

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 17 » 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Повышение надёжности внешнего электроснабжения стартового комплекса СК-1 космодрома Восточный

Исполнитель

студент группы 542-об4


подпись, дата

А.С. Слепцова

Руководитель

профессор,
канд.техн.наук

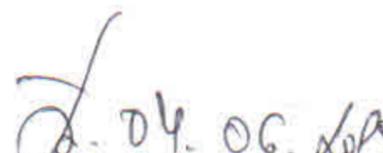

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и
экологичности

доцент, канд.техн.наук


подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель


подпись, дата

Н.С. Бодруг

Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Слепцова Анастасия Сергеевна

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Повышение надежности внешнего электрооборудования стартового реaktorного СК-1 космического корабля
(утверждено приказом от 04.04.19 № 459-у)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 04.06.2019

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы по предпроектной работе, документация к СК-1 космического корабля

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Общая характеристика района, расчет электрических нагрузок, выбор электрических аппаратов

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) чертежи - 6 шт., таблицы - 19, программные продукты - 4

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности и надежности А.Б. Бушаков

7. Дата выдачи задания 5.04.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Михаилов Ю.В. декан, профессор
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа содержит 91 с., 19 таблиц, 8 рисунков, 103 формулы, 23 источника

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР СОБСТВЕННЫХ НУЖД, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, НАДЁЖНОСТЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

В данной выпускной квалификационной работе было произведено проектирование подстанции напряжением 110/10 кВ СК-2 для повышения надёжности внешнего электроснабжения стартового комплекса космодрома Восточный. Произведены расчеты наибольших токов, токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, а также выбор и проверка оборудования на подстанции; рассмотрен расчет релейной защиты трансформатора. Произведен расчет заземления и молниезащиты ПС. Приведены правила пожарной безопасности на подстанции

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Характеристика района проектирования	9
1.1 Характеристика района расположения подстанции	9
1.2 Характеристика существующей системы электроснабжения	10
2 Расчет электрических нагрузок	14
2.1 Определение расчетных электрических нагрузок	14
2.2 Расчет осветительной нагрузки	19
3 Выбор числа и мощности трансформаторов	22
3.1 Компенсация реактивной мощности	22
3.2 Выбор силовых трансформаторов	23
4 Расчет токов кз	26
5 Выбор сечений проводников	30
6 Выбор и проверка электрических аппаратов	32
6.1 Выбор комплектного распределительного устройства	34
6.2 Выбор выключателей	35
6.3 Выбор трансформаторов тока	36
6.4 Выбор трансформаторов напряжения	36
6.5 Выбор комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией КРУЭ-110	38
6.6 Выбор ограничителей перенапряжения	44
6.7 Выбор трансформаторов собственных нужд	49
7 Выбор устройств релейной защиты	50
7.1 Сведения о микропроцессорном устройстве «Сириус-Т»	50
7.2 Расчет дифференциальной защиты двухобмоточного трансформатора	51
7.2.1 Выбор общих параметров дифференциальной защиты	51
7.2.2 Выбор уставок дифференциальной отсечки	53

7.2.3 Выбор уставок чувствительности дифференциальной защиты	55
7.3 Расчёт уставок максимальной токовой защиты стороны ВН трансформатора	57
7.4 Расчёт уставок защиты от перегрузки трансформатора	59
7.5 Газовая защита трансформатора	61
8 Заземление и молниезащита	62
8.1 Расчёт заземлителя	62
8.2 Молниезащита подстанции СК-2	67
9 Расчёт вероятностных показателей надёжности	69
10 Безопасность и экологичность	76
10.1 Безопасность	76
10.2 Экологичность	80
10.3 Чрезвычайная ситуация	85
Заключение	88
Библиографический список	89

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ПС – подстанция

КЗ – короткое замыкание

ВЛ – воздушная линия

РЗиА – релейная защита и автоматика

ОПН – ограничитель перенапряжения

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора

ТО – токовая отсечка

КРУ – комплектное распределительное устройство

КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией

КА – космический аппарат

КЦ – космический центр

ЛЭП – линия электропередачи

ТДН – трансформатор трёхфазный с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха, с регулированием напряжения под нагрузкой

ТП – трансформаторная подстанция

ВЗС – водозаборное сооружение

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

ВН – высокое напряжение

НН – низкое напряжение

ТТ – трансформатор тока

ЦРП – центральный распределительный пункт

ТН – трансформатор напряжения

ПП – прямая последовательность

ОП – обратная последовательность

СН – собственные нужды

ВВЕДЕНИЕ

Космодром «Восточный» - первый гражданский космодром в России. Главная причина создания нового космодрома – независимый доступ в космос и сокращение затрат на уже существующий космодром Байконур. Траектория полета ракет, запущенных с нового космодрома, не должна проходить над густонаселенными районами, что является преимуществом с точки зрения безопасности. Одной из причин строительства послужило улучшение социально-экономической обстановки Амурской области, где и был построен космодром.

28 апреля 2016 года была запущена первая ракета-носитель с КЦ «Восточный». Запуск и полет прошли успешно и завершились выводом на орбиту трех искусственных спутников Земли.

На этом строительство космодрома не заканчивается, в настоящее время идет создание наземной инфраструктуры для ракетоносителей тяжелого класса «Ангара».

Работа инфраструктуры космодрома зависит от многих критериев. Одним из важнейших является её электроснабжение, которому уделяется особое внимание, т.к. от качества и надёжности электроснабжения космического центра зависит работа каждого его элемента.

На этапе проектирования учитывают следующие факторы:

- категории ЭП;
- климатическую характеристику;
- характеристика технологического процесса;
- пожароопасность;
- наличие химических опасных веществ.

Главной целью выпускной квалификационной работы является повышение надёжности нынешней системы внешнего электроснабжения объекта КЦ «Восточный» стартовый комплекс от ПС «СК-2». Задачи, выполненные в ВКР:

- выбор и проверка трансформаторов на СК-2;
- выбор и проверка оборудования подстанций СК-2;

- защита оборудования подстанции от прямых ударов молнии;
- выбор уставок релейной защиты трансформатора;
- рассмотрены варианты повышения надёжности электроснабжения.

Актуальность данной ВКР заключается в поиске в настоящее время электротехническим персоналом Восточного решения проблемы с повышением надёжности электроснабжения КЦ.

Ожидаемым результатом является получение системы внешнего электро-снабжения, отличающейся высокой надёжностью и эффективностью эксплуатации, а так же увеличение качества электрической энергии путем компенсации реактивной мощности.

Проектирование проводилось в соответствии как с общими директивными и нормативными документами (ПУЭ, ПТЭ и т.д.), так и со специально разработанными для наземной космической инфраструктуры материалами.

При выполнении дипломного проекта использовались программные комплексы, такие как: MicrosoftWord 2010, MicrosoftVisio 2010, MathType 5, Mathcad 14.0.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Характеристика района расположения подстанции

Космодром «Восточный» — расположен на Дальнем Востоке в Амурской области, недалеко от города Циолковский, в 45 км на север от города Свободный. Его район находится на юго-западе Амурско-Зейской равнины. Ограничен на северо-западе — Шимановским, на северо-востоке — Мазановским, на юге — Благовещенским районами области, на западе — государственная граница с КНР.

- Климат муссонный.
- сейсмичность района строительства не более шести баллов согласно СНИП-П-7-81;
- нормативная скорость ветра на высоте 10 м над поверхностью земли повторяемостью один раз в десять лет – 29 м/сек;
- район гололёдности – два, толщина стенки гололёда на высоте 10 м над поверхностью земли повторяемостью один раз в десять лет – 10 мм;
- скорость ветра при гололёде – 14 м/сек;
- температура воздуха при гололёде – минус 10 °С;
- температура воздуха более холодной пятидневки – минус 39 °С;
- вес снегового покрова – 70 кг·с/м²;
- нормативная глубина промерзания для глин и суглинков – 234 см, для песка и супесей – 284 см;
- предприятий, загрязняющих атмосферу нет.

На площадке строительства литологический разрез (сверху-вниз) представлен следующими грунтами:

- почвенно-растительный слой мощностью 0,2 м;
- суглинки маловлажные, полутвердые мощностью (1,2-1,7) м;
- пески разномерные от пылеватых до средней крупности, средней плотности до вскрытой глубины 7 м.

Подземные воды до глубины 7 м на площадке не вскрыты. Суглинки, пески мелкие и пылеватые при промерзании слабопучинистые, а пески средней крупности практически непучинистые.

1.2 Характеристика существующей системы электроснабжения

Система внешнего электроснабжения космодрома Восточный производит прием и передачу электроэнергии от энергетической системы и автономных источников питания. Передача и распределение энергии осуществляется с помощью ЛЭП напряжением 220, 110кВ, затем по КЛЭП напряжением 10 кВ поступает к потребителям системы внутреннего электроснабжения: стартовый комплекс, технический комплекс, главная понизительная подстанция, промышленная строительного-эксплуатационная база, комплекс очистных сооружений и другие объекты наземно-космической инфраструктуры.

Основные источники питания – подстанции Амурская и Ледяная, от которых осуществляется передача электроэнергии по ЛЭП 220 кВ к главным понизительным подстанциям (ГПП).

ГПП питает подстанции СК-1 110/10кВ и Аэродром 110/10кВ.

Аварийные ИП - дизельные электростанции (ДЭС).

Потребители электроэнергии космодрома делятся на 3 категории:

Потребители 1-й категории - электроприемники, обеспечивающие боевое дежурство, подготовку и пуск РКН, электроснабжение которых осуществляется не менее чем от двух независимых источников электроэнергии с устройством автоматического включения резервного источника. Данные потребители подразделяются на две группы:

1 -А - потребители, не допускающие перерыва в электроснабжении;

1- Е - потребители, допускающие перерыв в электроэнергии на время автоматического включения резервного источника электроэнергии,

Потребители 2-й категории - электроприемники, обеспечивающие боевое дежурство, перерыв в электроснабжении которых допускается на время, необходимое для включения резервного источника энергии. Их электроснабжение

осуществляется от двух независимых ИП, с возможным включением резервного источника обслуживающим расчетом.

Потребители 3-й категории - электроприемники, перерыв в электроснабжении которых допускается на время, требуемое для проведения ремонтно-профилактических работ в системе электроснабжения или ликвидации аварий. Электроснабжение осуществляется от одного ИП.

Предназначение КЦ - создание орбитальной группировки КА, ее наращивание и восполнение. Космический центр решает задачи;

- приём РН и КА от предприятий-поставщиков;
- хранение РН, КА и комплектующих элементов к ним,
- хранение компонентов ракетных топлив;
- производство низкокипящих КРТ и сжатых газов;
- сборка и испытания РН и КА;
- запуск КА;
- траекторные измерения на участке выведения РКН;
- прием и обработка телеметрической информации;
- обеспечение технических и стартовых комплексов водой, теплом, энергией.

В структуру Восточного входят следующие элементы:

- управление космодрома - управления, отделы, службы;
- центры испытаний и применения космических средств (ЦИП КС)
- центр анализа и математической обработки результатов пуска с подчиненными ему частями - измерительными пунктами космодрома и вычислительным центром;
- отдельные испытательные станции;
- организации специальные обеспечивающие.

Основные объекты космодрома:

- территории РКК различных типов;
- жилой городок;
- аэропорт (аэродром);

- кислородно-азотный завод (КАЗ);
- одна или несколько станций заправки КА И РБ КРТ и газами;
- измерительные пункты (ИП);
- системы энерго-, тепло-, водоснабжения.

В настоящее время система электроснабжения космодрома получает питание от подстанции Ледяная 220/35/6кВ.

Главная понизительная подстанция 220/110/10кВ “ГПП”, получает электроэнергию от подстанции 220/35/6 кВ “Ледяная” по линии 220кВ. По линии 110кВ передает электроэнергию на ПС “Аэродром” и ПС “СК-1”. По линии 10кВ питание поступает на следующие площадки: Промышленная зона, ТБО и КСИСО.

Главные потребители ПС СК-1: стартовый и технический комплекс РН “Союз-2”. На подстанции установлены два трансформатора ТДН-40000/110/10, распределительное устройство на напряжение 110кВ выполнено в виде КРУЭ, на напряжение 10кВ в виде КРУ.

На данный момент космодром восточный получает питание от одного источника, подстанции 220/35/6кВ Ледяная, по ВЛ 220кВ. Технологического присоединения от ПС 500/220/110/35/6 Амурская еще не произведено.

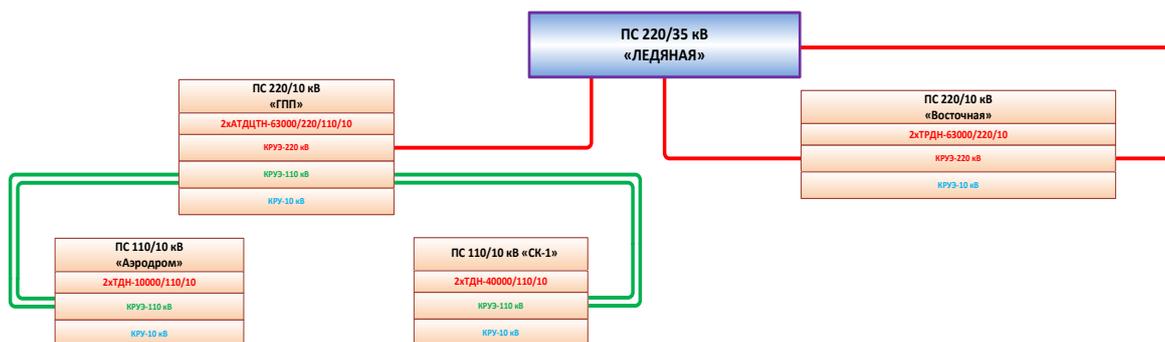


Рисунок 1 - Блок-схема внешнего электроснабжения космодрома Восточный электроснабжения на 2019 год

Так как на космодроме присутствуют потребители первой категории и его электроснабжение должны обеспечивать два источника питания, а так же для повышения надежности системы электроснабжения предлагается ввести

подстанцию 220/110/10 ГПП 2, источником питания для которой послужит ПС 500/220/110/35/10 Амурская.

Для выполнения таких функций как:

- обеспечение электроэнергией наземно-космического комплекса для ракетоносителей тяжелого класса “Ангара”;
- второй независимый источник питания стартового комплекса, планируется ввести подстанцию 110/10 СК-2. Окончание строительства подстанции СК-2 планируется в 2021 год.

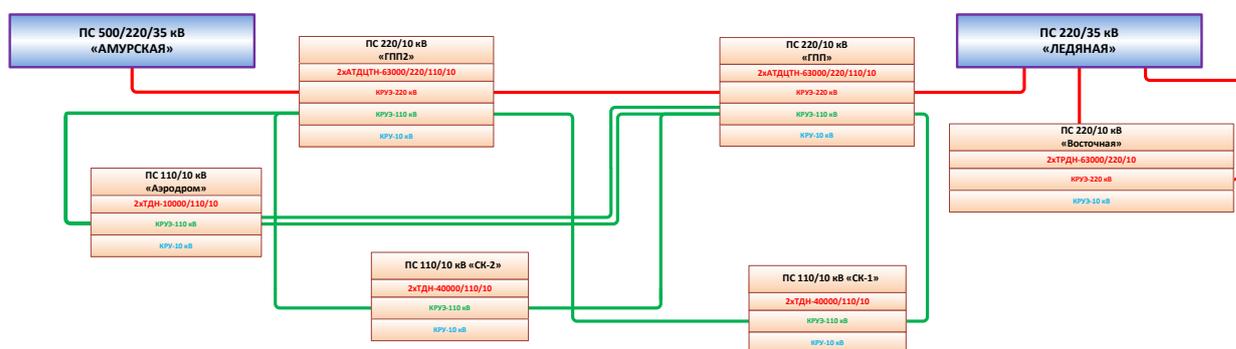


Рисунок 2 – Блок-схема внешнего электроснабжения космодрома Восточный на 2022 год.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 Определение расчетных электрических нагрузок

Для правильного выбора системы электроснабжения, необходимо определить электрические нагрузки, исходя из величин которых, будет возможно установить параметры всех элементов схемы.

Расчет электрических нагрузок можно осуществить несколькими методами, такими как: метод удельных мощностей, метод удельного электропотребления, метод коэффициента спроса, вероятностно–статистический метод, а также метод коэффициента расчетной нагрузки. Расчет нагрузок для ПС 110/10 кВ «СК-2» приведён на примере ПС 110/10 кВ «СК-1» с учётом планируемого увеличения нагрузки. Подробный расчёт нагрузок представлен для одной из подстанций (ТП-1(ПСЗ-30)), получающей питание от ПС «СК-1». При выполнении расчета электрических нагрузок был использован метод коэффициента расчетной нагрузки, для обеспечения наибольшей точности расчета.

По расчётной нагрузке определяют и выбирают электрооборудование, мощность ИП, сечение кабелей и проводов, мощность трансформаторов.

Порядок выполнения расчёта:

1. Расчет номинальной мощности приемников, работающих в продолжительном и повторно–кратковременном режимах.

$$P_{НОМ} = P_{насн} \cdot \sqrt{ПВ}, \quad (1)$$

где $ПВ$ – паспортная продолжительность включения;

$P_{насн}$ – паспортная мощность, кВт.

2. Разделение ЭП на характерные категории.

3. Определяем значения активной $P_{НОМ}$ и реактивной $Q_{НОМ}$ мощности группы (ЭП) как алгебраическую сумму номинальных мощностей отдельных приёмников, приведённых к продолжительности включения $ПВ = 1$.

Групповая номинальная (установленная) активная мощность:

$$P_{НОМ\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{НОМ,i}, \quad (2)$$

где n – число ЭП.

Групповая номинальная реактивная мощность:

$$Q_{НОМ\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{НОМ,i} \cdot \operatorname{tg} \varphi. \quad (3)$$

4. Находим средневзвешенный коэффициент использования группы ЭП.

$$K_{И} = \Sigma P_{cp} / \Sigma P_{НОМ}. \quad (4)$$

5. Средние активные и реактивные мощности характерной группы ЭП находим по формулам:

$$\Sigma P_{cp} = \sum_1^m P_{НОМ} \cdot K_{И}; \quad (5)$$

$$\Sigma Q_{cp} = \sum_1^m P_{cp} \cdot \operatorname{tg} \varphi. \quad (6)$$

6. Эффективное число ЭП:

$$n_{\text{э}} = \frac{2 \Sigma P_{НОМ}}{P_{НОМ \text{ MAX}}}. \quad (7)$$

В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа ЭП по кривым определяется коэффициент расчетной нагрузки K_p ,

7. Определяется расчетная активная и реактивная мощность групп ЭП напряжением до 1 кВ:

$$P_p = K_p \cdot \Sigma P_{cp}; \quad (8)$$

Расчетная реактивная мощность:

$$\text{При } n_{\text{Э}} \leq 10 \quad Q_p = 1,1 \cdot Q_{cp}, \quad (9)$$

$$\text{При } n_{\text{Э}} \geq 10 \quad Q_p = Q_{cp}. \quad (10)$$

Исходные данные для расчета нагрузок ПС и результаты расчёта представлены в таблице 1.

В составе ПСЗ 30 можно выделить 4 характерные группы ЭП, отличающиеся между собой по режиму работы, симметричности и роду тока:

1. Вентиляционные установки;
2. Установки фильтрации;
3. Насосы с $K_H = 0,7$;
4. Краны.

Для каждой характерной категории определяем номинальную суммарную мощность, среднюю суммарную мощность, эффективное число ЭП, средневзвешенный коэффициент использования, $tg\varphi$, расчетные мощности.

В качестве примера произведем расчет для группы электроприемников - краны.

1. Номинальная мощность мостового крана:

$$P_{НОМ} = 3,5 \cdot \sqrt{0,4} = 2,21 \text{ кВт.}$$

2. Суммарная номинальная мощность:

$$P_{НОМ\Sigma} = 4 \cdot 2,21 = 8,84 \text{ кВт.}$$

$$Q_{НОМ\Sigma} = 8,84 \cdot 1,73 = 15,3 \text{ кВар.}$$

3. Средневзвешенный коэффициент использования:

$$K_{u.cр} = 0,1$$

4. Средняя суммарная активная и реактивная мощность:

$$\Sigma P_{cр} = 8,84 \cdot 0,1 = 0,88 \text{ кВт,}$$

$$\Sigma Q_{cр} = 0,88 \cdot 1,73 = 1,52 \text{ кВар.}$$

5. Расчетная активная и реактивная мощности:

$$P_p = 3,24 \cdot 0,88 = 2,9 \text{ кВт,}$$

$$Q_p = 1,1 \cdot 1,52 = 1,7 \text{ кВар.}$$

Исходные данные для расчета нагрузок ПС и результаты расчёта представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Наименование ЭП, их характеристики и характерные категории ЭП

Наименование и категории ЭП	Кол. ЭП	$P_{ном}$, кВт	$P_{номΣ}$, кВт	K_u	$tgφ$	$P_{ср}$, кВт	$Q_{ср}$, кВт	$n_{э}$, шт.	K_p	P_p , кВт	Q_p , кВт	S_p , кВт
1 кат. - Крановые установки												
Краны мостовые (ПВ=40%)	4	2,21	8,84	0,1	1,73	0,88	1,53	4	3,24	2,9	1,7	3,4
2 кат. - Установки фильтрации												
Установка обезжелезивания	3	1	3	0,8	1,17	2,4	2,81			55,06	44,9	
Установка микрофильтрации	3	23	69	0,6	0,8	41,4	33,1					
Блок подготовки дозирования раствора	2	4	8	0,6	0,8	4,8	3,84					
Установка механического обезвоживания	5	2	10	0,6	0,8	6	4,8					
Установка сгущения осадка	2	0,38	0,76	0,6	0,8	0,46	0,36					
3 кат. – Насосы							итого	15	1,12	61,7	44,9	76,31
Насосы подачи обезжелезенной воды в резервуар	1	3	3	0,7	0,75	2,1	1,58			609,8	457,4	
Насос подачи воды на фильтры обезжелезивания	2	3	6	0,7	0,75	4,2	3,15					
Насос перекачки усредненной промывной воды	3	8,5	25,5	0,7	0,75	17,9	13,4					
Насос перекачки осадка	3	2,4	7,2	0,7	0,75	5,04	3,78					
Дренажный насос	2	2,2	4,4	0,7	0,75	3,08	2,31					
Пожарный насос	3	165	495	0,7	0,75	346,5	259,9					
Насос дежурного режима	2	90	180	0,7	0,75	126	94,5					
Питьевые насосы	5	30	150	0,7	0,75	105	78,75					
4 кат. – вентустановка							итого	21	1	609,8	457,4	762,28
Воздуходувка	3	7,5	22,5	0,6	0,75	13,5	10,13	3	1,33	18	11,1	21,15
Итого	43	336,7	993,2									

2.2 Расчет осветительной нагрузки

Освещение любого промышленного объекта составляет около 10 % нагрузки от суммарной, на которую подключаются ЭП.

Осветительную нагрузку сборочного здания будем определять по формуле:

$$P_{осв} = A \cdot B \cdot a \cdot k_u \quad (11)$$

$$P_{осв} = 33 \cdot 54 \cdot 5 \cdot 10^{-3} \cdot 0,85 = 7,6 \text{ кВт},$$

где A, B – ширина и длина производственного помещения;
 a – удельная плотность осветительной нагрузки, Вт/м³

$$Q_{осв} = P_{p.o} \cdot \operatorname{tg} \varphi$$

$$Q_{осв} = 7,6 \cdot 0,88 = 6,7 \text{ кВар}.$$

Суммарная расчётная нагрузка равна сумме расчётных нагрузок каждой из групп:

$$P_{p\Sigma} = P_{p1} + P_{p2} + P_{p3} + P_{p4} + P_{осв} \quad (12)$$

$$P_{p\Sigma} = 2,9 + 61,7 + 609,8 + 18 + 7,6 = 700 \text{ кВт};$$

$$Q_{p\Sigma} = Q_{p1} + Q_{p2} + Q_{p3} + Q_{p4} + Q_{осв}. \quad (13)$$

$$Q_{p\Sigma} = 1,7 + 44,9 + 457,4 + 11,1 + 6,7 = 521,8 \text{ кВар}.$$

Развитие космодрома «Восточный» подразумевает подключение дополнительной нагрузки примерно равной:

$$P_{о\text{ж}} = 570 \text{ кВт};$$

$$Q_{о\text{ж}} = 300 \text{ кВар}.$$

Следовательно, в связи с предстоящим увеличением нагрузки, полная нагрузка составит:

$$S_p = \sqrt{(P_{p\Sigma} + P_{о\text{ж}})^2 + (Q_{p\Sigma} + Q_{о\text{ж}})^2} \quad (14)$$

$$S_p = \sqrt{(700 + 570)^2 + (521,8 + 300)^2} = 1512,7 \text{ кВА}.$$

Расчет электрических нагрузок для остальных приемников, питающихся от подстанции «СК-2», производится аналогично данному расчёту. Результаты расчета сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Расчетные мощности ЭП ПС «СК-2»

Наименование	P_p , кВт	Q_p , кВар	S_p , кВА
ТП-1(ПСЗ-30)	700	521,8	1512,7
ПС-10	2626,6	1563,5	3126,9
ПС-17	3226,6	1920,6	3841,2
ПС-15	1046,9	623,2	1246,4
ПС-16	775,9	461,9	923,7
ПС-28	782,1	465,5	931,1
ТП-Очист.	492,7	293,3	586,5
ТП-ВЗС №1	505,0	300,6	601,2

Продолжение таблицы 2

ЦРП-10кВ «ТК»			
ПС-1	3879,9	2309,5	4619,0
ПС-2	3757,4	2236,6	4473,2
ПС-5	3080,2	1833,5	3666,9
ПС-6	2956,2	1759,7	3519,3
ПС-7	788,3	469,2	938,4
ПС-14	1970,9	1173,2	2346,3
ПС-18	3818,1	2272,7	4545,3
ПС-21	769,7	458,2	916,4
ПС-22	492,9	293,4	586,8
ЦРП – 10 кВ «СК»			
ТП соор.3	1949,5	1160,4	2320,8
ТП соор.4	511,2	304,3	608,6
ТП соор.5	1228,0	731,0	1461,9
ТП соор.6	1295,5	771,2	1542,3
ТП соор.7	811,7	483,2	966,3
ТП соор.10	1266,6	753,9	1507,8
ТП соор.17	463,2	275,7	551,4
ТП соор.24А	793,2	472,1	944,3
ТП соор.24Б	470,5	280,1	560,1
ТП соор.24В	197,1	117,3	234,6
ТП соор.24Г	492,0	292,9	585,8
ТП соор.24Д	480,9	286,3	572,6
ТП-1	1216,9	724,4	1448,7
ТП-2	1122,0	667,9	1335,8
ТП-3	1915,5	1140,2	2280,3
СУММА	47050,5	28006,3	54755,0

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

3.1 Компенсация реактивной мощности

Отсутствие КРМ приводит к повышению потоков реактивной мощности, росту потерь, росту тарифов, снижению управляемости режимами работы сетей, к ухудшению качества электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей.

КУ устанавливаются на стороне низкого напряжения 10 кВ, исходя из этого, предельно допустимый коэффициент реактивной мощности принимаем равным 0,4.[1].

Определяем необходимую мощность КУ на подстанции.

$$Q_{KV} = Q_{\Sigma} - P_{\Sigma} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{пред}}, \text{кВар} \quad (15)$$

$$Q_{KV} = 28006,3 - 47050,5 \cdot 0,4 = 8934,5, \text{кВар}$$

Для выбора компенсирующих устройств вычисляем фактическую реактивную мощность:

$$Q_{\text{факт}}^{KV} = 1,1 \cdot Q_{KV} \quad (16)$$

$$Q_{\text{треб}}^{KV} = 1,1 \cdot 8934,5 = 9827,9 \text{квар}$$

Подбираем количество БК примерно близкое к данному значению по следующей формуле:

$$Q_{\text{ф}}^{KV} = n_{\text{ку}} \cdot S_{\text{ку}}, \text{Мвар} \quad (17)$$

где $n_{\text{ку}}$ – количество устанавливаемых батарей конденсаторов;

$S_{кy}$ – мощность батарей конденсаторов, кВА.

$$Q_{\phi}^{кy} = 1 \cdot 6300 = 6300, \text{ квар}$$

Нескомпенсированную реактивную мощность находим как:

$$Q_{неск} = Q_{\Sigma} - Q_{\phi}^{кy}, \text{ квар.} \quad (18)$$

$$Q_{нескA} = 28006,3 - 6300 = 21706,3, \text{ квар.}$$

Примем к использованию установку КРМ ВАРНЕТ - Н - 10 - 0Л6300.

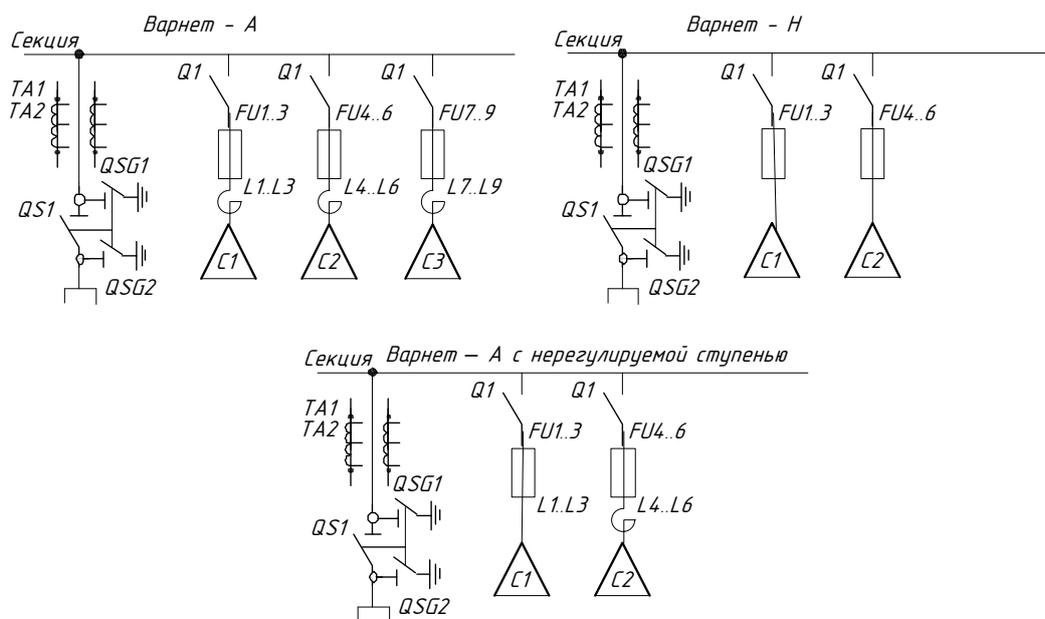


Рисунок 3 – Однолинейная схема компенсаторной установки

3.2 Выбор силовых трансформаторов

Число трансформаторов выбирается в зависимости от категории потребителей. Так как от подстанции «СК-2» будут получать питание потребители 1 и 2 категории, то число трансформаторов принимаем равное двум.

Мощность СТ на понижающих ПС рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах в пределах 70-80%, на вре-

ма максимума общей суточной продолжительностью не дольше 6 часов в течение 5 суток.

Для выбора трансформатора находим его расчетную мощность, кВА:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot K_3}, \text{кВА} \quad (19)$$

где n – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

K_3 – коэффициент загрузки;

P_{Σ} – суммарная активная расчетная мощность;

$Q_{неск}$ – некомпенсированная мощность.

$$S_p = \frac{\sqrt{47050,5^2 + 21706,3^2}}{2 \cdot 0,7} = 37014,2, \text{кВА}$$

Принимаем к установке трансформатор ТДН-40000/110-УХЛ1, с регулировкой напряжения под нагрузкой, схема соединения обмоток Y_0/Δ .

Выбрав трансформатор, осуществим проверку по коэффициентам загрузки в номинальном и послеаварийном режимах работы.

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{неск}^2}}{n \cdot S_{ТР ном}}, \quad (20)$$

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{47050,5^2 + 21706,3^2}}{2 \cdot 40000} = 0,65$$

Далее рассчитываем коэффициент загрузки в послеаварийном режиме.

$$K_3^{ном} = \frac{\sqrt{47050,5^2 + 21706,3^2}}{40000} = 1,3$$

Структура условного обозначения трансформатора:

- ТДН – 40000/110-УХЛ1
- Т – три фазы;
- Д - принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла;
- Н - трансформатор с отпайками РПН;
- 40000 - номинальная мощность трансформатора, кВ·А;
- 110 - класс напряжения высокой стороны, кВ;
- УХЛ1 - климатическое исполнение и категория размещения.

Основные данные трансформатора представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Параметры трансформатора

Тип трансформатора	ТДН-40000/110
$S_{ном}$, МВА	40
$U_{ВН}$, кВ	115
$U_{НН}$, кВ	10,5
ΔP_{xx} , кВт	22
ΔP_k , кВт	170
U_k , %	10,5
I_x , %	0,28
Количество трансформаторов	2

Номинальные значения токов на стороне ВН и НН определим.

$$I_{ВН} = 200,8 \text{ А}$$

$$I_{НН} = 2200 \text{ А}$$

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

В расчете ТКЗ определения величины токов для того, чтобы рассчитать уставки срабатывания и проверить чувствительность защит. Для этого нам нужны соответственно максимальные и минимальные значения токов, протекающих через защищаемый элемент установки [2].

Задача расчета токов КЗ - определение периодической составляющей тока КЗ для начального момента возникновения замыкания ($t=0$) при трехполюсном металлическом КЗ [3].

Для расчёта ТКЗ составляем схему замещения, определяем расчетные точки и режимы работы сети, при которых определяем значения токов.

Расчет будет произведен в именованных единицах.

Параметры элементов схемы замещения: $E_{C1} = 110$ кВ, $X_{Л1}^{III} = 8,31$ Ом, $X_{Л1}^{III} = 24,92$ Ом, $I_{КЗ.С1}^{(3)} = 2,28$ кА.

Определим сопротивление системы X_{C1} :

$$X_C^{III} = \frac{E_C}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ.С}^{(3)}}, \quad (21)$$

$$X_{C1}^{III} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 2,28} = 27,88 \text{ Ом};$$

$$X_{C1}^{III} = 2 \cdot X_{C1}^{III} = 55,76 \text{ Ом};$$

Исходные данные трансформатора, установленного на ПС:

$$S_{ном} = 40 \text{ МВА};$$

$$U_{НОМ} = 110 \text{кВ};$$

$$u_B = 10,5\% ;$$

Сопротивление СТ найдем по формуле:

$$X_m = \frac{u_B \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} \quad (22)$$

$$X_m = \frac{10,5 \cdot 110^2}{100 \cdot 40} = 31,76 \text{Ом};$$

Схема замещения прямой последовательности показана на рисунке 4.

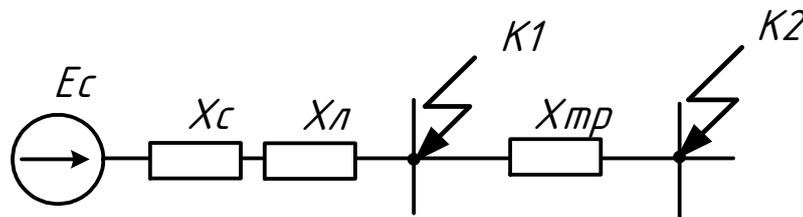


Рисунок 4 – Схема замещения прямой последовательности

$X_{\Sigma III}$ и $X_{\Sigma HII}$ соответственно равны:

$$X_{\Sigma III} = X_{C1}^{III} + X_{L1}^{III} = 36,18 \text{Ом};$$

$$X_{\Sigma HII} = X_{C1}^{HII} + X_{L1}^{HII} = 80,67 \text{Ом};$$

Эквивалентрируем схему к каждой точке КЗ и находим ток трехфазного, двухфазного и однофазного КЗ:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{E_C}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma III}}, \quad (23)$$

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)}, \quad (24)$$

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot E_C}{(X_{\Sigma III} + X_{\Sigma OII} + X_{\Sigma HII})} \quad (25)$$

Произведем расчёт токов короткого замыкания в точке К1:

$$I_{K31}^{(3)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 36,18} = 1,94 \text{ кА},$$

$$I_{K31}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,94 = 1,68 \text{ кА};$$

$$I_{K31}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 110}{(2 \cdot 36,18 + 80,67)} = 1,35 \text{ кА};$$

Рассчитаем ТКЗ в точке К2:

$$I_{K32}^{(3)} = 11 \cdot \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot 36,18 + 80,67 + 31,76)} = 10,28 \text{ кА},$$

$$I_{K32}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10,28 = 8,9 \text{ кА};$$

Таблица 4 – Результаты расчета токов КЗ для ВЛ

Вид КЗ	Расчетные точки	
	К1	К2
Трехфазное	1,94	10,28
Двухфазное	1,68	8,9
Однофазное	1,35	-

5 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДНИКОВ

Проектируемую ГПП-2 220/110/10 планируется соединить с подстанцией «СК-2» воздушными линиями, для обеспечения более надёжного электроснабжения космодрома. Основным параметром линии является величина сечения провода.

Выбор сечения проводов производится методом экономических токовых интервалов. Проверка пригодности выбранных сечений проводов производится расчетом послеаварийного режима. [4]

Максимальный ток в ВЛ между ПС рассчитаем по формуле:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{ц}} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3}}, \text{ кА} \quad (26)$$

где P_{Σ} , $Q_{\text{неск}}$ – активная и некомпенсированная реактивная мощности, передаваемой по линии.

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей;

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

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{47050,5^2 + 21706,3^2}}{1 \cdot 110 \cdot \sqrt{3}} = 0,272 \text{ кА}$$

Расчетное значение тока, протекающего по линии:

$$I_p = I_{\max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \text{ кА} \quad (27)$$

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

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

α_i – коэффициент, учитывающий число часов использования наибольшей нагрузки и коэффициент попадания нагрузки в максимум энергосистемы (T_M).

Для ВЛ напряжением 110 – 220 кВ: $\alpha_i=1,05$; $\alpha_t=1$;

$$I_p = 0,272 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,286 \text{ кА}$$

Выбор сечения произведём по длительно допустимому току:

$$I_p \leq I_{дон} \tag{28}$$

Выбираем провод марки АС-120/19.

$$0,286 \leq 0,390 \text{ кА}$$

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Электрические аппараты выбираются по номинальному напряжению, номинальному току, роду установки (наружной или внутренней) и проверяются на действие токов короткого замыкания [5].

При выборе по номинальному напряжению требуется выполнение условия:

$$U_{\text{АП.НОМ}} \geq U_{\text{УСТ.НОМ}}, \quad (29)$$

где $U_{\text{ап.уст}}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{уст ном}}$ – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется, чтобы соблюдалось данное условие:

$$I_{\text{АП.НОМ}} \geq I_{\text{РАБ.МАХ}}, \quad (30)$$

Протекающий через аппарат нагрузочный ток, $I_{\text{РАБ.МАХ}}$ не должен превышать указанное значение тока в каталожных данных аппарата.

При проверке аппарата и токоведущих частей РУ на термическую и динамическую стойкость за расчетный вид короткого замыкания обычно принимают трехфазное короткое замыкание. Для большинства аппаратов должно соблюдаться указанное ниже условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\text{max}}, \quad (31)$$

$$I_y \leq I_{\text{max}}, \quad (32)$$

где i_{\max} и I_{\max} – соответственно максимально допустимое амплитудное и действующее значения сквозного тока аппарата.

Проверка аппаратов на термическую стойкость сводится к определению наибольшей температуры нагрева их токами к.з., для чего необходимо знать длительность к.з., $t_{\text{откл}}$ или расчетное время действия тока к.з. Это время определяется суммой собственного времени отключения выключателя t_B и собственного времени срабатывания защиты, принимаемое в основном равным 0,01 с.

Для проверки аппаратов на термическую стойкость нужно определить величину W_k теплового импульса к.з., характеризующего количество тепла, выделяющегося в аппарате и проводнике за время отключения $t_{\text{отк}}$.

$$W_k = I_{\text{НО}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a). \quad (33)$$

Ударный ток найдём по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} I_{n0} K_{y\partial}. \quad (34)$$

Апериодическая составляющая ТКЗ:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{n0}$$

Из справочных данных берём ударный коэффициент и определяем ударный ток [6].:

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 10,28 \cdot 1,717 = 25 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока К.З

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{n0};$$

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 10,28 = 14,54 \text{ кА}.$$

Для точки высокого напряжения расчёт выполняется аналогично.

Таблица 6 – Токи короткого замыкания.

Точка короткого замыкания	$I_{по}^{(3)}$, кА	$i_{уд}$, кА	i_a , кА
ВН	1,94	4,72	2,74
НН	10,28	25	14,54

6.1 Выбор комплектного распределительного устройства

Применение комплектного распределительного устройства ускоряет монтаж РУ. Оно безопасно в обслуживании, части, которые находятся под напряжением, закрыты металлическим кожухом [7].

Распределительное устройство 10 кВ выполним с помощью КРУ СЭЩ-63. КРУ СЭЩ состоит из отдельных шкафов, соединенных между собой в соответствии с электрической схемой главных цепей распределительного устройства. Данный шкаф представляет собой каркасно-модульную конструкцию, собранную из отдельных модулей со встроенными в них аппаратами, приборами измерения, РЗ, управления, автоматики и сигнализации. Такие шкафы рассчитаны на одностороннее обслуживание. Их компоновка предусматривает удобство осмотров, ремонта и демонтажа основного оборудования во время эксплуатации КРУ.

Таблица 7 – Технические характеристики КРУ

Наименование параметра, показатели классификации	Значение параметра, исполнение
Номинальное напряжение (линейное)	10 кВ
Наибольшее рабочее напряжение	12 кВ
Номинальный ток сборных шин	1600 А
Номинальный ток отключения встроенного выключателя	31,5 кА
Ток термической стойкости	31,5 кА
Ток электродинамической стойкости главных цепей ячейек	51 кА
Номинальная частота	50 Гц
Уровень изоляции по ГОСТ 1516.1-76	Нормальная изоляция, уровень “Б”

6.2 Выбор выключателей

Выключатель выбирается по номинальному напряжению, длительному номинальному току и проверяется по отключающей способности, динамической и термической устойчивости к токам КЗ [5].

На стороне НН для секционирования и на вводах Т-1, Т-2 применяем выключатели VD4-10.

Вакуумный выключатель работает в КРУ и камерах стационарных одностороннего обслуживания (КСО) внутренней установки напряжением до 20 кВ трехфазного переменного тока частотой 50 Гц для систем с изолированной и заземленной нейтралью

Через включенный выключатель тока проходит от верхнего вывода и держателя камеры через подвижный контакт и роликовый контакт к нижнему выводу. Отключающее движение передается через изоляционную соединительную тягу со встроенными контактными пружинами [15].

Таблица 8 – Параметры выбора выключателя VD4-10кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10\text{кВ}$	$U_{уст} = 10\text{кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 4000\text{ А}$	$I_{раб.мах} = 2200(1100)\text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 31,5\text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 10,28\text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{откл,ном}$
$i_{вкл} = 63\text{ кА}$	$i_{уд} = 25\text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 31,5\text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 10,28\text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 63\text{ кА}$	$i_{уд} = 25\text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 31,5\text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 10,28\text{кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800\text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 24,26\text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

6.3 Выбор трансформаторов тока

В комплектное распределительное устройство 10 кВ выбираем трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10.

Каталожные и расчетные данные ТТ ТОЛ-СЭЩ-10 представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Каталожные и расчетные данные ТОЛ-СЭЩ-10.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{н} = 10\text{ кВ}$	$U_{уст} = 10\text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{н}$
$I_{н} = 4000\text{ А}$	$I_{раб.мах} = 2200\text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{н}$
$I_{дин} = 100\text{ кА}$	$I_{уд} = 25\text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_{Т}^2 \cdot t_{Т} = 4800\text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 1159,5\text{ кА}^2\text{с}$	$I_{Т}^2 \cdot t_{Т} > B_{к}$

Выбранный ТТ удовлетворяет все условия.

6.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по:

- напряжению установки, согласно условию;
- конструкции и схеме соединения обмоток;
- классу точности;
- вторичной нагрузке [3].

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (35)$$

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

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех приборов и реле, присоединенных к ТН.

Примем к установке в данных КРУ ТН НАМИТ-10кВ - трехфазный, антирезонансный, масляный, климатическое исполнение «УХЛ», категория размещения 2, соединённые конструктивно в единое целое два ТН [14]:

- трансформатор напряжения контроля изоляции (ТНКИ), трёхобмоточный: первичные и основные вторичные обмотки соединены по схеме звезда, дополнительные вторичные - разомкнутый треугольник. Трансформатор предназначен для питания цепей измерительных приборов учёта электрической энергии, для цепей защиты и контроля изоляции.

- трансформатор нулевой последовательности (ТНП), двухобмоточный, первичная обмотка которого включена в нейтраль трансформатора напряжения контроля изоляции и заземлена, вторичная обмотка выведена на крышку трансформатора. Предназначен для защиты трансформатора ТНКИ от повреждения при однофазных замыканиях и феррорезонансе.

Перечень приборов, подключаемых к ТН представлен в таблице 10. Сопоставление каталожных и расчетных данных НАМИТ-10 кВ показаны в таблице 11.

Таблица 10 – Вторичная нагрузка ТН в КРУ 10 кВ (на одну фазу)

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Кол-во приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	5
Вольтметр трехфазный	СВ3021	7,5	1	7,5
Счетчик акт. и реакт. э.э.	СЭТ-4ТМ.03М	1	7	7
Ваттметр	СР3021	5	1	5
Варметр	СР3021	5	1	5
Итого				29,5

Таблица 11 – Сопоставление каталожных и расчетных данных НАМИТ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10\text{кВ}$	$U_{уст} = 10\text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 200\text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 29,5\text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

Выбранные ТН удовлетворяют условиям выбора..

6.5 Выбор комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией КРУЭ-110

Применение КРУЭ позволяет значительно уменьшить площади и объемы, занимаемые распределительным устройством и обеспечить возможность более легкого расширения КРУЭ по сравнению с обычными РУ.

К другим преимуществам КРУЭ можно отнести:

- многофункциональность — в одном корпусе совмещены сборные шины, выключатель, разъединители с заземляющими разъединителями, трансформаторы тока, что существенно уменьшает размеры и повышает надежность;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- высокая надежность и стойкость к воздействию внешней среды;
- возможность установки в сейсмически активных районах и зонах с повышенной загрязненностью;
- отсутствие электрических и магнитных полей;
- безопасность и удобство эксплуатации, простота монтажа и демонтажа.

Проведем проверку для выключателя и разъединителя выбранного КРУЭ 110 кВ по:

1) номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети} \quad (36)$$

$$110\text{кВ} \geq 110\text{кВ}$$

2) номинальному току:

$$I_{ном} \geq I_{расч} \quad (37)$$

$$1250A \geq 201A$$

3) отключающей способности на:

а) ток отключения:

$$I_{ном.отк} \geq I_{пт} \quad (38)$$

$$31,5кА \geq 1,94кА$$

б) отключение апериодической составляющей ТКЗ:

$$i_{\alpha.ном} \geq i_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{ном.отк}, \quad (39)$$

$$\text{где } \tau = t_{р.з} + t_{с.в} = 0,01 + 0,033 = 0,043\text{с} \quad (40)$$

где $t_{р.з} = 0,1\text{с}$ - минимальное время действия релейной защиты;

$t_{с.в} = 0,033\text{с}$ - собственное время отключения выключателя.

Величина $\beta_{ном}$ регламентируется ГОСТом в виде кривой $\beta_{ном} = f(\tau)$, представленной на рисунке 5.

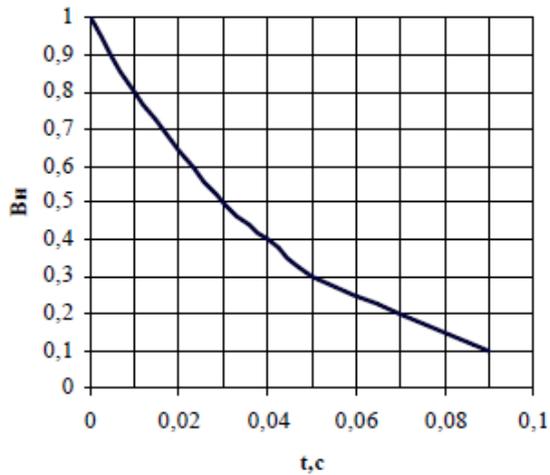


Рисунок 5 – График зависимости $\beta_{ном}(t)$

Из рисунка видим, что $\beta_{ном} = 0,38$

$$i_{\alpha.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,38 \cdot 31,5 = 16,93 \text{кА} ;$$

$$i_{\alpha.\tau} = 2,74 \text{кА}$$

$$16,93 \text{кА} \geq 2,74 \text{кА}$$

4) предельному сквозному току КЗ на электродинамическую стойкость:

$$I_{дин} \geq I_{н.о} \tag{41}$$

$$31,5 \text{кА} \geq 1,94 \text{кА}$$

$$i_{дин} \geq i_{уд} \tag{42}$$

$$79 \text{кА} \geq 4,72 \text{кА}$$

5) тепловому импульсу на термическую стойкость

$$B_k = I_{н.о}^2 \cdot t_{мер} \quad (43)$$

$$B_{к.ном} \geq B_k$$

$$B_k = 1,94^2 \cdot 3 = 11,3 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

Для выключателя:

$$B_{к.ном} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$2976,75 \text{кА}^2 \cdot \text{с} \geq 11,3 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

Для разъединителя:

$$B_k = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$3969 \text{кА}^2 \cdot \text{с} \geq 11,3 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

Каталожные и расчетные данные указаны в таблице 12.

Таблица 12 – Выбор выключателя и разъединителя КРУЭ 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель	Разъединитель
$U_{ном} = 110 \text{кВ}$	$U_{ном} = 145 \text{кВ}$	$U_{ном} = 145 \text{кВ}$
$I_{расч} = 201 \text{А}$	$I_{ном} = 1250 \text{А}$	$I_{ном} = 1250 \text{А}$
$I_{н.о}^3 = 1,94 \text{кА}$	$I_{ном.откл} = 31,5 \text{кА}$	-
$i_{а.т} = 2,74 \text{кА}$	$i_{а.т} = 16,93 \text{кА}$	-
$I_{н.о} = 1,94 \text{кА}$	$I_{дин} = 31,5 \text{кА}$	-
$i_{уд} = 4,72 \text{кА}$	$i_{дин} = 79 \text{кА}$	$i_{дин} = 79 \text{кА}$
$B_{к.ном} = 11,3 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 2976,75 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 3969 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Параметры выбранных выключателей и разъединителей КРУЭ 110 кВ удовлетворяют условиям выбора.

Проведем проверку для трансформаторов тока выбранного КРУЭ 110 кВ по:

1) напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (44)$$

$$110\text{кВ} \leq 110 \text{ кВ}$$

2) току:

$$I_{max} \leq I_{1ном} \quad (45)$$

$$201\text{А} \leq 600\text{А}$$

3) термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (46)$$

$$2976,75\text{кА}^2 \cdot \text{с} \leq 15,6\text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

4) величине вторичной нагрузки:

$$S_{\Sigma} \leq S_{ном} \quad (47)$$

Мощности приборов, подключенных к трансформатору тока сведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Мощность приборов

Наименование приборов	Собм, ВА	Нагрузка		
		А	В	С
Амперметр	0,5	0,5	-	-
Ваттметр	0,5	0,5	-	0,5
Варметр	0,5	0,5	-	0,5
Счетчик активной энергии	2,5	2,5	-	2,5
Счетчик реактивной энергии	2,5	2,5	-	2,5
Итого		6,5	-	6,0

Суммарная мощность приборов подключенных к ТТ:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{(6,5 + 6)^2} = 12,5 \text{ ВА}$$

$$12,5 \text{ ВА} \leq 30 \text{ А}$$

Исходя из выше произведённого расчёта делаем вывод, что параметры ТТ, находящихся в КРУЭ 110 кВ, удовлетворяют условиям их выбора.

Проведем проверку для трансформаторов напряжения КРУЭ 110 кВ по:

- напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$$

$$110 \text{ кВ} \leq 145 \text{ кВ}$$

- конструкции и схеме соединения обмоток:
- Трёхобмоточный трансформатор, выполненный по схеме «У/У₀-0»;
- классу точности: 0,5;
- вторичной нагрузке:

$$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$$

Таблица 14 – Мощности приборов, подключенных к ТН

Прибор	S одной обмотки	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Нагрузка	
						P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	1,5	2	1	0	1	3	-
Счетчик активной энергии	2	2	0,38	0,925	2	8	7,4
Частотомер	3	1	1	0	1	3	-

Суммарная мощность приборов:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{19^2 + (7,4)^2} = 20,39 \text{ ВА}$$

$$20,39 \text{ ВА} \leq 30 \text{ ВА}$$

Параметры трансформаторов напряжения КРУЭ 110 кВ соответствуют условиям выбора.

6.6 Выбор ограничителей перенапряжения

Для защиты электрооборудования от грозových или коммутационных перенапряжений ОПН включается параллельно оборудованию.

Выбор ограничителей перенапряжения: предварительный выбор и окончательный выбор.

Первоначально ОПН выбирается по допустимому уровню напряжения:

$$U_{но} \geq \frac{U_{н.р.}}{\sqrt{3}}, \quad (48)$$

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

$U_{н.р.}$ – наибольшее рабочее напряжение сети (нормируется по ГОСТ 721).

Для повышения надежности ограничители перенапряжения нелинейные выбирают с наибольшим длительно-допустимым рабочим напряжением выше на 2-5 % наибольшего уровня напряжения в точке установки ОПН.

Определим расчетную величину рабочего напряжения ОПН:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{U_{max.раб}}{K_B}, \quad (49)$$

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

K_B – коэффициент, определяющийся по кривым вида $K_B = f(\tau)$, учитывает величину допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия, исходя из условий теплового баланса.

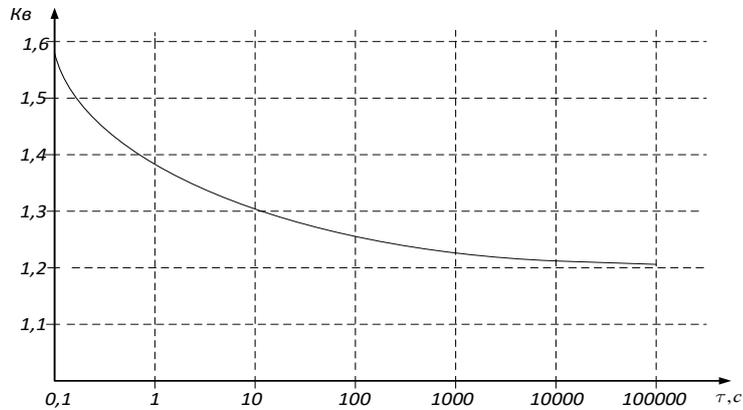


Рисунок 6 – График зависимости коэффициента K_B от длительности перенапряжения

Максимальное рабочее напряжение на подстанциях (на отправном конце линии) в нормальном режиме не должно быть более чем $1,2 \cdot U_{ном}$ в сетях до 35 кВ, $1,15 \cdot U_{ном}$ – в сетях 35-220 кВ.

Далее определим протекающий через ОПН импульсный ток.

На удаленном конце линии:

$$I_K = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B}. \quad (50)$$

На питающем конце линии (на шинах питающей подстанции):

$$I_K = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B} \cdot \left(1 + \frac{Z_B}{\beta \cdot L_{\Pi}} \right), \quad (51)$$

где U – амплитуда неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на варисторах ОПН при токе I_K , кВ;

Z_B – волновое сопротивление линии, Ом;

L_{Π} – предвключенная индуктивность питающей подстанции;

β – расчетная частота;

Так как ток I_K зависит от $U_{ост}$, то его значение можно определить через параметры точки пересечения вольт-амперной характеристики ограничителя и нагрузочной кривой.

Ориентировочное значение I_K для ОПН напряжением 10 и 110 кВ представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Характеристики коммутационных токов

$U_{ном}$, кВ	I_K для ОПН, устанавливаемых на ПСС
10	200-500
110	300-500

Определяем удельную энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (52)$$

где \mathcal{E} – энергия, поглощаемая ОПН;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение ОПН.

Поглощаемую ОПН энергию найдём по формуле, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (53)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

T – время распространения волны, мкс.

n – количество последовательных токовых импульсов.

На подстанции ОПН подключим к шинам ОРУ 110 кВ вблизи СТ. ТН на ОРУ 110 кВ будут находиться в зоне защиты данных ограничителей перенапряжения. Для защиты СТ со стороны 10 кВ и КРУ 10 кВ устанавливаем ОПН на каждую секцию КРУ 10 кВ.

Со стороны 10 кВ трансформатора установка не производится потому, что зона защиты ОПН, устанавливаемого на шинах КРУ 10 кВ, включает в себя силовой трансформатор в связи с их близким расположением [11].

Выбор ОПН на стороне 10 кВ.

Допустимое рабочее напряжение на стороне 10 кВ:

$$U_{нд} \geq \frac{1,2 \cdot 10,5}{\sqrt{3}} = 7,3 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени ($K_B = 1200$ с – данные каталога):

$$U_{расч.ОПН} = \frac{7,3}{1,21} = 6 \text{ кВ.}$$

Учитывая расчетные условия, выбираем ОПН марки POLIM I-12N.

Таблица 16 – Основные технические характеристики POLIM I-12N

Напряжение сети	6-35 кВ
Номинальное напряжение ОПН	4-44 кВ
Номинальный разрядный ток 8/20 мкс	10 кА
Выдерживаемый импульсный ток: - 4/10 мкс, - 1,2/2,5 мс, - прямоугольный импульс 2000 мкс,	100 кА 550 А 550 А
Класс разряда линии по МЭК 99-4	2
Удельная поглощаемая энергия	5,5 кДж/кВ
Ток взрывобезопасности	40 кА
Изгибающий момент	2500 Нм

Аналогично выберем ОПН на стороне 110 кВ. Допустимое рабочее напряжение на стороне 110 кВ:

$$U_{нд} \geq \frac{1,15 \cdot 115}{\sqrt{3}} = 76,4 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина напряжения ОПН:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{76,4}{1,21} = 63,14 \text{ кВ.}$$

Учитывая расчетные условия, выбираем ограничитель перенапряжений марки Rexlim Q96XV123, его технические характеристики показаны в таблице 17.

Таблица 17 – Технические характеристики Rexlim Q96XV123

Напряжение сети	110-420 кВ
Номинальное напряжение ОПН	90-360 кВ
Номинальный разрядный ток 8/20 мкс	10 кА
Выдерживаемый импульсный ток: - 4/10 мкс - 1,2/2,5 мс - прямоугольный импульс 2000 мкс	100 кА 900 А 900 А

Удельная поглощаемая энергия, Уном	4,5 кДж/кВ
Ток взрывобезопасности	50 кА
Изгибающий момент	2500 Нм

6.7 Выбор трансформаторов собственных нужд

Нагрузки СН ПС 110/10 кВ «СК-2» получают питание от двух ТСН 10/0,4 кВ. Состав потребителей зависит от мощности подстанции, трансформаторов, типа синхронных компенсаторов и используемого электрооборудования.

Наиболее важными потребителями собственных нужд являются система связи, оперативные цепи телемеханики, система охлаждения трансформатора, пожаротушения, аварийное освещение.

Мощность трансформаторов СН по их нагрузкам, учитывая коэффициент загрузки одновременности, отдельно учитывая летние / зимние нагрузки и нагрузки в период ремонтных работ на ПС.

При проектировании, основные нагрузки возможно определить по типовым проектам ПС, каталогам, принимаем ориентировочно $P_{уст}$ при $\cos\varphi = 0,85$, следовательно расчётную нагрузку вычислим по формуле:

$$S_{расч} = \frac{P_{уст}}{\cos\varphi} \times K_c \quad (54)$$

где K_c - коэффициент спроса, учитывающий коэффициент одновременности загрузки;

$P_{уст} = 410 \text{ кВт}$ ориентировочная установленная активная мощность СН.

$$S_{расч} = \frac{410}{0.85} \times 0.8 = 385 \text{ кВА}$$

Принимаем два трансформатора Trihal400.

7 ВЫБОР УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Любые электрические системы должны быть надёжными, экономичными, удобными и безопасными в эксплуатации и обеспечивать потребителей электроэнергией требуемого качества. Большую роль в выполнении этих требований играют устройства релейной защиты.

Для силовых трансформаторов предусматривается релейная защита от повреждений и ненормальных режимов работы. К повреждениям относят: - многофазные КЗ в обмотках и на выводах трансформатора; - однофазные КЗ на землю в обмотках и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью; - витковые замыкания в обмотках. К ненормальным режимам относят: - прохождение сверхтоков в обмотках при внешних КЗ; - прохождение сверхтоков при перегрузках трансформатора; - понижение уровня масла в маслонаполненных трансформаторах.

В данной работе рассчитываем РЗ трансформатора на базе микропроцессорного устройства «Сириус-Т».

7.1 Сведения о микропроцессорном устройстве «Сириус-Т»

Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-Т» предназначено для выполнения функций основной защиты двухобмоточного (в том числе с расщепленной обмоткой) трансформатора с высшим напряжением 10-220 кВ. Содержит максимальную-токовую защиту (МТЗ) ВН и МТЗ НН с внешним комбинированным пуском напряжения.

Функции защиты, выполняемые устройством:

- двухступенчатая дифференциальная токовая защита трансформатора (токовая отсечка и защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания);
- двухступенчатая МТЗ высшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения

(по дискретному входу). Предусмотрен автоматический ввод ускорения при включении выключателя ВН;

- одна ступень МТЗ низшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу). Действие на отдельное реле МТЗ-НН и на общие реле отключения с разными временами. Предусмотрен автоматический ввод ускорения при включении выключателя НН;

- защита от перегрузки с действием на сигнализацию.

Функции автоматики и сигнализации, выполняемые устройством:

- управление схемой обдува по двум критериям - ток нагрузки и сигналы от датчиков температуры;

- выдача сигнала блокировки РПН при повышении тока нагрузки выше допустимого;

- возможность подключения внешних защит, например, газовой защиты трансформатора;

- формирование сигнала устройством резервирования отказов выключателя (УРОВ) при отказах своего выключателя и исполнение входного сигнала УРОВ при отказах нижестоящих выключателей;

- контроль наличия питания терминала и его работоспособности;

- контроль небаланса в плечах дифференциальной токовой защиты с действием на сигнализацию.

7.2 Расчет дифференциальной защиты двухобмоточного трансформатора

Исходные данные:

СТ 110/10 кВ мощностью 40000 кВА. С (РПН) $\pm 16\% \pm 9$ ступеней с системой охлаждения вида «Д».

7.2.1 Выбор общих параметров дифференциальной защиты

Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора определим по формуле:

$$I_{НОМ.ПЕРВ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}. \quad (54)$$

Первичные токи на стороне ВН и НН соответственно равны:

$$I_{НОМ.ПЕРВ.ВН} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201 \text{ A};$$

$$I_{НОМ.ПЕРВ.НН} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2200 \text{ A}.$$

Коэффициент трансформации ТТ найдём как:

$$K_I = \frac{I_{ПЕРВ.ТТ}}{I_{ВТОР.ТТ}}. \quad (55)$$

Коэффициенты трансформации для сторон ВН и НН соответственно:

$$K_{ВН} = \frac{600}{5},$$

$$K_{НН} = \frac{4000}{5}.$$

Коэффициент схемы соединения обмоток ТТ для обоих трансформаторов равен 1.

Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора:

$$I_{НОМ.ВТОР} = \frac{I_{НОМ.ПЕРВ}}{K_I} \cdot k_{сх}. \quad (56)$$

На сторонах ВН и НН ток в плечах защиты равен:

$$I_{НОМ.ВТОР.ВН} = 2 \text{ А},$$

$$I_{НОМ.ВТОР.НН} = 2,63 \text{ А}.$$

Рассчитанные базисные токи сторон проверяем на попадание в допустимый диапазон выравнивания, определяемый номинальным током входа устройства. Для $I_{НОМ} = 5$, диапазон (1,01 – 10,00) А. Значения 2 и 2,63 укладываются в указанный диапазон.

7.2.2 Выбор уставок дифференциальной отсечки

Так как защиты трансформатора подключены к трансформаторам тока, установленным на стороне высшего напряжения трансформатора, поэтому необходимо знать, какие токи протекают по ним при повреждении на шинах низшего напряжения. Приведение токов КЗ к стороне ВН трансформатора выполняется по формуле:

$$I_{КЗ}^{(3)ВН} = \frac{I_{КЗ}^{(3)НН}}{K_T}, \quad (57)$$

где K_T – коэффициент трансформации силового трансформатора.

Максимальный ток внешнего КЗ равен:

$$I_{КЗ}^{(3)ВН} = 934 \text{ А}.$$

Расчетный ток максимального внешнего КЗ приведенный к номинальному току трансформатора (в относительных единицах) найдём по формуле:

$$I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС*} = \frac{I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС}}{I_{НОМ.ВН}} . \quad (58)$$

$$I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС*} = 4,64 \text{ о.е.}$$

Уставка дифференциальной отсечки рассчитывается по формуле:

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq k_{ОТС} \cdot k_{НБ} \cdot I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС*} \quad (59)$$

где $k_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2.

$k_{НБ}$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ, принимаем равным 0,7.

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 5,52 = 3,89.$$

Принимается ближайшая большая величина уставки дифференциальной отсечки $\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} = 4$.

Действительный ток срабатывания дифференциальной отсечки будет равен:

$$I_{ДИФ} = 4 \cdot 201 = 804 \text{ А.}$$

Проверим коэффициент чувствительности дифференциальной отсечки при КЗ на стороне ВН по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{ДИФ}}}; \quad (60)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{1682}{804} = 2,1 \geq 2.$$

Отсюда следует, что дифференциальная отсечка устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям по коэффициенту чувствительности.

7.2.3 Выбор уставок чувствительности дифференциальной защиты

Расчетный ток небаланса при протекании тока равного базисному (в относительных единицах):

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}. \quad (61)$$

где ε – относительное значение полной погрешности ТТ, принимается равным 0,1;

$K_{\text{ПЕР}}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим, принимается равным 2;

$K_{\text{ОДН}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока, принимается равным 1;

$\Delta f_{\text{добав}}$ – добавочная погрешность обусловленная неточностью задания номинальных токов, принимается равным 0,04.

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04 = 0,37 \text{ о.е.}$$

Проверим выполнение условия для выбора уставки срабатывания:

$$\frac{I_{\partial 1}}{I_{\text{баз}}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ}} . \quad (62)$$

$$1,3 \cdot 0,37 = 0,48.$$

Значение базовой уставки срабатывания принимаем равное 0,5.

Коэффициент снижения тормозного тока определяется по формуле:

$$K_{\text{СН.Т}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ}} . \quad (63)$$

$$K_{\text{СН.Т}} = 1 - 0,5 \cdot 0,37 = 0,815.$$

Расчетный коэффициент торможения, %:

$$K_{\text{ТОРМ}} = \frac{100 \cdot I_{\text{ДИФ}}}{I_{\text{ТОРМ}}} = \frac{100 \cdot K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ}}}{K_{\text{СН.Т}}} . \quad (64)$$

$$K_{\text{ТОРМ}} = \frac{100 \cdot 1,3 \cdot 0,37}{0,815} = 59\% .$$

Значение уставки второй точки излома $\frac{I_{m2}}{I_{\text{НОМ}}}$ имеет пределы $(1 - 2) \cdot I_{\text{НОМ}}$,

примем равное 2.

Значение уставки блокировки по второй гармонике $\frac{I_{\partial 2}}{I_{\partial 1}}$ имеет пределы

(0,06 – 0,2). Принимаем значение равное 0,15.

7.3 Расчёт уставок максимальной токовой защиты стороны ВН трансформатора

В соответствии с разделом «Выбор уставок токовой отсечки и максимально токовой защиты» при расчете уставок МТЗ ВН следует принимать следующие параметры:

коэффициент возврата реле $-k_g = 0,92$;

коэффициент запаса для отстройки от тока нагрузки $-k_{отс} = 1,2$;

коэффициент согласования с защитами предыдущих линий $-k_C = 1,1$.

Вычисляем I_{\max} нагрузки трансформатора по формуле:

$$I_{наг.ВН}^{\max} = \frac{S_{наг.ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}}, \quad (65)$$

где $S_{наг.ВН}$ – максимальная нагрузка трансформатора, кВА;

$U_{ном.ВН}$ – номинальное напряжение стороны ВН трансформатора, кВ.

$$I_{наг.ВН}^{\max} = \frac{51820}{\sqrt{3} \cdot 115} = 265 \text{ A}.$$

Ток срабатывания МТЗ-2 ВН равен:

$$I_{МТЗ} \geq \frac{k_{отс} \cdot k_{зан}}{k_g} \cdot I_{наг.ВН}^{\max}; \quad (66)$$

где $-k_{зан} = 1,5$ - коэффициент самозапуска двигателей согласно [12];

$k_g = 0,92$ - коэффициент возврата МТЗ ВН блока защит устройства «Сириус-Т» согласно [13].

$$I_{MT3} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,92} \cdot 265 = 518,5 \text{ A}$$

MT3 подключена к тем же трансформаторам тока, что и ТО со схемой соединения в звезду. Ток срабатывания реле MT3 равен:

$$I_{cp.MT3} \geq \frac{I_{MT3} \cdot K_{CX}}{K_{TT.BH}}; \quad (67)$$

$$I_{cp.MT3} = \frac{518,5 \cdot 1}{600 / 5} = 4,32 \text{ A}$$

Ток срабатывания может изменяться в пределах от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки MT3 принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве «Сириус-Т».

Принимаем $I_{cp.MT3} = 4,4 \text{ A}$.

Действительный ток срабатывания MT3 ВН найдем по формуле:

$$I_{MT3} = \frac{I_{cp.MT3} \cdot K_{TT.BH}}{K_{CX}}; \quad (68)$$

$$I_{MT3} = \frac{4,4 \cdot 600 / 5}{1} = 528 \text{ A}$$

Проверяем коэффициент чувствительности MT3 при КЗ на стороне НН (в точке К2).

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{K3}^{(2)}}{I_{MT3}}; \quad (69)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{1682}{528} = 3,2 \geq 1,5.$$

Исходя из выше представленных расчётов, можем сделать вывод, что МТЗ устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям чувствительности к МТЗ.

Выбираем время срабатывания МТЗ устройства «Сириус-Т» по следующей формуле:

$$t_{\text{МТЗ}} = t_{\text{max}} + \Delta t, \tag{68}$$

где t_{max} – максимальное время защит линий отходящих от шин НН трансформатора;

Δt – степень селективности, равна 0,5 с.

Время срабатывания МТЗ-2 ВН равно:

$$t_{\text{МТЗ}} = 2,0 + 0,5 = 2,5 \text{ с}$$

Используем выдержку времени в МТЗ-2 ВН устройства «Сириус-Т».

7.4 Расчёт уставок защиты от перегрузки трансформатора

Защита от перегрузки устанавливается, обычно, на питающей стороне трансформатора и действует на сигнал. Для контроля перегрузки двухобмоточного трансформатора достаточно следить за токами в одной из его обмоток.

Для удобства пользования в устройстве «Сириус-Т» можно вводить контроль токов как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН.

Уставки задаются во вторичных значениях токов своей стороны напряжения, определим их по формуле:

$$I_{\text{ПЕР}} \geq \frac{k_{\text{омс}}}{k_{\text{е}}} \cdot I_{\text{В.НОМ}}, \quad (70)$$

где $k_{\text{омс}}$ – коэффициент отстройки защиты от перегрузки равен 1,05;

$k_{\text{е}}$ – коэффициент возврата токового реле устройства «Сириус-Т» равен 0,92, согласно [9];

$I_{\text{В.НОМ}}$ – номинальный вторичный ток трансформатора на стороне установки защиты от перегрузки, в соответствии с [10] рекомендует определять с учетом возможности увеличения его на 5% при регулировании напряжения.

Для рассматриваемого трансформатора, номинальные вторичные токи на сторонах ВН и НН равны 2 и 2,6 А соответственно. Следовательно, расчетные значения уставки защиты от перегрузки равны:

$$I_{\text{ПЕР}} = \frac{1,05 \cdot 1,05}{0,92} \cdot 2 = 2,4 \text{ А};$$

$$I_{\text{ПЕР}} = \frac{1,05 \cdot 1,05}{0,92} \cdot 2,6 = 3 \text{ А};$$

Время действия защиты от перегрузок выбирается больше, чем время действия всех защит и оно равно:

$$T_{\text{ПЕРЕГР}} = t_{\text{МТЗ}} + \Delta t,$$

$$T_{\text{ПЕРЕГР}} = 2,5 + 0,5 = 3 \text{ с};$$

Используем выдержку времени $T_{\text{ПЕРЕГР}}$ в устройстве «Сириус-Т».

7.5 Газовая защита трансформатора

Основным элементом защиты является газовое реле BUCHHOLZ типа BF80/10, установленное в трубопроводе между основным баком и расширителем.

Газовая защита особенно эффективно действует в случаях:

- КЗ между пластинами сердечника;
- КЗ между фазами, витками обмоток;
- КЗ на землю;
- повреждения изоляции болта сердечника;
- перегрева некоторой части обмоток;
- плохих контактов;
- пробоя проходных изоляторов в баке трансформатора,
- падение уровня масла вследствие утечки или проникновение воздуха в результате дефекта в системе циркуляции масла.

Защита имеет две ступени срабатывания. Первая - срабатывает на сигнал и при снижении уровня масла ниже уровня сигнального элемента газового реле, вторая - при практически полном вытеснении масла из корпуса газового реле газом и действует без выдержки времени на отключение трансформатора со всех сторон и запретом АПВ выключателей. Действие газового реле на отключение и сигнал проходит через терминал основной и резервной защиты.

8 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

8.1 Расчёт заземлителя

Порядок расчёта заземлителей подстанции:

Чтобы человек при прикосновении к оборудованию находился в пределах заземлителя, контур сетки заземлителя выведем за границы оборудования на 2 м.

Площадь под заземлитель:

$$S = 3792 \text{ м}^2;$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке выполненных в виде прутков равным:

$$d = 16 \text{ мм}$$

Производим проверку заземлителя по следующим условиям:

Выполняем проверку сечения на:

- механическую прочность:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2 = \pi \cdot 8^2 = 201 \text{ мм}^2; \quad (71)$$

- термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{\text{молн}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{20^2 \cdot 10^6 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 97,6 \text{ мм}^2, \quad (72)$$

где $T = t_{01} = 0,2$ с – время действия релейной защиты при его отключении;

$\beta = 21$ (для стали) - коэффициент термической стойкости.

- стойкость к коррозии:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) = 3,14 \cdot 0,102 \cdot (16 + 0,102) = 5,2 \text{ мм}^2, \quad (73)$$

где

$$S_{CP} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0 = 0,102 \quad (74)$$

где $T = 240$ мес - период пользования за 20 лет

Сечение горизонтальных проводников должно соответствовать условию:

$$F_{М.П.} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{Т.С.} \text{ мм}^2; \quad (75)$$

где $H = 2$ м – толщина сезонных изменений грунта, по которой принимается глубина заложения вертикальных прутков, что позволит принять $\rho = const$.

$$F_{М.П.} \geq F_{\min} = F_{КОР} + F_{Т.С.} \text{ мм}^2; \quad (76)$$

$$F_{М.П.} = 201 \geq F_{\min} = 102,8 \text{ мм}^2, \text{ принимаем } d = 16 \text{ мм}.$$

Расстояние между полосами принимаем равным 8 м: $l_{П-П} = 8$ м.

Рассчитаем общую длину полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{l_{П-П}} = \frac{2 \cdot 3792}{8} = 948 \text{ м}; \quad (77)$$

Окончательная длина горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

Число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{948}{2 \cdot \sqrt{3792}} - 1 = 7,69; \quad (78)$$

Принимаем: $m = 8$

Длина стороны ячейки должна удовлетворять условию:

$$1,25 \leq a \leq 40$$

$$a = \frac{\sqrt{S}}{m} = 8 \text{ м};$$

$$1,25 \leq 8 \leq 40$$

Условие выполняется.

Длина горизонтальных полос:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{3792} \cdot (7 + 1) = 985 \text{ м} \quad (79)$$

Определяем количество вертикальных электродов.

Принимаем: $l_B = 3 \text{ м}$ - длина вертикального электрода;

Тогда:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot \sqrt{3792}}{8} = 30,7 \quad (80)$$

Принимаем: $n_B = 3l$.

Рассчитываем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{ЭР}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (81)$$

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

Выбираем глубину заложения заземлителей:

$$h_3 = 0 \div 0,1 \cdot \sqrt{S} \text{ м};$$

$$h_3 = 0 \div 10 \text{ м};$$

Принимаю: $h_3 = 0,7 \text{ м}$.

Расчётное удельное эквивалентное сопротивление грунта:

$$\rho_3 = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k \quad (82)$$

где ρ_1, ρ_2 – удельные электрические сопротивления верхнего и нижнего слоёв грунта, Ом/м;

k – коэффициент найдем по формуле:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_1} \right) \quad \text{при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \quad (83)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(h_3 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_6} \right) \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1 \quad (84)$$

Исходя из того, что $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{40}{30} = 1,3$ расчёт коэффициента k производим по формуле(83):

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{0,5}{5} \right) = 0,13 \quad (85)$$

Определим расчетное удельное эквивалентное сопротивление грунта:

$$\rho_3 = 30 \cdot \left(\frac{40}{30} \right)^{0,13} = 31,1 \text{ Ом/м}$$

Найдем расчетное сопротивление искусственного заземлителя :

$$R = 30,8 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{3792}} + \frac{1}{985 + 31 \cdot 3} \right) = 0,23 \text{ Ом}$$

A_{\min} - коэффициент подобия;

Принимаем: $A_{\min} = 0,4$.

Рассчитаем импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_3 + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (86)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{3792}}{(31,13 + 320) \cdot (20 + 45)}} = 2,01;$$

Определим импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R \cdot \alpha_u = 0,23 \cdot 2,01 = 0,46 \quad (87)$$

Условие $R_H < 0,5$ выполняется.

8.2 Молниезащита подстанции СК-2

Расчет молниезащиты будем производить, ориентируясь на нормированную зону А, так как напряжение подстанции равно 110 кВ. На подстанции принимаем и устанавливаем 2 стержневых молниеотвода установленных на прожекторных мачтах, два дополнительных, установленных на порталах 110 кВ. Самое высокое из защищаемых сооружений – линейный портал 110 кВ, высотой $h_x = 11,35$ м.

Нормируется два вида зон:

Зона А- надежность зоны должна быть более 0,995 и $U \leq 500$ кВ;

Зона Б- надежность зоны должна быть более 0,95 и $U > 500$ кВ.

Т.к. высота молниеотвода $h < 150$ м., то параметры внешней зоны защиты мы будем определять по следующим формулам:

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \quad (88)$$

где h_0 - эффективная высота молниеотвода, м;

h - принятая высота молниеотвода, м.

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h)h, \quad (89)$$

где r_0 - радиус зоны защиты на уровне земли, м.

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (90)$$

где h_x - высота защищаемого объекта, м;

r_x - радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта, м.

Произведём расчет внутренней зоны защиты для молниеотводов М3 и М4, установленных на прожекторных мачтах. $h=31,75$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \times 31,75)31,75 = 32,45 \text{ м}$$

$$r_{c0} = 32,45 \text{ м}$$

Определим радиус зоны защиты на уровне линейного портала 110кВ.
 $h_x=11,35 \text{ м}$

$$r_x = \frac{32,45(26,78 - 11,35)}{26,78} = 18,7$$

Аналогичный расчет производим для молниеприемников М1 и М2.

Результаты расчета приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Результаты расчета зоны защиты молниеотводов

Молниеотвод	Линейный портал 110кВ, М	Трансформатор, М	Земля, М
М1	6,36	14,03	20,54
М2			
М3	18,7	26,14	32,45
М4			

9 РАСЧЁТ ВЕРОЯТНОСТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЁЖНОСТИ

Одной из важнейших проблем является проблема надёжности. Вопрос о надёжности электроэнергетических объектов и систем является основным. При высокой аварийности энергосистем оценка надёжности и поиск возможных путей её повышения в ходе эксплуатации и при проектировании становятся задачами, которые нужно решить в первую очередь.

Надёжность электроснабжения возможно обеспечить путём резервирования элементов и частей систем электроснабжения, участков электрических сетей, устройств релейной защиты и автоматики (РЗ и А) и т.д., что связано со значительными капиталовложениями.

Проблема надёжности всегда занимала центральное место при эксплуатации. К средствам, с помощью которых повышается надёжность, (устраняется авария или предотвращается ее развитие) относятся РЗ и А, схемные и режимные мероприятия, например, неполнофазные режимы, плавка гололеда, резервирование, увеличение пропускной способности элементов сети.

Показатель надёжности – количественная характеристика одного или нескольких свойств, определяющих надёжность объекта.

В качестве основных показателей надёжности используются следующие:

- T_i - время безотказной работы, [ч или г];
- τ_i - время восстановления, [ч или г];
- T - среднее время безотказной работы, [ч или г];
- τ - среднее время восстановления, [ч или г];;
- ω - среднее значение параметра потока отказов, (год^{-1});
- λ - средняя интенсивность отказов, (год^{-1});
- $Q(t)$ - вероятность отказов в заданный промежуток времени
- $P(t)$ - вероятность безотказной работы в заданный промежуток времени
- $Q(t) + P(t) = 1$;
- k_r – коэффициент готовности;

- q – коэффициент простоя;
- ΔW - условный недоотпуск энергии в течении года;
- $У$ - средний ущерб от нарушения функционирования.

В данном дипломном проекте оценивается надежность схемы электро-снабжения стартового комплекса в нормальном режиме.

Исходные данные для расчёта приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Параметры элементов схемы.

Элементы схемы	ω	T_B , ч	μ	T_p , ч	$a_{оп}$	$a_{кз}$	$Q_{эл}$	$P_{эл}$
Выключатели 110 кВ	0,016	40	0,14	23	0,006	0,013	0,00026684	0,99973316
Выключатели 10 кВ	0,009	20	0,14	10	0,003	0,002	0,000078	0,999922
Трансформаторы 110 кВ	0,014	70	0,75	28	–	–	0,000112	0,999888
Сборные шины 110 кВ	0,016	5	0,166	4	–	–	0,000913	0,999087
Сборные шины 10 кВ	0,03	7	0,166	5	–	–	0,000336	0,999664
Разъединители 110 кВ	0,01	11	0,166	8	–	–	0,000126	0,999824
Разъединители 10 кВ	0,01	7	0,166	4	–	–	0,000008	0,999992
Воздушная линия 110 кВ(10,227км)	0,66	11	1,6	15,5	–	–	0,000249	0,999751
Кабельная линия 10 кВ(7,55км)	7,5	16	1	2	–	–	0,000281	0,999719

Определим вероятности отказа и безотказной работы каждого элемента нашей схемы.

Вероятность отказа определяем по формуле:

$$q = \frac{\omega \cdot T_B}{8760}, \quad (91)$$

Вероятность безотказной работы определяем как:

$$p = 1 - q. \quad (92)$$

Вероятности для трансформатора:

$$q = \frac{0,014 \cdot 70}{8760} = 0,000112,$$

$$p = 1 - 0,000112 = 0,999888$$

Для сборных шин 110 кВ:

$$q = \frac{0,016 \cdot 5}{8760} = 0,000913 ; p = 1 - 0,000913 = 0,999087$$

Для сборных шин 10 кВ:

$$q = \frac{0,03 \cdot 7 \cdot 14}{8760} = 0,000336 ; p = 1 - 0,000336 = 0,999664$$

Для ВЛ 110 кВ:

$$q = \frac{0,66 \cdot 11 \cdot 30}{8760 \cdot 100} = 0,000249 ; p = 1 - 0,000246 = 0,999751$$

Для КЛ 10 кВ:

$$q = \frac{7,5 \cdot 16 \cdot 20,5}{8760 \cdot 100} = 0,000281 ; p = 1 - 0,000281 = 0,999719$$

Для разъединителей 110 кВ:

$$q_p = \frac{0.01 \cdot 11}{8760} = 0.0000126; \quad p_p = 1 - 0.0000126 = 0.9999874$$

Для разъединителей 10 кВ:

$$q_p = \frac{0.01 \cdot 7}{8760} = 0.000008; \quad p_p = 1 - 0.000008 = 0.999992$$

Для выключателей найдем вероятность отказа по формуле:

$$q_{\text{в}} = q_{\text{ст}} + q_{\text{оп}} + q_{\text{авт}} + q_p \quad (93)$$

где $q_{\text{ст}}$ – вероятность отказа выключателя в статическом состоянии по (91);

$q_{\text{оп}}$ – вероятность отказа выключателя при оперативных переключениях по (94);

$q_{\text{авт}}$ – вероятность отказа выключателя при КЗ по (95);

q_p – вероятность отказа разъединителей по (91).

$$q_{\text{оп}} = N \cdot a_{\text{оп}} \cdot q_{\text{л}} \quad (94)$$

где N – число оперативных переключений

$$q_{\text{авт}} = a_{\text{к}} (q_{\text{дфз}} + q_{\text{г}}) \cdot q_{\text{т}} \quad (95)$$

где $q_{\text{дфз}} = 0.022$ – вероятность отказа ДЗТ;

$q_{\text{г}} = 0.003$ – вероятность отказа газовой защиты трансформатора.

Для выключателей 110 кВ:

$$q = \frac{0.016 \cdot 40}{8760} + 0.006 \cdot 6 \cdot \frac{40}{8760} + 0.013 \cdot (0.022 + 0.003) \cdot 0.000112 + 0.000249 \cdot (1 + 0.304) +$$

$$+ 2 \cdot 0.0000126 = 0.00026684$$

$$p = 1 - 0.00026684 = 0.9997332$$

Для выключателей 10 кВ:

$$q = \frac{0.009 \cdot 20}{8760} + 0.003 \cdot 6 \cdot \frac{20}{8760} + 0.002(0.022 + 0.003)0.000112 +$$

$$+ 7 \cdot 0.000024) + 2 \cdot 0.00000799 = 0.000078$$

$$p = 1 - 0.000078 = 0.999922$$

Для линейных выключателей на напряжение 10 кВ учтём отказ только в стационарном состоянии:

$$q = 7 \cdot \frac{0.009 \cdot 20}{8760} = 0.000144$$

$$p = 1 - 0.000144 = 0.999856$$

На рисунке 13 представлена схема с точки зрения надёжности

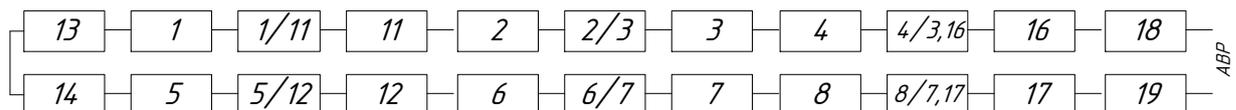


Рисунок 13 – Схема с точки зрения надёжности

Определяем вероятность отказа и вероятность безотказной работы схемы, состоящей из параллельно и последовательно соединенных элементов:

$$p_{Э1} = p_{13}p_1p_{1/11}p_{11}p_2p_{2/3}p_3p_4p_{4/3,16}p_{16}p_{18}=0,995624094 \quad (96)$$

$$p_{Э2} = p_{Э1} = 0.995624094.$$

$$q_c = (1-0,995624094^2) = 0,008733$$

$$p_c = 1-0,008733 = 0,991267$$

Определяем вероятность отказа системы с учетом АВР. Учет АВР осуществляем по формуле полной вероятности при этом вероятность отказа системы равна:

$$\begin{aligned} q_c = & q(S/A_1A_2A_3A_4)p(A_1)p(A_2)p(A_3)p(A_4)+q(S/A'_1A_2A_3A_4)q(A_1)\times p(A_2)p(A_3)p \\ & (A_4)+q(S/A_1A'_2A_3A_4)p(A_1)q(A_2)p(A_3)p(A_4)+q(S/A_1A_2A'_3A_4)p(A_1)p(A_2)q(A_3)p(A_4)+ \\ & q(S/A_1A_2A_3A'_4)p(A_1)\times p(A_2)p(A_3)q(A_4)+q(S/A'_1A'_2A_3A_4)q(A_1)q(A_2)p(A_3)p(A_4)+ \\ & q(S/A'_1A_2A'_3A_4)q(A_1)p(A_2)q(A_3)p(A_4)+q(S/A'_1A_2A_3A'_4)q(A_1)\times p(A_2)p(A_3)q(A_4)+q(S \\ & /A_1A'_2A'_3A_4)p(A_1)q(A_2)q(A_3)p(A_4)+q(S/A_1A'_2A_3A'_4)p(A_1)q(A_2)p(A_3)q(A_4)+q(S/A_1 \\ & A_2A'_3A'_4)p(A_1)\times p(A_2)q(A_3)q(A_4)+q(S/A_1A'_2A'_3A_4)p(A_1)q(A_2)q(A_3)p(A_4)+q(S/A'_1A'_2 \\ & A'_3A_4)q(A_1)q(A_2)q(A_3)p(A_4)+(S/A'_1A'_2A_3A'_4)q(A_1)\times q(A_2)p(A_3)q(A_4)+q(S/A'_1A_2A'_ \\ & A'_3A_4)q(A_1)p(A_2)q(A_3)q(A_4)+q(S/A_1A'_2A'_3A'_4)p(A_1)q(A_2)q(A_3)q(A_4)+q(S/A_1A_2A_3A_4) \\ & p(A_1)\times p(A_2)p(A_3)p(A_4)+q(S/A_1A_2A_3A_4)p(A_1)p(A_2)p(A_3)p(A_4)+q(S/A'_1A'_2A'_3A'_4)q(\\ & A_1)q(A_2)q(A_3)q(A_4). \end{aligned} \quad (97)$$

где A_1, A_3 – события, означающие успешную работу РЗ;

A_2, A_4 -события, означающие успешную работу АВР;

A'_1, A'_3 – отказ РЗ;

A'_2, A'_4 – отказ АВР.

$$A_1 = A_3 = 0.025.$$

$$A_2 = A_4 = 0.12.$$

$$q_C = 0.00152 \cdot (1-0.025)^2 (1-0.12)^2 + 0.5(0.0000045 + \\ + 0.000242 + 0.0068445 + 2(0.009438 + 0.050193 + 0.000033 + \\ + 0.0001755) + 4 \cdot 0.001287) = 0.06708.$$

$$p_C = 1 - 0.06708 = 0.93292.$$

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

10.1 Безопасность

Комплектное распределительное устройство элегазовое обеспечивает высокий уровень безопасности по отношению к воздействиям, которые могут нанести вред персоналу, но КРУЭ может представлять потенциальный риск вследствие [16]:

- высокого номинального давления изоляционной среды внутри оболочки КРУЭ;

- сброса давления в аварийных условиях при воздействии внутренней дуги, поскольку в экстремальных условиях дуга может прожечь оболочку КРУЭ. Эти явления приводят к внезапному выбросу горячего газа;

- сложности монтажа при вводе оборудования в эксплуатацию и при ремонте с заменой элементов;

- возможного появления большой концентрации элегаза при разгерметизации объёмов КРУЭ, а также вредных продуктов распада элегаза при повреждениях КРУЭ с коротким замыканием.

Изоляция главных цепей КРУЭ, с частичной или полной изоляцией элегазом, цепей управления, вспомогательных цепей и вторичных обмоток измерительных трансформаторов соответствует требованиям ГОСТ 1516.3.

Температура нагрева частей оболочек КРУЭ:

- доступных для прикосновения, в нормальных условиях обслуживания оборудования – не выше 70 °С;

- не доступных для прикосновения в нормальных условиях обслуживания оборудования – не выше 80 °С.

Конструкция опорных изоляторов учитывает воздействие наибольшего возможного в эксплуатации давления газа и динамические действия от токов КЗ, протекающих по токопроводам.

Цепи заземления КРУЭ устойчивы к воздействию сквозных токов короткого замыкания при длительности протекания тока термической стойкости.

Зажимы заземления КРУЭ выполнены по ГОСТ 21130 и соответствуют ГОСТ 12.007.0. Не допускается использование для заземления крепежных деталей.

Болт (винт, шпилька) для заземления размещен на изделии в безопасном и удобном для подключения заземляющего проводника месте. В месте присоединения заземляющего проводника должен быть нанесен (например, при помощи краски) нестираемый при эксплуатации знак заземления [17].

Заземляемые элементы в пределах ячейки КРУЭ до места подключения к корпусу внешних заземляющих проводников рассчитаны на полный ток КЗ на землю. Все подлежащие заземлению части аппаратов и приборов, установленных в ячейке КРУЭ, имеют электрический контакт с корпусом ячейки КРУЭ. Значение сопротивления между каждой доступной прикосновению металлической нетоковедущей частью КРУЭ, которая может оказаться под напряжением, и местом подключения корпуса ячейки к заземляющей магистрали (заземляющим болтом) не должно превышать 0,1 Ом.

Для обеспечения заземления все корпуса элементов токоведущего контура в пределах КРУЭ электрически соединены между собой. Корпуса элементов ячейки имеют места для подсоединения к контуру заземления.

Шины заземления разных полюсов КРУЭ объединены общей заземляющей шиной.

Для ограничения шагового напряжения и напряжения касания при длине токопровода более 10 м промежуточные шины заземления, отходящие к контуру заземления КРУЭ, установлены на расстоянии 6-10 м.

В ячейках КРУЭ прокладка вспомогательных цепей производится в экранированных оболочках, защищенных от коррозии. В местах закрепления проводов под металлические крепежные детали (скобы, хомуты и т. д.) подложены изолирующие ленты.

Опасность работы с чистым элегазом обусловлена особенностью элегаза заполнять, вытесняя из них воздух, создавая атмосферу, непригодную для дыхания. Предельно допустимая концентрация (ПДК) в воздухе рабочей зоны

производственных помещений ПДК составляет 5000 мг/м³ [1].

При выполнении каких-либо работ с элегазом и элегазовым оборудованием (заполнение, дозаполнение, отбор пробы на анализ и т.д.) в помещении запрещается курить, пользоваться нагревательными приборами и открытым пламенем.

При выбросе чистого элегаза из трансформатора немедленно производится включение аварийной вентиляции на срок, обеспечивающий снижение концентрации до ПДК. Категорически запрещается оставлять открытыми сосуды заполненные элегазом.

При электрическом пробое изоляции элегазового оборудования, а также при коммутациях в элегазе, происходит накопление в оборудовании вредных для здоровья человека газообразных (фтор, фтористый водород, низшие фториды серы и продукты их гидролиза) и твердых (фториды, сульфиды и другие соединения металлов, на которых горела дуга) веществ. Эти продукты разложения элегаза ядовиты и обладают резким, специфическим запахом. При аварийном выбросе элегаза из аппарата (в результате разрыва мембраны, прожога оболочки) необходимо включить аварийную вентиляцию и проветрить помещение до снижения концентрации вредных веществ в пределах ПДК.

При необходимости экстренного выполнения работ в помещении, воздух которого загрязнен продуктами разложения элегаза, необходимо воспользоваться изолирующим сертифицированным противогазом: если выброс элегаза в расчете на объем помещения не превышает 1 % по объему и в помещении отсутствует углубление, предрасположенное к затоплению, то для работы может быть использован фильтрующий противогаз.

Перед вскрытием элегазовый аппарат должен быть освобожден от элегаза или продуктов распада элегаза с применением дополнительного адсорбционного фильтра-поглотителя для удаления продуктов разложения и отвакуумирован.

Удаление твердых продуктов разложения элегаза из аппарата производится пылесосом с дополнительным бумажным фильтром с применением спе-

циальных средств защиты персонала – костюма, респиратора, рукавиц, бахил. Адсорбент должен быть нейтрализован водой или щелочью. Хлопчатобумажные средства защиты подлежат машинной стирке.

Температура на поверхности органов управления, предназначенных для выполнения операций без применения индивидуальной защиты рук, а также для выполнения операций в аварийных ситуациях во всех случаях, не должна превышать 40 °С для органов управления, выполненных из металла, и 45 °С – для выполненных из материалов с низкой теплопроводностью.

Рукоятки приводов заземлителей окрашены в красный цвет. При съемных рукоятках полоса красного цвета шириной не менее 20 мм должна быть нанесена также на привод заземлителей или должен быть окрашен элемент привода.

Усилие, необходимое для оперирования разъединителем и заземлителем, прикладываемое к рукоятке привода, требующей поворота привода до одного оборота, не должно превышать 250 Н.

На протяжении угла поворота до 15° включительно допускается амплитудное значение усилия, равное 450 Н.

Усилие, необходимое для оперирования разъединителем и заземлителем, прикладываемое к рукоятке привода, вращаемой более одного оборота, должно быть не более 60 Н с возможным увеличением усилия до 120 Н на протяжении не более 10 % общего числа требуемых оборотов.

Шафы элементов КРУЭ выдерживают не менее 2000 открываний и закрытий дверей.

Разъемные контактные соединения вспомогательных цепей выдерживают не менее 500 включений и отключений.

В ячейках комплектных распределительных устройств элегазовых предусмотрены блокировки, указанные в ГОСТ 12.2.007.4:

а) не допускающая включение или отключение разъединителей при включенном выключателе первичной цепи;

б) между разъединителем и заземлителем, не допускающая включение разъединителей при включенных заземлителях, либо включение заземлителей

при включенных разъединителях;

в) исключая работу электродвигателей приводов разъединителей и заземлителей при их оперировании с помощью рукоятки.

Кроме того, предусмотрено наличие сигнализации для случаев, когда плотность изолирующего газа снижается до минимальной плотности.

Двери шкафов элементов КРУЭ имеют замки, которые открывают одним ключом.

10.2 Экологичность

Загрязнение окружающей среды трансформаторным маслом.

Вследствие механических повреждений наружного корпуса силового трансформатора высока вероятность растекания технического (трансформаторного) масла на землю. Чтобы предотвратить процесс растекания масла и избежать распространения пожара на подстанции, при возгорании силовых трансформаторов с массой масла свыше 1 тонны, на подстанции устанавливают маслоборники, маслоприемники и маслоотводы.

На проектируемой подстанции «СК-2» установлены два силовых трансформатора марки ТДН-40000/110/10. Параметры трансформатора этой марки представлены в таблице [18].

Таблица – Параметры трансформатора ТДН-40000/110/10

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, мм		
		полная	масла	H	L	B
ТДН-40000/110/10	40	61,5	14,74	6000	6500	4000

Так как масса трансформаторного масла меньше 20т., то согласно [8] маслоприемник под трансформатор выполняем без отвода масла. Габариты маслоприемника для силового трансформатора марки ТДН-40000/110/10 должны выступать за габариты электрооборудования более чем на 1,5 м [8].

При этом габарит маслоприемника принимается согласно [8] меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородок располагаемых от трансформатора на

расстоянии не менее 2м.

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100% объема масла, залитого в трансформатор, и 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью $0,2 \text{ л/с}\cdot\text{м}^2$ в течение 30 мин.

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла производится передвижными средствами. При этом выполняется простейшее устройство для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике.

На ПС «СК-2» установлен маслоприёмник без отвода масла, заглубленной конструкции с установкой металлической решётки на нём (поверх решётки насыпан гравий толщиной слоя 0,25 м).

Гравийная засыпка маслоприемника должна содержаться в чистом состоянии и промываться не реже одного раза в год, а в случае невозможности её промывки (образование твёрдых отложений, появление растительности) должна осуществляться замена гравийной засыпки.

Трансформаторы мощностью 40 МВА на напряжение 110 кВ, установленные на ПС «СК-2» по паспортным данным имеют полную массу 61,5 т. Масса масла в трансформаторе составляет 14,74 т, а его объем вычисляется по выражению [5]:

$$V = \frac{m}{\rho_m} = \frac{14,74}{0,895} = 16,5 \text{ м}^3, \quad (98)$$

где ρ_m - плотность трансформаторного масла, для масла марки Т-750 – $\rho_m = 895 \text{ кг/м}^3$ [6].

Маслоприемник так же должен вмещать 80% воды от пожаротушения, поступающей в течение 30 минут со скоростью $0,2 \text{ л/с}\cdot\text{м}^2$. Определим, сколько воды расходуется за этот период ($30_{\text{мин}} = 1800_{\text{сек}}$):

$$Q_B = 0,2 \cdot 1800 = 360 \text{ л/м}^2$$

Найдём площадь поверхности на которую поступает вода на пожаротушение.

$$S' = 2 \cdot [(H \cdot B) + (H \cdot L)] = 2 \cdot [(6 \cdot 4) + (6 \cdot 6,5)] = 63 \text{ м}^2 \quad (99)$$

Зная площадь поверхности на которую поступает вода и её количество, можно найти объём воды необходимый на пожаротушение.

$$V' = S' \cdot 360 \cdot 0,001 \cdot \frac{80\%}{100\%} = 18,14 \text{ м}^3 \quad (100)$$

Зная объём воды и объём масла, можно найти полный объём маслоприёмника.

$$V = V' + V = 16,5 + 18,14 = 34,64 \text{ м}^3 \quad (101)$$

Площадь маслоприёмника:

$$S = L' \cdot B' = 9,5 \cdot 7 = 66,5 \text{ м}^2, \quad (102)$$

где $L' = L + \Delta = 6,5 + (2 \cdot 1,5) = 9,5 \text{ м}$ - длина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$L = 6,5 \text{ м}$ - длина трансформатора [18];

$\Delta = 1,5 \text{ м}$ - размер выступа за габариты единичного электрооборудования, зависящий от массы трансформаторного масла находящегося в электрооборудовании, при массе трансформаторного масла от 10 до 50т [8];

$B' = B + \Delta = 4 + (2 \cdot 1,5) = 7 \text{ м}$ - ширина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$B = 4 \text{ м}$ - ширина трансформатора [18].

Для трансформатора ТДН-40000/110/10 выбираем маслоприемник прямоугольной формы, заглубленного исполнения, объемом 35 м^3 . На маслоприемник устанавливаем металлическую решетку, а поверх нее производим засыпку гравием или щебнем толщиной слоя $0,25 \text{ м}$.

Вычислив объем занимаемый маслом, водой, и рассчитав площадь, маслоприемника, можно определить его глубину.

Глубина маслоприемника определяется по формуле [19]:

$$h = \frac{V}{S} + h_1 + h_2 = \frac{34,64}{66,5} + 0,25 + 0,05 = 0,85 \text{ м}, \quad (103)$$

где $h_1 = 0,25 \text{ м}$ - толщина гравийной засыпки [8],

где $h_2 = 0,05 \text{ м}$ - воздушный промежуток между решеткой и маслом [8].

Схема маслоприёмника приведена на рисунке 12.

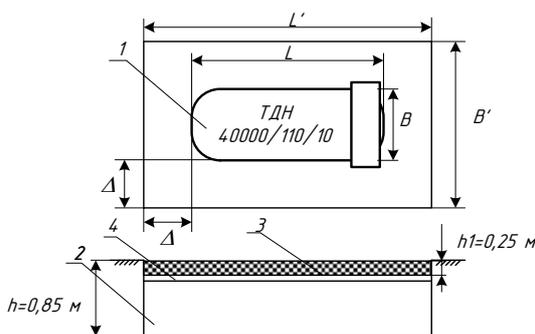


Рисунок 8 – Схема маслоприёмника

На рисунке 8 показаны: 1 – трансформатор; 2 – маслоприёмник; 3 – гравийная засыпка; 4 – воздушный зазор между решеткой и трансформаторным маслом;

При загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на свежее. Для этого производится слив масла из трансформаторов.

Перед началом сливных операций должны проверяться правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб.

Наконечники шлангов должны изготавливаться из материала, исключающего возможность искрообразования при ударе.

Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства.

Запрещается слив масла в открытые сливные люки, а также во время грозы.

При открытии сливных устройств должны применяться инструмент, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования.

Во время слива должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике следует немедленно приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

Маслоочистительные установки (сепараторы), установленные стационарно, должны иметь исправную дренажную систему, а приёмный бак грязного масла – мерное стекло с защитным кожухом от повреждений. Под фильтр - прессами должны устанавливаться поддоны для сбора масла и удаления его в специальную ёмкость.

Слив масла из трансформаторов и реакторов на ремонтной площадке должен осуществляться путём подключения переносных шлангов к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства и с использованием специальных баков для этих целей. Пролитое масло убирают.

10.3 Чрезвычайная ситуация

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

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и аппаратов.

Порядок тушения пожара на энергообъекте:

1) Немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего

лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц [21].

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Для пожаротушения трансформаторов 40 МВ·А на подстанции может быть предусмотрена автоматическая система пожаротушения распыленной водой, включающая в себя насосную станцию пожаротушения с насосами ДЗ20-50, камеру переключения задвижек, сухотрубопроводов, трубную обвязку автотрансформаторов с оросителями ОПДР-15 и пожарные резервуары.

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

Наружное пожаротушение осуществляется передвижными устройствами от пожарных гидрантов с расходом 10 л/с.

Кроме этого, как уже было сказано, с целью ограничения пожара в случае загорания масла под трансформатором оборудуется специальная маслоприемная яма, покрытая решеткой, поверх которой насыпают гравий. При по-

жаре трансформатора масло из бака через нижний спускной кран сливают через гравий в яму.

Пуск средств пожаротушения осуществляется при срабатывании датчика пожарной сигнализации в помещении и при срабатывании защит авто-трансформатора, реагирующих на внутренние повреждения (газовой или дифференциальной).

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

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов - отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели.

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

Для обеспечения взрывобезопасности в помещении аккумуляторной предусматривается принудительная вентиляция с резервом оборудования, а также установка электродвигателей вентиляторов и светильников во взрывобезопасном исполнении.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был выполнен следующий объем работ:

- 1) Посчитаны электрические нагрузки ПС «СК-2».
- 2) Выбраны СТ с учетом КРМ.
- 3) Произведен расчет токов КЗ и рабочих токов для выбора и проверки электрооборудования высокого напряжения.
- 4) Произведен выбор высоковольтного оборудования, КРУ 10 кВ, КРУЭ 110 кВ.
- 5) Произведен расчет РЗ трансформатора на базе «Сириус-Т».
- 6) Произведен расчет заземления и молниезащиты ПС «СК-2».
- 7) Рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при эксплуатации КРУЭ. Произведен расчет маслоприемника на подстанции;

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Базуткин, В.В. Техника высоких напряжений: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 487 с.
- 2 Булгаков А.Б. Б40 Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к лабораторным работам / Булгаков А.Б. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 179с.
- 3 Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/products/146/> (дата обращения: 2.05.2019).
- 4 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ.ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2009. – 964 с.
- 5 ГОСТ 32144-2013«Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»/ Межгосударственный стандарт– М.: Стандартиформ, 2014.
- 6 Козлов, А.Н. Электромеханические переходные процессы в электрических системах. Учебно-методическое пособие к курсовому проектированию / А.Н. Козлов, В.А. Козлов, А.С. Степанов. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2013. – 112 с
- 7 Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» – Чебоксары :ФСК ЕЭС, 2014. –184с.
- 8 Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел / ОР-ГРЭС - М.: СПО Союзтехэнерго, 1995. – 87 с.
- 9 Микропроцессорное устройство основной защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус-Т». Техническое описание, руководство по эксплуатации, паспорт, ЗАО «Радиус Автоматика».- М., 2003. – 70 с.
- 10 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции : Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. – Благовещенск : Изд-во АмГУ. 2013. – 201 с.

- 11 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 5-е изд.,- Изд-во БХВ- 2013. - 608 с.
- 12 Правила устройства электроустановок/ Минэнерго РФ. – 7-е изд. – М.:
- 13 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М. : 2012. – 151 с.
- 14 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей: ПТЭЭП. – Москва, 2003 г. – 386 с.
- 15 Рекомендации по выбору уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» и «Сириус-ТЗ», ЗАО «Радиус Автоматика».- М., 2004. –11 с.
- 16 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.
- 17 Савина, Н.В. Надёжность систем электроэнергетики: учебное пособие. – Благовещенск: Изд-во Амур.гос. ун-та, 2011. – 270 с.
- 18 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с. Энергоатомиздат, 2003.
- 19 СТО 56947007- 29.240.35.184-2014. СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «ФСК ЕЭС» Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. СТО 56947007-29.240.35.184-2014. –78 с.
- 20 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий : учеб. пособие : доп. Мин. высш. и сред. спец. обр. СССР / А. А. Фёдоров, Л. Е. Старкова. - М. : Энергоатомиздат, 2010. - 368 с.
- 21 Шабад, М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. –СПб.: ПЭИПК, 2003. – 555 с

- 22 Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения: методическое пособие для курсового проектирования / В.П. Шеховцов. – М. : ФОРУМ, 20012. – 214 с.
- 23 Электротехнический справочник. Т.2. Электротехнические изделия и устройства / Под общ.ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: издательство МЭИ, 2001. – 518 с