарушения на ПС.

Так как КЗ было вовремя отключено устройствами РЗ поэтому технологическое нарушение не привело к экологическим последствиям, берём:

$$Y_6 = 0$$

### **8.8 Возмещение социального ущерба**

Социальные последствия технологического нарушения характеризуются числом жертв и числом пострадавших людей.

Возмещение ущерба потребителям предполагает выплаты  $Y_7$  в соответствии с заключёнными договорами и документами.

При отсутствии социальных последствий от технологического нарушения принимаем:

$$Y_7 = 0$$

### **8.9 Расчёт общего экономического ущерба**

Экономический ущерб от технологического нарушения  $Y_8$  в общем случае выглядит в виде суммы:

$$Y = Y_1 + Y_2 + Y_3 + Y_4 + Y_5 + Y_6 + Y_7 - S_{\text{возвр}} \quad (111)$$

где  $S_{\text{возвр}}$  – возвратные средства от сторонних виновных предприятий.

Общий ущерб от нарушения работы силового трансформатора и, следовательно, вывода трансформатора в ремонт на 20 часов составит:

$$Y = 0 + 86500 + 188000 + 0 + 0 + 0 + 0 = 274500$$

## 9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 9.1 Безопасность

Электрическая подстанция — электроустановка, которая предназначена для преобразования, приёма и распределения электрической энергии, состоит из различных преобразователей, вспомогательного и распределительного устройств, устройств управления [1].

На РУ 110 кВ электрооборудование, изоляторы, ограждения, токоведущие части, крепления, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния должны устанавливаться таким образом, чтобы [5]:

1) Вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия, нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие её работе явления (искрение, выброс газов и т. п.) не могли привести к повреждению оборудования и возникновению КЗ или замыкания на землю, а также причинить вред обслуживающему персоналу.

2) При нарушении нормальных условий работы электроустановки было обеспечено необходимое устранение повреждений, обусловленных действием КЗ. Выявление мест в которых произошло повреждение производится посредством снятия напряжения с электроустановки это делается таким образом: отключаем выключатели со всех сторон электроустановки; расхождение подвижных контактов разъединителя; заземление электроустановки; устранение неисправности;

3) Была обеспечена возможность удобной транспортировки электрооборудования. С этой целью на ОРУ предусмотрена проезжая часть. Для транспортировки силового оборудования (трансформатор, автотрансформатор, реактор) на территорию ОРУ существуют специальные подъезды со стороны установки оборудования.

4) Когда снято напряжение с какой-либо цепи относящейся к ней оборудование, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному осмотру, замене и ремонтам без нарушения нормальной работы соседних

цепей. С двух сторон цепи нужно иметь видимый разрыв, который создаётся разъединителем, а оборудование и токоведущие части должны быть заземлены;

5) Безопасность обслуживающего персонала и посторонних лиц должна обеспечиваться выполнением мер защиты, предусмотренных в гл. 1.7, а также следующих мероприятий:

- соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей или путём закрытия, ограждения токоведущих частей;
- применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- применение предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;
- применение устройств для снижения напряжённости электрических и магнитных полей до допустимых значений;
- использование средств защиты и приспособлений, в том числе для защиты от воздействия электрического и магнитного полей в электроустановках, в которых их напряжённость превышает допустимые нормы.

6) Независимо от минимальной температуры должен быть предусмотрен подогрев механизмов приводов масляных и воздушных выключателей, блоков клапанов воздушных выключателей, их агрегатных шкафов, а также других шкафов, в которых применяются аппаратура или зажимы внутренней установки.

При расположении РУ и подстанций в местах, где воздух может содержать вещества, ухудшающие работу изоляции или разрушающе действующие на оборудование и шины, должны быть приняты меры, обеспечивающие надежную работу установки: применена усиленная изоляция; применены шины из материала, стойкого к воздействию окружающей среды, или покраска их защитным покрытием:

- РУ и подстанции расположены со стороны господствующего направления ветра;
- РУ и подстанции выполнены по наиболее простым схемам;

- Распределительные устройства и подстанции должны быть оборудованы электрическим освещением. Осветительная арматура должна быть установлена таким образом, чтобы было обеспечено её безопасное обслуживание.

Строительные конструкции, находящиеся вблизи токоведущих частей и доступные для прикосновения персонала, не должны нагреваться от воздействия электрического тока до температуры 50 °С и выше; недоступные для прикосновения — до 70 °С и выше [11].

В любых цепях РУ возможна установка разъединяющих устройств (разъединители, отделители) с видимым разрывом, обеспечивающих возможность отсоединения всех аппаратов (выключателей, отделителей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т. п.) каждой цепи от сборных шин, а также от других источников напряжения. Разъединители должны быть установлены с двух сторон электрических цепей или аппаратов [5].

В ОРУ напряжением 110 кВ и выше рассчитан проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений; размер проезда должен быть не меньше 4 м по ширине и высоте, это требование нужно для того чтобы при передвижении ремонтной техники не задевать ВЛ, которая представляет огромную опасность для ремонтного персонала ПС, который будет производить ремонт электрического оборудования [5].

## **9.2 Экологичность**

Меры используемые для предотвращения загрязнения почвы трансформаторным маслом. Во избежание утечки трансформаторного масла и возгорания при повреждении силовых трансформаторов с количеством масла более 1 т в одном на ПС должны быть выполнены маслоприёмники, масло отводы и маслосборники [11].

Необходима установка силового трансформатора ТДТН 40 МВА напряжением 110 кВ. Размеры данного трансформатора: длина  $A=6,8$  м; ширина  $B=4,8$  м; высота  $H=6,4$  м. Масса трансформаторного масла в трансформаторе  $m = 23,2$  т. Плотность масла  $\rho = 0,85$  т/м<sup>3</sup> [13].

Для предотвращения распространения растекания масла по ПС и возни-

кновения пожара маслонаполненный трансформатор ограждается маслоприёмником, его нужно рассчитать.

Зная массу масла и плотность, можно найти 100% объём трансформаторного масла:

$$V_{TM} = \frac{m}{\rho} \quad (119)$$

$$V = \frac{23,2}{0,85} = 27,3 \text{ м}^3$$

Зная объём, который заняло масло, длину  $A=6,8$  м, ширину  $B=4,8$  м и высоту  $H=6,4$  м до крышки трансформатора, можно высчитать площадь, отводимую под маслоприёмник и высоту маслоприёмника:

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (120)$$

$$S_{МП} = (6,8 + 2 \cdot 1,5) \cdot (4,8 + 2 \cdot 1,5) = 78,44 \text{ м}^2$$

$$S_{БТП} = 2 \cdot (A + B) \cdot H, \text{ м}^2 \quad (121)$$

$$S_{БТП} = 2 \cdot (6,8 + 4,8) \cdot 6,4 = 148,5 \text{ м}^2$$

Объём маслоприёмника с отводом масла может быть рассчитан принимая во внимание то, что он должен вместить 100% объёма масла, залитого в трансформатор [5].

Находим высоту уровня полного объёма трансформаторного масла:

$$H_{уровня} = \frac{V_{TM}}{S_{МП}}, \text{ м} \quad (122)$$

$$H_{\text{уровня}} = \frac{27,3}{78,44} = 0,35 \text{ м}$$

Высота маслоприёмника:

$$H_{\text{МП}} = H_{\text{уровня}} + h_{\Gamma} + h_{\text{ПЛ}} \quad (123)$$

где  $H_{\text{уровня}}$  – высота уровня полного объёма масла;

$h_{\Gamma}$  – толщина слоя щебня;

$h_{\text{ПЛ}}$  – расстояние от планировки до щебня.

$$H_{\text{МП}} = 0,35 + 0,25 + 0,075 = 0,675 \text{ м}$$

Выбираем конструкцию маслоприёмника заглублённого типа с установленной металлической решёткой на маслоприёмнике.

На рисунке 11 наглядно видны основные габариты маслоприёмника.

Дно маслоприёмника выполнено следуя нормативам под наклоном 0,005м в сторону маслоотвода, через него осуществляется полное удаление масла и воды от средств пожаротушения в маслосборник [5].

Маслосборники должны выполняться закрытыми и должны вмещать весь объем масла единичного оборудования (содержащего наибольшее количество масла, а также 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью 0,2 л/с·м<sup>2</sup> в течение 30 мин. и должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления [11].

Объём маслосборника:

$$V_{\text{МСБ}(ТМ+Н_2О)} = V_{\text{ТМ}} + 0,8 \cdot V_{\text{Н}_2\text{О}}, \text{ м}^3 \quad (124)$$

Объём воды от пожаротушения:

$$V_{H_2O} = t \cdot I \cdot S_{\text{БТП}}, \text{ м}^3 \quad (125)$$

где  $t$  – нормативное время пожаротушения,  $t=1800$ с;

$I$  – интенсивность пожаротушения,  $I=0,2$ л/с  $\text{м}^2$

$S_{\text{БТП}}$  – площадь боковых поверхностей трансформатора.

$$V_{H_2O} = 1800 \cdot 0,2 \cdot 148,5 = 53460 \text{ л} = 53,46 \text{ м}^3.$$

$$V_{\text{МСБ}(TM+H_2O)} = 27,3 + 0,8 \cdot 53,46 = 70,07 \text{ м}^3$$

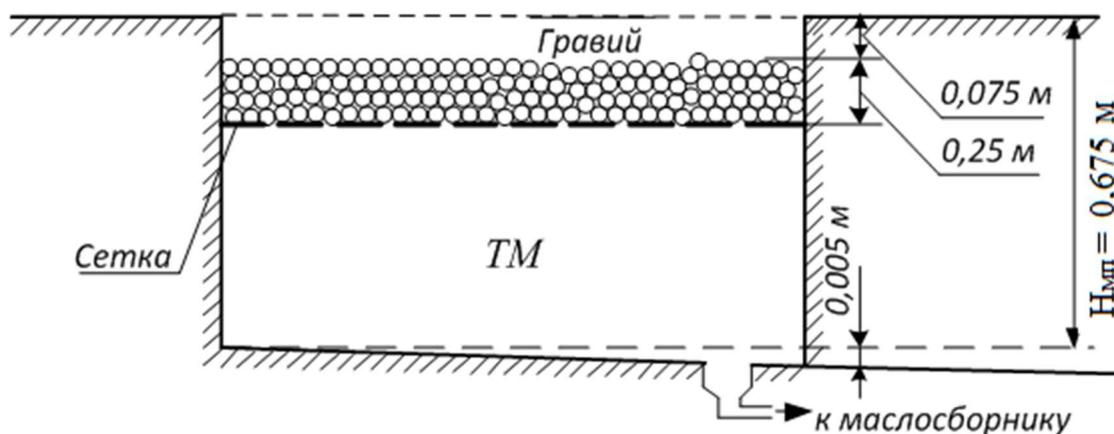


Рисунок 11 – Конструктивное исполнение маслоприёмника с отводом масла

Следовательно при расчётах основных размеров маслоприёмника мы получим параметры: площадь – 148,7  $\text{м}^2$ ; объём масла – 27,2  $\text{м}^3$ ; глубина – 0,685 м; объём маслосборника – 70,05  $\text{м}^3$ .

Осуществление утилизации трансформаторного масла осуществляется производственно-ремонтным предприятием основываясь на заключённом ранее договоре.

Отходы, которые образовались до момента их вывоза на утилизацию или вторичную переработку временно хранятся в специальных хранилищах с твёрдым покрытием, которые предотвращают попадание отходов на почву. Перевозка отходов производится такими способами, которые исключают возможность их потери при транспортировке [11].

Транспортировка отходов осуществляется на специально оборудованных или приспособленных транспортных средствах [11].

### **9.3 Чрезвычайные ситуации**

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на станции и основные противопожарные мероприятия.

Пожароопасность электрооборудования связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.д. Причинами возгорания могут быть искры, дуги, КЗ и чрезмерная нагрузка проводов, неисправности электрических оборудования [11].

В систему защиты от возникновения пожаров входит комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него [11].

Противопожарная защита достигается с помощью:

- 1) применения негорючих и невоспламеняющихся веществ и материалов вместо пожароопасных;
- 2) уменьшением числа горючих веществ, а также их размещения;
- 3) применения средств для тушения пожаров;
- 4) применения конструкции объектов с заданными пределами огнеупорности;
- 5) эвакуации граждан;
- 6) применения пожарной сигнализации;
- 7) организации пожарной охраны на объекте.

Предотвращение распространения пожара должно обеспечиваться:

- 1) устройствами противопожарных заграждений (стен, поясов, защитных полос, и т.п.);
- 2) установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- 3) устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;

4) применением устройств, которые предотвращают разлив горючих и легковоспламеняющихся жидкостей;

Немалую роль в обеспечении пожарной безопасности играют противопожарные преграды и рвы. Противопожарные преграды нужны для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся стены, перекрытия, двери [11].

Порядок тушения пожара на предприятии [11]:

1) Кто первый заметил очаг возгорания должен без колебаний и промедления сообщить о возгорании в пожарную часть а также доложить начальнику смены на предприятии, после выполненных действий должен приступить к ликвидации пожара подручными средствами.

2) Начальник смены данного предприятия должен либо сам, либо поручить персоналу определить очаг данного возгорания, отыскать возможные пути распространения пожара, устранить угрозу для находящегося в работе электрооборудования и участков всех строений, которые оказались в зоне действия пожара.

3) После того как место очага найдено начальник смены обязан лично или с помощью дежурного персонала проверить что включена автоматическая система пожаротушения, создать безопасные условия для персонала своего предприятия и пожарным для тушения пожара (отключить оборудования, снять напряжения, слить масло с маслонеполненного оборудования), приступить к тушению пожара силами и средствами которые имеются на ПС и выделить для встречи пожарных подразделений человека, который хорошо знает расположение подъезда к очагу возгорания и источники воды.

4) До приезда пожарного подразделения ответственным за тушения пожара является начальник смены энергопредприятия, руководитель объекта. Командир пожарного подразделения по прибытию на место пожара принимает на себя полномочия для тушения пожара.

5) Отключить те присоединения, на которых происходит возгорание аппаратов, дежурный персонал имеет полное право без приказов руководящих

лиц самостоятельно произвести отключения, но после проделанных операций обязан уведомить вышестоящее начальство.

6) Пожарные подразделения могут приступать к тушению пожара только после проведённого инструктажа старшим персоналом и после получения от него письменного разрешения на ликвидацию возгорания.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара возможна только с приведением указаний от старшего технического персонала по соблюдению правил ТБ и возможности возгорания оборудования которое находится в досягаемости пожара также необходимо согласование действий по распределению сил и средств для тушения пожара).

8) Нельзя допустить передвижение пожарного подразделения за ограждения токоведущих частей, которые находятся под напряжением. В добавок во время пожара нужно произвести усиление охраны данной территории и не подпустить к месту пожара посторонних лиц.

Инвентарь для тушения пожара, первоочередные средства пожаротушения и место, отведённое для их хранения должны находиться на видном месте, должны иметь свободный доступ, а также быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Для тушения пожаров трансформаторов, мощность которых равна 16 МВА на подстанции предусматривается автоматическая система пожаротушения в виде орошения, включает в себя насосную станцию с насосами ДЗ40-50, камеру переключения задвижек, сухотрубопроводов, трубную обвязку автотрансформаторов с оросителями ОПДР-15 и пожарные резервуары [11].

Аппаратная маслохозяйства и насосная станция пожаротушения оборудуются пожарными кранами для внутреннего пожаротушения с расходом 5 л/с [11].

Внешнее тушение пожара осуществляется помощью переносных устройств подпитываемых от пожарных гидрантов расход составляет 10 л/с [11].

Кроме всего вышесказанного, для ограничения пожара при возгорании масла под трансформатором установлен специальный маслоприёмник, который

покрыт сверху решёткой, а сверху засыпают гравием. При возникновении пожара трансформатора масло из бака сливают с помощью крана сливают через гравий в маслоприёмник [3].

Средства пожаротушения вводятся в рабочее положение сразу после срабатывания датчиков пожарной сигнализации и при включении защит трансформатора, которые реагируют на внутренние повреждения (газовая защита) [11].

Автоматический пуск должен повториться дистанционным пуском со щита управления и ручным пуском у места установки в безопасном от пожара месте.

Трансформаторы и другое электрооборудование, которое расположено возле очага возгорания, нужно защищать от воздействия высоких температур (лучший вариант-распыление воды). Для недопущения распространения возгорания трансформаторное масло не рекомендуется тушить недостаточным напором [11].

Методы тушения другого маслonaполненного оборудования ничем не отличаются от методов тушения трансформаторов – нужно отключить аппарат со всех сторон и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами.

При тушении шкафов релейной защиты, средств телемеханики, которые являются главной чувствительной частью электроустановки, нужно сохранить все чувствительные органы реагирования [3].

При возгорании маслonaполненных кабелей, аппаратуры расположенной на панели первым действием, которое нужно совершить-это снятие нагрузки, далее постараться ликвидировать возгорание, не допустить возгорания рядом стоящего оборудования [11].

При необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещено [11].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе спроектирована подстанция «Импульс». Обоснована необходимость подстанции с расчётом ожидаемого роста нагрузок.

Выпускной проект разработан на основании применения утверждённых видов конструкций и оборудования с заводов – изготовителей.

Были рассчитаны токи короткого замыкания всех видов в минимальном и максимальном режимах. В соответствии с этими токами было выбрано силовое оборудование.

Для подстанции «Импульс» был произведён выбор и расчёт релейной защиты и автоматики.

Произведён расчёт экологичности и безопасности подстанции «Импульс», рассмотрено влияние данной подстанции на окружающую среду.

В разделе экономика рассчитан экономический ущерб, вызванный нарушением работы трансформатора.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1.Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов . – 3-е изд., перераб. и доп. –М.: Энергомиздат, 1987. С. 251.
- 2.ГОСТ 27514 – 87 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчёта в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ.
- 3.Правила технической эксплуатации станций и сетей. – 15-е изд. – М.: Энергия ,1996 С.57.
- 4.Неклепаев Б.Н, Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов. – 4-е изд.,1989. С.49.
- 5.Правила устройства электроустановок. –6-е изд., перераб. и доп. –М.: Энергоатомиздат, 1986. С.352.
- 6.Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]  
URL: <http://www.uetm.ru/products/146/> (дата обращения: 20.05.2020).
- 7 Руководящие указания по релейной защите: Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ: Расчёты. –М.: Энергоатомиздат, 1985. С.34.
- 8.Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем: Учеб. пособие для техникумов. – М.: Энергоатомиздат,1998. – 800с.
- 9.Беркович М.А. Основы автоматики энергосистем. – М.: Энергоиздат, 1981. С.235.
- 10.Камнев В.Н. Монтаж устройств вторичной коммутации. – М.: Высшая школа, 1982. С.136.
- 11.Князевский Б.А., Чекалин Н.А. Техника безопасности и противопожарная техника в электроустановках. – М.: Энергия, 1973. С.127.
- 12.Руководящие указания по релейной защите: Релейная защита понижаю-

щих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ: схемы. – М.: Энергоатомиздат, 1985. С.112.

13. Герасимов В.Г., Грудинский П.Г. Электротехнический справочник в трех томах: Том 3, книга 1.-М.: Энергоатомиздат, 1988. С.456.

14. Чернобровов Н.В. Релейная защита.-М.: Энергия, 1974. С.234.

15. Шульман Н.К. Амурская область. – Хабаровск: Хабаровское книжное издательство, 1989. С.311

16. СТО 56947007-29.130.15.114.-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-170 кВ. – введ. 2012-02-03. – М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2012.

17. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов / В.М. Блок, Г.К. Обушев, Паперно Л.Б. и др.; Под ред. В.М. Блок. – М.: Высш. шк., 2011. – 383 с.