

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02– Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы – «Электрические станции»

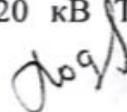
ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 18 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

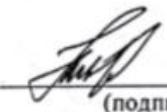
на тему: Проектирование подстанции напряжением 220 кВ Технолизинг с
заходами воздушной линии 220 кВ Тында - Сковородино 

Исполнитель
студент группы 442 об-1(1)

 14.06.2018
(подпись, дата)

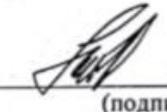
А. В. Шабанов

Руководитель
доцент, канд. тех. наук

 16.06.2018
(подпись, дата)

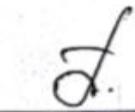
А. Н. Козлов

Нормоконтроль

 16.06.2018
(подпись, дата)

А. Н. Козлов

Консультант по разделу
безопасность и экологичность
доцент, канд. тех. наук

 15.06.2018
(подпись, дата)

А. Б. Булгаков

Благовещенск 2018

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 07 » 05 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Шаданов Артём
Викторович

1. Тема бакалаврской работы: Проектирование подстанции напряжением
220кВ Тихомировка с задачами безопасности линии 220кВ Тихомировка-Сибиряков
(утверждено приказом от 12.03.18 № 375-УЧ)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к бакалаврской работе: исходные данные предприним-
ной практики

4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

1. Характеристика района проектирования; 2. Основные
технические решения; 3. Выбор оборудования; 4. Релейная
защита и автоматика; 5. Молниезащита и заземление

5. Перечень материалов приложения (наличие чертежей, схем, программных
продуктов и т.п.): схема участка сети, электрическая схема ПС
напряжением 220кВ, заземление, молниезащита, релей-
ная защита, проектная записка, приложения

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся
к ним разделов) консультант по разделу Безопасность
и экологичность, доцент, канд. тех. наук Булаков А.Б.

7. Дата выдачи задания 07.05.2018

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов Александр
Николаевич, доцент, канд. тех. наук
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 07.05.2018 Шаданов

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ К БАКАЛАВРСКОЙ РАБОТЕ

Заявленная максимальная мощность нагрузки на проектируемой подстанции - 94,31 МВА.

Категория потребителей – I

Число трансформаторов – 2

Напряжение на стороне потребителя – 10 кВ

Связь с системой:

Напряжение 220 кВ;

Число воздушных линий – 2;

Длина воздушных линий – 156 км;

Ток 3-х фазного короткого замыкания на шинах 220 кВ подстанции Сквородино – 4,448 кА;

Ток 3-х фазного короткого замыкания на шинах 220 кВ подстанции Тында – 4,574 кА.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 80 страниц, 25 рисунков, 23 таблицы, 23 источника, 1 приложение.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ПОДСТАНЦИЯ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ТРАНСФОРМАТОР, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДНИКОВ, ПЕРЕТОК МОЩНОСТИ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, АККУМУЛЯТОРНЫЕ БАТАРЕИ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА.

В данной выпускной квалификационной работе необходимо рассмотреть следующие цели:

- 1) закрепление, систематизация и расширение теоретических знаний, путем самостоятельного решения комплексных инженерных задач проектирования электрической подстанции;
- 2) обучение работе с каталогами отечественных и зарубежных производителей электрических аппаратов, их выбор;
- 3) усвоение технико-экономических преимуществ различных электрических схем соединений, при производстве электроэнергии.

Для решения вопросов проектирования необходимо использовать прикладное программное обеспечение: Mathcad 15, Rastrwin 3, Microsoft Visio.

При разработке выпускной квалификационной работы необходимо предусмотреть, чтобы выбранная схема подстанции обладала высокими технико-экономическими показателями, обеспечивала надежность транзита мощности и электроснабжения потребителей.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	8
Введение	9
1 Характеристика района проектирования	11
1.1 Климатическая характеристика района размещения объекта	11
1.2 Географическая характеристика района размещения объекта	11
2 Основные технические решения	12
2.1 Основные характеристики электрической части источников питания	12
2.2 Описание объекта строительства	14
2.3 Повода и тросы	15
2.4 Трасса ВЛ	17
2.5 Выбор главной схемы подстанции	19
2.6 Выбор силовых трансформаторов на подстанции	22
3 Расчет токов коротких замыканий	23
3.1 Пример расчета тока КЗ	23
4 Выбор оборудования	28
4.1 Выбор выключателей	28
4.2 Выбор разъединителей	30
4.3 Выбор изоляторов	32
4.4 Выбор трансформаторов тока	35
4.5 Выбор трансформаторов напряжения	39
4.6 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения	42
4.7 Выбор токопроводов	45
4.8 Выбор системы оперативного тока	46
4.9 Выбор и проверка ячеек КРУ	47
4.10 Выбор аккумуляторных батарей	48
4.11 Выбор высокочастотных заградителей	51
5 Собственные нужды подстанции	53
5.1 Состав потребителей собственных нужд	53

5.2	Выбор трансформаторов собственных нужд	53
5.3	Выбор схемы собственных нужд	54
6	Релейная защита и автоматика	55
6.1	Общие требования	55
6.2	Защита трансформаторов	56
6.3	Защита воздушных линий напряжение 110 – 500 кВ	57
6.4	Расчет параметров срабатывания междуфазной токовой отсечки	58
6.5	Дистанционная защита воздушной линии	60
6.6	Токовая направленная защита нулевой последовательности линий	61
7	Заземление и молниезащита	64
7.1	Заземляющее устройство	64
7.2	Расчет молниеотводов	65
8	Безопасность и экологичность	68
8.1	Безопасность	68
8.2	Экологичность	69
8.3	Чрезвычайные ситуации	76
8.4	Ликвидация чрезвычайных ситуаций на подстанции	77
	Заключение	81
	Библиографический список	82
	Приложение А.	85

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высшее напряжение;
- КЗ – короткое замыкание;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- НН – низшее напряжение;
- ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;
- с.н. – собственные нужды;
- ТТ – трансформатор тока;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТСН – трансформатор собственных нужд;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПС – подстанция;
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
- РУ – распределительное устройство;
- РПН – регулирование под нагрузкой;
- ДЗ – дистанционная защита.

ВВЕДЕНИЕ

Проектирование электрической части подстанции энергосистемы представляет собой процесс выработки и принятия основных решений по схемам электрических соединений, составу электрооборудования и выбору его параметров, компоновке и размещению электрооборудования на территории подстанции, связанному с производством расчетов, оптимизацией отдельных фрагментов и объекта в целом.

Целью данной выпускной квалификационной работы является систематизация и обработка собранных данных для проектирования, закрепление теоретических знаний и выработка решений для выполнения проекта электрической подстанции.

В данной работе необходимо разработать проект подстанции напряжением 220 кВ Технолизинг с заходами воздушной линии 220 кВ Тында – Сковородино.

При проектировании следует учесть, что потребитель относится к I категории, поэтому необходимо выбрать соответствующую электрическую схему подстанции, удовлетворяющую требованиям надежности электроснабжения.

Для присоединения подстанции к энергосистеме необходимо выбрать марку и сечение провода, а также соответствующие опоры линии электропередач. По заявленной мощности нагрузки выбрать число и мощность понижающих трансформаторов.

Для дальнейшего выбора оборудования выполняется расчет токов короткого замыкания, который следует выполнить в программных вычислительных комплексах.

Выбор оборудования осуществляется по каталогам отечественных и зарубежных производителей, после чего проверить его на пригодность к использованию по соответствующим показателям.

План и компоновка подстанции разрабатывается при помощи ПУЭ и каталожных данных оборудования и конструкций. Все чертежи приводятся на листах.

Для защиты оборудования от грозových и коммутационных перенапряжений необходимо рассчитать заземляющее устройство подстанции, рассчитать и выбрать необходимое количество молниеотводов.

Релейная защита и автоматика является неотъемлемой частью подстанции, поэтому следует выбрать все необходимые комплекты защит для линии, трансформатора, шин и рассчитать их уставки.

В завершении проектирования рассмотреть безопасность и экологичность на подстанции. Оценить влияние объекта на экологию. Ознакомиться с правилами охраны труда и пожарной безопасности на подстанции.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Климатическая характеристика района размещения объекта

Сковородинский район расположен на северо-западе Амурской области. На возвышенном Зейско – Амурском водоразделе высота над уровнем моря 402 м. Климат Амурской области резко континентальный с муссонными чертами. Район прохождения трассы ВЛ 220 кВ Тында – Сковородино приравнен к районам Крайнего Севера.

Согласно СП 131.13330.2012 (схематическая карта климатического районирования для строительства) территория изысканий относится к району I. Информация по метеорологическим характеристикам представлена в таблице 1. Таблица 1- Метеорологические характеристики

Характеристика	Значение
Нормативное ветровое давление на высоте 10 м над поверхностью земли W_0 , Па (скорость ветра V_0 , м/сек)	Район по ветру III 650 Па (32 м/с)
Нормативная толщина стенки гололеда b , для высоты 10 м над поверхностью земли	Район по гололёду III (20 мм)
Высшая температура воздуха T_{max} , С	+40
Низшая температура воздуха T_{min} , С	-46
Среднегодовая температура, С	-2,2
Среднегодовая продолжительность гроз, ч	40-60
Сейсмичность, б	6

1.2 Географическая характеристика района размещения объекта

Рассматриваемая к проектированию ВЛ 220 кВ находится в Амурской области. В административном отношении ВЛ находится в Сковородинском районе Амурской области вблизи города Сковородино и заходит на его территорию. На западе граничит с Читинской областью, на севере – Тындинским районом, на востоке с Магдагачинским районом, южная граница проходит по реке Амур, сопредельная сторона Китай.

- ВЛ 110 кВ Сквородино – НПС №2;
- ВЛ 110 кВ Сквородино – Березитовый.

К ОРУ 35 кВ присоединены 2 ВЛ 35 кВ:

- ВЛ 35кВ Сквородино – Невер;
- ВЛ 35кВ Сквородино –Джалинда с отпайками.

К ЗРУ 10 кВ присоединены 8 фидеров для питания электропотребителей. Так же к ЗРУ 10 кВ подключены два трансформатора собственных нужд ТСН-1 и ТСН-2 мощностью 630 кВА для питания общеподстанционных нагрузок переменного тока.

2.1.2 ПС Тында

ПС Тында расположена около г. Тында в Тынденском районе Амурской области и находится в ремонтно-эксплуатационном обслуживании филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока Амурского ПМЭС. Схема ПС представлена на рисунке 2.

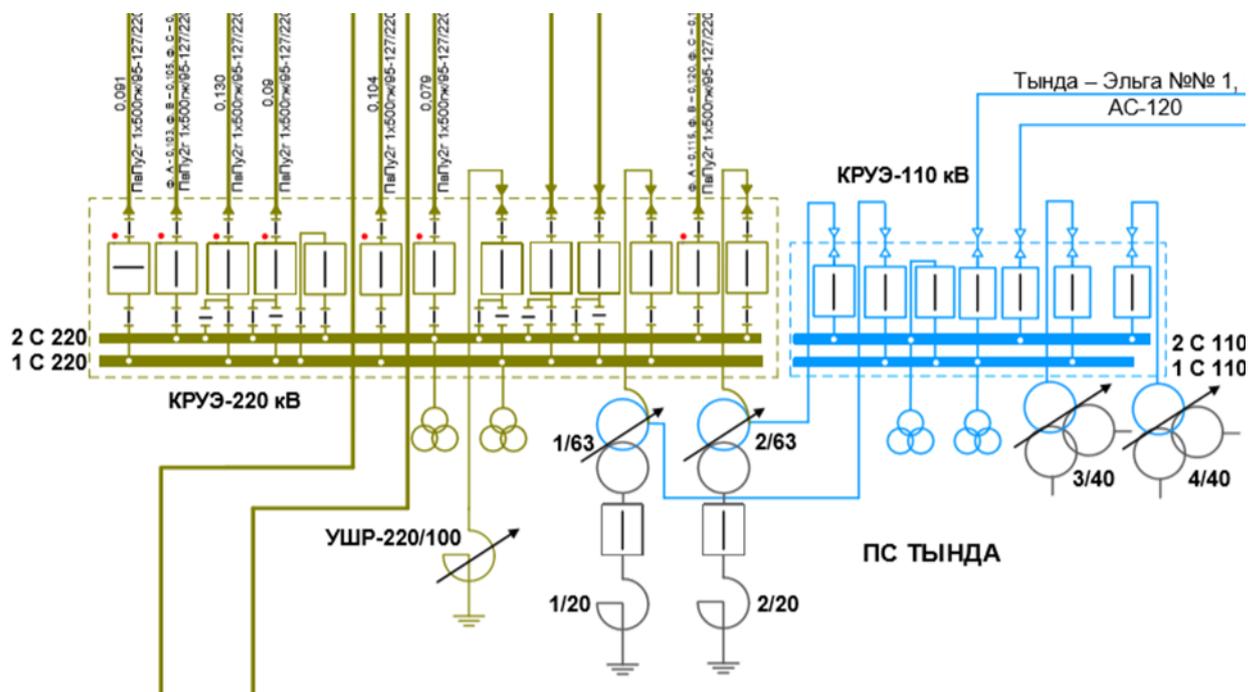


Рисунок 2 Схема ПС 220 кВ «Тында»

К КРУЭ 220 присоединены 8 КВЛ 220 кВ:

- КВЛ 220 кВ Тында НПС – 20 №1;
- КВЛ 220 кВ Тында НПС – 20 №2;
- КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында №1;

- 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;

- КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун;

- КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында №2;

- КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи.

К КРУЭ 110 кВ присоединены две КВЛ 220 кВ:

- КВЛ 110 кВ Тында – Эльга №1;

- КВЛ 110 кВ Тында – Эльга №2.

К КРУ 35 кВ присоединены восемь ВЛ 35 кВ:

- ВЛ 35 кВ Тында – Строительная №1;

- ВЛ 35 кВ Тында – Сети;

- ВЛ 35 кВ Тында – Опорная №2;

- ВЛ 35 кВ Тында – Бестужево №1;

- ВЛ 35 кВ Тында – Бестужево №2;

- ВЛ 35 кВ Тында – Опорная №1;

- ВЛ 35 кВ Тында – Строительная №2;

- ВЛ 35 кВ Тында – Аэропорт.

К КРУ 10 кВ присоединены двадцать отходящих фидеров для питания электропотребителей. Так же к КРУ 10 кВ подключены два трансформатора собственных нужд ТСН-1 и ТСН-2 мощностью 630 кВА для питания общеподстанционных нагрузок переменного тока.

2.2 Описание объекта строительства

В соответствии с заданием на проектирование предусматривается реконструкция существующих ВЛ 220 кВ Сквородино – Тында №1 и ВЛ 220 кВ Сквородино – Тында №2 путем строительства заходов на ПС 220 кВ Технолизинг с образованием ВЛ 220 кВ Сквородино – Технолизинг №1, ВЛ 220 кВ Сквородино – Технолизинг №2, ВЛ 220 кВ Технолизинг – Тында №1 и ВЛ

220 кВ Технолизинг – Тында №2. В результате реконструкции протяжённость образованных заходов составляет 4100 метров каждый.

2.3 Провода и тросы

В данном разделе необходимо выбрать марку и сечение провода проектируемого подхода ВЛ к ПС 220 кВ Технолизинг.

Выбор сечения провода на проектируемом подходе выполним по экономической плотности тока. Суммарное сечение проводов фазы определяется [3]:

$$F = \frac{I_P}{J_H} \quad (2.1)$$

где I_P - расчётный ток, А;

J_H - нормированная плотность тока, А/мм² [3].

Значение расчётного тока определяется по выражению:

$$I_P = I_5 \cdot a_i \cdot a_t \quad (2.2)$$

где I_5 - ток линии на пятый год её эксплуатации в нормальном режиме, определяемый для системообразующих линий основной сети по расчётным длительным потокам мощности. Для линий распределительной сети I_P определяется расчётом потокораспределения при прохождении максимума нагрузки энергосистемы;

a_i - коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

a_t - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки ВЛ.

Для линий 110-220 кВ значение a_i может быть принято равным 1,05, что соответствует математическому ожиданию этого коэффициента в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки.

Так как проектируемый подход не является системообразующей линией основной сети, то I_p определяется по следующему выражению:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{ц}} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3}} \quad (2.3)$$

где P_{\max} - поток максимальной активной мощности в линии;

$Q_{\text{неск}}$ - поток некомпенсированной реактивной мощности в линии;

$n_{\text{ц}}$ - количество цепей линии;

$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение участка сети.

Исходя из результатов выполненных расчётов к подвеске на проектируемой ВЛ 220 кВ рекомендован провод сечением проводящей части 300 мм².

Для захода на проектируемую ПС Технолизинг принята марка провода АС 300/39.

Подробный расчёт сечения провода приведён в приложении А, результаты расчёта представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчёта для выбора марки провода

Название ВЛ	Поток мощности в линии, МВА	Расчётный ток I_p , А	Полученное сечение, мм ²	Марка провода
Сковородино – Технолизинг	115,1 – j2,9	305,5	276,8	АС 300/39
Технолизинг – Тында	85 – j12,3	267,6	248,2	АС 300/39

Защита ВЛ 220 кВ Сковородино – Тында от прямых ударов молнии осуществляется грозозащитным тросом со встроенным оптическим кабелем марки ОКГТ на 16 оптических волокон сечением 80 мм², установленным по всей длине линии. В качестве грозотроса, устанавливаемого на подходах к ПС 220 кВ Технолизинг на расстоянии 3 км (согласно требованиям ПУЭ п.4.2.142, табл.

4.2.8), предлагается использовать два грозотроса: грозотрос со встроенным оптическим кабелем – ОКГТ (16 ОВ) и грозотрос, соответствующий требованиям СТО 56947007-29.060.50.015-2008. В качестве второго грозотроса на подходах к ПС 220 кВ Технолизинг возможно применение троса со стальными оцинкованными проволоками или троса с проволоками, плакированными алюминием. Использование троса со стальными оцинкованными проволоками на двухтросовом участке является предпочтительным по сравнению с плакированным тросом. Это обусловлено следующими качествами:

1 Прочность троса со стальными оцинкованными проволоками больше, чем прочность плакированного троса;

2 Стоимость троса со стальными оцинкованными проволоками меньше, чем стоимость плакированного троса.

2.4 Трасса ВЛ

Для проектирования принимаем один вариант прохождения трассы ВЛ с наименьшей протяженностью, так как он является экономически выгодным. Вариант расположения трассы представлен на рисунке 3.



Рисунок 3 – План заходов на ПС

2.4.1 Выбор опор

При выборе типов опор для III ($W_0=650$ Па) района по ветру и III ($b=20$ мм) района по гололеду были рассмотрены промежуточные опоры типа 2П220-1 – одноцепная стальная решетчатая опора по типовой серии 3.407.2-145.1.

Тип опор определялся с учетом марки подвешиваемых проводов, количества монтируемых цепей, напряжения ЛЭП, номенклатуры изготавливаемых опор и условий прохождения трассы.

Характеристика рассмотренных типов опор:

Промежуточная стальная решетчатая опора 2 П220-1 по типовой серии 3.407.2-145 выпуск 1, рассчитана на климатические условия IV района по ветру ($W_0=800$ Па) и III района по гололеду ($b=20$ мм), а также на подвеску провода марки АС 300/39. Характеристики опоры удовлетворяют условиям рассматриваемого климатического района и пригодны для эксплуатации с рассматриваемыми марками проводов.

В качестве анкерно-угловой принята опора типа 1У220-3 по типовой серии 3.407.2-145 выпуск 3 для всех рассматриваемых вариантов одноцепных промежуточных опор с подвеской провода марки АС 300/39. Характеристики опоры удовлетворяют условиям рассматриваемого климатического района и пригодны для эксплуатации с рассматриваемыми марками проводов.

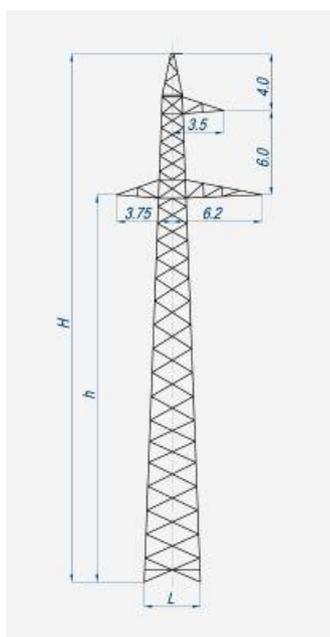


Рисунок 4 – Опора 2 П220-1

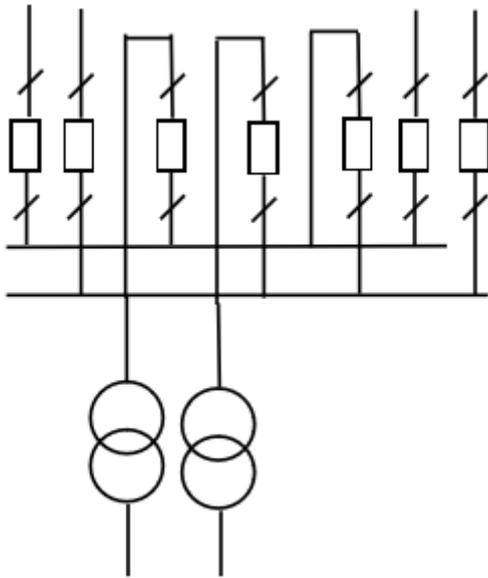
2.5 Выбор главной схемы подстанции

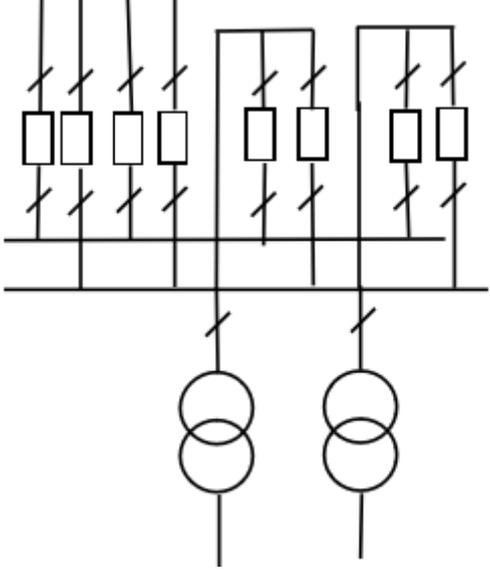
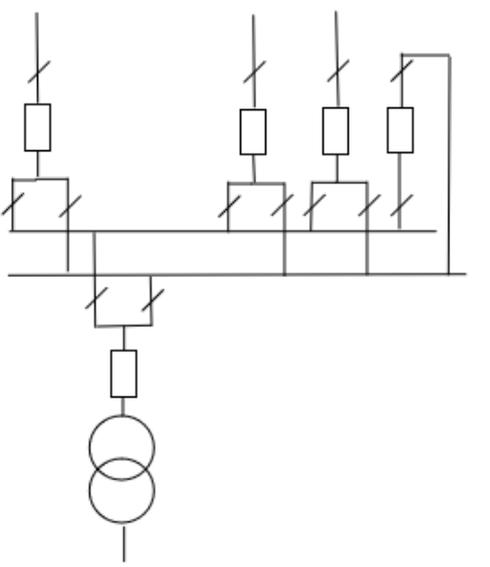
Выбор главной схемы электрических соединений подстанции следует производить с учетом следующих факторов:

- типа проектируемой подстанции;
- числа и мощности устанавливаемых силовых трансформаторов;
- категоричности потребителей электрической энергии по надежности электроснабжения;
- уровней напряжения;
- количества питающих линий и отходящих присоединений;
- значение токов короткого замыкания;
- экономичности принимаемых вариантов;
- гибкости и удобства в эксплуатации;
- безопасности в обслуживании и др.

Рассмотрим три варианта схемы проектируемой ПС. Варианты представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Типовые схемы по классам напряжения и области применения

<p>9-Одна рабочая секционированная выключателем система шин</p>	 <p>The diagram shows a main busbar system with two horizontal busbars. Above the busbars, there are seven vertical lines representing circuit breakers. Each circuit breaker is connected to both busbars. Below the busbars, there are two vertical lines representing transformers, each connected to both busbars.</p>	<p>10 – 220 кВ</p> <p>Для ПС с наличием парных ВЛ и ВЛ, резервируемых от других ПС, нерезервируемых ВЛ, но не более одной на секцию, при отсутствии требований сохранения в работе всех присоединений при выводе в ревизию секции шин.</p>
---	--	--

<p>9Н-Одна рабочая секционированная по числу трансформаторов система шин с подключением трансформаторов к секциям шин через развилку из выключателей</p>		<p>110 – 220 кВ</p>	<p>Тоже, что и для схемы 9 и при повышенных требованиях к сохранению в работе силовых трансформаторов.</p>
<p>13-Две рабочие системы шин</p>		<p>110 – 220 кВ</p>	<p>При 5 и более присоединениях, повышенных требованиях к сохранению в работе присоединений,</p>

В качестве главной схемы на стороне высокого напряжения проектируемой ПС принимаем схему 13 – Две рабочие системы шин. Так как она удовлетворяет требованиям по надежности снабжения электроэнергией потребителей и является экономически выгодной.

2.5.1 Выбор схемы на стороне 10 кВ.

Наиболее простой схемой электроустановок на стороне 6-10 кВ является схема с одной системой сборных шин с разделением сборных шин на секции, число которых обычно соответствует количеству источников питания. На

подстанциях промышленных предприятий секционный выключатель в нормальном режиме обычно отключен в целях ограничения токов КЗ [УП].

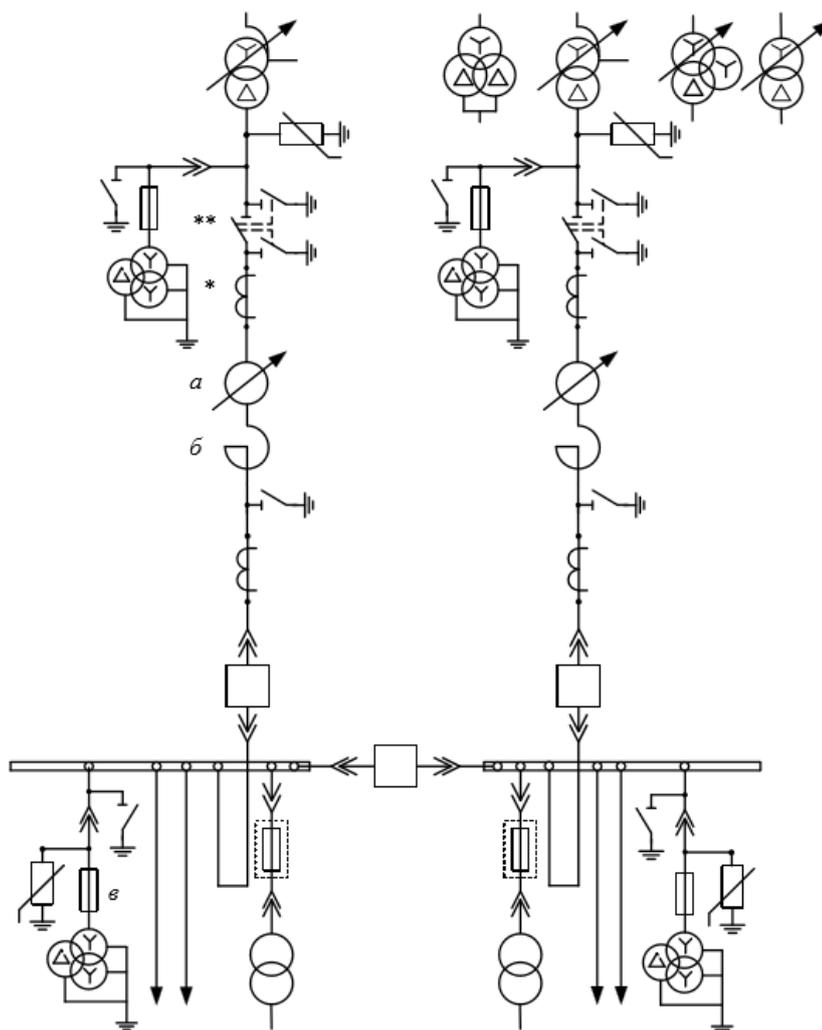


Рисунок 5 - Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин.

Схема с одной системой шин позволяет широко использовать комплектные распределительные устройства (КРУ), имеющие ячейки с выключателями, установленными на выкатных тележках, что снижает стоимость монтажа, позволяет широко применять механизацию, уменьшает время сооружения электроустановки и позволяет эффективно их эксплуатировать и ремонтировать.

Достоинствами схемы также являются простота, наглядность, экономичность, достаточно высокая надежность.

2.6 Выбор силовых трансформаторов на подстанции

Количество силовых трансформаторов, планируемых к установке на проектируемой подстанции, в первую очередь, определяется категорией потребителей по надежности электроснабжения. При наличии потребителей первой категории их количество должно быть в соответствии с рекомендациями ПУЭ не менее двух [3].

Заявленная максимальная мощность на проектируемой подстанции составляет $S_{max}=94,31$ МВА.

Определим расчетную мощность трансформатора по условию:

$$S_{Тном} \geq 0,7S_{max}$$

$$S_{Тном} \geq 0,7 \cdot 94,31 = 66,01 \text{ МВА}$$

Принимаем к установке два трансформатора ТРДЦН-80000/220-У1

Проверяем трансформатор по условию перегрузки на 40%:

$$S_{max} \leq 1,4 \cdot S_{Тном}$$

$$94,31 \leq 1,4 \cdot 80 = 112 \text{ МВА}$$

Выбранный трансформатор удовлетворяет условиям.

Характеристика трансформатора:

Т – трехфазный;

Р – расщепленная обмотка НН;

ДЦ – принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла;

Н – трансформатор с РПН;

Таблица 4 Характеристики трансформатора ТРДЦН-80000/220-У1

$S_{ном}$, МВА	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	РПН	$U_{КВН-НН}$, %	$U_{КВН-НН1(2)}$, %	$U_{КНН1-НН2}$, %
80000	230	11	в нейт-ли ВН; \pm 12%; 12 ступеней	12,5	23	28

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

3.1 Пример расчета тока КЗ

В данном разделе необходимо выполнить расчет токов КЗ на проектируемой подстанции.

Расчетными точками короткого замыкания принимаются сборные шины РУ 10 кВ и РУ 220 кВ проектируемой подстанции.

Расчет выполним в относительных единицах. Расчетный вид КЗ – трехфазное короткое замыкание, по которому далее проверим электродинамическую устойчивость выключателей, а также термическую устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов.

Схема с расставленными точками представлена на рисунке 3.

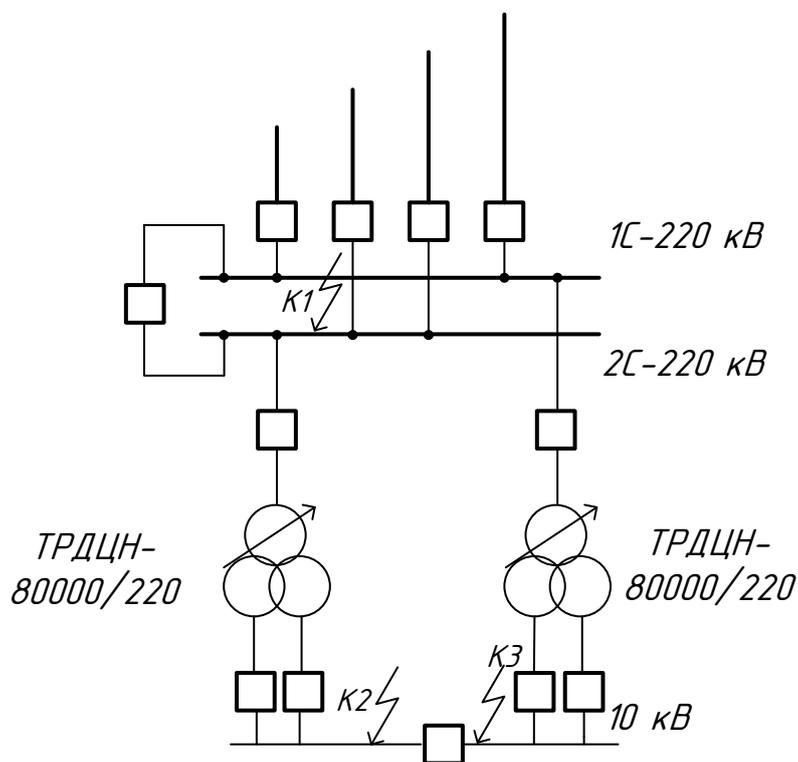


Рисунок 6 Схема ПС

Схема замещения представлена на рисунке 7.

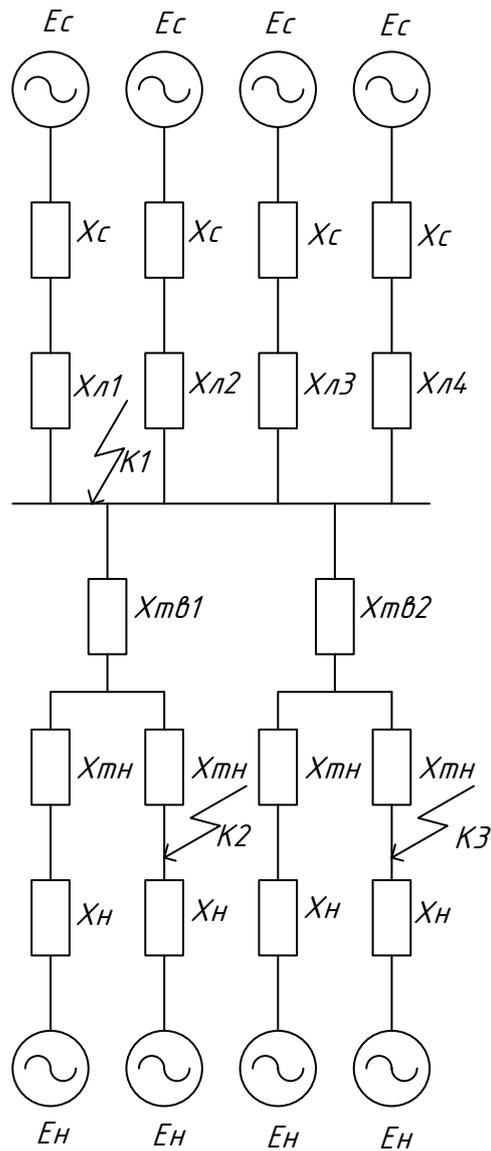


Рисунок 7 – Схема замещения

Определяем параметры элементов для данной схемы. Принимаем за базисную мощность $S_6=100$ МВА, за базисное напряжение – напряжение ступеней К.З.

Система:

За ЭДС системы принимаем значение среднего напряжения системы. $E_c=230$. Исходя из полученных данных определим сопротивление системы:

Ток трехфазного КЗ на ПС Сковородино $I_1=4.448$ кА;

Ток трехфазного КЗ на ПС Тынды $I_2=4.574$ кА.

Сопротивление системы определим по формуле:

$$X_c = \frac{U_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \times I_{\Sigma}} \quad (3.1)$$

$$X_{c1} = \frac{230}{\sqrt{3} \times 4.448} = 29.854$$

$$X_{c2} = \frac{230}{\sqrt{3} \times 4.574} = 29.032$$

Нагрузка: $E_H=0.85$; $x_H^*=0.35$; $S_H=86.32$ МВА.

$$x_H = x_H^* \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_H} \quad (3.2)$$

$$X_H = 0.35 \cdot \frac{100}{86.32} = 0.405$$

Трансформаторы:

$S_{T1}=80$ МВА; $U_{кв}=3.75\%$; $U_{кн1}=8.75\%$; $U_{кн2}=8.75\%$;

$S_{T2}=80$ МВА; $U_{кв}=3.75\%$; $U_{кн1}=8.75\%$; $U_{кн2}=8.75\%$;

Определим сопротивления обмоток трансформаторов:

$$X_m = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_m} \quad (3.3)$$

$$X_{m\bar{\sigma}} = \frac{3.75}{100} \cdot \frac{100}{80} = 0.038$$

$$X_{mн1} = \frac{8.75}{100} \cdot \frac{100}{80} = 0.088$$

$$X_{mн2} = \frac{8.75}{100} \cdot \frac{100}{80} = 0.088$$

Воздушная линия:

$x_{y\bar{\sigma}} = 0,095$ Ом/км; $U_{cp} = 230$ кВ; $l_1 = 15.36$ км; $l_2 = 153.57$ км.

$$x_l = x_{y\bar{\sigma}} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2} \quad (3.4)$$

$$X_{l1} = 0.095 \cdot 15.36 \cdot \frac{100}{230^2} = 0.002$$

$$X_{l2} = 0.095 \cdot 153.57 \cdot \frac{100}{230^2} = 0.028$$

Определим базисный ток в месте к.з. и приведем его в таблице 2.

Базисный ток определяется по следующему соотношению:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} \quad (3.5)$$

Таблица 5 – Базисные токи

Точки КЗ	К1	К2	К3
U_{cp} , кВ	230	11	11
I_{σ} , кА	0.25	5.24	5.24

Далее приведем расчет токов КЗ для точки К1:

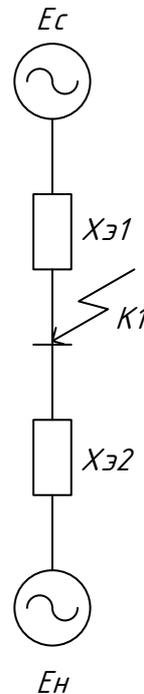


Рисунок 8 – Эквивалент схемы для точки К1

Находим составляющие тока к.з. по ветвям:

$$X_{\varepsilon 1} = 14.72; \quad X_{\varepsilon 2} = 0.142.$$

$$I_{no} = \frac{E}{X} \cdot I_{\sigma} \quad (3.6)$$

$$I_{no1} = \frac{230}{14.72} \cdot 0.25 = 3.922 \text{ кА}$$

$$I_{no2} = \frac{0,85}{0,142} \cdot 0,25 = 1.503 \text{ кА}$$

Суммарный ток:

$$\sum I_{no} = I_{no1} + I_{no2} \quad (3.7)$$

$$\sum I_{no} = 3.992 + 1.503 = 5.424 \text{ кА}$$

Определим ударный ток:

$$i_{y\partial} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{no} \quad (3.8)$$

$$K_{y\partial} = 2.221$$

$$i_{y\partial 15} = 2.221 \cdot \sqrt{2} \cdot 5.424 = 17.041 \text{ кА}$$

Максимальный рабочий ток на стороне системы:

$$I_{раб\ max} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (3.9)$$

$$I_{раб\ max\ C} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 230} = 1.004 \text{ кА}$$

$$I_{раб\ max\ H} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0.251 \text{ кА}$$

Подробный расчет остальных точек КЗ приведен в приложении А.

Результаты сведены в таблицы 3.

Таблица 6 – Токи короткого замыкания и ударные токи в точках к.з.

Точка КЗ	К1	К2	К3
I_{no} , кА	5,42	15,40	15,40
$i_{y\partial}$, кА	17,04	46,11	46,11

4 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

4.1 Выбор выключателей

Произведем типовой расчет для выбора выключателя на ОРУ.

Выбираем элегазовый баковый выключатель 220 кВ наружной установки типа 242 PMRI. Баковая конструкция, предусматривающая одно дугогасительное устройство с «автодутьевой системой» внутри каждого бака. Выключатель смонтирован на опроне раме из оцинкованной стали. Баки заземлены. Сертифицирован в соответствии со стандартом ГОСТ Р. Имеет пружинно-гидравлический привод НМВ-1.8, не требующий технического обслуживания. Общий вид выключателя представлен на рисунке 9 [7].



Рисунок 9 – Выключатель АBB типа 242 PMRI

Проверим выбранный выключатель по основным параметрам.

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (4.1)$$

- по номинальному току

$$I_{р.ном} \leq I_{ном} \quad (4.2)$$

- по отключающей способности

$$I_{откл,ном} \geq I_{ПО}^{(3)} \quad (4.3)$$

- по току включения

$$I_{вкл,ном} \geq I_{ПО}^{(3)} \quad (4.4)$$

- по динамической стойкости

$$I_{дин} \geq i_{yд} \quad (4.5)$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{\kappa} = I_{П0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (4.6)$$

$$B_{\kappa} = 5,424^2 \cdot 0,105 = 3,09 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{\kappa} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \quad (4.7)$$

$$3,09 \leq 40^2 \cdot 3 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$3,09 \leq 4800 \text{ кА}^2\text{с}$$

где B_{κ} – тепловой импульс тока КЗ по расчету;

$I_{мер}$ – среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) по каталогу;

$t_{мер}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу;

$t_{отк}$ – время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов ($t_{отк} = \tau$).

Таблица 7 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3000 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 1005 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} = 5,424 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл,ном}$
$i_{вкл} = 60 \text{ кА}$	$i_{yд} = 17,041 \text{ кА}$	$i_{yд} \leq i_{вкл}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{n,0} = 5,424 \text{ кА}$	$I_{n,0} \leq I_{дин}$
$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{yд} = 17,041 \text{ кА}$	$i_{yд} \leq i_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} = 3,09 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\kappa} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Выбранный выключатель соответствует всем требованиям, принимаем его к установке.

На РУ 10 кВ выбираем выключатель стационарного исполнения VD4 12 от АВВ. Выключатели VD4 используются в распределительных сетях для управления и защиты кабелей, воздушных линий, трансформаторных и распределительных подстанций, двигателей, трансформаторов, генераторов и конденсаторных батарей, рисунок 10. Подробный расчет параметров выполнен ПВК Mathcad 15 и приведен в приложении А, результаты сведены в таблицу 8.



Рисунок 10 – Выключатель стационарного исполнения VD4 12

Таблица 8 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 251 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{ном}$
$I_{откл, ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} = 15,4 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл, ном}$
$i_{вкл} = 60 \text{ кА}$	$i_{уд} = 46,11 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_{n,0} = 15,4 \text{ кА}$	$I_{n,0} \leq I_{дин}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 46,11 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 2976 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 23,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

4.2 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей производится:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (4.8)$$

- по току

$$I_{max} \leq I_{ном} \quad (4.9)$$

- по электродинамической стойкости

$$I_{n,0} \leq I_{np,c} \quad (4.10)$$

$$i_{y0} \leq i_{np,c} \quad (4.11)$$

где $i_{np,c}$, $I_{np,c}$ – предельный сквозной ток КЗ (амплитуда и действующее значение);

Выполняем данные расчеты для каждого из выбранных разъединителей.

На стороне напряжения 220 кВ выбираем разъединители от компании АВВ, марки SDF 245 с электродвигательным приводом рисунок 11.



Рисунок 11 – Разъединитель SDF 245

Таблица 9 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 1004 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 338,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$i_{np,c} = 100 \text{ кА}$	$i_{y0} = 17,041 \text{ кА}$	$i_{y0} \leq i_{np,c}$

На стороне 10 кВ выбираем разъединитель РЛНД 630.

Разъединители типа РЛНД предназначены для универсального использования в высоковольтных сетях и на открытых подстанциях переменного тока частотой 50 Гц, секционирования сетей и отсоединения от сети потребителей без тока нагрузки, для образования видимого промежутка в линии. Комплектно с разъединителями поставляется привод (далее именуемый приводом или ПРНЗ). Разъединители изготавливаются в виде трехполюсного или двухполюсного аппарата, каждый полюс которого имеет одну неподвижную и одну подвижную колонки, с разворотом главных ножей в горизонтальной плоскости. Для управления разъединителями служит ручной привод типа ПРНЗ-10 УХЛ1 или ПРНЗ-2-10 УХЛ1 (для разъединителя с двумя заземляющими ножами) рисунок 12 [8].

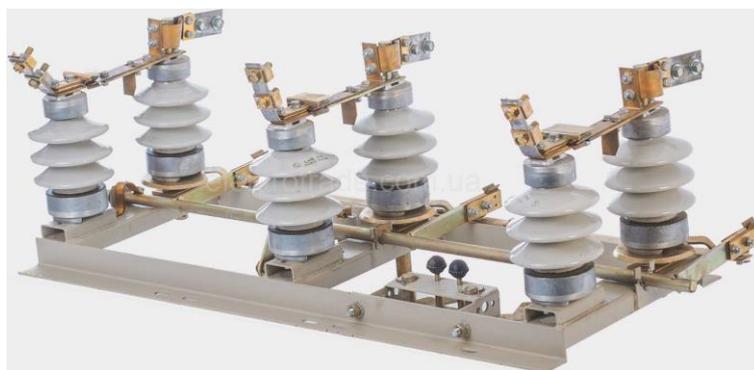


Рисунок 12 – разъединитель РЛНД 630

Таблица 10 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 251 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 23,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$i_{пр,с} = 50 \text{ кА}$	$i_{уд} = 46,11 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр,с}$

Выбранный разъединитель удовлетворяет все требованиям, принимает его к установке.

4.3 Выбор изоляторов

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, подвесных и проходных изоляторах.

Выбор опорных изоляторов производится по условиям:

- по номинальному напряжению;
- по допустимой нагрузке.

Проходные изоляторы выбираются по номинальному напряжению, по номинальному току, по допустимой нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, т.е. должно соблюдаться условие[9]:

$$F_{расч} \leq F_{доп}. \quad (4.12)$$

Производим выбор опорных изоляторов на сборные шины 220 кВ:

- по номинальному напряжению: $U_{уст} < U_{ном}$;
- по допустимой перегрузке: $F_{расч} < F_{доп}$.

Выбираем для РУ 220 кВ опорный изолятор наружной установки марки: ОСК-8-220-В-4 УХЛ1 с данными: $U = 220$ кВ; $U_{max} = 950$ кВ; $F_{min} = 8$ кН; Высота = 2300 мм.

Изолятор ОСК-8-220-В-4 УХЛ1 (опорный, стержневой, кремнийорганический), предназначен для изоляции и крепления токоведущих частей в электрических аппаратах и распределительных устройствах (РУ) электрических станций и подстанций переменного тока напряжением 220 кВ частотой 50 Гц [9].



Рисунок 13 – Изолятор ОСК-8-220-В-4 УХЛ1

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} \text{ кН} \quad (4.13)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 8 = 4,8$$

Расчётная сила:

$$F_{расч} = 1,62 \cdot \frac{i_{уд.К1}^2}{a} \cdot l \cdot k_h \cdot 10^{-7} \quad (4.14)$$

$$F_{расч} = 1,62 \cdot \frac{17,041^2}{1,5} \cdot 1,2 \cdot 1,48 \cdot 10^{-7} = 1548,136 \text{ Н}$$

где k_h – поправочный коэффициент на высоту шины.

$$k_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{340}{230} = 1,48 \quad (4.15)$$

Проверяем ОСК-8-220-В-4 УХЛ1.

Таблица 11 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} > U_{уст}$
$F_{доп} = 4,8 \text{ кН}$	$F_{расч} = 1,55 \text{ кН}$	$F_{доп} > F_{расч}$

Данный изолятор прошел проверку и годен к эксплуатации.

4.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты.

Выбор трансформаторов тока производится:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (4.16)$$

- по току

$$I_{ном} \leq I_{1ном} \quad (4.17)$$

$$I_{мах} \leq I_{1ном} \quad (4.18)$$

где $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

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

- по конструкции и классу точности;

- по электродинамической стойкости

$$i_{уд} \leq k_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном} \quad (4.19)$$

где $k_{эд}$ – кратность электродинамической стойкости по каталогу.

Электродинамическая стойкость шинных трансформаторов тока определяется устойчивостью самих шин распределительного устройства, вследствие этого такие трансформаторы по этому условию не проверяются;

- по термической стойкости

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (4.20)$$

где k_t – кратность термической стойкости по каталогу

- по максимальной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2ном} \quad (4.21)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора;

$Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Класс точности трансформаторов тока при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть 0,5.

Прежде чем выбрать трансформатор тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь. Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_{2доп} \approx r_{2доп}$.

$$r_{2доп} = r_{приб} + r_{пров} + r_{конт} \quad (4.22)$$

где $r_{приб}$ – сопротивление приборов;

$r_{пров}$ – сопротивление соединительных проводов;

$r_{конт}$ – сопротивление контактов.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов.

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2} \quad (4.23)$$

где $S_{приб}$ – мощность, потребляемая приборами;

$I_{2ном}$ – вторичный номинальный ток прибора.

Произведем выбор трансформатора тока на стороне 220 кВ предназначенного для подключения измерительных приборов к линии системы.

Для измерений устанавливаем цифровой мультиметр щитового исполнения марки DMTME-96.

Измерительные приборы DMTME также объединяют (в одном приборе) функции вольтметра, амперметра, измерителя коэффициента мощности, ваттметра, варметра, частотомера, счётчика активной и реактивной мощности, позволяя экономить значительные финансовые средства благодаря уменьшению требующегося для установки пространства, а также времени, необходимого для выполнения кабельной разводки.

Потребляемая мощность прибора:

$$S_{\text{приб}} \leq 6 \text{ ВА}$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{6}{25} = 0.24 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (4.24)$$

где $r_{\text{к}}$ – сопротивление контактов ($r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$)

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2 \cdot \sqrt{3}} \quad (4.25)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{30}{5^2 \cdot \sqrt{3}} = 0.7 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{пр}} = 0.7 - 0.24 - 0.1 = 0.45 \text{ Ом}$$

Определим сечение проводов по формуле:

$$S = \rho \cdot \frac{L}{r_{\text{пр}}} \quad (4.26)$$

где L – длина соединительных проводов определяемая по таблице 10 ($L = 150 \text{ м}$);

ρ – удельное сопротивление провода (для меди $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$)

Таблица 12 – Длина соединительных проводов

Ветвь	Длина, м
Все цепи ГРУ 6-10 кВ, кроме линий к потребителям	40-60
Цепи генераторного напряжения блочных электростанций	20-40
220 кВ	100-150
330 кВ	150-175

$$S = \frac{150 \cdot 0.0175}{0.45} = 5.83 \text{ мм}^2$$

Выбираю кабель марки КРВГ сечением 6 мм².

Сопротивление проводов будет иметь следующее значение:

$$r_{np} = \frac{L \cdot \rho}{S} \tag{4.27}$$

$$r_{np} = \frac{150 \cdot 0.0175}{6} = 0.438 \text{ Ом};$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$r_{нагр} = Z_{нагр} = 0.438 + 0.1 + 0.24 = 0,778 \text{ Ом}$$

Выбираем трансформатор тока типа ТГ 245.



Рисунок 14 – трансформатор тока ТГ 245

Таблица 13 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 245 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_n = 4000 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 1004 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{1ном}$
Класс точности – 0,5		
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{yd} = 17,041 \text{ кА}$	$i_{yd} \leq i_{дин}$
$Z_n = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,76 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 338,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Из расчетных данных видно, что выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

На стороне 10 кВ выбираем трансформатор тока ТОЛ-НТЗ-10-01.

Подробный расчет выбора приведен в приложении А.



Рисунок 15 – Трансформатор тока ТОЛ-НТЗ-10-01

Таблица 14 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_n = 1500 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 251 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{1ном}$
Класс точности – 0,5		
$I_{дин} = 60 \text{ кА}$	$i_{уд} = 46,11 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$Z_n = 1,0 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,48 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$I_T^2 \cdot t_T = 2800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 338,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

4.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (4.28)$$

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

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА.

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания вольтметровых обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие классу точности, необходимо определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2\text{расч.}}$.

Должно при этом соблюдаться условие

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{доп}} \quad (4.29)$$

Мощность измерительных приборов и системы учета равна мощности цифрового мультиметра щитового исполнения марки DMTME-96. Тогда вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_{2\Sigma} = 6 \text{ ВА}$$

Для измерений и учета на стороне 220 кВ устанавливаем мультиметр щитового исполнения марки DMTME-96 и трансформатор напряжения СВВ 245.



Рисунок 16 – трансформатор напряжения СВВ 245

Таблица 15 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 245 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 120 \text{ ВА}$ (для класса точности 0,2)	$S_{2\Sigma} = 6 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

На стороне 10 кВ выбираем трансформатор напряжения НАМИ-10.

Трансформаторы напряжения антирезонансные НАМИ-10 являются масштабным преобразователем. Предназначены для выработки сигнала измерительной информации для электрических измерительных приборов и цепей учета, защиты и сигнализации в сетях переменного тока частоты 50 и 60 Гц с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью.



Рисунок 17 – трансформатор напряжения НАМИ-10

Мощность измерительных приборов и системы учета равна мощности цифрового мультиметра щитового исполнения марки DMTME-96. Тогда вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_{2\Sigma} = 6 \text{ ВА}$$

Таблица 16 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 75 \text{ ВА}$ (для класса точности 0,2)	$S_{2\Sigma} = 6 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

4.6 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения

Нелинейные ограничители напряжения (ОПН) предназначены для защиты изоляции электрооборудования подстанций и электрических сетей от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения производим в зависимости от номинального напряжения в месте установки, т.к. уточненных параметров их выбора нет.

При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, которая предварительно определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n \quad (4.30)$$

где U – величина неограниченных перенапряжения;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе, $U_{ост} = 331 \text{ кВ}$;

Z – волновое сопротивление линии, $Z = 430 \text{ Ом}$;

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов, $n = 2$.

Значение U можно рассчитать по формуле:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0} \quad (4.31)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

k – коэффициент полярности, $k = 0,2 \cdot 10^{-3}$;

l – длина защищенного подхода, км

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 3 \cdot 900} = 584,416 \text{ кВ}$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c} \quad (4.32)$$

где β – коэффициент затухания волны;

c – скорость распространения волны.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 2,7} = 1,221 \text{ мкс}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(584,416 - 331)}{430} \cdot 331 \cdot 2 \cdot 1,221 \cdot 2 = 952,73 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}} \tag{4.33}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{952,73}{220} = 4,33 \text{ кДж/кВ}$$

На стороне высокого напряжения блочного трансформатора и резервного трансформатора собственных нужд выбираем ОПН марки ОПНН-220 УХЛ1 с удельной энергоемкостью 4,4 кДж/кВ с параметрами в таблице 16, внешний вид на рисунке 18.

Таблица 17– Характеристики ОПНН-220 УХЛ1

Напряжение сети	220 кВ
Наибольшее допустимое напряжение	120 кВ
Номинальный разрядный ток	10 кА
Максимальная амплитуда импульсного тока	100 кА
Пропускная способность (не менее)	850 А

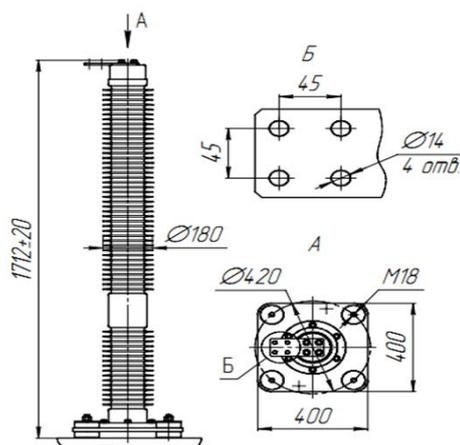


Рисунок 18 – ОПН-220 УХЛ1

На стороне 10 кВ выбираем Ограничитель перенапряжений ОПН-10 УХЛ1.

Ограничители перенапряжения ОПН в фарфоровых покрывках на основе оксидноцинковых варисторов без искровых промежутков предназначены для защиты электрооборудования сетей класса напряжения 10 кВ переменного тока частоты 50 Гц от атмосферных и коммутационных перенапряжений.



Рисунок 19 – ОПН-10 УХЛ1

Таблица 18 – Характеристики ОПН-10 УХЛ1

Напряжение сети	10 кВ
Наибольшее допустимое напряжение	11 кВ
Номинальный разрядный ток	10 кА
Максимальная амплитуда импульсного тока	300 кА
Пропускная способность (не менее)	400 А

4.7 Выбор токопроводов

4.7.1 Выбор сборных шин 220 кВ.

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС.

Учитывая максимальный рабочий ток, принимаем три провода АС-240/39 с длительно допустимым током 610 А.

$$I_{\text{доп}} = 1830 \geq I_{\text{max}} = 1004$$

Согласно ПУЭ выбранный провод соответствует минимальному сечению и диаметру по условиям короны.

Токоведущие части от выводов трансформатора напряжением 220 кВ до сборных шин распределительного устройства выполняем гибкими проводами.

Сечение выбираем по экономической плотности тока $J_э = 1 \text{ А/мм}^2$:

$$q_э = \frac{I_{p.\text{max}}}{J_э} \tag{4.34}$$

$$q_э = \frac{1050}{1} = 1050$$

Принимаем два провода в фазе АС-300/48, допустимый ток $2 \cdot 690 = 1380 \text{ А}$.

Проверяем провода по допустимому току:

$$I_{\text{max}} = 1004 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 1380 \text{ А}.$$

Согласно ПУЭ выбранный провод соответствует минимальному сечению и диаметру по условиям короны.

В качестве шинного портала используем ПС-220Ш1 высотой до траверсы 11 метров.

Ячейковый портал принимаем ПС-220Я1 с высотой до траверсы 17 метров.

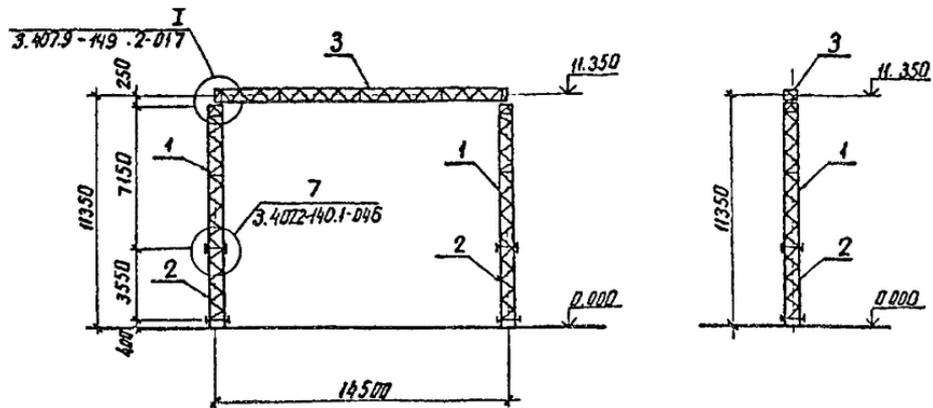


Рисунок 20 – Шинный портал ПС-220Ш1

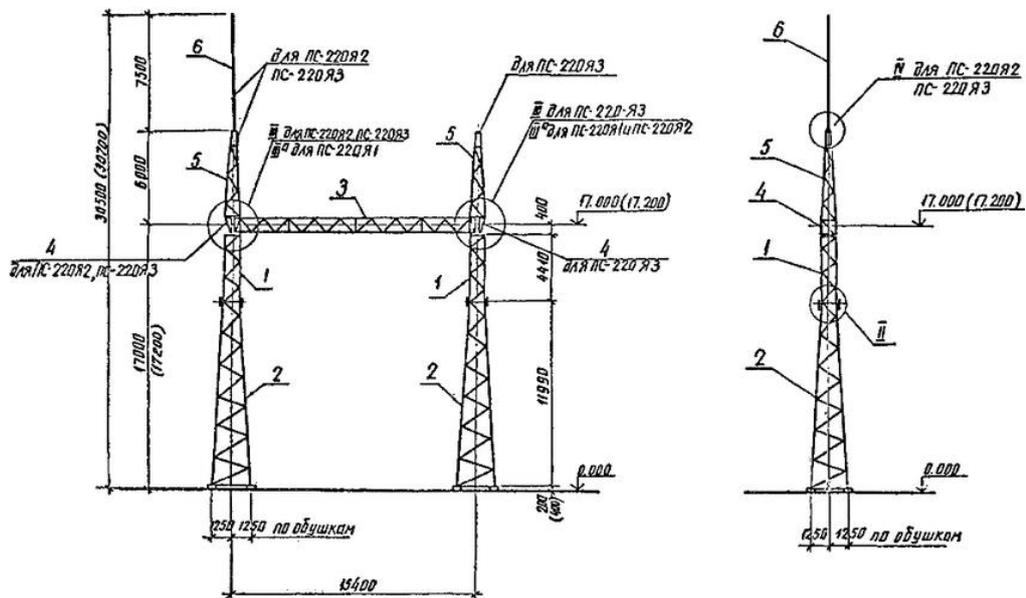


Рисунок 21 – Ячейковый портал ПС-220Я1

4.8 Выбор системы оперативного тока

К системам оперативного тока предъявляют требования высокой надежности при коротких замыканиях и других ненормальных режимов в цепях главного тока.

На РУ применяются следующие системы оперативного тока:

- 1) постоянный оперативный ток – система питания оперативных цепей, при которой в качестве источника питания применяется аккумуляторная батарея;
- 2) переменный оперативный ток – система питания оперативных цепей, при которой в качестве основных источников питания используются

измерительные трансформаторы тока защищаемых присоединений, измерительные трансформаторы напряжения, трансформаторы собственных нужд. В качестве дополнительных источников питания импульсного действия используются предварительно заряженные конденсаторы;

3) выпрямленный оперативный ток – система питания оперативных цепей переменным током, в которой переменный ток преобразуется в постоянный (выпрямленный) с помощью блоков питания и выпрямительных силовых устройств. В качестве дополнительных источников питания импульсного действия могут использоваться предварительно заряженные конденсаторы;

4) смешанная система оперативного тока – система питания оперативных цепей, при которой используются разные системы оперативного тока (постоянный и выпрямленный, переменный и выпрямленный).

Выбираем систему оперативного постоянного тока (СОПТ) обеспечивает питание терминалов релейной защиты, противоаварийной автоматики, АСУТП и цепей управления коммутационными аппаратами, автоматики и сигнализации в нормальных режимах, в течении одного часа для ПС с оперативным персоналом и в течении двух часов для необслуживаемых ПС, при полном обесточивании собственных нужд переменного тока подстанции.

4.9 Выбор и проверка ячеек КРУ

Выбираем КРУ К-59.

Таблица 19 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 45,88 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{ном}$
$I_{откл. ном} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{ПД} = 11,48 \text{ кА}$	$I_{п, \tau} \leq I_{откл. ном}$
$i_{дин} = 81 \text{ кА}$	$i_{уд} = 28,41 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 2976 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 593,06 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

4.10 Выбор аккумуляторных батарей

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, а также для аварийного освещения станции используются установки постоянного тока с аккумуляторными батареями. В ряде случаев в качестве оперативного тока используется переменный ток или выпрямленный специальными тиристорами (вентильными) преобразователями постоянный ток. Использование переменного или выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих мощных аккумуляторных батарей, существенно упростить оперативные цепи.

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам.

Принимаем к установке АКБ GroE.

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{U_{Ш}}{U_{ПА}} \quad (4.35)$$

$$n_{0220} = \frac{232}{2,23} = 104 \text{ элемента}$$

где n_0 – число основных элементов в батарее;

$U_{Ш}$ – напряжение на шинах;

$U_{ПА}$ – напряжение на элементе в режиме подзарядки (2,23 В).

Расчет емкости АБ.

В соответствии с графиком тока нагрузки аварийного режима определена толчковая нагрузка в конце аварийного режима током 750 А.

Эквивалентное время аварийного режима:

$$t_1 = \frac{I_{уем1} \cdot t_{ав}}{I_{кон1}} \quad (4.36)$$

где $I_{уст1}$ – приведенный установившийся ток аварийного режима с учетом коэффициентов старения батареи и температурного коэффициента;

$t_{ав}$ – время аварийного режима (120 мин);

$I_{кон1}$ – толчковый ток в конце аварийного режима, 750 А.

$$I_{уст1} = \frac{I_{уст}}{0,8 \cdot T_k} \quad (4.37)$$

где $I_{уст}$ – установившийся ток в аварийном режиме;

T_k – температурный коэффициент емкости, для +20 °С ≈ 1 ;

0,8 – коэффициент емкости батареи в конце срока службы (80% от номинальной).

$$I_{уст1} = \frac{30}{0,8 \cdot 1} = 37,5$$

$$t_1 = \frac{37,5 \cdot 120}{750} = 6$$

По разрядной таблице, представленной на рисунке 22, определяем емкость аккумуляторной батареи.

1.80 V/C : Discharge in A at 20°C											
Type	Part number	1min	5min	10min	15min	20min	30min	1 h	3 h	5 h	10 h
3 GroE 75	NV/GRC20075WC0FA	135,6	129,0	108,0	94,8	84,0	70,2	48,0	22,5	15,3	7,5
4 GroE 100	NV/GRC20100WC0FA	180,8	172,0	144,0	126,4	112,0	93,6	64,0	30,0	20,4	10,0
5 GroE 125	NV/GRC20125WC0FA	226,0	215,0	180,0	158,0	140,0	117,0	80,0	37,5	25,5	12,5
6 GroE 150	NV/GRC20150WC0FA	271,2	256,0	216,0	189,6	168,0	140,4	96,0	45,0	30,6	15,0
7 GroE 175	NV/GRC20175WC0FA	316,4	301,0	252,0	221,2	196,0	163,8	112,0	52,5	35,7	17,5
8 GroE 200	NV/GRC20200WC0FA	361,6	344,0	288,0	252,8	224,0	187,2	128,0	60,0	40,8	20,0
9 GroE 225	NV/GRC20225WC0FA	406,8	387,0	324,0	284,4	252,0	210,6	144,0	67,5	45,9	22,5
10 GroE 250	NV/GRC20250WC0FA	452,0	430,0	360,0	316,0	280,0	234,0	160,0	75,0	51,0	25,0
11 GroE 275	NV/GRC20275WC0FA	497,2	473,0	396,0	347,6	308,0	257,4	176,0	82,5	56,1	27,5
12 GroE 300	NV/GRC20300WC0FA	542,4	516,0	432,0	379,2	336,0	280,8	192,0	90,0	61,2	30,0
13 GroE 325	NV/GRC20325WC0FA	587,6	559,0	468,0	410,8	364,0	304,2	208,0	97,5	66,3	32,5
14 GroE 350	NV/GRC20350WC0FA	632,8	602,0	504,0	442,4	392,0	327,6	224,0	105,0	71,4	35,0
15 GroE 375	NV/GRC20375WC0FA	678,0	645,0	540,0	474,0	420,0	351,0	240,0	112,5	76,5	37,5
16 GroE 400	NV/GRC20400WC0FA	723,2	688,0	576,0	505,6	448,0	374,4	256,0	120,0	81,6	40,0
17 GroE 425	NV/GRC20425WC0FA	768,4	731,0	612,0	537,2	476,0	397,8	272,0	127,5	86,7	42,5
18 GroE 450	NV/GRC20450WC0FA	813,6	774,0	648,0	568,8	504,0	421,2	288,0	135,0	91,8	45,0
5 GroE 500	NV/GRC20500WC0FA	570,0	570,0	555,0	500,0	457,5	390,0	280,0	137,5	92,5	53,5
6 GroE 600	NV/GRC20600WC0FA	684,0	684,0	666,0	600,0	549,0	468,0	336,0	165,0	111,0	64,2
7 GroE 700	NV/GRC20700WC0FA	798,0	798,0	777,0	700,0	640,5	546,0	392,0	192,5	129,5	74,9
8 GroE 800	NV/GRC20800WC0FA	912,0	912,0	888,0	800,0	732,0	624,0	448,0	220,0	148,0	85,6
9 GroE 900	NV/GRC20900WC0FA	1026,0	1026,0	999,0	900,0	823,5	702,0	504,0	247,5	166,5	96,3
10 GroE 1000	NV/GRC21000WC0FA	1140,0	1140,0	1110,0	1000,0	915,0	780,0	560,0	275,0	185,0	107,0
11 GroE 1100	NV/GRC21100WC0FA	1254,0	1254,0	1221,0	1100,0	1006,5	858,0	616,0	302,5	203,5	117,7
12 GroE 1200	NV/GRC21200WC0FA	1368,0	1368,0	1332,0	1200,0	1098,0	936,0	672,0	330,0	222,0	128,4
13 GroE 1300	NV/GRC21300WC0FA	1482,0	1482,0	1443,0	1300,0	1189,5	1014,0	728,0	357,5	240,5	139,1
14 GroE 1400	NV/GRC21400WC0FA	1596,0	1596,0	1554,0	1400,0	1281,0	1092,0	784,0	385,0	259,0	149,8
15 GroE 1500	NV/GRC21500WC0FA	1710,0	1710,0	1665,0	1500,0	1372,5	1170,0	840,0	412,5	277,5	160,5
16 GroE 1600	NV/GRC21600WC0FA	1824,0	1824,0	1776,0	1600,0	1464,0	1248,0	896,0	440,0	296,0	171,2
17 GroE 1700	NV/GRC21700WC0FA	1938,0	1938,0	1887,0	1700,0	1555,5	1326,0	952,0	467,5	314,5	181,9
18 GroE 1800	NV/GRC21800WC0FA	2052,0	2052,0	1998,0	1800,0	1647,0	1404,0	1008,0	495,0	333,0	192,6
19 GroE 1900	NV/GRC21900WC0FA	2166,0	2166,0	2109,0	1900,0	1738,5	1482,0	1064,0	522,5	351,5	203,3
20 GroE 2000	NV/GRC22000WC0FA	2280,0	2280,0	2220,0	2000,0	1830,0	1560,0	1120,0	550,0	370,0	214,0
21 GroE 2100	NV/GRC22100WC0FA	2394,0	2394,0	2331,0	2100,0	1921,5	1638,0	1176,0	577,5	388,5	224,7
22 GroE 2200	NV/GRC22200WC0FA	2508,0	2508,0	2442,0	2200,0	2013,0	1716,0	1232,0	605,0	407,0	235,4
23 GroE 2300	NV/GRC22300WC0FA	2622,0	2622,0	2553,0	2300,0	2104,5	1794,0	1288,0	632,5	425,5	246,1
24 GroE 2400	NV/GRC22400WC0FA	2736,0	2736,0	2664,0	2400,0	2196,0	1872,0	1344,0	660,0	444,0	256,8
25 GroE 2500	NV/GRC22500WC0FA	2850,0	2850,0	2775,0	2500,0	2287,5	1950,0	1400,0	687,5	462,5	267,5
26 GroE 2600	NV/GRC22600WC0FA	2964,0	2964,0	2886,0	2600,0	2279,0	2028,0	1456,0	715,0	481,0	278,2

Рисунок 22 – Характеристики АКБ GroE

Данным требованиям удовлетворяет АКБ 7GroE емкостью 749 Ач разрядившись, обеспечивает толчковый ток 750 А за 6 мин.

Для заряда АБ применяются ЗВУ, обеспечивающие ток заряда. Номинальный ток:

$$I_{ЗВУ} = \frac{I_{аб} + I_{наг}}{2} \quad (4.38)$$

где $I_{ЗВУ}$ – расчетный ток;

$I_{АБ}$ – максимальный ток заряда АБ;

$I_{НАГ}$ – установившийся ток, потребляемый в нормальном режиме (15 А).

Максимальный ток заряда АБ в соответствии с рекомендациями производителя не должен превышать $0,1 \cdot C_{10}$ (C_{10} – это емкость АБ при 10 часовом разряде до 1,8 В/эл. и температуре +20°С).

$$I_{3BV} = \frac{0,1 \cdot 749 + 15}{2} = 44,95$$

Данным техническим характеристикам удовлетворяет устройство ВТЗП 60/220- 20/42-УХЛ4.



Рисунок 23 – зарядное устройство ВТЗП 60/220- 20/42-УХЛ4.

4.11 Выбор высокочастотных заградителей

Высокочастотный заградитель — электротехническое устройство, устанавливаемое в разрыв фазного провода линии электропередачи и обладающее высоким сопротивлением на частоте работы канала ВЧ-связи и низким сопротивлением на промышленной частоте.

ВЧ – заградитель представляет собой высокочастотный фильтр, ослабляющий шунтирующее действия шин подстанций и отпаек линии электропередачи на линейный тракт канала ВЧ-связи.

Высокочастотные заградители предназначены для:

- предотвращения потерь ВЧ сигнала на шинах подстанций и на соседних линиях;

- блокирования ВЧ сигналов от других источников, работающих на соседних линиях с близкими частотами;

- поддержания определенного значения высокочастотных параметров линии электропередачи независимо от схемы распределительного устройства.

Высокочастотные заградители используются для создания высокочастотных каналов связи по высоковольтным линиям электропередач для обеспечения передачи сигналов противоаварийной автоматики, релейной защиты, телефонной связи, телемеханики.

Выбираем высокочастотный заградитель ВЗ-1250-0,5У1.

Таблица 20 – Условия выбора ВЗ-1250-0,5У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 1004 \text{ А}$	$I_{ном} > I_{раб.маx}$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{пт} = 5,42 \text{ кА}$	$I_{откл} > I_{пт}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 17,04 \text{ кА}$	$i_{дин} > i_{уд}$



Рисунок 24 – высокочастотный заградитель ВЗ-1250-0,5У1

5 СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПОДСТАНЦИИ

5.1 Состав потребителей собственных нужд

Собственные нужды – важный элемент подстанций. Повреждение системы собственных нужд может привести к нарушению работы основного оборудования и возникновению аварий.

Состав потребителей собственных нужд подстанции зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования.

Таблица 21 – Состав потребителей собственных нужд

Наименование приемников	Мощность, кВт	Всего, кВт	P, кВт	Q, кВАр
Эл. подогрев и сушка тр-ра	2x25	50	5	0
Маслоочистительная установка	1	45	22,5	13,95
Насосы	5x2,8	14	12,6	7,81
Зарядное устройство ВТЗП 60/220	2x23	46	5,52	0
Охлаждение тр-ров	2x36	72	72	44,64
Подогрев КРУ-10	1	20	20	0
Освещение	2	2	2	0
Отопление	18	18	9	0
Итого			148,62	66,4

5.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

Как правило суммарная мощность потребителей С.Н. мала, поэтому они подключаются к понижающим трансформаторам с низкой стороны 380/220 В. На двухтрансформаторных подстанциях 220 кВ устанавливают 2 рабочих ТСН, номинальная мощность которых выбирается исходя из нагрузки, с учетом допустимых перегрузок.

Определим расчетную мощность ТСН:

$$S_{расч} = k_c \sqrt{P_{CH} + Q_{CH}} \quad (5.1)$$

$k_c = 0.8$ – коэффициент спроса;

$$S_{расч} = k_c \sqrt{148,62^2 + 66,4^2} = 130,77 \text{ (кВА)}$$

При двух трансформаторах собственных нужд на подстанции с постоянным дежурством:

$$S_{ТСН} \geq \frac{S_{расч}}{1,4}; \quad (5.2)$$

$$S_{ТСН} \geq \frac{130,77}{1,4} = 93,4 \text{ (кВА)}$$

Принимаем трансформатор ТСЗ-100/10/0,4.

Характеристики представлены в таблице 24.

Таблица 22 – Характеристики ТСЗ-100/10/0,4

S, кВА	U _{ВН} , кВ	U _{НН} , кВ	U _к , %
100	10	0.4	5.5

5.2 Выбор схемы собственных нужд

При выборе схем электрических соединений собственных нужд подстанций предусматриваются меры, повышающие их надежность:

- секционирование шин собственных нужд секционными выключателями;
- монтаж не менее 2-х трансформаторов СН.

В качестве схемы собственных нужд принимаем две секции шин секционированные автоматическим выключателем, рисунок 24.

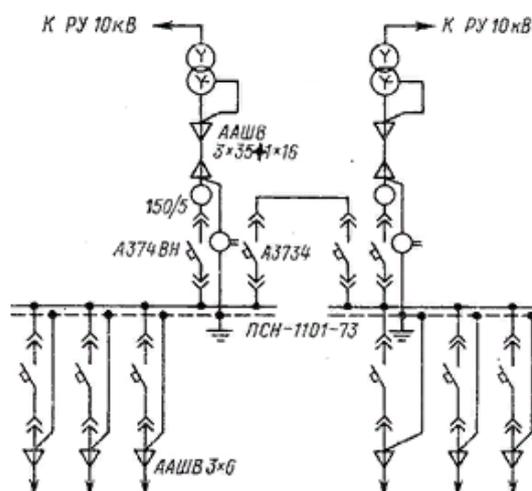


Рисунок 25 – Схема собственных нужд 0,4 кВ

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

6.1 Общие требования

Электроустановки должны быть оборудованы устройствами релейной защиты, предназначенными для:

- автоматического отключения поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы (электроустановки) с помощью выключателей; если повреждение (например, замыкание на землю в сетях с изолированной нейтралью) непосредственно не нарушает работу электрической системы, допускается действие релейной защиты только на сигнал.

- реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической системы (например, перегрузку, повышение напряжения в обмотке статора гидрогенератора); в зависимости от режима работы и условий эксплуатации электроустановки релейная защита должна быть выполнена с действием на сигнал или на отключение тех элементов, оставление которых в работе может привести к возникновению повреждения [ПУЭ].

Устройства релейной защиты должны обеспечивать наименьшее возможное время отключения КЗ в целях сохранения бесперебойной работы неповрежденной части системы (устойчивая работа электрической системы и электроустановок потребителей, обеспечение возможности восстановления нормальной работы путем успешного действия АПВ и АВР, самозапуска электродвигателей, втягивания в синхронизм и пр.) и ограничения области и степени повреждения элемента.

Релейная защита, действующая на отключение, как правило, должна обеспечивать селективность действия, с тем, чтобы при повреждении какого-либо элемента электроустановки отключался только этот поврежденный элемент.

Допускается неселективное действие защиты (исправляемое последующим действием АПВ или АВР):

- для обеспечения, если это необходимо, ускорения отключения КЗ;

- при использовании упрощенных главных электрических схем с отделителями в цепях линий или трансформаторов, отключающими поврежденный элемент в бестоковую паузу.

Надежность функционирования релейной защиты (срабатывание при появлении условий на срабатывание и несрабатывание при их отсутствии) должна быть обеспечена применением устройств, которые по своим параметрам и исполнению соответствуют назначению, а также надлежащим обслуживанием этих устройств.

При необходимости следует использовать специальные меры повышения надежности функционирования, в частности схемное резервирование, непрерывный или периодический контроль состояния и др. Должна также учитываться вероятность ошибочных действий обслуживающего персонала при выполнении необходимых операций с релейной защитой [ПУЭ].

6.2 Защита трансформаторов

Для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- 1) многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- 2) однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- 3) витковых замыканий в обмотках;
- 4) токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- 5) токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- 6) понижения уровня масла;
- 7) частичного пробоя изоляции вводов 500 кВ;
- 8) однофазных замыканий на землю в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью, если трансформатор питает сеть, в которой отключение однофазных замыканий на землю необходимо по требованиям безопасности.

Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Защита от повреждений внутри кожуха трансформатора, сопровождающихся выделением газа, может быть выполнена также с использованием реле давления.

Защита от понижения уровня масла может быть выполнена также в виде отдельного реле уровня в расширителе трансформатора.

Для защиты контакторного устройства РПН с разрывом дуги в масле следует предусматривать отдельное газовое реле и реле давления.

Для защиты избирателей РПН, размещаемых в отдельном баке, следует предусматривать отдельное газовое реле.

Должна быть предусмотрена возможность перевода действия отключающего элемента газовой защиты на сигнал и выполнения раздельной сигнализации от сигнального и отключающих элементов газового реле (различающейся характером сигнала).

Для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений должны быть предусмотрены:

1. Продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени на трансформаторах мощностью 6,3 МВ·А и более, на шунтирующих реакторах 500 кВ, а также на трансформаторах мощностью 4 МВ·А при параллельной работе последних с целью селективного отключения поврежденного трансформатора.

2. Токовая отсечка без выдержки времени, устанавливаемая со стороны питания и охватывающая часть обмотки трансформатора, если не предусматривается дифференциальная защита.

Указанные защиты должны действовать на отключение всех выключателей трансформатора [ПУЭ].

6.3 Защита воздушных линий напряжение 110-500 кВ

Для линий в сетях 110-500 кВ с эффективно заземленной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю.

Защиты должны быть оборудованы устройствами, блокирующими их действие при качаниях, если в сети возможны качания или асинхронный ход, при которых вероятны излишние срабатывания защиты. Допускается выполнение защиты без блокирующих устройств, если она отстроена от качаний по времени (около 1,5-2 с).

Для линий напряжением 110-220 кВ вопрос о типе основной защиты, в том числе о необходимости применения защиты, действующей без замедления при КЗ в любой точке защищаемого участка, должен решаться в первую очередь с учетом требования сохранения устойчивости работы энергосистемы. При этом, если по расчетам устойчивости работы энергосистемы не предъявляются другие, более жесткие требования, может быть принято, что указанное требование, как правило, удовлетворяется, когда трехфазные КЗ, при которых остаточное напряжение на шинах электростанций и подстанций ниже $0,6-0,7 U_{ном}$, отключаются без выдержки времени. Меньшее значение остаточного напряжения ($0,6 U_{ном}$) может быть допущено для линий 110 кВ, менее ответственных линий 220 кВ (в сильно разветвленных сетях, где питание потребителей надежно обеспечивается с нескольких сторон), а также для более ответственных линий 220 кВ в случаях, когда рассматриваемое КЗ не приводит к значительному сбросу нагрузки [ПУЭ].

6.4 Расчет параметров срабатывания междуфазной токовой отсечки ВЛ 220 кВ Сквородино – Технолизинг со стороны ПС 220 кВ Технолизинг

Ток срабатывания междуфазной токовой отсечки (МТО), постоянно введенной в работу, выбирается по условию отстройки от междуфазных КЗ на шинах противоположной подстанции:

$$I_{CP} = k_3 \cdot I_{K3max} \quad (6.1)$$

где k_3 – коэффициент запаса, $k_3=1,3$; I_{K3max} – максимальный ток протекающий через защиту при КЗ на шинах противоположной подстанции.

Для оценки эффективности МТО проверяется её чувствительность при междуфазных КЗ в начале линии в нормальной схеме сети. Постоянно введенная в работу МТО считается эффективной, если при этом коэффициент чувствительности около 1,2 и более.

Расчет параметров срабатывания МТО приведен в приложении, результаты сведены в таблицу.

Таблица 23 – Ориентировочные параметры срабатывания МТО ВЛ 220 кВ Сквородино – Технолизинг со стороны ПС 220 кВ Технолизинг

Расчетное условие	Обозначение	Формула	Числовое значение	Величина
Отстройка от КЗ на шинах 220 кВ ПС Сквородино	I_{max}			918 А
	k_{omc}			1,3
	I_{cp}	$I_{CP} = k_{omc} \cdot I_{max}$	1,3*918	1194 А
Отстройка от КЗ на шинах 220 кВ ПС Технолизинг	I_{max}			4992 А
	k_{omc}			1,3
	I_{cp}	$I_{CP} = k_{omc} \cdot I_{max}$	1,3*4992	6490 А
Проверка чувствительности при КЗ в начале линии	$I_{кз}$			992 А
	$k_{ч}$	$k_{ч} = I_{кз} / I_{cp}$	992/4992	0,2
Обеспечение чувствительности ($K_{ч}=1,2$) при КЗ на линии	$k_{ч}$			1,2
	I_{min}			698 А
	I_{cp}	$I_{CP} = I_{min} / k_{ч}$	698/1,2	580 А
Принятая уставка	$I_{cp(перв)}$			580 А
	$I_{cp(втор)}$	$I_{CP(втор)} = I_{CP(перв)} / k_{ТТ}$	580/1000	0,58 А
	$k_{ТТ}$			1000

Аналогичный расчет остальных защит приведен в приложении.

6.5 Дистанционная защита воздушной линии

Дистанционная защита ВЛ выполняется трехступенчатой с независимыми выдержками времени.

Первая ступень ДЗ предназначена для быстрого (как правило, с задержкой на срабатывание равной нулю) отключения КЗ на 85% длины линии от места установки комплекта защит. Сопротивление срабатывания выбирается по условию отстройки от междуфазных КЗ на шинах противоположной подстанции. Чувствительность первой ступени не нормируется.

Вторая ступень ДЗ предназначена для защиты от междуфазных на всей длине линии. Ступень должна быть согласована по сопротивлению срабатывания и времени срабатывания с соответствующими ступенями дистанционных защит смежных элементов сети. Коэффициент чувствительности ступени к междуфазным КЗ на защищаемой линии должен быть не менее 1,25.

Третья ступень ДЗ предназначена для дальнего резервирования защит смежных элементов сети, а также для ближнего резервирования второй ступени ДЗ при её отказе, например, по причине нечувствительности к КЗ в нерасчетном режиме или из-за сниженной нормы коэффициента чувствительности. Для третьей ступени коэффициент чувствительности при междуфазных коротких замыканиях на защищаемой линии должен быть не менее 1,5 и не менее 1,2 в зоне дальнего резервирования. Кроме того, следует проверять чувствительность реле сопротивления по току точной работы. Коэффициент чувствительности по току точной работы при междуфазных коротких замыканиях на защищаемой линии должен быть не менее 1,3 и не менее 1,1 в зоне дальнего резервирования.

- при расчете коэффициента чувствительности по току точной работы ток точной работы:

- принимается равным $0,1I_{ном}$ для ДЗ на базе микропроцессорного устройства;

- определяется исходя из величины уставки по сопротивлению реле панели ЭПЗ-1636. Угол максимальной чувствительности всех ступеней защит принимается равным углу передачи ВЛ.

Блокировка при качаниях ДЗ на базе микропроцессорного устройства выполнена с использованием органов, реагирующих на приращение вектора тока обратной последовательности, обеспечивая работу защиты при несимметричных КЗ и при симметричных КЗ по начальной несимметрии. Для повышения чувствительности к симметричным коротким замыканиям имеется дополнительный орган, реагирующий на приращение тока прямой последовательности, обеспечивающий также повышение чувствительности к некоторым видам несимметричных КЗ, сопровождающихся незначительным изменением тока обратной последовательности. Органы по приращению токов прямой и обратной последовательностей по принципу действия отстроены от небаланса в нагрузочном режиме.

Блокировка при качаниях имеет чувствительный и грубый органы. Токи срабатывания грубых органов по приращению тока обратной и прямой последовательности в 2-3 раза больше соответствующих токов срабатывания чувствительных органов.

Блокировка при качаниях ДЗ на базе ЭПЗ-1636 выполнена с использованием реле, реагирующего на напряжение обратной последовательности (КРБ-125).

Коэффициент чувствительности органов блокировки при качаниях должен быть не менее 1,5 при КЗ на защищаемой линии и не менее 1,2 при КЗ в конце зоны резервирования.

6.6 Токовая направленная защита нулевой последовательности линий 220 кВ

Токовая направленная защита нулевой последовательности линий 220 кВ состоит из четырёх (пяти) ступеней.

Первая ступень ТНЗНП предназначена для быстрого (как правило, с задержкой на срабатывание равной нулю) отключения КЗ на линии вблизи установки комплекта защит. Ток срабатывания выбирается по условию отстройки (коэффициент отстройки принят равным 1,3) от внешних для защиты КЗ на землю. Чувствительность первой ступени не нормируется. Однако

проводится оценка эффективности работы ступени при КЗ в начале защищаемой линии. Ступень считается эффективной, если она чувствительна к однофазным КЗ в начале защищаемой линии, хотя бы в нормальной схеме сети. Первая ступень может быть выполнена ненаправленной, если отстройка от КЗ на землю на шинах «за спиной» не приводит к загрузлению ступени.

Вторая ступень ТНЗНП предназначена для защиты участка линии, не входящего в зону действия первой ступени, и отключает КЗ на этом участке с меньшим временем, чем ступени, защищающие всю линию. Ступень должна быть согласована по току и времени срабатывания с соответствующими ступенями ТНЗНП смежных элементов сети. Коэффициент чувствительности ступени не нормируется, однако проверяется при КЗ на землю в конце защищаемой линии для определения необходимости применения дополнительной ступени для защиты всей линии.

Третья ступень ТНЗНП предназначена для защиты от КЗ на землю на всей длине линии. Ступень должна быть согласована по току и времени срабатывания с соответствующими ступенями ТНЗНП смежных элементов сети. Коэффициент чувствительности ступени к однофазным КЗ на защищаемой линии должен быть не менее 1,5 (если реализовано телеускорение ступени от ТНЗНП противоположной стороны, то нормативная чувствительность должна обеспечиваться в связанном режиме работы линии) и не менее 1,3 при наличии надежно действующей резервной ступени ($K_{ч} \geq 1,5$ при КЗ в конце защищаемой линии). Чувствительность проверяется при КЗ в конце защищаемой линии в связанном режиме (при включенной линии с обеих сторон) и при каскадном отключении (отключении линии с противоположной стороны в результате действия ТНЗНП противоположной стороны линии).

Четвертая ступень ТНЗНП (в четырехступенчатой ТНЗНП) предназначена для дальнего резервирования защит от замыканий на землю смежных элементов сети, а также для ближнего резервирования третьей ступени ТНЗНП при её отказе, например, по причине нечувствительности к КЗ в нерасчетном режиме или из-за сниженной нормы коэффициента чувствительности. Ток срабатывания

ступени выбирается по условию отстройки от тока небаланса в нулевом проводе в рабочем нагрузочном режиме, при междуфазных КЗ на сторонах с изолированной нейтралью силовых трансформаторов. Коэффициент чувствительности при КЗ на землю на смежных элементах (в режиме дальнего резервирования) должен быть не менее 1,2. При нечувствительной четвертой ступени в расчетном режиме сети проверяется работа ступени при каскадном действии защит смежных элементов (последовательное отключение питающих присоединений от резервных защит элементов сети). Так же чувствительность ступени проверяется при КЗ в конце защищаемой линии (Кч должен быть $\geq 1,5$).

7 ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТА

7.1 Заземляющее устройство

В данном разделе необходимо выполнить расчет заземляющего устройства и сопротивления заземления искусственных заземлителей. На современных подстанциях применяется сетка заземления с достаточной густотой, поэтому сопротивление заземлителей практически не зависит от диаметра и глубины укладки электродов.

Длину вертикальных электродов рекомендуется брать в пределах 3–10 м. Устанавливаются они по периметру контура заземления в узлах сетки. Шаг сетки контура заземления рекомендуется принимать в пределах 5 – 10 м.

Горизонтальные электроды прокладываются на глубине 0,7 м. по периметру ОРУ и между ячейками.

Длина горизонтальных электродов:

$$L = 2 \cdot l_A + 11 \cdot l_B \quad (7.1)$$

где длина ОРУ $l_A = 184$ м., ширина ОРУ $l_B = 70,5$ м.

$$L = 2 \cdot 184 + 11 \cdot 70,5 = 1143 \text{ м,}$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{70,5 \cdot 184} = 114$$

где S – площадь, занимаемая ОРУ

Удельное сопротивление:

$$\rho_{\text{э}} = K_c \cdot \rho_{\text{изм}} \quad (7.2)$$

$$\rho_{\text{э}} = 1,4 \cdot 150 = 210 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Находим сопротивление заземления:

$$R_{\text{иск}} = \rho_{\text{э}} \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n \cdot l_B} \right) \quad (7.3)$$

где $A = 0,44$

$$R_{иск} = 210 \cdot \left(\frac{0,44}{114} + \frac{1}{1143} \right) = 0,81 \text{ Ом.}$$

Стационарное сопротивление заземления подстанции:

$$R_{стац} = \frac{R_{ест} \cdot R_{иск}}{R_{ест} + R_{иск}} \quad (7.4)$$

$$R_{ест} = 0,3 \text{ Ом}$$

$$R_{стац} = \frac{0,3 \cdot 0,81}{0,3 + 0,81} = 0,23 < 0,5 \text{ Ом}$$

Определим импульсное сопротивление заземляющего контура во время грозового сезона:

$$Z_{и} = \alpha_{и} \cdot R_{иск} \quad (7.5)$$

где $\alpha_{и}$ – импульсный коэффициент, который рассчитывается по формуле:

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_3 + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (7.6)$$

где $I_M = 15$ кА – среднестатистическое значение тока молнии для РТ.

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 114}{(210 + 320) \cdot (15 + 45)}} = 2,2$$

$$Z_{и} = 2,2 \cdot 0,81 = 1,8 \text{ Ом.}$$

Схема заземляющего устройства приведена на листе № 4.

6.2 Расчет молниеотводов

Производим выбор места установки и высоты молниеотводов – они должны обеспечивать зону защиты на высоте шинных порталов по всей территории ОРУ, также должны быть защищены линейные порталы.

Рассмотрим расчет на примере системы двух стержневых молниеотводов.

В рассматриваемом примере молниеотводы целесообразно расположить на линейных порталах. Зоны защит двух стержневых молниеотводов представлены на рисунке 25.

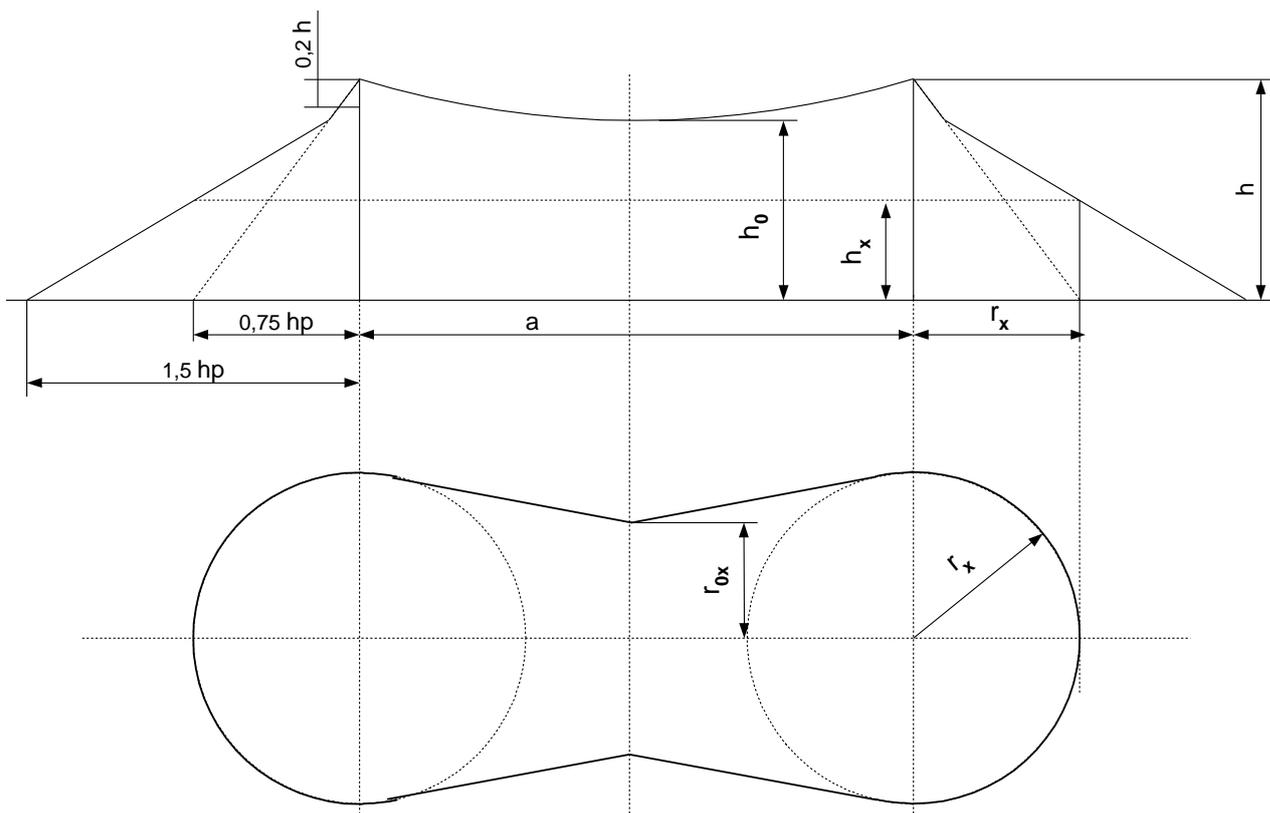


Рисунок 25 – Построение зоны защиты двух стержневых молниеотводов

Минимально необходимую высоту молниеотводов ОРУ можно определить из следующих условий:

при $h_x = 16,5$ м (высота линейных порталов) и $p = 1$, высота молниеотводов составляет:

$$h = \frac{D}{8} + h_x \quad (7.7)$$

$$D = \sqrt{(4 \cdot 15.4)^2 + (40,5)^2} = 73.7 \text{ м}$$

$$h = 73.7 / 8 + 16.5 = 25.7 \text{ м,}$$

Из расчетов видно, что минимальная высота молниеотводов, обеспечивающая в рассматриваемом примере надежную защиту от ПУМ, должна составлять 25,7 м, но для удобства расчетов и увеличения надежности защиты примем высоту $h = 26$ м.

Определим высоту конуса:

$$h_0 = 0.85h \quad (7.8)$$

$$h_0 = 0.85 \cdot 26 = 22,1 \text{ (м)}$$

максимальная полуширина зоны r_x в горизонтальном сечении на высоте h_x :

$$r_x = 1,6p \frac{h - h_x}{1 + h_x/h} \quad (7.9)$$

$$r_x = 1,6 \cdot 1 \cdot \frac{26 - 16,5}{1 + 16,5/28} = 9,32 \text{ (м)}$$

Радиус схождения зон защиты:

$$r_{0x} = 1,6p \frac{h_0 - h_x}{1 + h_x/h_0} \quad (7.10)$$

$$r_{0x} = 1,6 \cdot 1 \cdot \frac{22,1 - 16,5}{1 + 16,5/22,1} = 5,15 \text{ (м)}$$

Полученные зоны защит удовлетворяют всем требованиям. Зона защиты подстанции представлена на листе № 5.

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

8.1 Безопасность

Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок устанавливают государственные нормативные требования охраны труда при эксплуатации электроустановок.

Требования правил распространяются на работодателей – юридических и физических лиц независимо от их организационно-правовых форм и работников из числа электротехнического, электротехнологического и неэлектротехнического персонала организаций, занятых техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, а также осуществляющих управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей.

Требования безопасности при эксплуатации специализированных электроустановок, в том числе контактной сети электрифицированных железных дорог, городского электротранспорта должны соответствовать правилам с учетом особенностей эксплуатации, обусловленных конструкцией данных электроустановок.

Работодатель в зависимости от специфики своей деятельности вправе устанавливать дополнительные требования безопасности, не противоречащие правилам. Требования охраны труда должны содержаться в соответствующих инструкциях по охране труда, доводиться до работника в виде распоряжений, указаний, инструктажа.

Машины, аппараты, линии и вспомогательное оборудование (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенные для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения электрической энергии и преобразования ее в другой вид энергии (далее – электроустановки) должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда.

Электроустановки должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами и изделиями медицинского назначения для оказания первой помощи работникам в соответствии с действующими правилами и нормами.

В организациях должен осуществляться контроль за соблюдением правил, требований инструкций по охране труда, контроль за проведением инструктажей. Ответственность за состояние охраны труда в организации несет работодатель, который вправе передать свои права и функции по этому вопросу руководящему работнику организации, наделенному в установленном порядке административными функциями (главный инженер, вице-президент, технический директор, заместитель директора), руководителю филиала, руководителю представительства организации распорядительным документом.

Лица, виновные в нарушении требований правил, привлекаются к ответственности в установленном порядке [4].

8.2 Экологичность

Экологические аспекты, в частности влияние электроустановок на окружающую среду – один из важнейших вопросов в энергетике. Любая электроустановка в той или иной мере оказывает негативное влияние на окружающую среду, в том числе и на живых существ – от насекомых до человека. Рассмотрим, какие негативные последствия оказывают электроустановки окружающей среде и основные меры, которые принимаются для исключения их негативного влияния.

Одним из наиболее важных экологических аспектов является защита человека от факторов негативного влияния электроустановок. В первую очередь – это негативное влияние электромагнитных полей на организм человека.

В данном случае основной мерой, направленной на предотвращение негативного воздействия электромагнитного поля, является сокращение времени нахождения человека в зоне влияния электрического поля. В электроустановках напряжением 110 кВ и выше, где напряженность электрического поля

превышает установленные нормы, используют специальные защитные экранирующие комплекты.

Кроме того, существенное влияние на организм человека оказывает электромагнитное поле высоковольтных воздушных линий электропередач. Поэтому запрещается строительство жилых домов и других зданий и сооружений в пределах охранной зоны линий электропередач. Также рекомендуется исключить или свести к минимуму время пребывания человека в непосредственной близости к высоковольтным линиям.

Еще один фактор негативного влияния электроустановок на организм человека – поражение электрическим током, а также термическое действие электрической дуги. Безопасность человека в отношении поражения электрическим током в электроустановках – это основная задача.

Следует также отметить воздействие вредных веществ на человека. Например, в электрических распределительных устройствах, оборудованных элегазовыми выключателями, есть вероятность отравления элегазом по причине его утечки из поврежденного выключателя.

В процессе эксплуатации электроустановок возможно загрязнение окружающей среды вредными веществами. Это может быть: электролит, трансформаторное масло и другие нефтепродукты, бытовые отходы и другие вредные вещества.

Для предотвращения загрязнения окружающей среды необходимо строго соблюдать нормативные документы и инструкции по эксплуатации оборудования, правила обращения с вредными веществами и др., хранить отходы и вредные вещества в специально отведенных для этого местах [3].

8.2.1 Шум создаваемый трансформаторами

Необходимо рассчитать санитарно-защитную зону по шуму для подстанции. Определить минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму, если известен тип трансформаторов, и характеристика прилегающей к подстанции территории.

Для проектируемой ПС 220 кВ «Технолизинг» выбраны два трансформатора ТРДЦН – 100000/220. Номинальная мощность $S_{ном}=100$ МВА, номинальное напряжение $U_{ном}=220$ кВ.

По таблице 3 колонка № 13 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки» определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС [1].

$$DU=45 \text{ дБА}$$

Определяем шумовые характеристики источника шума (модель ДЦ известна из расчетной части проекта), согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля» [5].

$$L_{pa}=108 \text{ дБА}$$

Два источника шума заменяем одним эквивалентным по формуле (1) [2]:

$$L_{WAE} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0.1L_{pa}} \quad (8.1)$$

$$L_{WAE} = 10 \lg(10^{0.1 \times 108} + 10^{0.1 \times 108}) = 111,01$$

Определим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории [2]:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0.1 \times (L_{WAE} + DU)}}{2\pi}} \quad (8.2)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0.1 \times (108 + 45)}}{2\pi}} = 797 \text{ (м)}$$

Любое $R > R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием» [2].

7.2.2 Маслоприемники и маслосборники:

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены

маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований:

1) габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора (реактора) не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 м при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора (реактора) на расстоянии менее 2 м;

2) объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100% масла, залитого в трансформатор (реактор). Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100% объема масла, залитого в трансформатор (реактор), и 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м в течение 30 мин;

3) устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и др. подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т.п.;

4) маслоприемники под трансформаторы (реакторы) с объемом масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла. Маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике;

5) маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными (дно на уровне окружающей планировки). При выполнении заглубленного телеприемника устройство бортовых ограждений не требуется, если при этом обеспечивается объем маслоприемника, указанный в п.2.

Маслоприемники с отводом масла могут выполняться:

- с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;
- без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника толщиной слоя не менее 0,25 м.

Незаглубленный маслоприемник следует выполнять в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

Дно маслоприемника (заглубленного и незаглубленного) должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приемки и быть засыпано чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Верхний уровень гравия (щебня) должен быть не менее чем на 75 мм ниже верхнего края борта (при устройстве маслоприемников бортовыми ограждениями) или уровня окружающей планировки (при устройстве маслоприемников без бортовых ограждений).

Допускается не производить засыпку дна маслоприемников по всей площади гравием. При этом на системах отвода масла от трансформаторов (реакторов) следует предусматривать установку огнепреградителей;

6) при установке маслonaполненного электрооборудования на железобетонном перекрытии здания (сооружения) устройство маслоотвода является обязательным;

7) маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, автоматическим стационарными устройствами и гидрантами на безопасное в пожарном отношении расстояние от

оборудования и сооружений: 50% масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 0,25 ч. Маслоотводы могут выполняться в виде подземных трубопроводов или открытых кюветов и лотков;

8) маслосборники должны предусматриваться закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудования (трансформаторов, реакторов), содержащего наибольшее количество масла, а также 80% общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Маслосборники должны оборудоваться сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, ограждения маслоприемника и маслосборника должны быть защищены маслостойким покрытием [3].

8.2.3 Пример расчета системы отвода воды и масла трансформатора ТРДЦН – 100000/220

Исходные данные [3]:

Нормативная интенсивность дождя $q_{20} = 80$ л/с на 1 га продолжительностью 20 минут.

Вес масла $G = 34$ т; $V = 0,85$ т/м³.

Расход воды АУВП $q_{\text{ауВП}} = 67,5$ л/с.

Маслоприемник:

Для трансформатора ТРДЦН – 100000/220 принимаем маслоприемник незаглубленного типа, длина $A = 10$ метров, ширина $B = 6,2$ метра [3].

Объем $V_{\text{мп}} = 34/0,85 = 40$ м³;

площадь $F_{\text{мп}} = 10 \cdot 6,2 = 62$ м²;

средняя высота $H_1 = 40/62 = 0,65$ м.

Маслоотвод:

Отвод стока (маслоотвод) осуществляется по трубопроводу диаметром не менее 100 мм в специальную емкость-маслосборник (отстойник-маслоотделитель), которую следует рассчитывать на прием 100% масла наибольшего трансформатора, трехкратный объем воды от расчетного времени пожаротушения и объем дождевых вод при открытой установке трансформатора.

Расчетные расходы и объем маслоприемника системы отвода воды и масла при пожаротушении определяются по следующим соотношениям:

- расчетный расход маслоотвода [3]:

$$Q_{\text{мот}} = 0,5G_{\text{т}} \cdot 1000 / V_{\text{м}} \cdot t_{\text{уд}} + q_{\text{аувп}} + q_{\text{дм}}, \quad [\text{л/с}], \quad (8.3)$$

где $G_{\text{т}} = 34 \text{ т}$ – полный вес масла наибольшего трансформатора;

$q_{\text{аувп}} = 67,5 \text{ л/с}$ – расход воды АУВП наибольшего трансформатора;

$$q_{\text{дм}} = q_{20} \cdot F_{\text{мп}} \cdot t_{20} / 10000 \cdot t_{\text{уд}}, \quad [\text{л/с}], \quad (8.4)$$

где $q_{\text{дм}}$ – расход дождевых стоков в маслоотводе;

$t_{20} = 20 \text{ мин} = 1200 \text{ с}$ – время продолжительности дождя;

$1 \text{ га} = 10000 \text{ м}^2$ – нормативная площадь водосбора дождевого стока;

$t_{\text{уд}} = 0,25 \text{ ч} = 900 \text{ с}$ – время удаления 50% объема масла и полного объема

воды из маслоприемника;

$$q_{\text{дм}} = 80 \cdot 62 \cdot 1200 / 10000 \cdot 900 = 0,66 \text{ л/с};$$

$V_{\text{м}} = 0,85 \text{ т/м}^3$ – объемный вес трансформаторного масла;

$$Q_{\text{мот}} = 0,5 \cdot 34 \cdot 1000 / 0,85 \cdot 900 + 67,5 + 0,66 = 22,2 + 67,5 + 0,66 = 90,4 \text{ л/с}.$$

Диаметр трубопровода (по таблицам для гидравлического расчета) дается с учетом условий прокладки в двух вариантах [3]:

$$1) D = 350 \text{ мм}; \text{ уклон } 0,004; Q = 90,7 \text{ л/с}; V = 1,0 \text{ м/с}; H/D = 0,88;$$

$$2) D = 300 \text{ мм}; \text{ уклон } 0,009; Q = 90,4 \text{ л/с}; V = 1,4 \text{ м/с}; H/D = 0,88.$$

Маслосборник:

- расчетный объем маслосборника [3]:

$$V_{\text{мсб}} = G_{\text{т}} / V_{\text{м}} + q_{\text{аувп}} \cdot 3t_{\text{аувп}} / 1000 + q_{\text{дм}} \cdot t_{20} / 1000 + V_{\text{акк}}; \quad (8.5)$$

$V_{\text{мсб}}$ – расчетный объем маслосборника, $[\text{м}^3]$;

$3t_{\text{аувп}} = 30 \text{ мин} = 1800 \text{ с}$ – трехкратное время работы АУВП;

$V_{\text{акк}}$ – аккумулируемый объем стоков для нормальной работы насосов, равный не менее 10 м^3 ;

$$V_{\text{мсб}} = 34 / 0,85 + 67,5 \cdot 1800 / 1000 + 0,66 \cdot 1200 / 1000 + 10 = 172,3 \text{ м}^3.$$

Для устройства маслосборника следует принять резервуар емкостью 200 м^3 из типового ряда емкостей.

8.3 Чрезвычайные ситуации

Для всех производственных и складских помещений должна быть определена категория взрывопожарной и пожарной опасности, а также класс зоны по Правилам устройства электроустановок, которые надлежит обозначать на дверях помещений.

Во всех помещениях подстанции на видных местах должны быть вывешены таблички с указанием номера телефона вызова пожарной охраны.

Должна быть обеспечена безопасность людей при пожаре, а также разработаны инструкции о мерах пожарной безопасности для каждого взрывопожароопасного и пожароопасного участка.

Не разрешается проводить работы на оборудовании, установках и станках с неисправностями, которые могут привести к пожару.

При перепланировке помещений, изменение их функционального назначения или установке нового технологического оборудования должны соблюдаться противопожарные требования действующих норм строительного и технологического проектирования.

На территории подстанции в целях обеспечения пожарной безопасности запрещается:

- хранение и применение в подвалах и цокольных этажах легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, баллонов с горючими газами;
- использовать вентиляционные камеры и другие технические помещения для производственных мастерских, а также хранения оборудования, мебели и т. д.;
- загромождать мебелью и оборудованием двери эвакуационных выходов и пути эвакуации;
- проводить уборку помещений и стирку одежды с применением легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, а также отогревать замерзшие коммуникации паяльными лампами и другими способами с применением открытого огня;
- устанавливать глухие решетки на окнах.

Помещение подстанции обеспечено первичными средствами пожаротушения (ручные огнетушители ОУ-5). Огнетушители располагаются таким образом, чтобы они были защищены от воздействия прямых солнечных лучей, тепловых потоков. Проверка их работоспособности осуществляется не реже двух раз в год с представителями территориального органа Государственного пожарного надзора.

Пожарные гидранты на территории подстанции должны находиться в исправном состоянии, а в зимнее время очищены от снега и льда.

Места установки пожарных гидрантов обозначаются указателями в соответствии с требованиями норм и стандартов пожарной безопасности и оборудуются колпаками.

На подстанции имеются ящики для песка объемом 0,5 м³. Конструкция ящика обеспечивает удобство извлечения песка и исключает попадание посторонних предметов.

На территории подстанции предлагается установка насосной станции пожаротушения. Насосная пожаротушения предназначена для подачи воды и раствора пенообразователя в сети противопожарного водопровода, а также для заправки передвижных средств пожаротушения водой и раствором пенообразователя. Насосная станция устанавливается на территории промышленных предприятий. Работа насосной станции предусмотрена без постоянного присутствия персонала. При получении сигнала от пожарной сигнализации насосная станция автоматически обеспечивает подачу воды и раствора пенообразователя к очагу возгорания. Насосная станция пожаротушения соответствует требованиям НПБ 88-2001, СНИП 2.04.02-84, СНИП 2.04.01, СНИП 3.05.05-84 [3].

8.4 Ликвидация чрезвычайных ситуаций на подстанции

Все электростанции и подстанции снабжены надежной системой аварийной защиты и сигнализации. При возникновении пожаров поврежденное оборудование и аппараты автоматически отключаются устройствами релейной защиты.

Успешное тушение пожаров на объектах энергетики во многом зависит от заблаговременной подготовки к тушению. Весь начальствующий состав, привлекаемый к тушению пожаров на этих объектах, должен тщательно изучить оперативно-тактические особенности и вместе с личным составом всех караулов, участвующих в тушении пожаров, не реже одного раза в год проходить специальный инструктаж под руководством инженерно-технического персонала энергообъекта по заранее разработанной программе.

На тепловые, атомные, гидравлические электростанции мощностью 20 МВт и более, газотурбинные и дизельные мощностью 10 МВт, а также на подстанции мощностью 110 КВт и выше разрабатываются планы пожаротушения, в которых определяют действия персонала энергообъекта при возникновении пожаров и порядок взаимодействия с личным составом пожарных подразделений, а также особенности использования сил и средств подразделений с учетом техники безопасности.

Для руководителя тушения пожара разрабатывают конкретные рекомендации по тушению пожаров на котельных установках, генераторах, трансформаторах, в кабельных помещениях и других наиболее опасных местах и включают в план тушения пожара.

Для дежурного персонала объекта разрабатывают оперативные карточки для каждого отсека кабельных помещений, генератора, трансформатора, которые утверждает главный инженер.

На каждом энергопредприятии хранят необходимое количество диэлектрической обуви, перчаток и заземляющих устройств.

8.4.1 Особенности тушения пожаров.

Старший начальник, возглавляющий пожарные подразделения, по прибытии на пожар немедленно связывается со старшим по смене и получает от него необходимые сведения о пожаре. Старший из числа технического персонала или оперативной выездной бригады проводит с личным составом пожарных подразделений тщательный инструктаж. Представитель энергообъекта

устанавливает и обозначает указателями зону, где могут проводить пожарные подразделения боевые действия по тушению.

Если пожар возник на энергетическом объекте, где не предусмотрен дежурный персонал, то боевые действия по тушению пожара осуществляют до прибытия обслуживающего персонала по заранее разработанным и согласованным оперативным документам.

По прибытии на пожар пожарных подразделений независимо от их количества во всех случаях организуют оперативный штаб пожаротушения, в состав которого обязательно включают старшего представителя администрации энергопредприятия.

Разведку пожара на энергообъектах организуют и проводят несколькими разведывательными группами в различных направлениях. Группы разведки газодымозащитников целесообразно создавать в составе 4-5 человек под руководством и начальствующего состава. В обязательном порядке организуются контрольно-пропускные пункты и резервные звенья.

При разведке пожара необходимо постоянно поддерживать связь со старшим по смене энергообъекта. Кроме общих задач, в ходе разведки пожара определяют: какие стационарные системы целесообразно привести в действие, возможность взрыва и растекания горючих жидкостей; участки и помещения, где невозможно пребывание и действия пожарных; работа каких агрегатов может способствовать распространению огня и продуктов сгорания; какие установки и аппараты будут опасны для пожарных в процессе тушения; наличие и горение жидкометаллического теплоносителя, а также опасных уровней радиации и какие меры безопасности необходимо соблюдать личному составу при тушении и др. В ходе разведки пожара личному составу входить в помещения, где есть установки I высоким напряжением, разрешается только по согласованию с дежурным персоналом

При тушении пожаров на объектах энергетики необходимо строго соблюдать требования: если об отключении не указано в разрешении на проведение тушения, то их считают под напряжением.

Тушение пожаров на энергообъектах может проводиться на отключенном электрооборудовании и на электроустановках, находящихся под напряжением, используют воду в виде компактных струй из стволов РСК-50 (дсп = 11,5 мм) РС-50 (дсп = 13 мм) и распыленных из стволов с насадками НРТ-5, а также негорючие газы, порошковые составы и комбинированные составы (углекислота с хладоном или распыленная вода с порошком). Подача любой пены ручными средствами при тушении электроустановок под напряжением категорически запрещается.

Тушение пожаров на электроустановках должно осуществляться с соблюдением обязательных условий:

- надежного заземления ручных стволов и насосов пожарных автомобилей;
- применения личным составом, участвующим в тушении, индивидуальных изолирующих электрозащитных средств;
- соблюдения минимальных безопасных расстояний от электроустановок под напряжением до пожарных, работающих со стволами или огнетушителями;
- применения для тушения только тех ручных пожарных стволов, какие указаны в табл. 9.1;
- применения эффективных огнетушащих веществ, способов и приемов их подачи.

8.4.2 Тушение трансформаторов, реакторов и масляных выключателей.

Горящие трансформаторы отключают со всех сторон и заземляют. Пожары трансформаторов, реакторов и масляных выключателей тушат пеной средней мощности с интенсивностью подачи раствора пенообразователя 0,2 л/(м²с), а с тонкораспыленной водой с интенсивностью 0,1 л/(м²с). В процессе разведки выделяют характер повреждения трансформаторов, реакторов и трубопроводов, содержащих трансформаторное масло, направления растекания горячей жидкости в сторону соседних трансформаторов и другого оборудования, опасность взрыва расширительных бачков, наличие стационарных пенных или водяных установок пожаротушения и, при необходимости, возможность приведения их в работу [3].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были достигнуты поставленные цели и задачи, а именно: систематизация и обработка собранных данных для проектирования, закрепление теоретических знаний и выработка решений для выполнения проекта электрической подстанции.

В данной работе разработан проект подстанции напряжением 220 кВ Технолизинг с заходами воздушной линии 220 кВ Тында – Сковородино.

При проектировании была выбрана соответствующая электрическая схема подстанции, удовлетворяющая требованиям надежности электроснабжения.

Для присоединения подстанции к энергосистеме выбраны марка и сечение проводов, а также соответствующие опоры линии электропередач. По заявленной мощности нагрузки выбраны понижающие трансформаторы.

Произведен расчет токов короткого замыкания в программных вычислительных комплексах.

Выполнен выбор оборудования по каталогам отечественных и зарубежных производителей, после чего проведена проверка его на пригодность к использованию по соответствующим показателям.

Разработан план и компоновка подстанции. Все чертежи приведены на листах.

Для защиты оборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений рассчитано заземляющее устройство подстанции и выбрано необходимое количество молниеотводов.

Произведен выбор всех необходимых комплектов защит для линии, трансформаторов, шин и рассчитаны их уставки.

Рассмотрен раздел безопасность и экологичность на подстанции.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы у меня сформировалось четкое представление о структуре подстанции и электрической сети в целом. Приобрел необходимые умения и навыки инженерного мышления для проектирования объектов электроэнергетики.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Санитарные нормы [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://base.garant.ru/4174553/>
- 2 Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям [Электронный ресурс]/ сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 101 с. Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/6979.pdf
- 3 ПУЭ 7 [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://pue7.ru/pue7/sod.php>
- 4 Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://pue7.ru/ptb/ptb.php>
- 5 ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля» [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200012013>
- 6 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для сред. проф. образования / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – М.: Изд. центр «Академия», 2004. – 448 с.
- 7 Каталог выключателей [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://www.energospes.ru/catalog/product/495>
- 8 Каталог разъединителей [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://www.abb.ru/abblibrary/DownloadCenter/?showresultstab=true&QueryText>
- 9 Каталог изоляторов [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://www.izolyator.ru/opor/opornye-izolyatory-na-napryazhenie-220-kv>
- 10 Каталог ограничителей перенапряжения [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/ogranichiteli-perenapryajeniy-nelineynye/s-farforovoy-vneshney-izolyatsiey-100-i-220-kv

- 11 Каталог ВЧ-заградителей [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://www.kondensator.su/vysokochastotnoe-oborudovanie/vysokochastotnyj-zagraditel.html>
- 12 Каталог трансформаторов. [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://elektropostavka.ru/transformatiry/>
- 13 Козлов А.Н. Графическая часть курсовых и дипломных проектов: учебно-методическое пособие / А.Н. Козлов, В.А. Козлов, Ю.В. Мясоедов. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2014. – 102 с. Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7467.pdf. – 26.05.18
- 14 РД 153-34.3-35.125-99 ч. 3. Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. – введ. – 2000-07-12. АО НИИПТ, 2000. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://tvn-moscow.ru/RD.153-34.3-35.125-99.Part.3.pdf>
- 15 Каталог промежуточных стальных опор. [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://elektropostavka.ru/metalopory/>
- 16 СО 153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. – введ. – 2003-06-30. ЭНИН им. Г. М. Гржижановского, 2003. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200034368>
- 17 СП 131.13330.2012. Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99. – введ. – 2013-01-01. – М.: ФГУ «ФЦС», 2013.
- 18 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
- 19 СТО 56947007-29.120.70.098-2011. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы»: стандарт организации. Актуализированная редакция. – введ. – 2016-12-14. ОАО «ФСК ЕЭС», 2016. [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.120.70.098-2011_izm_14.12.2016.pdf

20 СТО 56947007-29.130.15.114-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6 – 750 кВ: стандарт организации. – введ. – 2012-02-03. ОАО «ФСК ЕЭС», 2012. [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/20.135_sto_56947007-29.130.15.114-2012_n.pdf

21 СТО 56947007-29.240.01.221-2016. Руководство по защите электрических сетей напряжением 110 – 750 кВ от грозových и внутренних перенапряжений: стандарт организации. – введ. – 2016-05-16. ОАО «ФСК ЕЭС», 2016. [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.01.221-2016.pdf

22 СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ: стандарт организации. – введ. – 2017-08-25. ОАО «ФСК ЕЭС», 2017. [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.10.248-2017_new.pdf

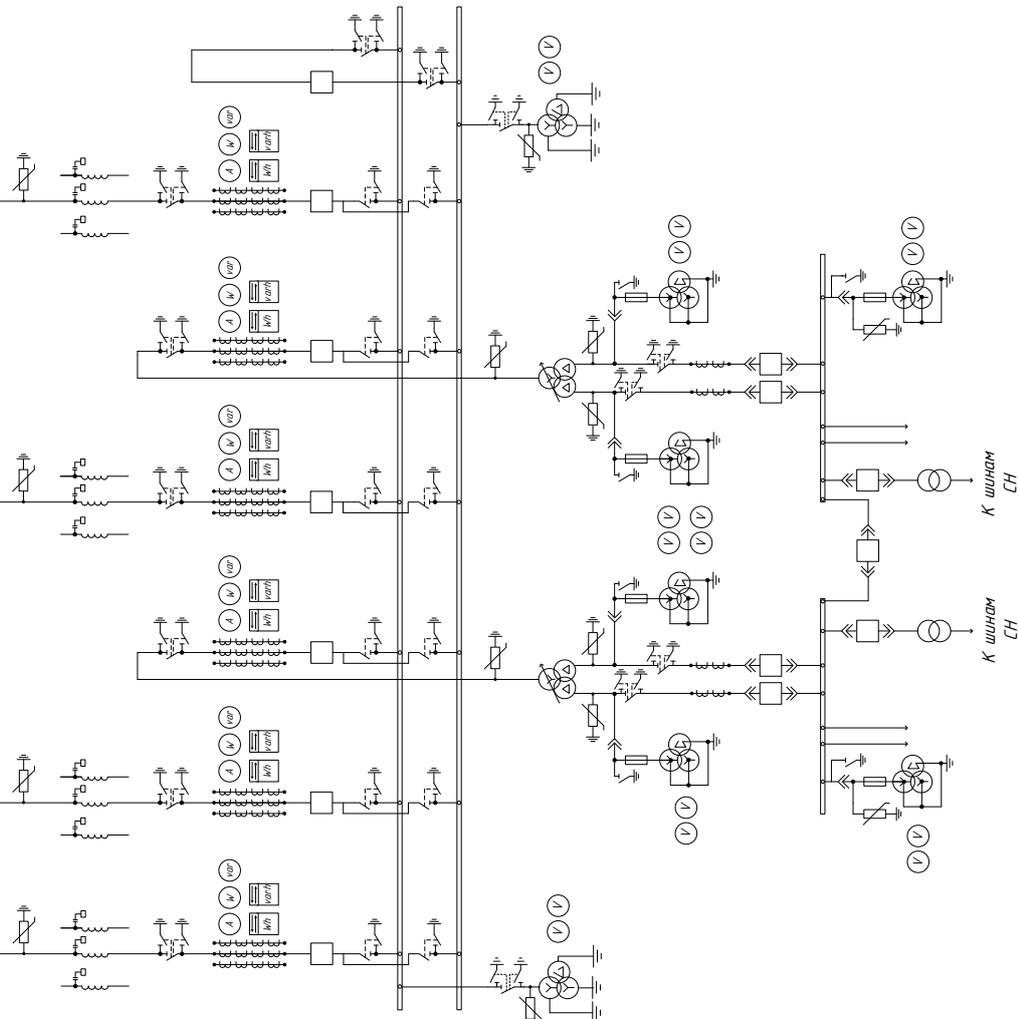
23 СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ: стандарт организации. – введ. – 2007-12-20. ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf>

ХТ 202001 *60711-СМВ

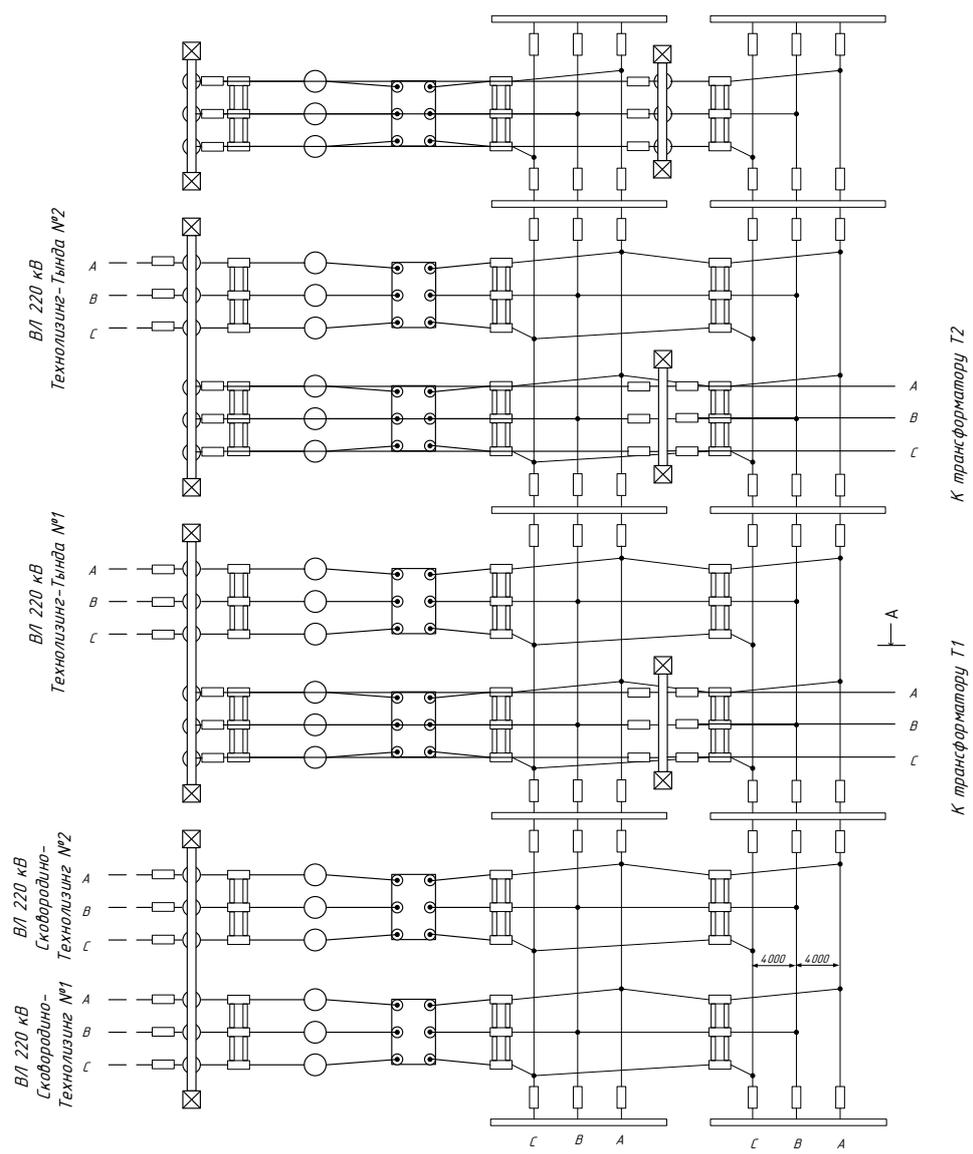
ВЛ 220 кВ Сковородино – Технологизинг №1
 ВЛ 220 кВ Сковородино – Технологизинг №2
 ВЛ 220 кВ Технологизинг – Тында №1
 ВЛ 220 кВ Технологизинг – Тында №2

ОПНН-220-5ХЛ1
Высоковольтный выключатель ВЗ-1250-0,5ХЛ1
ЭНЛ ЛР
Разъединитель 220 кВ
Трансформатор тока 220 кВ, ТГ 245
Выключатель элегазовый 220 кВ
ЭНЛ ЛР
Разъединитель 220 кВ
Разъединитель 220 кВ ЭНШ ЛР
ЭНВ ТР
Разъединитель 220 кВ ЭНТ ТР
ОПНН-220-5ХЛ1
СРВ 245
ТРИЦН-60000/220 У1
ОПНН-220-5ХЛ1
Разъединитель 10 кВ
Трансформатор напряжения НАМИ 10
Трансформатор тока ТОО-НГЗ-10-01
Выключатель 10 кВ 104
Выключатель 10 кВ 104
Разъединитель 10 кВ ОПН-10-5ХЛ1
Трансформатор напряжения НАМИ 10

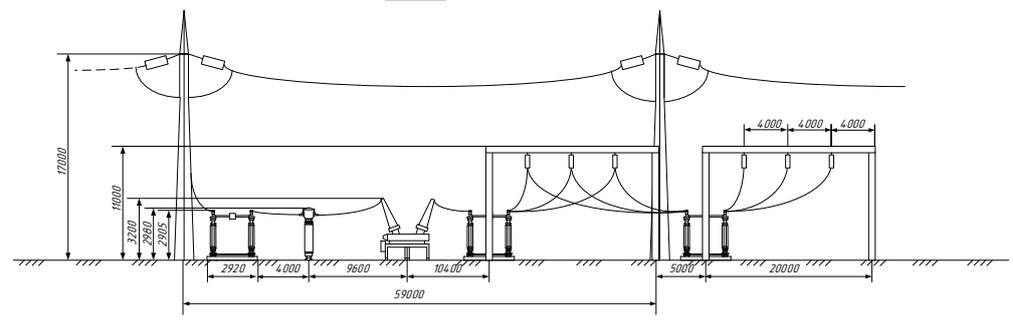
ОПНН-220-5ХЛ1
Высоковольтный выключатель ВЗ-1250-0,5ХЛ1
ЭНЛ ЛР
Разъединитель 220 кВ
Трансформатор тока 220 кВ, ТГ 245
Выключатель элегазовый 220 кВ
ЭНЛ ЛР
Разъединитель 220 кВ
Разъединитель 220 кВ ЭНШ ЛР
ЭНВ ТР
Разъединитель 220 кВ ЭНТ ТР
ОПНН-220-5ХЛ1
СРВ 245
ТРИЦН-60000/220 У1
ОПНН-220-5ХЛ1
Разъединитель 10 кВ
Трансформатор напряжения НАМИ 10
Трансформатор тока ТОО-НГЗ-10-01
Выключатель 10 кВ 104
Выключатель 10 кВ 104
Разъединитель 10 кВ ОПН-10-5ХЛ1
Трансформатор напряжения НАМИ 10



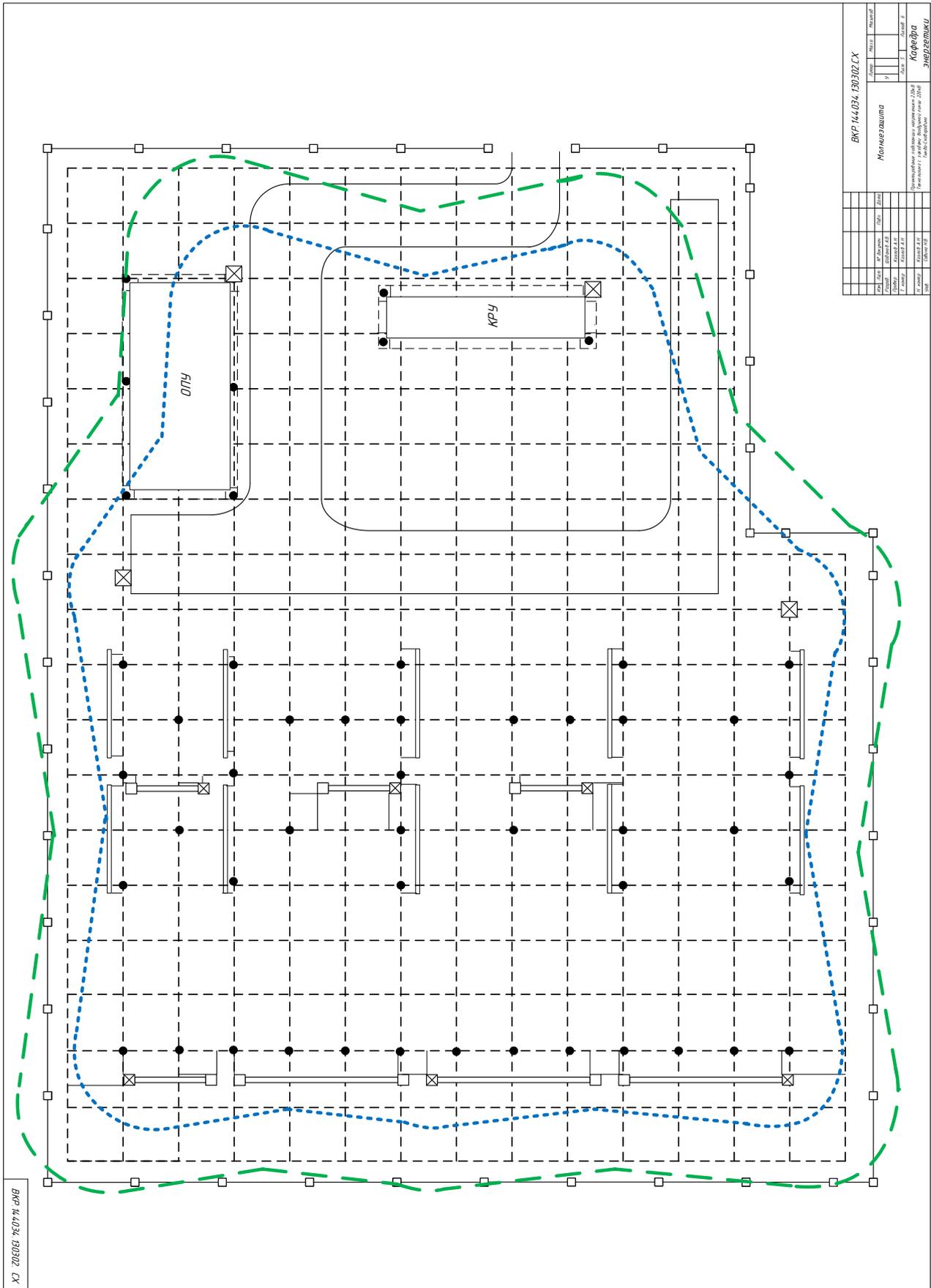
ВЕР. И.4034.10302СХ	
Исполн.	Исполн.
Провер.	Провер.
Инженер	Инженер
Мастер	Мастер
Слесарь	Слесарь
Рабочий	Рабочий
Ученик	Ученик
Стажировщик	Стажировщик
Электрическая схема ЛС	
Категория	
Энергетики	



A-A



					ВКР 14.4034.130302.СХ					
И.ин.	Л.ин.	М. дог.	Год	Лист	План и разрез ОРУ 220 кВ			Лист	Место	Начальст
Разраб	Исполн	А.В.		9						
Провер	Исполн	А.И.								
Г. инженер										
И. инженер	Л.инст	А.И.			Проектирование объектов напряжением 220кВ Технология с газовой изоляцией buses 220кВ Тында-Сквордино			Кафедра Энергетики		
С.инж	С.инст	Н.В.								



ВКР 14.034. Б0302.СХ

ВКР 14.034. Б0302.СХ

№ п/п	№	И.П.И.	Ф.И.О.	Должность	Подпись	Дата
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						

Монтажная
 Проектная организация: ООО "Монтаж" (подпись)
 Проектировщик: И.И.И. (подпись)
 Проверенный: П.П.П. (подпись)
 Дата: 01.01.2020

Копирота
 Электроника

